

Panamá, 28 de Mayo de 2014

**COMENTARIOS
CONSULTA PÚBLICA No.03-14**

**PROPUESTA DE INGRESO
MÁXIMO PERMITIDO (IMP)
RESOLUCIÓN AN No.7321-Elec
DE 29 DE ABRIL DE 2014**

**EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A.
(EDECHI)**

COMENTARIOS A LA CONSULTA PÚBLICA No.03-14
PROPUESTA DE INGRESO MÁXIMO PERMITIDO (IMP) DE LA EMPRESA DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA CHIRIQUÍ, S.A. (EDECHI)
RESOLUCIÓN AN No.7321-Elec DE 29 DE ABRIL DE 2014

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	4
ORGANIZACIÓN DE ESTE DOCUMENTO	6
1 MARCO LEGAL QUE GOBIERNA LA ACTUACIÓN DE LA ASEP EN LA DETERMINACIÓN DEL IMP	7
1.1 El Principio de Legalidad.....	7
1.2 El Principio de Viabilidad Financiera y la Seguridad Jurídica	8
1.3 Criterios Legales para la Determinación del IMP.....	9
2 IMPACTO DE LA PROPUESTA EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE PANAMÁ.....	9
2.1 Afectación de la Suficiencia Financiera	10
3 OBSERVACIONES RELATIVAS AL ARCHIVO DE CÁLCULO DEL IMP	10
3.1 Descuento por Inversiones No Ejecutadas.....	10
3.2 Inconsistencia en Tasas de Depreciación.....	13
3.3 Pérdidas de Energía.....	15
3.3.1 Pérdidas No Técnicas Gestionables.....	16
3.4 Proyección de la Demanda Máxima	16
3.4.1 Factor de Carga	16
3.4.2 Cantidad de Luminarias de Alumbrado Público.....	18
4 OBSERVACIONES RELATIVAS AL CÁLCULO DEL ACTIVO BRUTO Y ACTIVO NETO INICIALES.....	18
4.1 Cálculo del Activo Neto	18
4.2 Asignación Activos de “Propiedades y Planta”	21
4.3 Factor de Eficiencia en Inversiones de Alumbrado Público.....	21
4.4 Factor de Eficiencia para Inversiones en 2014.....	21
4.5 Factor de Eficiencia de las Inversiones 2010 a 2013	21
4.5.1 Factor de Eficiencia por Precio	22
4.5.2 Factor de Eficiencia por Asimetría	23
4.5.3 Fecha de Activación	23
4.5.4 Criterio para Definir Inversión o Gasto.....	24
4.5.4.1 Criterio Costo Material Nulo.....	24
4.5.4.2 Costo de Mano de Obra superior a 95% o inferior a 5%	24
4.5.4.3 Costo Total Mínimo Menor a B/.100.00	25
4.5.4.4 Cantidad de Postes <= 2 y Longitud de Conductor < 50/20 m (aéreo/subt)	25
4.5.4.5 Cantidad Nula	26
4.6 Truncamiento de archivos formato txt.....	26
5 OBSERVACIONES RELATIVAS AL CÁLCULO DE LOS COSTOS E INVERSIONES EFICIENTES	26
5.1 Aplicación del DEA.....	26
5.1.1 Variantes detectadas en la Aplicación del DEA.....	27
5.1.2 Información Incompleta.....	27
5.1.3 Se aplica una variante del DEA que sirve otros fines	28

5.1.4 No Resultan las 40 Empresas Comparadoras Señaladas en el Informe	29
5.1.5 Scores de Eficiencia Reportados por ASEP	29
5.1.6 El Criterio de Eficiencia Adoptado No Genera las 40 Empresas Comparadoras	29
5.1.7 Falta de Continuidad Regulatoria	30
5.2 Eliminación de Empresas con Menos de 35,000 Clientes	30
5.3 Datos de Activos de Redes con Tensión de 24 kV a 115 kV	30
5.4 Datos Empresas de la FERC y de Panamá.....	32
5.4.1 Demanda Máxima Coincidente asociada a Ventas para Reventa	32
5.4.2 Asignación de Planta General	33
5.4.3 Asignación de Gastos Administrativos.....	33
5.4.4 Datos Empresas FERC Eficientes y de Panamá.....	33
5.4.5 Datos de Empresas de Panamá para correr el DEA	35
5.5 Ajuste del Costo de Mano de Obra (CLR)	36
5.5.1 Cálculo del Costo Laboral Relativo (CLR)	36
5.5.2 Duplicación del Ajuste por Productividad.....	40
5.6 Cálculo de Porcentaje de Mano de Obra en Activos	41
6 ANÁLISIS DE LOS CRITERIOS APLICADOS POR ASEP A LAS INVERSIONES DEL PERIODO 2010-2013.....	41
6.1 Generalidades	41
6.2 Comentarios sobre el Depurado Inicial de la Base de Datos Presentada por EDECHI: ETAPA 1.....	45
6.3 Comentarios sobre el Análisis de Eficiencia de la Base de Datos: ETAPA 2	51
ANEXO 1.....	56
COMENTARIOS DE EDECHI AL CONTENIDO DEL ANEXO VI DEL INFORME: PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL	56
ANEXO 1. COMENTARIOS DE EDECHI AL CONTENIDO DEL ANEXO VI DEL INFORME: PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL	57
Año 2010	57
Año 2011	62
Año 2012	68
Año 2013	84
ANEXO 2. DUPLICACIÓN DE AJUSTE POR EFICIENCIA EN MANO DE OBRA	104
ANEXO 3. MUESTRA DE COSTOS UTILIZADOS POR EDECHI EN EL CUADRO COMPARATIVO CON LA CFE	107

Señores
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
Edificio Office Park
Vía España y Fernández de Córdoba
Primer Piso,
Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y
Alcantarillado Sanitario

DIR-SJ-070-2014
28 de mayo de 2014

Ref. Comentarios a la Consulta Pública No.03-14 que ha sido ordenada por su despacho a través de la Resolución AN No.7321-Elec de 29 de abril de 2014.

Estimados señores:

Por este medio EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA CHIRIQUI, S.A. (en adelante **EDECHI**), comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y comentarios a la propuesta de Ingreso Máximo Permitido (en adelante **IMP**) que se proyecta aplicar a las empresas concesionarias del servicio de electricidad EDEMET, EDECHI y ELEKTRA NORESTE, S.A. (ENSA), con ocasión de la Consulta Pública No.03-14 que ha sido ordenada por su despacho a través de la Resolución AN No.7321-Elec de 29 de abril de 2014 (en adelante Resolución 7321).

El presente Pliego de Observaciones y Comentarios está encaminado a que su despacho efectúe una detenida y ponderada revisión de algunas metodologías y pasos de cálculo que forman parte de la propuesta del IMP, en atención a que se han detectado inconsistencias que, de no corregirse, comprometerían no solo la legitimidad legal y técnica de esta actuación administrativa sino que, además, podría originar relevantes amenazas a la estabilidad de la inversión que han realizado y que proyectan realizar las empresas concesionarias del servicio de distribución de energía eléctrica.

INTRODUCCIÓN

Mediante Resolución 7321, la ASEP ha emitido su Propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) de las tres empresas distribuidoras de Panamá para el periodo julio 2014 – junio 2018, en adelante el Informe de IMP o simplemente el Informe.

En EDECHI, se observa un IMP propuesto inexplicablemente bajo. En efecto, de acuerdo al cuadro comparativo publicado, la propuesta significa una reducción en la Tarifa Media de las Empresas Distribuidoras de entre el 30% y el 33%. La consecuencia inmediata es una reducción de los ingresos que llevará inexcusablemente a las empresas a una situación de insuficiencia financiera en los términos en los que se describe más adelante.

Para el caso de EDECHI el IMP propuesto para el cuatrienio 2014-18 es de 97 millones de Balboas; el IMP aprobado para 2010-14 fue de 90.9 millones de Balboas, es decir un aumento del 6%. Sólo este dato ya muestra lo insuficiente de la retribución prevista para la distribuidora, máxime cuando en este cuatrienio la empresa ha crecido en más de 20,000 clientes (24%) y la demanda anual se ha incrementado en más de 191 GWh (40%).

Adicionalmente debe recordarse que muy recientemente se modificó el Contrato de Concesión, aumentándose los niveles de calidad de servicio exigidos e introduciéndose otros requerimientos, con unos costos mayores, que desde luego no se han considerado en el Informe.

En primer término, la insuficiencia financiera en la que quedaría EDECHI tendría como consecuencia inmediata la imposibilidad de acometer las inversiones que se requieran para el crecimiento de la red, especialmente en el ámbito rural, y como consecuencia segunda el riesgo de impago a proveedores, en particular a la generación y al transporte. En este punto debe recordarse que la distribución es la caja del sector, ya que es el agente que recauda los ingresos propios y del resto de agentes.

La drástica caída de la tarifa que se propone es consecuencia básicamente de:

1. Un descuento por inversiones supuestamente no ejecutadas en el periodo 2010-2014 que cambia completamente la metodología de cálculo de retribución de la actividad de distribución, recogida en la normativa aplicable: Ley 6, Reglamento a la Ley, Contrato de Concesión de Distribución y el Régimen tarifario.
2. Una reducción muy importante de las inversiones reconocidas sobre las realmente ejecutadas y registradas contablemente por la empresa en el periodo 2010-2014.
3. Un incorrecto procedimiento en el proceso de selección de Empresas Compradoras eficientes, el tratamiento de la información de las mismas y el ajuste de los resultados obtenidos para adaptarlos a la realidad de Panamá. Esto ha dado lugar a unos costos operativos reconocidos en el IMP muy inferiores a los reconocidos en revisiones tarifarias anteriores.
4. Un insuficiente reconocimiento de las pérdidas, contraviniendo los propios criterios de la ASEP.
5. Otros omisiones de cálculo o conceptuales que se detallan a lo largo del documento e inciden en la disminución del IMP.

Respecto al descuento que aplica el regulador por “inversiones no ejecutadas”, esto introduce un cambio conceptual al modelo regulatorio de la distribución. La retribución de la distribución de electricidad en Panamá se basa en los **“costos que tendría una empresa eficiente** para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión”. Como se puede ver en el texto de la ley se basa en **costos eficientes y no en costes reales**, y estos costes incluyen también “los costes de depreciación de sus bienes” y “el coste correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones”. La metodología tarifaria aplicada hasta ahora, **que ha dado buenos resultados en términos de desarrollo de red y calidad de servicio a usuarios finales**, se basa en el reconocimiento de unos **costes e inversiones eficientes** y la fiscalización de las distribuidoras a través del control de la calidad de servicio que ofrecen: pero **son las distribuidoras las que toman las decisiones de inversión** para atender al crecimiento de demanda y al cumplimiento de los niveles de calidad exigidos.

El cambio que pretende introducir esta resolución deja a las distribuidoras sin ningún poder de decisión a la hora de realizar las inversiones, ya que busca establecer un plan de inversiones de obligatorio cumplimiento a lo largo del periodo, so pena de aplicar una penalización por incumplimiento de inversiones para el siguiente periodo tarifario.

Cabe destacar que en ninguno de los cálculos de tarifas de los Períodos Tarifarios 2002/2006, 2006/2010 y 2010/2014, se realizó descuento o aumento alguno al IMP por la diferencia entre las inversiones realmente ejecutadas y las que surgen de las Empresas Comparadoras. Es decir, se respetó el principio de cálculo del IMP en base al supuesto de eficiencia establecido en la Ley 6. Respetando este principio, tampoco EDECHI reclamó nada por ejecución de inversiones realizadas y no previstas en las Ecuaciones de Eficiencia.

Adicionalmente, la evaluación de las inversiones es inexacta ya que están afectadas por un factor de eficiencia que no toma en cuenta las características reales de las mismas y tampoco considera el costo de mercado en la República de Panamá. Sin considerar estos criterios, las inversiones realizadas por EDECHI son similares a las inversiones incluidas en el IMP del periodo 2010-2014.

Por otro lado, esta medida que proponen **no se adapta a la normativa vigente** ya que en ninguna parte de ella se prevé la revisión del IMP reconocido con respecto a los costes e inversiones reales una vez concluido el periodo tarifario, ni la aplicación de penalizaciones por diferencias entre costes e inversiones reconocidas y los costes e inversiones efectivamente realizadas en el periodo.

En conclusión, de aplicarse correctamente la normativa, no de hacerse ningún descuento a la inversión.

A continuación se desarrollan en detalle todos estos puntos observados al Informe del IMP, comenzando por la inevitable crisis que debe esperarse en el sector eléctrico si se empujara a las distribuidoras a la insuficiencia financiera.

ORGANIZACIÓN DE ESTE DOCUMENTO

A los efectos de facilitar la lectura de este documento, las observaciones al cálculo del IMP, se han agrupado de la siguiente forma:

1. Marco legal que gobierna la actuación de la ASEP en la determinación del IMP
2. Impacto de la propuesta en el Sector Eléctrico de Panamá
3. Observaciones relativas al archivo de cálculo del IMP
4. Observaciones relativas al cálculo del Activo Bruto y Activo Neto Inicial
5. Observaciones relativas al cálculo de los Costos e Inversiones Eficientes

Agradecemos tomar en cuenta que la no subsanación de las deficiencias precedentes, comprometería la objetividad y certeza de la metodología de cálculo del IMP y afectaría la legitimidad legal y técnica de la actuación administrativa que se desarrolla para su fijación, así como, la estabilidad de la inversión de las empresas concesionarias.

1 MARCO LEGAL QUE GOBIERNA LA ACTUACIÓN DE LA ASEP EN LA DETERMINACIÓN DEL IMP

Con el mayor de los respetos debemos iniciar señalando que los Comentarios a la Consulta Pública No. 03-14, que sometemos a la consideración del Regulador, han sido estructurados con estricto apego a las disposiciones legales, reglamentarias y regulatorias aplicables. En este orden, como se colige de todos los puntos que presentamos a continuación, la metodología propuesta por la Consulta Pública podría, de no enmendarse, conllevar a una infracción al ordenamiento jurídico y, en consecuencia, en una afectación a la situación de las empresas de distribución.

Necesitamos subrayar que, ante todo, EDECHI es una empresa respetuosa de la institucionalidad de la ASEP y de sus decisiones. No obstante, resaltamos que la metodología propuesta en la Consulta requiere de una estricta revisión, sobre la base de que, los fines primarios y últimos de la regulación deben ser sometidos, en toda su plenitud, a la observancia rigurosa del principio de estricta legalidad.

Lo anterior cobra, en el presente caso, una especial relevancia, ya que la fijación del rubro Ingreso Máximo Permitido tiene, como es sabido, una trascendencia especialmente singular para el adecuado funcionamiento de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

El planteamiento que esbozamos en el presente documento de Comentarios a la Consulta Pública No. 03-14, supone y asume que la regulación, al aplicar la metodología de cálculo del IMP tomará en cuenta su contenido y fundamentación y, en consecuencia, será cónsona, entre otras, las siguientes disposiciones legales y reglamentarias:

1.1 El Principio de Legalidad

El principio de estricta legalidad está consagrado en el artículo 34 de la Ley 38 de 2000, y según este la autoridad administrativa tiene que ceñir su actuación a los dictados previstos en la Ley, en cuanto a su ejercicio y competencia. Este principio tiene directo sustento en el artículo 18 de la Constitución Política y el citado precepto legal constituye un desarrollo concreto que ha hecho la ley del principio de que los servidores públicos solo pueden hacer aquello que les faculta expresamente la ley.

Como se verá en los puntos B, C, D y E de nuestros Comentarios a la Consulta Pública No. 03-14, EDECHI desarrolla, con amplitud y exactitud, las consideraciones técnicas que requieren de una justa adecuación, a fin de mantener la "...observancia de la juridicidad que nuclea todo el ordenamiento, preserva la seguridad jurídica al ser garantía de protección de derechos de los asociados y deberes correlativos exigibles a éstos, y marca las pautas imprescindibles del correcto desenvolvimiento del aparato público, en consonancia con la noción y práctica del Estado Constitucional y Social de Derecho..." (Cfr. Sentencia de 16 de abril de 2003 de la Sala Tercera de la Corte Suprema de Justicia).

Como se colige de las verificaciones contenidas en nuestros Comentarios, ante la vigencia del principio de legalidad, se descarta por completo cualquier proceder que

podiera implicar o suponer actuaciones arbitrarias o incompatibles o alejadas con los cometidos que persigue la normativa reguladora del sector eléctrico nacional.

1.2 El Principio de Viabilidad Financiera y la Seguridad Jurídica

En el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, se establece que la ASEP al regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, debe asegurar, la viabilidad financiera de las empresas involucradas.

Apoyado en el anterior precepto, debemos indicar que las observaciones y comentarios que se formulan en el presente documento no están basados, como pudiera a primera vista pensarse, en un interés económico egoísta de las empresas que podrían resultar afectadas, sino que buscan, precisamente, que la actuación administrativa de la ASEP al fijar la metodología de cálculo del IMP tome en cuenta y efectúe la determinación de este importante rubro sin perder de vista que al ejercer esa tarea de regulación, tiene la obligación legal de asegurar la viabilidad financiera de las empresas, como lo exige el numeral 1 del artículo 9 de la Ley 6 de 1997.

Es así que, la metodología propuesta en la Consulta Pública, podría, si no se revisa con detenimiento, desconocer la importancia de la inversión, como uno de los elementos más relevantes del sector eléctrico, la cual ha sido reconocida por la doctrina como el “motor de la industria” y que debe ser orientada hacia la satisfacción de las necesidades energéticas futuras que el Estado pueda tener.

Para garantizar la promoción de la inversión, resulta indispensable, como lo ha indicado el autor Rubén A. BARREIRO, en su obra Derecho de la Energía Eléctrica: el “respeto irrestricto por la seguridad jurídica, de manera tal que el inversor sepa que las reglas de juego bajo las cuales ha decidido participar en un determinado proceso no serán cambiadas de forma alguna...”hay seguridad jurídica cuando el sistema ha sido regularmente establecido en términos iguales para todos, mediante leyes susceptibles de ser conocidas, que sólo se aplican a conductas posteriores -y no previas- a su vigencia, que son claras, que tienen cierta estabilidad, y que son dictadas adecuadamente por quien está investido de facultades para hacerlo”

En síntesis, así como la inversión es el motor de la industria, la seguridad jurídica, es el sustento de la misma.

La metodología, si no se procede a su revisión, podría afectar la estabilidad financiera de las empresas de distribución de energía eléctrica, pues sus estimaciones pasan por alto las consecuencias económicas que ellas puedan sufrir y cómo esto pueda llegar a impactar a todo el país, ya que las inconsistencias que advertimos en los Comentarios que presentamos a continuación, podrían dar lugar al surgimiento de una grave crisis en el sector eléctrico panameño vgr.: la imposibilidad de hacer frente a las necesidades de inversión para satisfacer la demanda futura, y el riesgo de incumplimiento en el pago de los costos de Compra de Energía.

1.3 Criterios Legales para la Determinación del IMP

Los criterios para la determinación del IMP consagrados en el artículo 98 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, establecen los elementos que integran el Valor Agregado de Distribución o, lo que es lo mismo, el IMP, cuya importancia trascendental radica en que es de vital importancia para la empresa de distribución, pues del mismo depende su suficiencia financiera

El IMP es un concepto que tiene encuadre jurídico y no debe alejarse de las bases normativas del esquema previsto en el ordenamiento vigente, porque de hacerlo, evidentemente, se podría llegar a infringir lo establecido en el artículo 98 de la Ley.

EDECHI, ha hecho un análisis integral técnico y jurídico de toda la propuesta contenida en la Consulta Pública, con la seguridad que, en la revisión final del Regulador, éste tomará en cuenta que hay elementos de la Consulta que se alejan, innecesariamente, del marco legal establecido por la Ley 6 y que no representan, con propiedad, los criterios sobre los que la regulación se ha sustentado hasta la fecha. Así las cosas, con irrestricto apego a las normas y criterios regulatorios vigentes, elevemos a Ustedes nuestros comentarios, para que sirvan como elementos de juicio, para la futura aprobación de una norma, ajustada no solo a derecho sino al esquema regulatorio aplicable en la República de Panamá.

2 IMPACTO DE LA PROPUESTA EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE PANAMÁ

De acuerdo al cuadro comparativo publicado en la página 13 del Informe, el IMP propuesto significaría una reducción en la tarifa media de las Empresas Distribuidoras de entre el 30% y el 33%.

Esta drástica caída en las tarifas se explica, como se demuestra más adelante, por una serie de inconsistencias de cálculo en el IMP propuesto. La prueba de las mismas está documentada a lo largo de este informe, sin embargo el sólo hecho de observar que los costos eficientes incluidos en el IMP del Período Tarifario 2014/2018 son menores que los del período 2010/2014 ya permite advertir del resultado erróneo del actual IMP propuesto.

Si no se subsanaran dichas inconsistencias y se mantuviera la actual propuesta de IMP, los ingresos de las distribuidoras tendrían una caída tan grande que traería graves consecuencias que se propagarían por todo el sector eléctrico panameño:

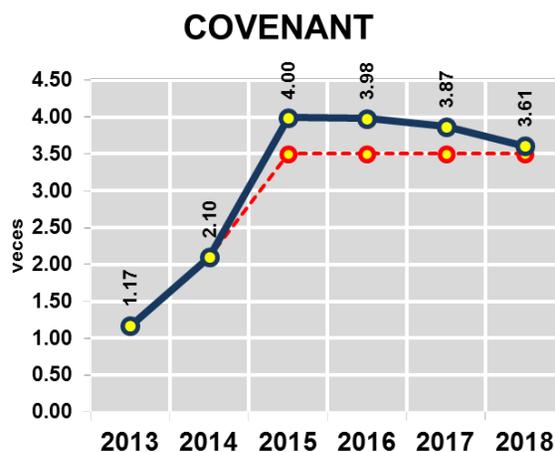
- Imposibilidad de hacer frente a las necesidades de inversión para satisfacer la demanda futura.
- Riesgo de incumplimiento en el pago de los costos de Compra de Energía.
- Imposibilidad de acceso al financiamiento bancario.

Como consecuencia que todos los ingresos que sostienen al sector eléctrico (Generación, Transmisión y Distribución) provienen de las tarifas que facturan y cobran las empresas distribuidoras, la situación de insuficiencia financiera a la que se llevaría a estas empresas afectaría a todo el sector eléctrico panameño y por ende al desarrollo económico de todo el país.

2.1 Afectación de la Suficiencia Financiera

Para el caso de EDECHI, la caída de ingresos haría totalmente inviable el financiamiento necesario para hacer frente al Plan de Inversiones para garantizar la expansión de su Red de Distribución.

El siguiente gráfico muestra la evolución que tendría el Índice Deuda/EBITDA pactado con los bancos. El incumplimiento de este "Covenant" haría exigible los préstamos, conduciendo a la empresa al borde de la quiebra:



El límite máximo del Covenant es 3.5 (línea roja), sin embargo las nuevas tarifas lo llevarían a niveles cercanos a 4. Para evitar esta situación, la empresa se vería obligada a suspender todos sus planes de inversión, suspender el pago de dividendos y restringir el pago de las compras de energía, sobre todo, cuando son las empresas distribuidoras que también tienen que financiar el subsidio del Estado a los clientes por mantener la tarifa congelada, ya sea FACE, Cargo por Variación de Combustible o FET, los cuales para el primer semestre de 2014 totalizarán para EDECHI, más de 30 millones de Balboas, y que se estima sean recibidos por las empresas, lo más temprano en octubre de 2014. Esto muestra claramente que la empresa sería colocada en situación de insuficiencia financiera, lo que además de incumplirse lo establecido en el Artículo 92 de la Ley 6, llevaría al sector eléctrico en su conjunto a una grave crisis.

3 OBSERVACIONES RELATIVAS AL ARCHIVO DE CÁLCULO DEL IMP

3.1 Descuento por Inversiones No Ejecutadas

En la Sección II.5 del Informe se realiza un descuento al IMP del período 2014/2018 por la diferencia entre las inversiones proyectadas incluidas en el cálculo del IMP del Período Tarifario 2010/2014 y las inversiones efectivamente realizadas por la empresa en ese período.

- (i) Este descuento al IMP del Período Tarifario 2014/2018 no corresponde por las siguientes razones:

- No ocurrieron las causales previstas en el Marco Regulatorio para la revisión del IMP
- El Marco Regulatorio está compuesto por La Ley 6, el Régimen Tarifario y el Contrato de Concesión. La Ley 6 no establece condiciones para revisar el IMP; no obstante, el Contrato de Concesión prevé las causas para la Revisión Extraordinaria del Pliego Tarifario (Fórmulas Tarifarias) durante el Período Tarifario, antes de fenecer su vigencia; pero no establece condiciones para revisar el IMP.
- Por su parte, el Régimen Tarifario en su Artículo 22 establece:

“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”. (El resaltado es nuestro).

Como puede observarse en las disposiciones del Marco Regulatorio, la diferencia entre las Inversiones Proyectadas en el IMP del Período Tarifario anterior y las Inversiones Ejecutadas por la empresa en ese período no es causal de Revisión del IMP, por lo tanto no corresponde realizar ningún descuento al IMP del período 2014/2018.

(ii) El cálculo del IMP se basa en la proyección de costos eficientes a lo largo del Período Tarifario y no en la proyección de los costos reales de la empresa

Efectivamente, el Artículo 98 de la Ley 6 dice:

“El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos que tendría una empresa de distribución eficiente, ..”. (El resaltado es nuestro). Entre los costos que menciona este artículo de la Ley están: *“el costo de depreciación de sus bienes; y el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones”.*

De modo que este concepto de costos eficientes se refiere también a la proyección de las inversiones, de las cuales se derivan el costo de depreciación y la rentabilidad.

El concepto que el cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) se basa en Costos Eficientes y no en Costos Reales está mencionado nuevamente en el mismo Artículo 98 en otro párrafo:

*“El Ente Regulador establecerá un máximo de seis áreas de distribución, representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión; y calculará, luego, el valor agregado de distribución para cada área representativa, **bajo el supuesto de eficiencia en la gestión de la empresa de distribución. El supuesto de eficiencia tendrá como base el desempeño reciente de empresas reales similares, nacionales o extranjeras**”.* (El resaltado es nuestro).

Por lo tanto, si el cálculo del IMP se realiza en base a una proyección de inversiones teóricas provenientes de Ecuaciones de Eficiencia de Empresas Comparadoras, no tiene ningún sentido comparar las inversiones realmente efectuadas por la empresa con las que se proyectaron según las Ecuaciones de Eficiencia.

La aplicación de un descuento en el IMP por diferencia de las inversiones ejecutadas frente a las proyectadas supondría una violación del esquema retributivo vigente y generaría incentivos perversos con resultados perjudiciales para los agentes del sector y los usuarios.

Cabe destacar que en ninguno de los cálculos de tarifas de los Períodos Tarifarios 2002/2006, 2006/2010 y 2010/2014, se realizó descuento o aumento alguno al IMP por la diferencia entre las inversiones realmente ejecutadas y las que surgen de las Empresas Comparadoras. Es decir se respetó el principio de cálculo del IMP en base al supuesto de eficiencia establecido en la Ley 6. Respetando este principio, tampoco EDECHI reclamó nada por ejecución de inversiones realizadas y no previstas en las Ecuaciones de Eficiencia.

(iii) Obligar a cumplir inversiones teóricas sería introducir un mecanismo de incentivo perverso que alentaría el derroche de dinero

Las inversiones proyectadas en el cálculo del IMP del Período Tarifario 2010/2014 partieron de Ecuaciones de Eficiencia según parámetros de Empresas Comparadoras, por lo que no se derivaron de un Plan de Inversión Real. Por lo tanto, castigar a la empresa por no haber ejecutado esas inversiones teóricas, sería introducir un mecanismo de incentivos perverso, que alentaría a la empresa a invertir sólo para mantener sus tarifas, en vez de hacerlo para ejecutar un Plan de Inversiones según las reales necesidades de la demanda y la realidad de su red de distribución eléctrica.

El principio del Sistema de Tarifas Tope (Price Cap) es que la empresa tiene libertad para ejecutar inversiones según su propio Plan de Inversiones, de modo de satisfacer la demanda y mantener la calidad de servicio. Lo más eficiente para el sistema y por ende para los usuarios, es que la empresa preste el servicio con la calidad establecida y con el menor monto de inversiones posible, equilibrio que se logra porque existe un mecanismo de multas por incumplimientos al Régimen de Calidad de Servicio. Todo este enfoque regulatorio está establecido en la Ley 6 y el Reglamento de Distribución en Panamá. Por lo tanto, pretender obligar a las empresas a cumplir un Plan de Inversiones teórico derivado de Ecuaciones de Eficiencia, sería un derroche de dinero y trasladar a los usuarios mayores costos sin un beneficio para nadie.

Por otra parte, las inversiones proyectadas en el cálculo del IMP del Período Tarifario 2010/2014 son parte del cálculo de Costos Eficientes y no son parte de un Plan de Inversiones Real que la empresa se comprometió a ejecutar. Por lo tanto, no hay ningún incumplimiento de la empresa distribuidora que derive en una devolución de ingresos. Muy distinto es el caso, donde la empresa presenta al Organismo Regulador un Plan de Inversiones que una vez aprobado, la empresa está obligada a ejecutar. Por lo tanto, en este tipo de Esquema Regulatorio, sí se justifica la devolución de ingresos por las inversiones no realizadas. Sin embargo, aún en estos Esquemas Regulatorios, hay una normativa para revisar las inversiones y verificar si la no realización de las mismas fue justificada o no. Esta normativa tiene que estar cuidadosamente elaborada, porque el objetivo es evitar los incentivos perversos que puedan alentar a realizar inversiones sólo por elevar las tarifas, sin beneficios para los usuarios.

Esta exposición sobre lo que debe ser un Esquema Regulatorio con Inversiones Obligatorias ilustra claramente que no es el caso del Sistema Regulatorio en Panamá. Por lo que se muestra otra prueba que la deducción del IMP por inversiones no ejecutadas, máxime cuando el punto de evaluación son inversiones teóricas, no corresponde y que si se persistiera en aplicar este castigo en forma tan desprolija, redundaría en graves ineficiencias para el desarrollo del Sistema Eléctrico de Panamá.

3.2 Inconsistencia en Tasas de Depreciación

Las Tasas de Depreciación utilizadas para calcular las Depreciaciones Anuales Proyectadas del Período Tarifario 2014/2018 son distintas a las Tasas de Depreciación utilizadas para calcular el Activo Neto al inicio del Período Tarifario 2014/2018.

La siguiente tabla muestra esta situación:

EDECHI	Tasa Dep. para Depreciaciones Anuales incluidas en el IMP	Tasa Dep. para Base Inicial Neta de Capital (a junio de 2014)*
Distribución	3.0%	3.45%
Comercialización	4.85%	4.69%
Alumbrado	3.33%	4.28%

(*) Se ha asignado la depreciación de planta general con los criterios del Informe.

Como puede verse en la tabla anterior, las tasas de depreciación, que surgen del cálculo promedio ponderado de las vidas útiles asignadas para calcular el Activo Neto Inicial a Junio de 2014 son mayores a las Tasas de Depreciación utilizadas para calcular el IMP.

Esto es un criterio que perjudica a las empresas de distribución, ya que para que se recupere el activo, las depreciaciones que se restan al Activo Bruto para calcular el Activo Neto al inicio del Período Tarifario, deben tener la misma Tasa de Depreciación que las Depreciaciones que se restan al Activo Bruto durante el Período Tarifario; no hay justificación económica para utilizar tasas diferentes.

En el cálculo del IMP, la utilización de Tasas de Depreciación menores a las utilizadas para depreciar el activo antes del inicio del período produce un perjuicio económico importante a la empresa ya que no le permite recuperar en tarifas los montos invertidos.

Se solicita que para el cálculo del IMP se utilicen las siguientes tasas de depreciación:

- **Distribución: 3.45%**
- **Comercialización: 4.69%**
- **Alumbrado Público: 4.28%**

Ejemplo de Comprobación

A los efectos de ilustrar el problema del efecto de las tasas de depreciación diferentes, a continuación se presenta un ejemplo práctico.

Inversión	100
Vida Util	8
Tasa Dep	12.50%
Tasa Rentabilidad	10%

El ejemplo se trata de un activo con 8 años de vida útil, cuya inversión se realiza a principio del año 2012, dos años antes del comienzo de un Período Tarifario de 4 años (2014 a 2017).

Cálculo Correcto: Tasa Dep Unica									
	2012		2013		Perío Tarifario II			2018	
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Activo Bruto	100	100	100	100	100	100	100	100	
Dep Acumulada	-12.5	-25	-37.5	-50	-62.5	-75	-87.5	-100	
Activo Neto	87.5	75	62.5	50	37.5	25	12.5	0	
Dep Anual	-12.5	-12.5	-12.5	-12.5	-12.5	-12.5	-12.5	-12.5	
Componentes del VAD									
Depreciación	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	
Rentabilidad	10	8.75	7.5	6.25	5	3.75	2.5	1.25	
Total	22.5	21.25	20	18.75	17.5	16.25	15	13.75	
Recuperación de la Inversión	\$100.00								

La tabla anterior muestra que si la Tasa de Depreciación se mantiene constante, la inversión se recupera exactamente en los 8 años de la vida util del activo (considerando una tasa de descuento del 10%).

Por el contrario, la inversión no se recupera totalmente si la Tasa de Depreciación cambia. Es decir, se usa una tasa antes del período tarifario para calcular el Activo Neto al inicio, y otra distinta para calcular los Componentes del VAD para el Período Tarifario.

3.3.1 Pérdidas No Técnicas Gestionables

Para este tipo de pérdidas es práctica regulatoria internacional reconocer sólo una parte de ellas. Esto se justifica en el criterio de reconocer costos eficientes y al mismo tiempo para crear señales de incentivos para aumentar la eficiencia de la gestión.

El porcentaje de las Pérdidas No Técnicas Gestionables se expresa en relación a la energía ingresada en las líneas de Baja Tensión, a los efectos de evitar la distorsión que se produce por las ventas en Media y Alta Tensión que no presentan estas pérdidas.

Analizando los estudios de tarifas en distintos países de Latinoamérica se observa que se reconocen porcentajes que van del 2% al 4% sobre la energía ingresada en las líneas de Baja Tensión. Tomando el piso del 2%, la siguiente tabla muestra los resultados para el caso de EDECHI, según datos de facturación del año 2013:

EDECHI	
Energía BT (MWh)	466,249
% PnT Reconocida respecto BT	2.00%
PnT Gerenciable (MWh)	9,325
Energía Requerida Total (MWh)	675,803
% PnT Reconocida Respecto Total	1.38%

La tabla anterior muestra la Pérdida de Energía No Técnica originada por causas gerenciables representa el **1.38%** respecto del total de la energía ingresada anual.

Se solicita que para el cálculo del IMP se reconozca un adicional por Pérdidas No Técnicas de 1.38%.

3.4 Proyección de la Demanda Máxima

3.4.1 Factor de Carga

En la determinación de la demanda máxima, se utilizó el factor de carga extraído del Plan Indicativo de Demanda 2014, elaborado por el CND, de 0.68 en EDECHI, según se muestra en la siguiente tabla. Estos valores corresponden al promedio aritmético de los factores de carga mensual, que son determinados con la energía y la demanda máxima del mes que corresponde. Al utilizarse un Factor de Carga promedio, no se obtiene la Demanda Máxima sino una “Demanda Promedio”.

TABLA 100 DATOS PROYECTADOS DE FACTOR DE CARGA

AÑO	ENSA [%]	EDEMET [%]	EDECHI [%]
2013	0.733	0.688	0.680
2014	0.733	0.688	0.680
2015	0.733	0.688	0.680
2016	0.723	0.688	0.680
2017	0.723	0.688	0.680
2018	0.722	0.688	0.680

Fuente: “Plan Indicativo de Demandas 2014”. Dirección del Centro Nacional de Despacho

La forma correcta de determinar el Factor de Carga para calcular la Demanda Máxima del año es utilizando la energía total y la demanda máxima del año de la información suministrada por el CND, ya que precisamente estos factores son utilizados para determinar la Demanda Máxima del año en el cálculo del IMP.

A partir de la información mensual suministrada por el CND en el DTE Oficial, se puede verificar que los factores de carga reales son inferiores a los proyectados en el Plan Indicativo de Demanda 2014, de acuerdo a las siguientes tablas.

EDECHI, ENERGÍA REQUERIDA (MWh)

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
2006	32,681	30,420	38,230	34,572	34,540	30,946	33,169	35,490	36,471	38,274	35,056	38,095	417,945
2007	37,879	35,466	39,600	37,295	37,274	36,093	37,901	37,679	36,239	37,846	36,426	38,006	447,705
2008	38,257	36,826	40,206	40,409	37,687	36,256	38,644	38,798	37,425	39,277	36,304	39,344	459,432
2009	39,948	35,033	43,435	41,812	41,528	40,116	41,009	41,055	41,103	44,405	35,328	40,537	485,309
2010	44,660	41,552	49,765	46,158	46,201	42,964	42,982	44,240	43,023	45,420	42,840	45,190	534,996
2011	46,939	44,127	49,002	48,640	49,842	47,741	48,288	48,369	48,086	45,915	47,235	49,699	573,883
2012	50,080	50,497	55,213	51,354	52,922	53,141	55,977	54,283	52,656	53,189	51,343	53,650	634,305
2013	56,836	50,753	59,183	57,038	53,563	51,486	54,308	52,594	54,458	54,548	55,108	57,220	657,095

Fuente: DTE Oficial, CND.

EDECHI, POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (MW)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TOTAL
2006	70.6	73.6	75.5	74.3	75.9	72.8	72.0	73.5	76.8	78.2	77.3	83.9	83.9
2007	82.3	79.9	74.3	77.1	76.1	75.2	75.5	75.9	78.2	78.1	81.4	80.1	82.3
2008	78.8	79.5	82.8	83.9	72.6	68.9	76.9	77.7	79.1	81.9	77.7	84.0	84.0
2009	81.2	78.2	81.8	84.8	81.9	80.4	75.9	75.7	78.1	82.5	83.4	85.3	85.3
2010	83.3	86.4	87.8	90.9	95.0	80.1	80.2	86.3	87.6	94.5	88.3	81.0	95.0
2011	96.2	97.7	97.2	101.2	94.7	99.6	97.5	97.5	101.2	93.6	98.9	101.2	101.2
2012	97.1	101.6	103.6	104.5	105.0	105.2	105.9	103.9	110.2	107.7	98.9	104.3	110.2
2013	109.0	108.0	113.4	110.4	106.0	101.7	98.8	96.4	106.2	106.8	110.3	114.8	114.8

Fuente: DTE Oficial, CND.

FACTOR DE CARGA

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TOTAL
2006	0.622	0.615	0.680	0.646	0.611	0.591	0.619	0.649	0.659	0.658	0.630	0.611	0.569
2007	0.619	0.660	0.717	0.672	0.659	0.667	0.675	0.667	0.644	0.651	0.621	0.638	0.621
2008	0.653	0.666	0.653	0.669	0.698	0.731	0.675	0.671	0.657	0.645	0.649	0.629	0.623
2009	0.661	0.666	0.713	0.685	0.682	0.693	0.726	0.729	0.731	0.723	0.589	0.639	0.650
2010	0.720	0.716	0.762	0.705	0.654	0.745	0.720	0.689	0.682	0.646	0.674	0.750	0.643
2011	0.656	0.672	0.677	0.667	0.707	0.666	0.666	0.667	0.660	0.659	0.663	0.660	0.647
2012	0.693	0.714	0.717	0.683	0.677	0.701	0.710	0.702	0.664	0.664	0.721	0.691	0.655
2013	0.701	0.700	0.702	0.717	0.679	0.703	0.738	0.733	0.712	0.687	0.694	0.670	0.653

A partir de la información anterior, y tomando los años tarifarios correspondientes, se calculan los factores de carga para los períodos jul10/jun11; jun11/jul12 y jun12/jul13, los que en promedio dan como resultado factores de carga de 0.642 para EDECHI.

EDECHI: Estimación del factor de carga

Período tarifario	Energía MWh	Demanda Máxima MW	f.c.
jul10/jun11	549,987	101.2	0.620
jul11/jun12	600,798	105.2	0.652
jul12/jun13	649,957	113.4	0.655
			0.642

Por lo tanto, solicitamos que en la determinación de la Demanda Máxima de EDECHI para el cálculo del IMP se corrija el Factor de Carga a 0.642.

3.4.2 Cantidad de Luminarias de Alumbrado Público

La información de energía y luminarias de EDECHI, utilizada en el cálculo del IMP no corresponde con la información de Proyección de la Demanda 2014 / 2018, remitida a la ASEP (ver tablas 69 y92 del documento a consulta pública), afectándose el cálculo del IMP en alumbrado público.

En el cálculo que se realiza en el Informe no se incluyen 4,600 luminarias que se están instalando durante el primer semestre del 2014 en EDECHI, de acuerdo a la información suministrada en los incisos 6.1.2 y 6.2, de la Nota CM-90-14, del 13 de febrero de 2014.

Según la información remitida, la cantidad de luminarias y energía asociada al alumbrado público, que debe ser utilizada, es la siguiente:

EDECHI: ALUMBRADO PÚBLICO

	Cantidad de Luminarias	Energía AP MWh
2014	48,295	31,392
2015	50,295	32,692
2016	52,295	33,992
2017	54,295	35,292
2018	58,295	37,892
jul14/jun15	49,295	32,042
jun15/jul16	51,295	33,342
jun16/jul17	53,295	34,642
jun17/jul18	56,295	36,592

Se solicita ajustar los valores de luminarias y consumo de alumbrado público utilizado en el cálculo del IMP conforme a la información remitida.

4 OBSERVACIONES RELATIVAS AL CÁLCULO DEL ACTIVO BRUTO Y ACTIVO NETO INICIALES

4.1 Cálculo del Activo Neto

Respecto de las Revisiones Tarifarias anteriores, en este Informe se cambia el funcionamiento de las Planillas "AA_EDECHI.xls" con las cuales se calcula el Activo Bruto y el Activo Neto al 30 de Junio de 2014.

Hasta la Revisión Tarifaria anterior, se asumía que la Inversión se realizaba a fines de Diciembre de cada año, por lo tanto, no había depreciación en el año de la inversión.

En esta Revisión Tarifaria, la Inversión se realiza a mitad de cada año, por lo tanto, para el año de la inversión se deprecia la mitad de la depreciación anual.

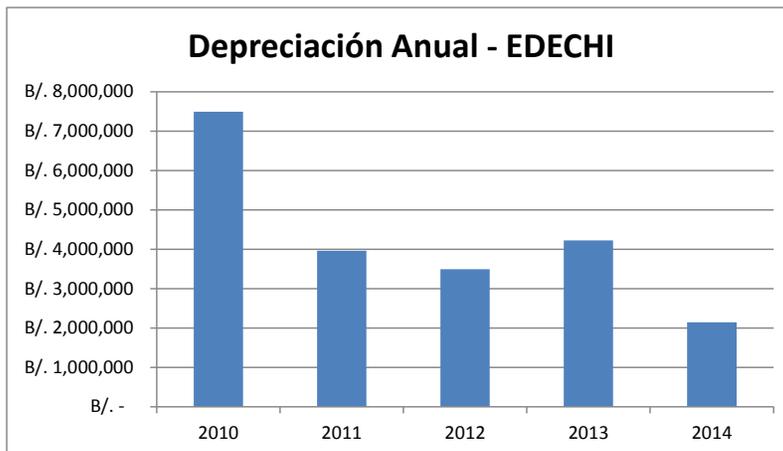
No se objeta la aplicación de este nuevo criterio a partir del año 2010 en adelante. Pero sí debe respetarse, el criterio anterior para permitir que la empresa recupere totalmente las inversiones realizadas hasta el año 2009 inclusive.

En el Informe se modificó el funcionamiento de las Planillas AA cuidando el correcto funcionamiento de las mismas para las inversiones ejecutadas desde el año 2010, pero afectando negativamente las inversiones anteriores al año 2010, lo que se demuestra detalladamente a continuación.

Cálculo del Activo Neto y las Depreciaciones

El efecto de lo arriba indicado puede verse en la evolución del Activo Neto y las Depreciaciones Anuales que surgen de las Planillas AA que a continuación se detallan:

	Activo Bruto	Activo Neto	Depre. Acumulada	Inversión Reconocida	Depreciación Anual
2009	B/. 109,412,977	B/. 50,319,276	B/. 59,093,701		
2010	B/. 113,670,866	B/. 47,084,657	B/. 66,586,208	B/. 4,257,889	B/. 7,492,507
2011	B/. 118,852,812	B/. 48,303,600	B/. 70,549,211	B/. 5,181,946	B/. 3,963,003
2012	B/. 122,449,008	B/. 48,408,357	B/. 74,040,651	B/. 3,596,197	B/. 3,491,440
2013	B/. 128,471,031	B/. 50,203,017	B/. 78,268,014	B/. 6,022,023	B/. 4,227,363
2014	B/. 137,954,375	B/. 57,541,427	B/. 80,412,947	B/. 9,483,343	B/. 2,144,933



- La tabla anterior muestra el resumen de los resultados de las Planillas AA.
- Puede verse una caída del Activo Neto del año 2010 con respecto al aprobado a Diciembre de 2009.
- El gráfico muestra que la Depreciación del año 2010 es prácticamente el doble de lo que realmente debe ser.

Según la información de la tabla anterior puede verificarse que la Depreciación Anual del año 2010 fue de B/.7.49 Millones, casi el doble de los años siguientes (salvo 2014 que tiene sólo seis meses).

A los efectos de probar lo indicado en las Planillas AA, a continuación se calcula el Activo Neto al 30 de Junio de 2014 para la Inversión en el año 2009 de Líneas Aéreas de BT (Celda AI37 de la hoja AA-01-2014).

Fecha de Inversión	Dic 2009	
Líneas aéreas BT	2,328,610	a
Factor de Eficiencia	0.865	b
Inversión Reconocida	2,014,016	c=a*b
Vida Útil	30	d
Vida Útil en Meses	360	e
Depreciación Anual	67,134	f=c/d

		Dic 2009	Dic 2010	Dic 2011	Dic 2012	Dic 2013	Jun 2014
Meses Transcurridos	g	0	12	12	12	12	6
Meses Restantes de Vida Útil	h	360	348	336	324	312	306
Activo Neto Correcto	$i=c-f/12*(Acum. de g)$	2,014,016	1,946,883	1,879,749	1,812,615	1,745,481	1,711,914
Factor de Vida Útil	$j=i/c$	100.00%	96.67%	93.33%	90.00%	86.67%	85.00%
Factor Vida Útil Planilla AA	k	100.00%	93.33%	90.00%	86.67%	83.33%	81.67%
Activo Neto según Planilla AA	l	2,014,016	1,879,749	1,812,615	1,745,481	1,678,347	1,644,780
Diferencia en Activo Neto	$i=j-k$	0	67,134	67,134	67,134	67,134	67,134

- Definiciones: “Activo Neto Correcto” y “Factor de Vida Útil Correcto”, son los calculados como debe ser de acuerdo a la Vida Útil y el momento de la inversión.
- Como lo indica el Informe, en la página 37, por ser una Base de Capital ya aprobada en el Período Tarifario Anterior, se parte del Activo Neto al 31 de Diciembre de 2009.
- Los Activos Netos según las dos formas de cálculo son iguales al 31 de Diciembre de 2009.
- El “Activo Neto Correcto” disminuye a razón de 3.33% (1/30) por año (excepto para el 2014 por tener 6 meses).
- Sin embargo según las fórmulas usadas en las Planillas AA, el Activo Neto disminuye en el año 2010 un 6.67%, el doble de lo que debería ser. El origen de los Factores de Vida Útil de las Planillas AA que generan este problema se indica en la siguiente tabla:

Vínculo de los Factores de Vida Útil (k)		
Dic 2010	=+'AA-01-2010!AZ37	93%
Dic 2011	=+'AA-01-2011!BD37	90%
Dic 2012	=+'AA-01-2012!BH37	87%
Dic 2013	=+'AA-01-2013!BL37	83%
Jun 2014	=+'AA-01-2014!BP37	82%

En resumen:

- **Todas las inversiones realizadas antes del año 2010, es decir el activo existente al año 2001 y todas las inversiones ejecutadas entre 2002 y 2009, tienen en las Planillas AA 12 meses depreciados de más.**
- **Las Planillas AA tienen lo señalado aún para el nuevo criterio de inversión a mitad de año para las inversiones desde el año 2010 en adelante.**
- **Es decir, si se desea instrumentar este nuevo criterio a partir de las inversiones del 2010, debe corregirse las Planillas AA. De lo contrario, debe mantenerse el criterio anterior y el funcionamiento de las Planillas AA como fue en las revisiones tarifarias anteriores.**

- **Cabe señalar que no corresponde cambiar el criterio aplicado a las inversiones anteriores al año 2010, ya que de lo contrario, como se ha indicado, no se permitiría la recuperación de la totalidad de esas inversiones.**

4.2 Asignación Activos de “Propiedades y Planta”

En el archivo “AA_EDECHI” que proyecta el Activo Bruto y el Activo Neto, en cada una de las hojas AA-01-2010, AA-01-2011, AA-01-2012, AA-01-2013 y AA-01-2014, no se asigna proporcionalmente el activo de “Propiedades y Planta” en el resto de los activos.

Cuando se calcula la estructura de participación del resto de los activos conformados por “Sistema de Distribución”, “Alumbrado Público” y “Comercialización”; se utiliza el porcentaje correspondiente a “Alumbrado Público” para determinar la porción del activo de “Propiedad y Planta” que se asigna al activo de “Comercialización”, y viceversa.

Se solicita corregir los cálculos para que el activo de “Propiedades y Planta” sea distribuido al resto de los activos, utilizando los porcentajes que les corresponden.

4.3 Factor de Eficiencia en Inversiones de Alumbrado Público

En la hoja “AA-01-2014”, del archivo “AA_EDECHI”, cuando se calcula la “BC BRUTA” de “Lámparas, accesorios y postes de alumbrado público”, entre los años 2002 y 2009 se está aplicando el factor de eficiencia de “Propiedad y Planta” (renglón 64), cuando se debería utilizar el renglón 66, que corresponde al de “Alumbrado Público”.

Se solicita a la ASEP corregir el factor de eficiencia aplicado al Alumbrado Público.

4.4 Factor de Eficiencia para Inversiones en 2014

En el archivo AA_EDECHI.xls, en la hoja AA-01-2014 se utiliza un Factor de Eficiencia de Inversiones para el año 2014 iguala 0.75 para todas las actividades. Debido a que estas inversiones son proyectadas y no reales, no se justifica aplicar un castigo a las mismas.

Cabe destacar que la proyección de las inversiones del año 2014 proviene de presupuestos específicos que se elaboran cuidadosamente para cada proyecto. De modo que no es objetivo asumir anticipadamente que habrá sobrecostos. El factor de eficiencia, en caso que aplique, podría utilizarse una vez haya realizado un análisis específico de las obras terminadas.

Por lo expuesto, se solicita que no se realice ninguna deducción a la proyección de inversiones a junio 2014, y por lo tanto se adopte un Factor de Eficiencia igual a 1.

4.5 Factor de Eficiencia de las Inversiones 2010 a 2013

En el Informe se presenta un método simplista que evalúa y califica las inversiones según criterios que no permiten cuantificar racionalmente las inversiones bajo las condiciones y multiplicidad de casos que se pueden presentar en el sistema de distribución, distorsionando tanto la valoración como la calificación de la inversión.

En el documento anexo a este informe denominado **“ANEXO 1. Comentarios de EDECHI al Contenido del Anexo VI del Informe: Procesamiento de la Información para la determinación de la Base de Capital”** se presenta una sustentación pormenorizada de la incorrecta aplicación de los criterios de eficiencia a las inversiones del período 2010/2013.

A continuación, se describen las razones por las cuales los criterios de eficiencia utilizados en el Informe no tienen fundamento.

4.5.1 Factor de Eficiencia por Precio

En el Informe se realiza una comparación de costos unitarios con los costos de la CFE de México para activos equivalentes. Esta comparación no guarda relación con la realidad de nuestro sistema eléctrico y los costos de mercado de Panamá.

- EDECHI realiza todas las contrataciones para sus proyectos de inversión mediante licitaciones competitivas de modo que los precios y condiciones que obtiene son los mejores del mercado panameño. Muestra del rigor que se aplica durante sus procesos de licitación lo pudo presenciar la ASEP cuando participó de forma activa en el proceso de licitación para Obras Civiles del Soterrado de Cables en la Capital.
- Para verificar la eficiencia de los precios, se deberían revisar los procesos de contratación de la empresa, pero de ninguna manera realizar comparaciones internacionales que no son justas por la diferencia de la realidad de cada país.
- Los costos de la CFE, de México, sólo pueden tener una relación de orden de magnitud con los de Panamá, pero de ninguna manera pueden considerarse de referencia en para afectar las inversiones en un proceso de revisión de tarifas; sobre todo cuando solo se toman en cuenta, las unidades constructivas que tienen menor costo en México, y no así las de mayor costo. De tomarse en cuenta todas las unidades constructivas, resultaría que la CFE sería menos eficiente que EDECHI.
- Con el criterio de comparación aplicado en el Informe, EDECHI nunca podrá tener un factor de eficiencia de 100%, pues habrá alguna unidad constructiva en México con menor costo que Panamá.
- Hay muchas razones por las cuales las realidades de México y Panamá son muy diferentes a estos efectos: las compras en México son mayoritariamente de materiales de fabricación local, también hay diferencias en costos de mano de obra, fletes, impuestos que afectan el precio final de los bienes, etc.

Para mostrar que el criterio de comparación con costos internacionales no es procedente, presentamos el siguiente análisis.

La Resolución AN No.3978-Elec de 2010, aprobó los costos unitarios para aporte no reembolsable. Es decir se habían considerado costos eficientes, dos de los tipos de red que predominan (filas sombreadas en la tabla). No es razonable definir costos eficientes, para el periodo 2010-2014, inferiores a los que fueron aprobados mediante dicha Resolución.

Los costos aprobados en el 2010 actualizados al presente, con un IPC acumulado de 19%, son los mostrados en la última columna de la tabla anterior. Lo cual permite concluir que hay más similitud entre estos costos y los utilizados por EDECHI en sus inversiones (Costo GNF Presupuesto), que con los de la empresa estatal mexicana CFE (México) que son ajenos a la realidad de las empresas eléctricas de Panamá.

4.5.2 Factor de Eficiencia por Asimetría

El Informe justifica la aplicación de este factor de la siguiente forma:

- 3) **Factor de asimetría:** Este factor solamente es empleado en caso que la información registrada por las empresas, en rubros relevantes, no sea suficiente para hacer un análisis de razonabilidad mínimo de la misma.

Cuando se considera que la información es insuficiente, se castiga arbitrariamente, en lugar de recabar información adicional para tomar una decisión justificada. Este criterio ha sido aplicado de forma indiscriminada a todos los Activos de comercialización sin ninguna explicación.

El 95% de las inversiones en comercialización corresponden a medidores e instrumentos y el 5% restante son inversiones en instalación de teled medida e instalación de Puntos de control (Bolsas de Energía) que se instalan en los transformadores con potencia superior a 300 KVA. Esta información ha sido entregada a la ASEP cumpliendo a cabalidad con los criterios establecidos el Manual de Cuentas Regulatorio. Un factor de eficiencia de 80% es totalmente injustificado.

Cabe señalar que el factor de eficiencia por asimetría afecta principalmente las inversiones por Comercialización, las cuales han sido estimadas en el IMP 2010-2014, a partir de la ecuación de eficiencia y la cantidad de clientes.

Al calcular el ratio Inversión en Comercialización y los Clientes del IMP aprobadas en el período 2010-2014, se obtiene lo que en su momento fue la inversión eficiente B/.4.92 por cliente (en Balboas del 2010). Calculando este mismo costo unitario para las inversiones reales y clientes reales del período 2010-2013 el valor que resulta en promedio es B/.3.43 por cliente (en Balboas corrientes). Como se puede observar, los valores de las inversiones realizadas están inclusive por debajo del aprobado, sin tomar en cuenta que la realidad está afectada por la inflación del período real, por lo que no vemos razón para afectar estas inversiones con un Factor de 0.8.

Solicitamos se elimine la utilización del Factor de Eficiencia por Asimetría.

4.5.3 Fecha de Activación

La fecha que se utiliza no es clara, no se sabe si es la de inicio o fin de la obra, ya que utilizar, la de inicio, no es correcto porque ésta se define en la confección del presupuesto, y posteriormente se materializa la construcción y puesta en servicio. La propia regulación panameña indica que las inversiones se reconocen una vez puesta en explotación, y por ende es la fecha de la puesta en servicio, la que define el hito de capitalización.

4.5.4 Criterio para Definir Inversión o Gasto

Se han aplicado criterios automáticos sin considerar la realidad de cada obra para descalificar inversiones y categorizarlas como Gastos de OyM. La siguiente imagen muestra algunos de ellos:

ACTIVO	Variables empleadas para determinar inversiones (filtro) (Finv)					
	Fecha	Materiales Min	Costo total Min	Mano d O	Poste Min	conductor min
DLAMT(LAMT)	si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	<= 2 postes es OyM	<= 50 mts es OyM
DLABT (LABT)	si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	<= 2 postes es OyM	<= 50 mts es OyM
DLSMT (LSMT)	si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	---	<= 20 mts es OyM
DLSBT (LSBT)	si	Si=0 es OyM	<100 es OyM	>95% tot o <5% tot es OyM	---	<= 20 mts es OyM

A continuación se citan algunos ejemplos que ilustran que esos criterios no tienen validez y sólo pueden servir como filtros de alerta, para luego revisar cada caso.

4.5.4.1 Criterio Costo Material Nulo

No todas las activaciones de inversiones llevan consigo una imputación de material, por ejemplo, el monto del Diseño y la Supervisión para proyectos importantes como Líneas de Alta Tensión, Subestaciones, etc., se reportan con cuenta y código descriptivo independientes. Nuevamente, siendo que el código descriptivo debe incluir las opciones que establece el Manual de Cuentas Regulatorias, al no tener códigos descriptivos solo para diseño, se utilizan los del tipo de proyecto a que se refiere. Por ejemplo el diseño de una subestación iría en el DTRAM-115, con el resto de la información de la subestación, pero sin costo de material, solo en mano de obra. Esta es la única forma que tienen las empresas de reportar este tipo de actividad de acuerdo a lo indicado en el manual de cuentas.

4.5.4.2 Costo de Mano de Obra superior a 95% o inferior a 5%

Este argumento no tiene ninguna razón ni argumento realista para su aplicación. El costo de la a mano de obra no define si un proyecto es inversión o es gasto. Cada obra tiene su propio costo de mano de obra y pueda dar cualquier porcentaje en relación a la inversión total.

Con este criterio se han anulado el 100% de los Transformadores tipo Gabinetes, tanto monofásicos como trifásicos, ya que la mano de obra, que solo incluye la puesta en el sitio, oscila entre B/.150 para monofásicos, hasta B/.500 para trifásicos. Un transformador del tipo gabinete desde 50 KVA monofásico, hasta 2500 KVA trifásicos, oscila en costo entre B/.5,000 y B/.90,000, por lo que todos han sido anulados por considerarlos GASTOS DE O&M.

Este criterio también afecta, inversiones cuando las instalaciones de los equipos que están incluidas en el costo. Tal es el caso de las Celdas Blindadas, Transformadores de Potencia, Tendido de Cables de AT y confección de Empalmes. En estos casos, por temas de garantía de la obra y el montaje, la mano de obra se incluye en la factura de los equipos y pueden resultar en costos de mano de obra menores al 5%.

Por otro lado, para las Obras Civiles puras, todo es mano de obra. Es decir, que si se contrata la construcción de una canalización o viga subterránea, pegues de nuevas vigas a cámaras existentes para un nuevo suministro o nuevos circuito, bases para transformador o Centro de Reflexión, el 100% se imputa como mano de obra.

Este es un argumento que no refleja la realidad, por lo tanto debe ser eliminado por completo.

4.5.4.3 Costo Total Mínimo Menor a B/.100.00

Este argumento es razonable si se considera el proyecto total. Sin embargo el sistema de ASEP lo aplica sobre los Códigos Descriptivos y no sobre el proyecto completo. Esto ha ocasionado, resultados nada razonables como que en una obra una parte es inversión pero otra no.

4.5.4.4 Cantidad de Postes ≤ 2 y Longitud de Conductor $< 50/20$ m (aéreo/subt)

Se acoplan estos dos criterios, porque luego son utilizados de forma condicional en el análisis de las inversiones.

La mayoría de las obras rurales de nuevos suministros que construye la empresa son obras con uno o dos postes y con distancias menores a 50 metros. Por lo tanto, este criterio no tiene ninguna razonabilidad.

En otros casos el propio Manual de Cuentas obliga a dividir una obra o proyecto en partes porque se debe dividir por tipo de cables o conductor, quedando luego reducidos a parciales menores a 50 metros y con menos de 2 postes.

Así puede haber una extensión para un nuevo suministro de 90 metros, 45 es la red de baja con un poste y conductor 1/0, y luego un poste para dar altura y cruzar la calle con conductor N° 6. Esta obra sería eliminada por división de cuentas en códigos descriptivos, lo que a todas luces es incorrecto.

Considerando el caso de zonas urbanas, gran cantidad de obras requieren sólo del cruce de calle con red MT, para luego pasar a MT subterránea, o para luego instalar un transformador o grupo de transformadores. Todas estas cuentas y obras han sido anuladas de forma automática, lo cual no es nada razonable.

4.5.4.5 Cantidad Nula

Existen proyectos donde se utiliza material de recobro como transformadores por lo que pueden existir proyectos con cantidad cero. En las inversiones por calidad, la empresa ejecuta lo que se llama Conectividad, consistente en la instalación de seccionamientos como fusibles, seccionadores manuales, pararrayos, ITC, reguladores, capacitores.

Ninguno de estos equipos cuenta en el Manual de Cuentas con Códigos Descriptivos, por lo que el propio Manual indica que se incluyan en los códigos de LAMT en la mayoría de los casos agregando la letra inicial del equipo, pero no es posible extraer del código la cantidad porque sólo permite postes y conductores, luego en estos casos la cantidad es cero, llevando a la anulación de la cuenta en su totalidad.

También se explicó en el caso de material cero, la posibilidad de utilizar transformadores existentes para instalar clientes nuevos donde la cuenta DTRMB informa cero como cantidad de transformadores.

4.6 Truncamiento de archivos formato txt

Adicionalmente, en el procesamiento de los archivos txt, se truncaron para el caso de EDECHI un total de B/.1,989,678. Este truncamiento se debió a distintas causas:

- Para el tema de Acometidas, Alumbrado y Medidores, el castigo de inversiones al parecer se debe a la limitación en el número de campos que se permite para informar sobre la cantidad física, que sólo es de tres campos. Por lo tanto, obliga a dividir el mismo código descriptivo en tantas veces sobre 1000 unidades físicas que se hayan instalado. Al realizar filtros de autocontrol, la aplicación de la ASEP asume que se trata de errores de códigos o duplicidad de información y los anula.
- Para las inversiones por calidad y subestaciones, no está claro que a pesar de haberse enviado esa información, no aparecen en los montos analizados, por lo que se supone que se han obviado, cuando en realidad deben formar parte de los activos reales.

Por otra parte, en el proceso de migración desde los sistemas de EDECHI hacia los archivos txt quedaron por fuera un número importante de activos. Mediante Nota CM-513-2014 de 27 de mayo de 2014 se remitió los CDs con la información de EDECHI de los años 2010, 2011, 2012 y 2013.

5 OBSERVACIONES RELATIVAS AL CÁLCULO DE LOS COSTOS E INVERSIONES EFICIENTES

5.1 Aplicación del DEA

Antes de señalar la variante en la aplicación del DEA, es importante destacar que en las Revisiones Tarifarias anteriores se aplicó el DEA con el promedio de los datos de los dos últimos años disponibles. Esto es correcto metodológicamente ya que el DEA no es un método estocástico, de modo que cualquier error en los inputs de un año se atenúa al promediarlos con los datos de otro año. Sin embargo en esta oportunidad, los datos de los años 2011 y 2012 no se promedian, sino que se tratan como si fueran datos de empresas diferentes

5.1.1 Variantes detectadas en la Aplicación del DEA

La aplicación del DEA utilizada en esta oportunidad considera lo siguiente:

- I. Se aplica el DEA con datos de los años 2011 y 2012 como si fueran empresas diferentes con el objetivo de seleccionar las Empresas Eficientes, esta variante tiene las siguientes limitaciones:
 - i. La variante del DEA Dinámico se utiliza para valorar la evolución en el tiempo de la Eficiencia Relativa, pero no para seleccionar empresas eficientes.
 - ii. No sólo se intenta aplicar una metodología que sirve otros fines, sino que además, se tratan los datos de los dos años como si fueran empresas diferentes, en lugar de especificar que son inputs del tipo Datos de Panel, es decir que cada juego de datos de cada empresa tiene información en varios años.
- II. Por otra parte, aun corriendo el DEA como se describe en el Informe, no resultan las 40 Empresas Comparadoras señaladas en el mismo Informe.

5.1.2 Información Incompleta

Es necesario destacar la falta de información en el Informe, en el nivel de detalle de la descripción de la metodología, de los datos utilizados y de los resultados del análisis de DEA, imposibilitando el replicar el resultado del DEA publicado en el Informe.

En la página 24 del Informe, dice textualmente:

III.4.4. Selección de las comparadoras en base a su eficiencia

Siguiendo con la metodología aplicada por la ASEP se procedió a simular un modelo DEA sobre el total de 111 empresas que superan los 35,000 clientes (empresas de la FERC más las tres empresas de distribución de Panamá), a los fines de determinar cómo empresas comparadoras sólo aquellas con una eficiencia superior al 80%, en consistencia con la referencia utilizada en el último cálculo del IMP.

El procesamiento se efectuó por los métodos de rendimientos variables de escala (VRS) y de rendimientos no decrecientes a escala (NDRS), surgiendo de esta manera dos grupos de empresas comparadoras.

En el Anexo II.11 Muestra de Empresas Comparadoras Utilizadas en las Ecuaciones de Eficiencia (Post DEA) II.11 MUESTRA DE EMPRESAS COMPARADORAS UTILIZADAS EN LAS ECUACIONES DE EFICIENCIA (POST DEA) se presenta la muestra de 40 empresas utilizada para determinar los parámetros de las ecuaciones de eficiencia, una vez eliminadas aquellas empresas con menos de 35,000 clientes y con una eficiencia inferior al 80%.

El Informe dice que se obtuvieron dos grupos de Empresas Comparadoras, uno por el método de Rendimiento de Escala Variable (VRS) y otro por el método de Rendimientos de Escala no Decrecientes (NDRS).

Sin embargo, habiendo corrido el DEA antes distintos escenarios en ningún caso se obtuvieron las Empresas Comparadoras que indica el Informe.

Ante esta situación se solicitó a ASEP mayor precisión sobre los datos y el método utilizado, recibiendo las siguientes respuestas:

- El DEA se corrió con datos de los años 2011 y 2012.
- Se usó el método de Rendimientos de Escala Variables (VRS).

- Se adoptaron como Empresas Comparadoras aquellas que tuvieron un score mayor a 80% en el año 2012, pero con la condición que también tuvieron un score mayor a 80% en el 2011.

Además de estas diferencias entre la metodología descrita en el Informe y las aclaraciones recibidas con posterioridad a la publicación de dicho Informe, se observaron cambios en los datos publicados en la página web para la Consulta Pública:

- Inicialmente el archivo “DatosParaEcuaciones.xlsx” no contenía los datos de las empresas para alimentar el cálculo del DEA. Contenía los datos de todas las empresas de la FERC pero no las 111 finalmente filtradas para el DEA.
- Ante la solicitud para que se incluyeran exactamente los datos de las empresas que alimentaron el DEA, se incluyó al archivo mencionado una hoja denominada “DatosParaDEA”. Esta hoja contenía datos sólo del año 2012.
- Ante un nuevo pedido de aclaraciones, se publicó en la web un nuevo archivo “DatosParaEcuaciones.xls” en el cual la hoja “DatosParaDEA” contenía datos de los años 2011 y 2012.
- Cabe destacar que en el Informe se publicaron sólo los scores de eficiencia del año 2012.
- Ante un nuevo pedido de aclaración, la ASEP envió una planilla de cálculo con los scores de eficiencia de los años 2011 y 2012.

5.1.3 Se aplica una variante del DEA que sirve otros fines

Asumiendo que la metodología utilizada es la que surge de las aclaraciones recibidas, se advierte lo siguiente:

- No se corre el DEA con datos de varios años con el objeto de seleccionar Empresas Eficientes:
 - La variante del DEA Dinámico se utiliza para valorar la evolución en el tiempo de la Eficiencia Relativa, pero no para seleccionar empresas eficientes.
 - No sólo se intenta aplicar una metodología que sirve otros fines, sino que además, se tratan los datos de los años 2011 y 2012 como si fueran empresas diferentes, en lugar de especificar que son inputs del tipo Datos de Panel, es decir que cada juego de datos de cada empresa tiene información en varios años.
- Los conceptos sobre la aplicación del DEA, pueden corroborarse consultando la siguiente bibliografía:
 - “DATA ENVELOPMENT ANALYSIS, A Comprehensive Text with Models, Applications, References and DEA-Solver Software”, by William W. Cooper, Lawrence M. Seiford and Kaoru Tone, Chapter 9, Section 9.5.
 - “An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis” by Tim Coelli, D.S. Prasada Rao and George E. Battese; Chapter 10.
 - CEPA Working Paper 96/08, by Tim Coelli, Centre for Efficiency and Productivity Analysis, University of New England, Australia.

- La variante aplicada se pone de manifiesto en los resultados que obtienen de las Empresa Comparadoras:
 - i. La empresa Ohio Power Company tiene una eficiencia de 75% en el año 2012 y de 100% en el 2011. Quiere decir que esta empresa, por tener un score de 100%, definió la Frontera de Eficiencia, pero ella no fue seleccionada como eficiente porque en el año 2012 tiene un score menor a 80%. Otra consecuencia incongruente es que esta empresa al definir la Frontera Eficiente hace que otras empresas no califiquen como eficientes, a pesar de ser éstas más eficiente que la Ohio Power, según los scores del año 2012.
 - ii. Esta situación también se observa para las empresas TheNarragansett Electric Company y para Commonwealth Edison Company.

Este método aplicado en el Informe, para seleccionar empresas eficientes es tan incongruente, que:

- Algunas empresas que definen la Frontera Eficiente son eliminadas por considerarse ineficientes.
- Algunas Empresas Eficientes son descartadas con motivo que la definición de la Frontera está determinada por empresas que a pesar de ser eficientes son descartadas por el score de otro año

5.1.4 No Resultan las 40 Empresas Comparadoras Señaladas en el Informe

Corriendo el DEA según las aclaraciones recibidas se detectan lo siguiente:

- i. Los scores de eficiencia reportados en el Informe difieren de los obtenidos de nuestra corrida del DEA.
- ii. Aplicando el criterio de eficiencia adoptado (score mayor a 80% en 2012, pero con un score mayor a 80% en el 2011) no resultan las 40 empresas indicadas en el Informe.

5.1.5 Scores de Eficiencia Reportados por ASEP

Los scores de Eficiencia Relativa incluidos en la planilla de cálculo enviada por ASEP con motivo de la solicitud de aclaraciones son distintos a los scores que se obtienen con la corrida de los softwares de DEA disponibles en el mercado. Para solventar este problema se ha solicitado a la ASEP provea el reporte completo de los resultados del software, pero hasta el momento de redactar este documento, esa información no ha sido entregada.

5.1.6 El Criterio de Eficiencia Adoptado No Genera las 40 Empresas Comparadoras

De la conferencia telefónica organizada por la ASEP, sus consultores de ASEP y los consultores de EDECHI, los consultores de ASEP indicaron que se adoptaron como Empresas Comparadoras aquellas que tuvieron un score mayor a 80% en el año 2012, pero con la condición que también tuvieron un score mayor a 80% en el 2011.

Esto no se verifica en el listado de las 40 Empresas Comparadoras. Las siguientes empresas están dentro de ese listado, pero sin embargo no cumplen el criterio adoptado:

- Ameren Illinois Company
 - Score 2012: 100%
 - Score 2011: 76%
- Wisconsin Electric Power Company
 - Score 2012: 100%
 - Score 2011: 77%
- MidAmericanEnergy Company
 - Score 2012: 80%
 - Score 2011: 75%

5.1.7 Falta de Continuidad Regulatoria

En esta revisión tarifaria se observa una falta de continuidad regulatoria, por haber sustituido la metodología como se aplicó el DEA en las últimas Revisiones Tarifarias.

En las últimas Revisiones Tarifarias se aplicó el DEA con los siguientes criterios:

- Promedio de los datos de los dos últimos años disponibles
- Método de Rendimientos de Escala Variables (VRS)
- Empresas Eficientes con score mayor o igual a 80%.

La utilización de los promedios de los datos de los últimos dos años está plenamente justificada porque el DEA no es un método estocástico, de modo que cualquier error en los inputs de un año se atenúa al promediarlos con los datos de otro año.

Como ya se explicó, la utilización de los datos de los años 2011 y 2012 como si fueran de empresas independientes no sólo conduce a una aplicación incoherente del DEA, sino que también se corre el riesgo de definir la Frontera Eficiente en forma errónea en caso de error en alguno de los datos disponibles.

Solicitamos a la ASEP aplicar el DEA con la misma metodología y criterios utilizados en las últimas Revisiones Tarifarias.

5.2 Eliminación de Empresas con Menos de 35,000 Clientes

En el Informe se eliminan de la Base de Datos de Empresas Comparadoras aquellas empresas que tienen menos de 35,000 clientes. Ello también constituye un cambio de criterio en la selección de las empresas eficientes, representando una discontinuidad regulatoria, sin sustentación válida y justificada.

5.3 Datos de Activos de Redes con Tensión de 24 kV a 115 kV

Se contrastó la información de Costos y Activos de Redes con tensión de 24 kV a 115 kV, detectándose diferencias entre lo que se incluyó en el Informe, en las Planillas "ActivosTransmisionFERC2011_24-115kV.xlsx" y lo que está registrado en los formularios de la FERC. A continuación se indican las empresas para las cuales se observaron esas diferencias indicando los montos correspondientes.

Datos con Diferencias de Redes 24 kV a 115 kV – Año 2011

ID	Empresa	Según FERC		ASEP		Observaciones
		COYM	Act	COYM	Act	
6	Appalachian Power Company	2,444,958	8,637,363	-	-	
7	Arizona Public Service Company	29,881,823	514,269,985	29,647,898	489,773,836	ASEP utiliza para los Act datos de la Columna Construction and Other Costs y Descarta las Obras 27 y 28 Voltaje Operativo 69 y 115 - Para OYM utiliza la Columna Cost Total para el Prorrato pero descarta las Obras 27 y 28 Voltaje 69-115.
8	Entergy Arkansas, Inc.	5,364,081	239,591,429	-	-	La ASEP no considera las filas 26 y 30.
9	Atlantic City Electric Company	196,297	150,461,696	-	-	Se deben considerar los datos denominados Various (Filas 33, 34, 35).
57	Georgia Power Company	49,085,506	2,075,172,582	-	-	Los datos están consignados en el pie de página.
63	Entergy Gulf States Louisiana, L.L.C.	5,548,729	133,784,711	-	133,784,711	ASEP realizó el ponderado para los Costos de OYM con el criterio correcto, pero ha utilizado la columna incorrecta. Utilizó la Columna expns_rent en vez de expens_total.
70	Idaho Power Company	1,639,123	69,296,688	1,536,215	64,946,068	La ASEP para COYM calcula un ponderado utilizando un ratio ubicado en la columna E fila 20691 (Proporción de OYM Vs INV). Al no existir datos de OYM y en los Costos ACT la ASEP no incluye los de las filas 32 y 33 pag. 3 datos de las FERC.
73	Indiana Michigan Power Company	3,022,212	118,690,306	3,022,212	117,831,909	En los Costos ACT la ASEP no incluye los de la fila 19, 20 y 21 pag. 4 datos de las FERC. En ambos se debe considerar los Costos de la fila 4 pág. 2 (Obra 6232 GODMAN TAP).
87	Entergy Louisiana, LLC	15,381,864	303,537,762	-	-	La ASEP en los Costos de ACT no incorpora las filas 2 y 4 de la pág 3 de las FERC, al igual que no realiza el prorrato de los Costos de OYM en base a los datos de ACT como debe ser.
93	Massachusetts Electric Company	971,639	41,077,692	-	41,077,692	
100	Entergy Mississippi, Inc.	5,380,516	209,169,626	-	-	En los ACT la ASEP no considera el total de las líneas de 115 kV indicado en la fila 7 pag. 2
114	Entergy New Orleans, Inc.	7,424,622	20,590,346	-	-	En los ACT la ASEP no considera el total de las líneas de 69 kV y 115 kV indicado en la fila 10 y 11 pag. 1
127	Ohio Power Company	3,823,798	174,812,485	3,823,798	169,926,378	La ASEP sólo considera las líneas menores de 132 kV, pero debe incluir líneas adicionales con voltajes de 69 kV.
135	PECO Energy Company	2,046,090	86,501,890	-	86,501,890	La ASEP incluye para ACT, los Costos de líneas de 13,2 kV Fila 9 página 1 datos FERC.
149	Public Service Electric and Gas Company	1,141,411	87,521,925	77,368	7,704,724	La ASEP no considera para los Costos de ACT y OYM las filas 27 y 28 de los datos de las FERC.
159	South Carolina Electric & Gas Company	3,559,085	345,864,615	3,438,150	334,112,443	La ASEP no incluye los costos de ACT indicados en la fila 1 pág. 1 de los datos de las FERC. ASEP considera el voltaje como fuera de rango, ya que en la columna voltaje diseño se ha indicado un voltaje de 230 kV y en la realidad el voltaje fue de 115 kV.
167	Superior Water, Light and Power Company	62,019	2,621,973	-	2,146,202	La ASEP no considera los Costos de ACT indicados en la línea 22 pág. 1 (Douglas County).
182	KCP&L Greater Missouri Operations Company	694,160	53,863,342	293,110	22,743,885	La ASEP no incluye los costos de ACT indicados en la fila 2 pág. 2 de los datos de las FERC. Toma como referencia la columna de designed_voltage que hace referencia a un voltaje mayor al operativo. El dato de la ASEP es incorrecto.
227	Wolverine Power Supply Cooperative, Inc.	3,393,761	143,476,981	2,562,928	108,352,096	La ASEP no incluye los costos de ACT indicados en la fila 2, 5, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23 y 24 pág. 1 de los datos de las FERC. Toma como referencia la columna de designed_voltage que hace referencia a un voltaje mayor al operativo que es de 69 kV. Adicional la ASEP, para COYM calcula un ponderado utilizando un ratio ubicado en la columna E fila 20691 (Proporción de OYM Vs INV) en Base a los Costos de Activos, al no existir datos de OYM.
288	UNS Electric, Inc.	128,955	43,117,318	124,540	34,005,980	La ASEP no incluye los costos de ACT y OYM de la fila 14, pág. 1 Toma como referencia la columna de designed_voltage que hace referencia a un voltaje mayor al operativo que es de 115 kV

Datos con Diferencias de Redes 24 kV a 115 kV – Año 2012

ID	Nombre	Según FERC		ASEP		Observaciones
		COYM	Act	COYM	Act	
3	Alaska Electric Light and Power Company	504,870	29,906,385	-	-	
6	Appalachian Power Company	2,751,387	8,638,110	-	-	
7	Arizona Public Service Company	20,957,714	553,314,164	20,805,227	527,715,438	
10	Baltimore Gas and Electric Company	2,618,621	119,542,016	-	-	
30	Cleveland Electric Illuminating Company, The	223,385	150,207,986	-	-	
39	Connecticut Light and Power Company, The	394,296	669,724,455	394,296	499,393,777	
54	Fitchburg Gas and Electric Light Company	49,501	1,855,249	-	-	
57	Georgia Power Company	46,856,885	2,139,051,896	-	-	Se debe tomar el valor de pie de página
58	Golden Spread Electric Cooperative, Inc.	72,769	16,480,246	32,785	7,424,880	Se deben utilizar totales, pero la ASEP sólo consideró líneas 1, 24 y 25.
70	Idaho Power Company	1,579,641	72,111,781	1,484,338	67,761,161	Para Act, además de las líneas 16, 13 y 20 que usa la ASEP se deben incluir las líneas 33 y 34 por 4,350,620 con voltajes de 46 y 69.
73	Indiana Michigan Power Company	2,395,288	124,614,972	2,395,288	123,756,528	Además de las líneas 31, 28 y 34 que usa la ASEP se deben incluir las líneas 5, 21, 22 y 23 por 858,444 con voltajes de 34 y 69.
87	Entergy Louisiana, LLC	7,824,548	316,442,322	7,824,548	316,442,322	
93	Massachusetts Electric Company	969,106	44,240,398	-	-	
144	Duke Energy Indiana, Inc.	3,643,027	246,831,596	-	-	La ASEP no considera para los Costos de ACT y OYM de la fila 11 pág. 1.
149	Public Service Electric and Gas Company	1,939,557	185,773,015	111,975	31,216,134	La ASEP no considera para los Costos de ACT y OYM las filas 28 y 29 de los datos de las FERC.
159	South Carolina Electric & Gas Company	4,657,121	354,945,118	4,490,971	342,281,908	
182	KCP&L Greater Missouri Operations Company	576,734	54,299,460	244,384	23,008,767	La ASEP no incluye los costos de ACT indicados en la fila 3 pág. 2 de los datos de las FERC. Toma como referencia la columna de <code>designed_voltage</code> que hace referencia a un voltaje mayor al operativo.
210	MidAmerican Energy Company	2,482,714	153,383,715	-	-	La ASEP no incluye los costos de ACT y OYM indicados en la fila 31 pág. 6.
227	Wolverine Power Supply Cooperative, Inc.	1,552,835	122,563,210	1,552,835	70,888,083	La ASEP no incluye los costos de ACT indicados en la fila 2, 5, 6, 7, 10, 11, 12, 13, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28 y 29 pág. 1. Toma como referencia la columna de <code>designed_voltage</code> que hace referencia a un voltaje mayor al operativo que es de 69 kV.
288	UNS Electric, Inc.	77,210	43,226,136	65,095	34,728,117	La ASEP no incluye los costos de ACT y OYM de la fila 14, pág. 1 Toma como referencia la columna de <code>designed_voltage</code> que hace referencia a un voltaje mayor al operativo que es de 115 kV.

5.4 Datos Empresas de la FERC y de Panamá

5.4.1 Demanda Máxima Coincidente asociada a Ventas para Reventa

No se ha eliminado la Demanda de Potencia Coincidente asociada a las Ventas para Reventa de la Demanda Máxima de Potencia de las Empresas de la FERC. Esto es necesario ya que, así como la Energía Vendida de las empresas de la FERC excluye la Energía de Ventas para Reventa, debe ser excluida también la Demanda de Potencia asociada a estas Ventas para Reventa.

Se solicita a la ASEP proceder a realizar esta corrección con el mismo criterio que lo ha aplicado en las revisiones tarifarias pasadas, donde estimó la Demanda Coincidente de Venta para Reventas a partir de la Energía de Venta para Reventas y del Factor de Carga observado para cada Empresa de la FERC.

Año	2011	2012
Empresa	Alabama Power Company	Alabama Power Company
Energía Ingresada	69,470,911	65,364,566
Demanda Maxima	11,786	11,382
Factor de Carga *	67.3%	65.6%
Ventas de Energía para Reventa	11,539,834	8,475,683
Demanda Maxima Coincidental Venta para Reventa	1,958	1,476
Demanda Maxima para DEA y Ecuaciones de Eficiencia	9,828	9,906

5.4.2 Asignación de Planta General

En el cálculo de la parte del Activo de Planta General a ser asignado a los Activos de Distribución y Comercialización, se ha hecho lo siguiente:

Por un lado, el documento “Propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) 2014-2018.pdf” menciona que los activos deben distribuirse de acuerdo a la siguiente expresión:

$$ActivosPlantaGeneral_i = \frac{Activos_i}{ActivosTotales - ActivosPlantaGeneral}$$

Sin embargo, esto no se cumple en el archivo “Proc_Inf_FercV4.xlsx”, ya que en el Denominador solo se Incluyó el Activo Total. Se solicita se corrija esto.

Por otro lado, al asignar el Activo de Planta General de las empresas de la FERC correspondiente al Activo de Distribución se utiliza el Activo de Distribución corregido por la disminución del 40% sobre el valor del Activo Subterráneo.

Dado que se trata de determinar qué parte del Activo de Planta General de las empresas de la FERC está afectado a la actividad de Distribución, corresponde utilizar el Activo de Distribución sin corregir por este factor que captura un ajuste en relación a las empresas de Panamá.

5.4.3 Asignación de Gastos Administrativos

Al distribuir los Gastos Administrativos de las empresas de la FERC entre los Gastos de O&M de Distribución no se han considerado los Gastos de O&M correspondientes a las líneas de 24-115 kV. Estos costos forman parte del Costo Total de las Empresas de la FERC, y si bien inicialmente son considerados como Transmisión en la FERC, para el caso de Panamá estos Costos forman parte de la actividad de Distribución.

Por lo tanto, los Gastos de O&M correspondientes a las líneas de 24-115 kV deben ser considerados para una correcta asignación de los Gastos Administrativos asociados a estos activos.

5.4.4 Datos Empresas FERC Eficientes y de Panamá

El IMP presentado a Consulta Pública por la ASEP debe regir a partir de Junio de 2014. En consecuencia, tanto los Costos de O&M y las Inversiones proyectadas deben estar en moneda de dicho momento.

Sin embargo, tanto los Costos de las Empresas de la FERC como sus Activos están expresados en moneda de Diciembre de 2013, lo cual implica no considerar el efecto de la inflación del primer semestre de 2014.

Por lo tanto, solicitamos la ASEP exprese todos los valores de la FERC y de las Empresas de Panamá que forman parte del cálculo de las Ecuaciones de Eficiencia en moneda de Junio de 2014.

Para esto, se deberán tomar el CPI y el PPI de los Estados Unidos, estimados hasta Junio de 2014 según su evolución esperada en función de lo observado en los mismos meses del año anterior, y luego debe ajustarse el índice promedio de 2013 por la evolución promedio del primer semestre de 2014 en relación al primer semestre de 2013. Las tablas siguientes presentan los datos más actualizados del Bureau of Labor Statistics.

Consumer Price Index - All Urban Consumers													
Original Data Value													
Series Id:	CUUR0000SA0												
Not Seasonally Adjusted													
Area:	U.S. city average												
Item:	All items												
Base Period:	1982-84=100												
Years:	2004 to 2014												
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2010	216.687	216.741	217.631	218.009	218.178	217.965	218.011	218.312	218.439	218.711	218.803	219.179	218.056
2011	220.223	221.309	223.467	224.906	225.964	225.722	225.922	226.545	226.889	226.421	226.230	225.672	224.939
2012	226.665	227.663	229.392	230.085	229.815	229.478	229.104	230.379	231.407	231.317	230.221	229.601	229.594
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	232.957
2014	233.916	234.781	236.293	237.072	237.5	238.1							236.87

Producer Price Index Industry Data													
Original Data Value													
Series Id:	PCU22112222112243												
Industry:	Electric power distribution												
Product:	Industrial electric power												
Base Date:	199012												
Years:	1958 to 2014												
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2009	160.0	160.0	157.3	156.3	158.9	160.9	163.5	161.9	162.0	158.0	155.2	155.3	159.1
2010	155.3	155.3	157.8	157.6	159.6	164.8	166.0	166.9	166.3	162.0	158.9	159.4	160.8
2011	160.8	162.1	162.6	161.9	163.6	171.0	179.2	180.4	179.6	172.3	170.5	170.8	169.6
2012	167.9	167.3	166.8	165.4	168.2	173.3	185.2	185.6	186.2	179.2	177.7	178.9	175.1
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	169.9
2014	179.8	181.8	180.0	177.2	181.4	188.7							183.1

Por su parte, para los datos de las empresas de Panamá puede tomarse la inflación de Panamá proyectada para 2014 en el Regional Economic Outlook del FMI.

Table 2.1. Western Hemisphere: Main Economic Indicators¹

	Output Growth (Percent)					Inflation ² (End of period, percent)				
	2011	2012	2013	2014	2015	2011	2012	2013	2014	2015
			Est.	Projections				Est.	Projections	
North America										
Canada	2.5	1.7	2.0	2.3	2.4	2.7	0.9	1.0	1.8	2.0
Mexico	4.0	3.9	1.1	3.0	3.5	3.8	3.6	4.0	4.0	3.7
United States	1.8	2.8	1.9	2.8	3.0	3.1	1.8	1.2	1.5	1.7
South America										
Argentina ³	8.9	1.9	4.3	0.5	1.0	9.5	10.8	10.9		
Bolivia	5.2	5.2	6.8	5.1	5.0	6.9	4.5	6.5	5.5	5.2
Brazil	2.7	1.0	2.3	1.8	2.7	6.5	5.8	5.9	5.8	5.4
Chile	5.7	5.4	4.2	3.6	4.1	4.4	1.5	3.0	3.0	3.0
Colombia	6.6	4.2	4.3	4.5	4.5	3.7	2.4	1.9	2.7	3.0
Ecuador	7.8	5.1	4.2	4.2	3.5	5.4	4.2	2.7	2.7	2.5
Guyana	5.4	4.8	4.8	4.3	4.0	3.3	3.4	3.5	4.3	4.3
Paraguay	4.3	-1.2	13.0	4.8	4.5	4.9	4.0	3.7	5.0	5.0
Peru	6.9	6.3	5.0	5.5	5.8	4.7	2.6	2.9	2.3	2.0
Suriname	5.3	4.8	4.7	4.0	4.0	15.3	4.4	0.6	2.2	3.3
Uruguay	6.5	3.9	4.2	2.8	3.0	8.6	7.5	8.5	8.5	7.6
Venezuela	4.2	5.6	1.0	-0.5	-1.0	27.6	20.1	56.1	75.0	75.0
Central America										
Belize	2.1	4.0	1.6	2.5	2.5	2.5	0.6	0.4	2.0	2.0
Costa Rica	4.5	5.1	3.5	3.8	4.1	4.7	4.6	3.7	4.5	4.5
El Salvador	2.2	1.9	1.6	1.6	1.7	5.1	0.8	0.8	2.0	2.6
Guatemala	4.2	3.0	3.5	3.5	3.5	6.2	3.4	4.4	4.3	4.2
Honduras	3.8	3.9	2.6	3.0	3.1	5.6	5.4	4.9	7.0	6.0
Nicaragua	5.4	5.2	4.2	4.0	4.0	8.0	6.6	6.9	7.0	7.0
Panamá	10.9	10.8	8.0	7.2	6.9	6.3	4.6	3.7	3.6	3.5

Fuente: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2014/whd/eng/pdf/wreo0414.pdf>

5.4.5 Datos de Empresas de Panamá para correr el DEA

A diferencia de lo realizado por la ASEP en períodos tarifarios anteriores, para la determinación de las Empresas Comparadoras Eficientes, fueron incluidas como parte de la muestra para el DEA las empresas de Panamá. Los datos incorporados al estudio fueron procesados de acuerdo a lo que presenta el archivo “DatosParaDEAvf Nvx.xlsx” publicado por la ASEP en la presenta Consulta Pública.

Estos datos presentan las siguientes inconsistencias que deben ser corregidas:

- Las pérdidas informadas para EDECHI no se corresponden con lo informado por la Empresa en el Formulario E-120, que contiene información estadística de las empresas de acuerdo a lo establecido en la Resolución AN-715-Elec del 23 de marzo de 2007 que modifica la Resolución JD-096 del 12 de agosto de 1997. **A continuación se presenta el volumen de pérdidas correcto.**

Datos según Formulario E-120					
Empresa	Año	Energía_Ventas (MWh)	Compras (MWh)	Perdidas (MWh)	% Perdidas
EDECHI	2012	593,875	654,665	60,790	9.3%
EDECHI	2011	539,914	598,921	59,007	9.9%

- ii. Los Costos de O&M tomados de los Estados Financieros Regulatorios han sido utilizados en el estudio a valor de libros. Esta es una inconsistencia, ya que deben ser expresados en Balboas de Junio de 2014 y luego convertidos a Dólares de EEUU, para ser consistentes con los valores de las Empresas de la FERC. **Vale recalcar que deben ser llevados hasta Junio de 2014 con el IPC y el IPM de Panamá, los cuales pueden obtenerse del WEO del FMI y de la Contraloría General de la República, respectivamente.**
- iii. Los Activos de Distribución y Comercialización que se han considerado, no incluyen la parte correspondiente de la Planta General. **Para esto, se debe realizar el mismo procedimiento que utiliza para asignar la Planta General de las Empresas de la FERC.**
- iv. Los Activos de Distribución y Comercialización tomados de los Estados Financieros Regulatorios han sido utilizados a valor de libros. Esto es una inconsistencia, ya que para hacerlos comparables con las empresas de la FERC se deben expresar en Balboas de Junio de 2014 y luego ser convertidos a Dólares de EEUU. Vale recordar que para esta indexación debe tomarse como base la Antigüedad Promedio de la Planta de Distribución. **Es decir, que debe considerarse la inflación acumulada entre 1992, su fecha estimada de compra, y Junio de 2014.**

Actualizacion Activos -			Dep Acum Dist	Dep Dist	Antigüedad	Fecha de Compra
AD	EDECHI	2012	56,058,074	2,705,538	21.00	1991
AD	EDECHI	2011	53,119,061	3,143,302	17.00	1994

5.5 Ajuste del Costo de Mano de Obra (CLR)

5.5.1 Cálculo del Costo Laboral Relativo (CLR)

En el Informe se repite un criterio que EDECHI ha reclamado reiterativamente en las dos Revisiones Tarifarias anteriores. Se aplica doblemente un ajuste por productividad de mano de obra. Dado que los costos que se obtienen de las Ecuaciones de Eficiencia ya tienen incorporada la mayor productividad de las empresas de la FERC, no correspondería aplicar una segunda corrección por la diferencia de productividad entre la mano de obra de los EE.UU. y la de Panamá. La única reducción que correspondería realizar al costo eficiente de la mano de obra de EE.UU. es por la diferencia del poder adquisitivo de los salarios.

Para ajustar los costos resultantes de las ecuaciones de eficiencia, cuya referencia es Estados Unidos, a valores puestos en Panamá, el Informe utiliza la siguiente ecuación:

$$CT_{PA} = CT_{USA} * [\%MO * CLR + \%ME * \%NT * PPP + \%ME * (1 - \%NT)]$$

Dónde:

CT_{PA} son los costos referidos en Panamá.

CT_{USA} son los costos referidos en Estados Unidos.

$\%MO$ es el porcentaje de los costos totales asociados a mano de obra.

CLR es el costo laboral relativo, que representa las diferencias salariales entre dos países.

$\%ME$ es el porcentaje de los costos totales asociados a materiales y equipos ($\%MO + \%ME = 1$).

$\%NT$ es el porcentaje de costos no transables asociados a los costos de materiales y equipos.

PPP es el índice PPP, que representa las diferencias del poder adquisitivo de 1 USD entre dos países.

La variable que se objeta en esta sección es el Costo Laboral Relativo (CLR), que en el Informe se calcula de la siguiente forma:

$$CLR = \frac{PIBperCapita_{Panamá}}{PIBperCapita_{USA}} \times PPP_{Panamá}$$

Esta no es la forma correcta de calcular el CLR: el cociente de los PIB no es una medida del Costo Laboral Relativo entre dos países. El PIB es una medida de la producción total de un país, que incluye muchos más conceptos que la Remuneración de la Mano de Obra.

Esta forma de cálculo del CLR es, además, diferente a la utilizada en la Revisión Tarifaria anterior. Son aceptables cambios de metodología en el cálculo de los componentes del IMP si dichos cambios conllevan una mejora en la precisión de cálculo, pero no lo contrario.

Efectivamente, en la Revisión Tarifaria del año 2010, la ASEP utilizó la siguiente fórmula para calcular el CLR:

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

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

Esta fórmula considera la Remuneración Total de la Mano de Obra, por lo que esta forma de cálculo del CLR es más precisa que la propuesta en el Informe.

Por lo tanto, solicitamos que ASEP mantenga el cálculo del CLR con la metodología aplicada en la Revisión Tarifaria anterior.

Utilizando esta forma con los valores disponibles en la actualidad el valor de CLR a utilizar para el ajuste del Costo de Mano de Obra es igual a 0.391.

A continuación se indican los valores de cada input del CLR, tomados de las mismas fuentes utilizadas en la Revisión Tarifaria anterior.

PIB a Costo de Factores de Panamá

PIBcf Panamá: B/.36,627 Millones

Remuneración Total de la Mano de Obra de Panamá

REM Panamá: B/.12,229 Millones.

Paridad del Poder Adquisitivo de Panamá

PPA: 0.66

PIB a Costo de Factores de los EE.UU.

PIBcf EE.UU. US\$ 15,711,700 Millones

Remuneración Total de la Mano de Obra de los EE.UU.

REM EE.UU. US\$ 8,860,100 Millones.

$$CLR = \left[\frac{\left(\frac{12,317}{36,890} \right)}{\frac{8,860,100}{15,711,700}} \right] \times 0.66$$

CLR=0.3908

Fuentes de Datos para CLR

País	Indicador	Años			Unidades	Fuente de Datos - Hasta 2012	Fuente de Datos - 2013
		2011	2012	2013			
Panamá	PBI cf	28,559	32,640	36,890	Millones de Balboas a precios corrientes	CEPAL - Anuario Estadístico 2013 Pasos: 1. Ingresar a http://interwp.cepal.org/anuario_estadistico/anuario_2013/es/index.asp ; 2. Elegir Opción 2.1.2.23.5 PANAMÁ: RELACIONES ENTRE LOS PRINCIPALES AGREGADOS DE CUENTAS NACIONALES; 3. Elegir en la tabla descargada, la opción: Igual: Producto interno bruto al costo de factores.	Calculado en base a información 2012 CEPAL y 2013 de WEO April 2014 IMF. Pasos: 1. De la fuente del FMI: http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/01/weodata/weorept.aspx?s=y=2009&ey=2019&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&pr1.x=74&pr1.y=13&c=283&s=NGDP_R%2CNGDP&grp=0&a= obtener el PBI a precios corrientes para el 2013; 2. Multiplicar el valor del PBI del punto anterior por la proporción entre PBI cf/PBI precios de mercado del año anterior.
	Remuneración Asalariados	9,505	10,898	12,317	Millones de Balboas a precios corrientes	CEPAL - Anuario Estadístico 2013 Pasos: 1 y 2 ídem PBI cf; 3. Elegir de la tabla descargada, la opción: Remuneración de los asalariados	Pasos: 1. Tomar del año anterior el cociente entre Remuneración Asalariados y PBI cf; 2. Multiplicar el PBI cf del año actual por el cociente del punto anterior.
	PPP	0.625	0.642	0.660	Moneda Nacional Corriente por Unidad Moneda Norteamérica Corriente	IMF - International Monetary Fund Pasos: 1. Ingresar a http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/01/weodata/weorept.aspx?pr.x=22&pr.y=5&sy=2000&ey=2019&scsm=1&ssd=1&sort=country&ds=.&br=1&c=283&s=NGDP_R%2CNGDP_RPCH%2CPPPEX&grp=0&a= ; 2. Utilizar los valores de Implied PPP conversion rate.	ídem Fuente de Datos - Hasta 2012
EEUU	PBI cf	14,496,600	15,179,000	15,711,700	Millones de Dólares a precios corrientes	BEA - Bureau of Economic Analysis Pasos: 1. Ingresar a http://www.bea.gov/national/index.htm#gdp ; 2. Elegir de las opciones a Selected NIPA Tables: Comma - delimited format y con=vertir a xlsx; 3. De la Tabla 1.7.5. Relation of Gross Domestic Product, Gross National Product, Net National Product, National Income, and Personal Income hacer la diferencia entre Gross domestic product y Taxes on production and imports less subsidies.	ídem Fuente de Datos - Hasta 2012
	Remuneración Asalariados	8,278,500	8,611,600	8,860,100	Millones de Dólares	BEA - Bureau of Economic Analysis Pasos: 1 y 2 ídem PBI cf; 3. Elegir de Table 1.12. National Income by Type of Income: Compensation of employees	ídem Fuente de Datos - Hasta 2012

5.5.2 Duplicación del Ajuste por Productividad

Se realiza un cálculo incorrecto de la variable Costo Laboral Relativo (CLR), que además se aparta de la forma de cálculo utilizada en la Revisión Tarifaria anterior.

En el cálculo del IMP se utiliza una metodología no adecuada, en el ajuste del Costo de Mano de Obra, para trasladar el costo en EE.UU. a Panamá, ya que aplica doblemente un ajuste por productividad.

Dado que los costos que arrojan las Ecuaciones de Eficiencia ya tienen incorporada la mayor productividad de las empresas de la FERC, no corresponde aplicar una segunda corrección por diferencia de productividad de la mano de obra de los EE.UU. y de Panamá. La única reducción que corresponde realizar al costo eficiente de la mano de obra de EE.UU. es por la diferencia de poder adquisitivo de los salarios.

Para ajustar los costos resultantes de las ecuaciones de eficiencia, cuya referencia es Estados Unidos, a valores puestos en Panamá, el Informe de IMP utiliza la siguiente ecuación

$$CT_{PA} = CT_{USA} * [\%MO * CLR + \%ME * \%NT * PPP + \%ME * (1 - \%NT)]$$

Dónde:

CT_{PA} son los costos referidos en Panamá.

CT_{USA} son los costos referidos en Estados Unidos.

$\%MO$ es el porcentaje de los costos totales asociados a mano de obra.

CLR es el costo laboral relativo, que representa las diferencias salariales entre dos países.

$\%ME$ es el porcentaje de los costos totales asociados a materiales y equipos ($\%MO + \%ME = 1$).

$\%NT$ es el porcentaje de costos no transables asociados a los costos de materiales y equipos.

PPP es el índice PPP, que representa las diferencias del poder adquisitivo de 1 USD entre dos países.

La variable que se objeta en esta sección es el Costo Laboral Relativo (CLR), que ASEP calcula de la siguiente forma:

$$CLR = \frac{PIB_{perCapita_{Panamá}}}{PIB_{perCapita_{USA}}} \times PPP_{Panamá}$$

El cociente entre los PIB per Cápita representa la Productividad Relativa de la Mano de Obra a nivel global entre Panamá y EE.UU.

Se observa en el Informe que se realizó un ajuste sobre el costo de Mano de Obra mediante el producto de dos factores:

- La Relación de PIB per Cápita para ajustar por diferente Productividad.

- b) El PPP para ajustar por diferencia de poder adquisitivo de salarios entre Panamá y EE.UU. La Paridad del Poder Adquisitivo o PPP (por sus siglas en inglés) mide el costo relativo de una canasta representativa de bienes y servicios entre un país determinado y los EE.UU.

Por lo tanto, si se parte de costos de Empresas Eficientes y luego se aplica una reducción por Productividad, se ajusta incorrectamente dos veces por el concepto de eficiencia. Si se utilizan costos que resultan de las Ecuaciones de Eficiencia no corresponde realizarles ningún ajuste por eficiencia o productividad y sólo ajustar los costos por la diferencia de poder adquisitivo de los salarios.

Cabe destacar que en la revisión tarifaria del año 2002, la ASEP ajustó los costos de las Empresas Eficientes de los EE.UU. sólo por la relación de salarios, sin aplicar una reducción por Productividad. En las revisiones tarifarias de los años 2002 y 2006 la ASEP cambió esta metodología utilizando el ajuste con productividad similar al ahora objetado. Cabe aclarar que también en las revisiones tarifarias de los años 2006 y 2010 se objetó esta metodología.

Otra forma de confirmar que el Componente de Mano de Obra tiene un ajuste por productividad que no corresponde aplicar, es observando que el componente de Materiales no Transables (%NT x %ME) tiene un ajuste sólo determinado por el PPP. Esto es así porque los materiales tienen la misma productividad en cualquier país. Quiere decir que si la productividad o eficiencia de la Mano de Obra ya está considerada por las Ecuaciones de Eficiencia, se debe aplicar la misma metodología de ajuste que para el caso de los Materiales no Transables

5.6 Cálculo de Porcentaje de Mano de Obra en Activos

El archivo MO-Activos v2.xlsx presentado en el Informe muestra una inconsistencia en el cálculo del % de Mano de Obra, ya que al aplicar la corrección por componente de mano de obra en la celda B13 del mencionado archivo, el factor allí incluido es el cociente del PIB per Cápita de Panamá y el de los EEUU (19.18%), mientras que el que corresponde aplicar es el CLR (39.08%).

6 ANÁLISIS DE LOS CRITERIOS APLICADOS POR ASEP A LAS INVERSIONES DEL PERIODO 2010-2013

6.1 Generalidades

En el Informe, la ASEP menciona los criterios en los que se basó para determinar las reducciones a aplicar sobre las inversiones reales que ha realizado EDECHI para poder afrontar el alto crecimiento que se ha dado en el país en estos últimos cuatro años.

De la información publicada y los puntos planteados se puede observar que en el Informe se han establecido nuevos criterios, desconocidos por las empresas distribuidoras hasta el momento de la publicación del Informe, para calificar una suma importante de inversiones como ineficientes, sin presentar suficiente base técnica que avale estos criterios.

EDECHI considera que la revisión de las inversiones debe realizarse desde una perspectiva completa examinando los resultados sin limitarse únicamente a una base de datos y/o ecuaciones matemáticas conceptualizadas con criterios subjetivos que no reflejan la realidad de muchas de las inversiones que realizan las empresas distribuidoras. Además, los resultados obtenidos a través de esta automatización de la base de datos de las inversiones, requiere de un análisis posterior que verifique la coherencia de los datos.

A continuación se analizan las causas que han dado lugar a esta reducción de las inversiones reconocidas sobre las realmente registradas y reportados en los Estados Financieros de EDECHI. En el Informe se diferencian tres tipos de reducción en las inversiones reconocidas, según las etapas utilizadas:

- Etapa 1: Depurado Inicial de la base de datos presentada por la empresa para determinar las partidas que son consideradas inversiones y sujetas a un análisis de eficiencia. En este “depurado” se da una reducción de B/.7,764,261.
- Etapa 2: Análisis de eficiencia de la base de datos. En esta etapa se han reducido las inversiones en B/.2,286,683.
- Errores en la información entregada por las distribuidoras a la ASEP, derivadas del procesamiento de la información contenida en los sistemas de las distribuidoras, y en el procesamiento de los datos recibidos por la ASEP. La base que la ASEP considera como reportada por las empresas es inferior a la registrada contablemente por las distribuidoras en B/.1,989,678.

A continuación se presenta un detalle de cada una de las etapas:

A. En la Etapa 1 se han eliminado gran cantidad de inversiones, debido a que según los criterios establecidos en el Informe son costos y no inversiones.

- Las reducciones aplicadas en esta etapa se deben a la aplicación automática de criterios matemáticos a la base de activos, sin un análisis integral de la razonabilidad del activo. Con dichos criterios, se han asignado las obras representadas por los Códigos Descriptivos a costo o a inversión, aunado a que la forma de presentar la información establecida, tiene también sus limitaciones para definir todas las casuísticas de obras que se hacen en un sistema de distribución.
- Para cumplir con el Manual Regulatorio de Cuentas, EDECHI suministró la información de las inversiones realizadas en los últimos 4 años, segregadas por proyectos, de acuerdo a los criterios establecidos en este manual, y en donde muchos proyectos tuvieron que ser fraccionados para poder adecuarse a los códigos descriptivos disponibles establecidos en este Manual.
- No obstante, en el Informe, se indica lo siguiente: “las empresas no cumplen estrictamente con lo especificado en el manual del plan de manejo de cuentas regulatorio, como por ejemplo se observan imputaciones desagregadas para un mismo proyecto...”, (el subrayado es nuestro).
- Ha sido la propia ASEP, la que definió el Manual Regulatorio de Cuentas y la forma de presentar las inversiones. Y como ya hemos mencionado, esta metodología obliga a las empresas a considerar las inversiones segregadas por cuentas o códigos descriptivos, dejando por fuera gran cantidad de

tipologías de activos que luego las Distribuidoras tienen que agregarlas al código descriptivo que más se asemeje a las incluidas en el Manual dando lugar a que luego se califique erróneamente como un gasto y no como una inversión.

Por tanto, **solicitamos que las inversiones, que han sido eliminadas de la base de activos derivadas de los criterios aplicados en la ETAPA 1, sean consideradas inversiones y formen parte de la Base de Capital.**

B. En la Etapa 2, a las inversiones que resultan de la Etapa 1, se le aplican los siguientes criterios de eficiencia:

“1) Factor eficiencia cantidad: el objetivo es chequear que las cantidades de activos que se incorporan, ya sea por renovación (fin de su vida útil) o adiciones por crecimiento, sea consistente con las cantidades de activos que se incorporan al sistema de cuentas regulatorio. Para esto, se comparará la suma de las cantidades que surgen de la renovación (estimada como la inversa de su vida útil por el stock de activos), más las adiciones (de otra fuente que no sea la contable), con las adiciones incorporadas mediante el sistema único de cuentas. Se ajustará según el resultado del cociente de la comparación.

2) Factor de eficiencia precio: se comparara y ajustará con precios de referencia en base a un benchmarking internacional. Se compararán aquellos activos donde surja un vano -en el caso de instalaciones aéreas- o una canalización -en el caso de instalaciones subterráneas- compatible con referencias internacionales. Se han definido los precios de referencia que fija la CFE (Comisión Federal de Electricidad) que brinda el servicio eléctrico en México, realizando los ajustes pertinentes para homologarlos a Panamá.

3) Factor de eficiencia de asimetría: este factor se determinará en función de la calidad de la información que se disponga para el cálculo de los factores mencionados en los ítems anteriores, considerando un mínimo compatible con los antecedentes regulatorios. Este procedimiento permite sistematizar el criterio aplicado de manera de homogeneizar los resultados para todas las empresa”

Ninguno de los tres criterios establecidos, tiene una sustentación técnica y económica para determinar si las obras realizadas por las empresa se hacen bajo parámetros y criterios de eficiencia económica, tales como procesos de libre competencia, inspecciones rigurosas durante el proceso de construcción, adquisiciones de equipo de materiales con economía de escala, etc. Es decir, se vuelven a aplicar criterios simples, y no un análisis integral de los procesos y de la razonabilidad de la obra y del costo.

En ese sentido, deseamos resaltar que las inversiones que realiza EDECHI son el resultado de procesos de licitaciones, en donde pueden participar todas las empresas que califiquen técnica y económicamente para acometer dichos proyectos. Los procesos de compras de equipos y materiales son rigurosos, en donde el precio juega un papel preponderante, por lo tanto, no hay forma de que se obtengan costos menores a los que ya se obtienen.

En el caso de los materiales, éstos son adquiridos mediante concursos de precios internacionales y de compras globales a nivel de todo el grupo Gas Natural Fenosa, con una alta capacidad de negociación y economía de escala, por ende los precios que se obtienen son más bajos que los que se obtendrían si la compra la hiciera EDECHI, independientemente.

Por lo anterior, podemos confirmar que los costos de las obras realizadas por EDECHI, son de las más eficientes que se pueden lograr en un país con un mercado tan pequeño, como es Panamá. Prueba de ello, son los constantes reclamos que hacen los Promotores de Proyectos de Centros Comerciales y Viviendas, a la firma de los Acuerdos de Reembolso, en donde la principal queja es que los precios de las Unidades Constructivas de EDECHI, son muy bajos con relación a lo que a ellos les cuesta.

Es conocido que el mercado panameño no tiene comparación con el de México, que las redes y la forma de construir son diferentes en ambos países, que el sector eléctrico de México es atendido por una única empresa estatal que da suministro a más de 37 millones de clientes, por lo que numerosas empresas internacionales y nacionales concurren a las licitaciones. Por el contrario, el mercado panameño es 37 veces más pequeño que el de México, por lo que en las licitaciones de las distribuidoras panameñas, a lo sumo participan 3 o 4 empresas y que la mayor cantidad de materiales eléctricos que se requieren en el país son importados.

Ante estas diferencias de mercado, y aún sabiendo la ASEP que EDECHI para contratar y comprar, aplican prácticas competitivas de mercado, es innegable que estamos ante una situación de total indefensión y en donde por la sola aplicación de criterios simplistas y comparaciones no equitativas, las inversiones de las empresas distribuidoras panameñas siempre resultarán ineficientes.

Cabe señalar que las inversiones y la adaptación de la red eléctrica han acompañado el desarrollo y crecimiento económico que ha tenido Panamá en los últimos años, conformándose en un pilar fundamental en todo este proceso. Este nivel de inversiones en la distribución ha sido cónsono con los requerimientos que ha demandado la economía nacional, y ha sido reconocido en indicadores internacionales como el *Doing Business* del Banco Mundial así como en los foros energéticos nacionales e internacionales.

Por tanto, aunque es razonable que se analice la eficiencia de las inversiones realizadas, consideramos que los criterios y parámetros aplicados distan muchísimo de un esquema de evaluación integral, racional técnico y económico de las adiciones a un sistema de distribución eléctrica. Para sustentar nuestras afirmaciones desarrollaremos con más detalle estos elementos.

C. Diferencia entre la información entregada por EDECHI, derivadas del procesamiento de la información contenida en los sistemas de las distribuidoras, y en el procesamiento de los datos recibidos por la ASEP.

En referencia a las diferencias en la información entregada por EDECHI y en el procesamiento de estos datos recibidos por la ASEP, les indicamos que dada la complejidad del procesamiento de la información para su posterior incorporación al formato TXT, en alguna parte del proceso ocurrieron recortes involuntarios, tanto por parte de la ASEP como de EDECHI, que eliminaron activos de la Base de Activos procesada, la cual al ser reprocesada asciende a la suma de B/.1.989.678.

A continuación se adjunta el resumen de las inversiones que no fueron consideradas y que han sido enviadas nuevamente a la ASEP para su inclusión.

Resumen de Inversiones Faltantes_EDECHI_2010-2014

Concepto	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Acometida	325.512	565.808	255.929	0	1.147.249
Alumbrado público	0	268.733	297.710	0	566.443
Sistema de medidores y accesorio	118.690	109.031	0	48.265	275.986
TOTAL	444.202	943.572	553.639	48.265	1.989.678

Se trata de sumas importantes que deben ser incorporadas a los registros de la ASEP, ya que, por ejemplo, en el caso de las acometidas y alumbrado público, el valor registrado por la ASEP en el 2012 fue nulo.

Con el fin de solventar esta situación, se remitió nuevamente la información de las inversiones en nuevos CD's que fueron entregados mediante la Nota CM-503-14 con los archivos TXT debidamente verificados.

6.2 Comentarios sobre el Depurado Inicial de la Base de Datos Presentada por EDECHI: ETAPA 1

En esta Etapa 1 se ha realizado un “depurado inicial” sobre la base de datos presentada por EDECHI para determinar qué códigos descriptivos son considerados costos y, en consecuencia, no son considerados como inversión.

Esta “Depuración” inicial se basa en la aplicación de una formulación a la base de datos que trata de eliminar automáticamente inversiones que son consideradas como gastos aplicando criterios cuestionables, dado los resultados que se obtienen, y sobre los que parece que no se ha realizado un análisis técnico posterior para verificar su coherencia y consistencia.

A modo de ejemplo, señalamos los equipo que en el Manual de Cuentas Regulatorias no tienen códigos descriptivos, tales son:

- Reguladores
- Capacitores
- Seccionadores Manuales Monopolares
- Fusibles
- Interruptores Telecontrolados
- Interruptores Manuales Tripolares
- Pararrayos

Para estos casos, el Manual de Cuentas establece que hay que incluir estos elementos en los códigos descriptivos de las líneas donde fueron instalados y esto trae las siguientes consecuencias en la evaluación:

- No necesariamente requieren la instalación de postes, como mucho, un poste.
- No se requiere la instalación de cable, únicamente lo necesario para los puentes.

La aplicación de estos criterios ha hecho que casi la totalidad de inversiones en estos elementos se haya eliminado de la Base de Activos, lo cual nos hace concluir que no se puede aplicar este análisis como se ha hecho porque elimina inversiones reales sin ninguna justificación técnica.

Analizaremos cada uno de los criterios que se utilizan en la ETAPA 1, y a la vez, sustentaremos por qué no es correcta técnicamente su aplicación.

1) Fecha: se consideran válidas para el 2010 desde el 1/10/2009 hasta el 31/12/2010.

Aunque pareciera que este criterio solo aplicaba para el año 2010, observamos que igualmente se aplica en el resto de los años. La aplicación de este criterio es inadecuada, ya que la fecha de inicio se define con la elaboración del presupuesto, y la puesta en servicio depende del tiempo que tome la materialización de la construcción. Existen muchas razones que pueden dilatar la entrada en servicio de una obra, tales como:

- obras muy grandes y complejas cuyo acuerdo ha sido firmado entre EDECHI y el solicitante
- plazos que son responsabilidad del solicitante
- proyectos de Calidad que han sido definidos en planes plurianuales

El marco regulatorio de Panamá, establece que las inversiones se activan o capitalizan cuando son puestas en explotación, es decir, la fecha de la puesta en servicio.

2) Costo de Material Mínimo:

No todas las activaciones de inversiones llevan consigo una imputación de material, por ejemplo, las sumas pagadas por el Diseño y Supervisión de proyectos importantes como Líneas de Alta Tensión, Subestaciones, etc., se hacen con cuenta y código descriptivo independiente. Tal como hemos mencionado, al no tener este tipo de actividad, códigos descriptivos específicos, se utilizan los del tipo de proyecto al que corresponde. Por ejemplo, el costo del diseño de una subestación se registraría en el DTRAM-115, con el resto de la información de la subestación, pero sin costo de material, solo costo de mano de obra. Esta es la única forma que tienen las empresas de reportar este tipo de actividad de acuerdo a lo indicado en el Manual de Cuentas Regulatorio.

Existen muchas obras donde se utiliza un transformador existente ya que tiene la capacidad para dar servicio a otro cliente cercano, pero sobre éste se realizan adecuaciones como instalación de pletinas, y conexión de la nueva acometida. Estas imputaciones se reportan dentro del código descriptivo de DTRMB porque es la única forma de hacerlo de acuerdo a lo indicado en el Manual de Cuentas Regulatorio. En estos casos, que son bastantes, la ASEP ha evaluado que la cantidad de transformadores es "CERO" porque, como ya se indicó éste ya existía, pero hay imputaciones para adecuarlo al nuevo suministro que ha pedido otro cliente y realizar la conexión, ya que el resto de imputaciones va en otro código. También puede darse el caso de que se esté utilizando un transformador o equipo de recobro con coste cero, y esto se explicó en las "observaciones", cuando se enviaron los CDs con la información.

Existen diferencias cuando el análisis se hace código por código, ya que no necesariamente son comparables entre ellos. Por ejemplo si el trabajo se realizó en tensión o no, si requirió algún equipo especial, etc.

El principal problema es que se requiere de un análisis individual registro por registro, y no de bases de datos, para poder llegar a concluir y entender con claridad la razón de la imputación. Consideramos que es importante para esto leer las observaciones incluidas en cada registro para que no se excluyan como se ha hecho.

3) Costo de Mano de Obra mínimo/máximo: Cuando la M/O sea superior al 95% o Inferior al 5%, es Gasto de O&M.

Este ha sido el segundo argumento que más ha afectado a EDECHI y que consideramos no tiene ninguna razón ni argumento realista para su aplicación. La mano de obra por sí sola, no es elemento único para calificar si un proyecto es inversión o es gasto.

Con este criterio han anulado para EDECHI el 100% de la inversión en Transformadores tipo Gabinete estándar, tanto monofásicos como trifásicos, ya que la mano de obra, que solo incluye la puesta en el sitio, oscila entre B/.150 para monofásicos, hasta B/.500 para trifásicos. Otros podrán variar en ocasiones por necesidad de otros equipos como grúas de mayor capacidad, montacargas adicionales, etc.

Un transformador del tipo gabinete desde 50 kVA monofásico, hasta 2500 kVA trifásicos, oscila en costo entre B/.5,000 y B/.90,000. Si comparamos el costo de la mano de obra de la puesta en el sitio con el costo de los transformadores, veremos que la relación es entre 0.56% y 3%, por lo que todos han sido excluidos, calificándolos como gasto.

Casos de Centros Comerciales donde el 100% de los transformadores y centros de reflexión han sido calificados como gasto.

Este criterio también afecta la calificación cuando las instalaciones de los equipos están incluidas en el costo. Tal es el caso de las Celdas Blindadas, Transformadores de Potencia, Tendido de Cables de AT y confección de Empalmes. En estos casos, por temas de garantía de la obra y el montaje, por parte del fabricante, la mano de obra se incluye en la factura de los equipos y pueden resultar costos de mano de obra menores al 5%.

Por otro lado, para las Obras Civiles, todo el costo se registra como Mano de Obra, ya que la factura la presenta un contratista, en donde el presenta el monto total del costo de la obra, pero no detalla cemento, varillas, arena, piedra y demás materiales que se utilizan para hacer una obra civil. Cuando se contrata la construcción de una canalización o viga subterránea, pegues de nuevas vigas a cámaras existentes para un nuevo suministro o nuevos circuito, bases para transformador o Centro de Reflexión, el 100% de esta contratación se imputa como mano de obra.

Consideramos que este es un argumento que no corresponde con la realidad y por lo tanto solicitamos que sea eliminado por completo..

En los comentarios de cada año que se han incluido en el ANEXO 1, se presentan ejemplos que muestran la inconsistencia de este criterio.

4) Costo total Mínimo: se aplica cuando un proyecto cueste menos de B/.100.00

Aunque este argumento, desde el punto de vista de proyecto, puede ser razonable, durante la revisión de los activos para valorar si es o no una inversión, se está aplicando sobre los Códigos Descriptivos y no sobre el proyecto completo.

Este ha sido uno de los errores más importantes de toda la revisión. Analizar por Código Descriptivo y no por Proyecto. Esto ha dado resultados irracionales, tales como que en una obra, una parte es inversión, y otra no.

Obviamente que esto no tiene ningún sentido técnico, sobre todo si son obras solicitadas por clientes. El nivel de desglose que pide la ASEP en el Manual de Cuentas Regulatorio es tal, que pueden surgir códigos descriptivos con costos muy pequeños, pero que forman parte de un proyecto. Consideramos que con este método, primero deben agruparse los códigos descriptivos de cada proyecto, y el análisis hacerlo sobre el proyecto y no sobre cada código descriptivo, ya que el Manual no considera la agrupación y pensamos que por estas causas y otras el Manual debe ser objeto de una revisión y mejora.

- 5) Poste Mínimo y Conductor Mínimo: se aplica cuando un código descriptivo contiene 2 postes o menos y longitud de conductores menores a 50 m para aéreo y 20 m para subterráneo.

Hemos unido estos dos criterios, porque así han sido utilizados en el análisis de las inversiones.

Es un criterio que no es aplicable en su totalidad. Gran cantidad de proyectos han sido eliminados por este criterio, aún cuando, siendo EDECHI tan dispersa, con muchas áreas rurales, es natural que la mayoría de las obras rurales que construyen sean obras de uno o dos postes, y con distancias menores a 50 metros.

En el Informe no se explica la procedencia de estos criterios. Por lo tanto, nos surgen las siguientes interrogantes: ¿Se realizó un análisis previo de nuestra zona de concesión? ¿Es posible negarles el servicio a clientes que soliciten el servicio con estas características? ¿Se puede cobrar el costo de la obra, dado que a la empresa no se la reconocerán? De nuestra interpretación del marco regulatorio y legal entendemos que no es posible negarle el servicio, ni cobrarle a clientes que reúnan estas características, lo que significa que estos criterios no pueden ser aplicados.

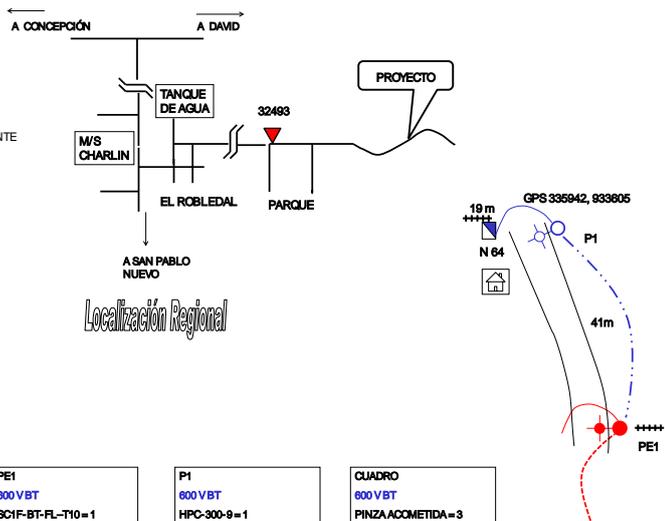
No obstante, en la revisión se han eliminado registros utilizando este criterio, a pesar, que el Manual de Cuentas Regulatorio, establece, el fraccionamiento de una obra ó proyecto en varios códigos descriptivos, que puede conllevar el obtener segmentos menores a 50 metros y con menos de 2 postes, porque se obliga a dividir por tipo de cable o conductor.

Ejemplo, se puede tener una extensión para un nuevo suministro de 90 m, 45m es red de baja con un poste y conductor 1/0, y luego un poste para dar altura y cruzar la calle con conductor No 6. Esta obra con 90 metros y dos postes, sería eliminada por la fragmentación de las cuentas en códigos descriptivos, lo que es incorrecto.

Es tan desacertado este criterio, que al dividir los proyectos, una parte se califica como inversión y la otra como gasto, eliminando de la Inversión Total del Proyecto, y de la Base de Capital, la fracción calificada como gasto.

SIMBOLOGIA

-  POSTE DE HORM. EXISTENTE
-  TRANSFORMADOR TIPO POSTE EXISTENTE
-  LUMINARIA EXISTENTE
-  LÍNEA B.T (TRIPLEX) EXISTENTE
-  CABLE DE SERVICIO EXISTENTE
-  CABLE DE SERVICIO A INSTALAR
-  POSTE DE HORM. A INSTALAR
-  LÍNEA B.T (TRIPLEX) A EXTENDER
-  LUMINARIA 100 W A INSTALAR



PE1
 600 VBT
 SC1F-BT-FL-T10=1
 RETENIDA VERTICAL=1
 DERIVACIÓN=3
 CINTA DE VINILO=1
 REMOVER RETENIDA

P1
 600 VBT
 HPC-300-9=1
 SC1F-BT-FL-T10=1
 LAPS 100 W=1
 CINTA DE VINILO=5
 RETENIDA VERTICAL=1
 LAPS 100 W

CUADRO
 600 VBT
 PINZA ACOMETIDA=3
 TRIPLEX N6=19 M
 MEDIDOR=1

SGT: 301012013070280 SOLICITANTE: ELIZABETH BARRIA AVILA

Diseñador: Apolinar Wong P.
 Dibujante: Apolinar Wong P.

Dirección: El Robledal, San Pablo Nuevo.

Corregimientos: San Pablo Nuevo.
 Distrito: David

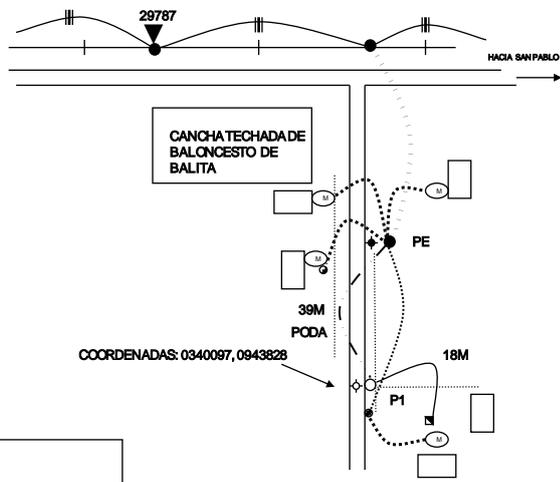


PE
 0214303900-1 SC1F-BT-FL-T2
 0218301600-3

P1
 0202302000-1 HPC-300-9
 0231341000-1
 0231343000-2
 0308000034-1
 0311000038-5
 0214303000-1 SC1F-BT-FL-T2
 0214321000-1 SC1F-BT-FL-T6
 UUCO-1 REUBICAR 1 CLIENTES2
 0218301200-3
 0208300100-1
 0208310100-1
 0208351000-1
 AP
 0315000015-1
 0315000037-1
 0318000001-1
 0318000015-1

IP
 0214321000-1 SC1F-BT-FL-T6
 0217301800-1
 CE
 0217304808-1

RESUMEN:
 DISEÑO-1
 VIGILANCIA-1
 0215301200-39
 0215301100-18
 0709000006-2
 0315000017-1
 0315000033-13
 0315000051-34.42%



SGT: 301012012040793 SOLICITANTE: EDGAR NORIEL MORALES CASTILLO

Diseñador: Carlos Mazza
 Dibujante: Carlos Mazza

Dirección: Barrio Balita (entrar por calle adyacente a cancha de baloncesto bajo techo cerca de la Escuela de Balita).

Corregimiento: Tinajas
 Distrito: Dolega



Bajo este criterio, también se han eliminado automáticamente los siguientes tipos de obras:

- Obras que en zonas urbanas, requieren solo del cruce de la calle con red MT, para luego pasar a MT subterránea, o para luego instalar un transformador o grupo de transformadores.
- Obras que corresponden a solicitudes en Media Tensión o Clientes MT, a los cuales se le instala un sólo un poste para la medida y se utilizan tramos de cables cortos para los puentes, crucetas, conectores, fusibles, cuchillas, etc.
- Instalación de equipos como ITC, Reguladores, Capacitores, Interruptores que requieren en ocasiones la instalación de un poste para el montaje, además de los accesorios, y puentes que requieren poca cantidad de conductores o cables (3,4,5 10 metros) no más.

Por la aplicación de este criterio, se le han anulado a EDECHI, B/ 4.384.838.

En vista de las justificaciones planteadas anteriormente con ejemplos reales, le solicitamos que este criterio sea eliminado del análisis de las inversiones para que las adiciones correctamente realizadas sean consideradas con sus montos presentados.

6) Cantidad: Aplicación cuando la cantidad es cero

Existen proyectos donde se utiliza material de recobro como transformadores por lo que pueden existir proyectos con cantidad cero. Las inversiones por calidad, denominadas por EDECHI Conectividad, que corresponden a la instalación de seccionamientos como fusibles, seccionadores manuales, pararrayos, ITC, reguladores, capacitores, no están tipificados en el Manual de Cuentas Regulatorio con Códigos Descriptivos. Para este tipo de equipos, el Manual indica que se incluyan en los códigos de LAMT, agregando la letra inicial del equipo, pero no es posible extraer del código la cantidad porque el Código Descriptivo solo permite postes y conductores. En el Informe toda esta inversión en equipos ha sido calificada como gasto. También se eliminaron todos aquellos códigos descriptivos en donde, por utilizar transformadores existentes para instalar clientes nuevos, el costo del material es cero, dado que no se incluye el transformador que se está utilizando (Cuenta DTRMB).

En esta ETAPA 1 se han eliminado de las inversiones realizadas por EDECHI la suma de B/5,477,578 en el periodo 2010–2013 que representa más del 70% de la reducción y cerca del 20% de las inversiones ejecutadas.

Año	Información ASEP			Etapa 1	Etapa 2	
	Total ASEP	Eficiente ASEP	Reducción	Gastos Según ASEP	ECC	Redes
2010	5.798.880	4.087.980	1.710.900	1.056.960	60.652	593.288
2011	6.602.535	5.328.875	1.273.660	738.904	58.539	476.218
2012	5.438.896	4.446.660	992.236	642.719	80.346	269.171
2013	9.903.291	6.115.826	3.787.464	3.038.995	111.177	637.292
			7.764.261	5.477.578	310.714	1.975.969

6.3 Comentarios sobre el Análisis de Eficiencia de la Base de Datos: ETAPA 2

Sobre la información resultante de la Etapa 1, se aplican los criterios de eficiencia de la Etapa 2, que son:

- Factor de eficiencia por cantidad: cuyo objetivo es verificar las cantidades de activos que se incorporan.
- Factor de eficiencia de precio, en la que se comparan los precios unitarios que resultan de las inversiones de la empresa con costos unitarios internacionales.
- Factor de eficiencia por asimetría: que analiza la calidad de la información de la que se dispone para calcular los dos factores anteriores, eficiencia por cantidad y por precio.

De la información que resulta del Informe se puede observar que la reducción por eficiencia aplicada en esta ETAPA 2 es de B/.2,286,683 en el periodo 2010-2013 que incluye tanto inversiones en el sistema de distribución, en el área comercial y alumbrado público. Esta reducción es adicional a los B/.5,477,578 eliminados de la base de activos inicial en la ETAPA 1.

Año	Información ASEP			Etapa 1	Etapa 2	
	Total ASEP	Eficiente ASEP	Reducción	Gastos Según ASEP	ECC	Redes
2010	5.798.880	4.087.980	1.710.900	1.056.960	60.652	593.288
2011	6.602.535	5.328.875	1.273.660	738.904	58.539	476.218
2012	5.438.896	4.446.660	992.236	642.719	80.346	269.171
2013	9.903.291	6.115.826	3.787.464	3.038.995	111.177	637.292
	27.743.602	19.979.341	7.764.261	5.477.578	310.714	1.975.969

A continuación pasamos a analizar cada una de los factores de eficiencia considerados en esta etapa:

1. Factor de Eficiencia Precios:

En el Informe se realiza una comparación de costos unitarios con los costos de la CFE de México para activos equivalentes. Esta comparación no guarda relación con la realidad de nuestro sistema eléctrico y los costos de mercado de Panamá.

- EDECHI realiza todas las contrataciones para sus proyectos de inversión mediante licitaciones competitivas de modo que los precios y condiciones que obtiene son los mejores del mercado panameño. Muestra del rigor que la empresa aplica durante sus procesos de licitación lo pudo presenciar la ASEP cuando participó de forma activa en el proceso de licitación para las Obras Civiles del Soterrado de Cables en la Capital.
- Para verificar la eficiencia de los precios, se deberían revisar los procesos de contratación de la empresa, pero de ninguna manera realizar comparaciones internacionales que no son justas por la diferencia de la realidad de cada país.
- Los costos de la CFE, de México, sólo pueden tener una relación de orden de magnitud con los de Panamá, pero de ninguna manera pueden considerarse de referencia en para afectar las inversiones en un proceso de revisión de tarifas; sobre todo cuando solo de toman en cuenta, las unidades constructivas que tienen menor costo en México, y no así las de mayor costo. De tomarse en cuenta todas las unidades constructivas, resultaría que la CFE sería menos eficiente que EDECHI.

- Con el criterio de comparación aplicado en el Informe, EDECHI nunca podrá tener un factor de eficiencia de 100%, pues habrá alguna unidad constructiva en México con menor costo que Panamá.
- Hay muchas razones por las cuales las realidades de México y Panamá son muy diferentes a estos efectos: las compras en México son mayoritariamente de materiales de fabricación local, también hay diferencias en costos de mano de obra, fletes, impuestos que afectan el precio final de los bienes, etc.

Para mostrar que el criterio de comparación con costos internacionales no es procedente, presentamos el siguiente análisis.

La Resolución AN No.3978-Elec de 2010, aprobó los costos unitarios para aporte no reembolsable. Es decir se habían considerado costos eficientes, dos de los tipos de red que predominan (filas sombreadas en la tabla). Por lo tanto, no es razonable definir costos eficientes, para el periodo 2010-2014, inferiores a los que fueron aprobados mediante dicha Resolución.

Códigos ASEP	Costo Eficiente ASEP (Méjico)	Costo GNF (Presupuesto)	ASEP AN No. 3978 (2010)	ASEP AN No. 3978 (IPC Acc 2010 - 2014)
LAMT138T1HOAS477	31,90	62,92	-	
LAMT138T1HOAS1/0	24,09	32,24	29,79	35,48
LAMT138M1HOAS1/0	18,26	27,81	21,74	25,89
LAMT345M1HOAS1/0	18,87	27,94	-	
LAMT345T1HOAS1/0	25,59	37,83	-	
LAMT345T1HOAS266	28,35	42,56	-	
LSMT138TLAAL500	179,36	199,47	-	
LSMT138TLAAL750	188,33	224,82	-	
LSMT138TLACU500	308,14	362,52	-	
<i>IPC Acc 2010 - 2014</i>			<i>19,1 %</i>	

Los costos aprobados en el 2010 actualizados al presente, con un IPC acumulado de 19%, son los mostrados en la última columna de la tabla anterior. Lo cual permite concluir que hay más similitud entre estos costos y los utilizados por EDECHI en sus inversiones (Costo GNF Presupuesto), que con los de la empresa estatal mexicana CFE (México) que son ajenos a la realidad de las empresas eléctricas de Panamá.

En conclusión consideramos con todo respeto que no es coherente, como se ha demostrado, utilizar los costos unitarios de México, para comparar los costos unitarios de Panamá y con ello determinar el factor de eficiencia, ya que no reflejan la realidad de Panamá y además, va en contra de los propios actos de la ASEP.

2. Factor de Eficiencia de Precios por Tipo:

En la determinación del valor de los activos se lleva a cabo un ajuste utilizando el "Factor de Eficiencia Precio". Para ello, se utilizan los precios de referencia que fija la CFE (Comisión Federal de Electricidad), aplicando algunos ajustes para homologarlos a Panamá.

Con este factor se pretende analizar "la razonabilidad de los costos unitarios resultantes de las obras más importantes (red de media tensión aérea y subterránea, red de baja tensión aérea y subterránea, transformadores MT/BT, etc.) y los corrige al valor referencial en caso que los valores registrados por las empresas lo excedan".

La forma como se aplica este factor es no es equitativa y equilibrada, ya que solo se aplica cuando el valor de Panamá resulta mayor al valor de México, obviando aquellos costos donde la CFE resulta superior a Panamá.

En la siguiente tabla se presenta una muestra de aquellos costos de referencia CFE que superan el costo de Panamá, mostrándose el “Factor eficiencia precio” que hubiese resultado de tomarse la relación de precios correspondientes; sin embargo, el “factor eficiencia precio” utilizado en el modelo fue sustituido por 100%.

CódigoDescriptivo	Costo Referencia México	Costo Real Panamá	Factor Eficiencia Precio
DTRMB138T10750IG002	51,233.4	143.5	35710%
DTRMB138T10150IG001	18,851.2	975.7	1932%
DTRMB138T10750IG001	51,233.4	3,221.6	1590%
DTRMB345T10500IG002	35,576.6	3,322.2	1071%
DTRMB345M10050IP001	5,832.6	662.4	881%
DTRMB138M10010IP001	1,981.6	244.5	811%
DTRMB345T30075IP001	10,864.0	1,437.9	756%
DTRMB138M10100IP003	10,207.2	1,512.3	675%
DTRMB138T10150IG001	18,851.2	2,958.6	637%
DTRMB138T10150IP001	15,310.7	2,493.7	614%
DTRMB345M10075IP001	7,020.9	1,260.0	557%
DTRMB138M10100IP001	10,207.2	2,179.5	468%
DTRMB345M10167IG001	23,972.7	5,232.1	458%
DTRMB345M10250IP001	23,402.9	5,833.3	401%
DTRMB138M10075IP002	5,569.3	1,423.7	391%
DTRMB345M10167IP001	15,633.1	4,173.5	375%
DTRMB345M10010IP001	3,263.8	904.0	361%
DTRMB138M10100IP001	10,207.2	3,060.0	334%
DTRMB345M10050IP001	5,832.6	1,771.7	329%
DTRMB138M10037IP002	4,045.2	1,243.0	325%

Esta situación se podría atenuar siguiendo alguna de las opciones siguientes:

- 1) Utilizar el “factores eficiencia precio” en ambos casos: (i) cuando la relación de costos CFE – Panamá resulta inferior a 100% y (ii) también cuando resulta mayor a 100%. Ello equivaldría a asumir que todas las inversiones realizadas en Panamá se efectúan con los mismos costos de referencia de México, es decir, ajustándolos con el “Factor Eficiencia Precio Real” del ejemplo abajo mostrado.
- 2) Otra opción sería la de determinar un promedio anual de costo en Panamá, para cada código descriptivo, y compararlo con el costo de referencia CFE; tal como se muestra en el renglón “Valor Promedio”, de las tablas siguientes.
- 3) Considerar el promedio de cada ITEM en lugar de hacerlo renglón por renglón como se hace en el Informe, lo que llevaría a considerar las compras en general que ha tenido la empresa para cada tipo de código y así comprobar que el costo promedio total que paga EDECHI por cada tipo está por debajo del Costo de Referencia de México.

En el caso del EDECHI el costo de referencia de este activo es de B/.105.6 y el costo real promedio sería de B/.90.2, por lo que le correspondería un Factor Eficiencia Precio de 117.1%.

EDECHI: Factor Eficiencia Precio

CódigoDescriptivo	Costo Referencia	Cantidad	Costo Real	Factor Eficiencia Precio	Factor Eficiencia Precio Real
DLSBTT100046ZB0320B02C4ALC500	105.6	46	30.3	100.00%	349%
DLSBTT100046ZB0320B02C4ALC500	105.6	46	37.2	100.00%	284%
DLSBTT100046ZB0320B02C4ALC500	105.6	46	45.9	100.00%	230%
DLSBTT100046ZB0320B02C4ALC500	105.6	46	45.9	100.00%	230%
DLSBTT100046ZB0320B02C4ALC500	105.6	46	291.6	36.22%	36%
VALOR PROMEDIO	105.6		90.2		117.1%

De la tabla anterior se puede concluir no solo que las inversiones de EDECHI son realizadas con mayor eficiencia que las realizadas por la CFE, sino que la metodología adoptada en el Informe no es equitativa, y que bajo este criterio, los activos de las distribuidoras siempre serán afectados con factores menores al 100%, causando un perjuicio económico a las empresas de distribución.

Bajo las consideraciones anteriores, solicitamos a la ASEP reconocer los costos presentados por la empresa de distribución, sin afectarlos por el “Factor Eficiencia Precio”.

3. Factor de Eficiencia de Asimetría:

Bajo este criterio, no está claro el análisis de eficiencia que se hizo en el Informe, por lo que es difícil rebatirlo. Ha sido aplicado a todos los activos de comercialización sin ninguna explicación.

Resumen de Inversiones Faltantes_EDECHI_2010-2014

Concepto	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Sistema de medidores y accesorio	118.690	109.031	0	48.265	275.986

INSTALACIÓN DE PCI

PCI BT	B/.	3.950	B/.	3.392	B/.	5.654	B/.	4.716
PCI MT	B/.	5.600	B/.	6.094	B/.	-	B/.	7.261
Sub-total EDECHI	B/.	9.550	B/.	9.486	B/.	5.654	B/.	11.977
%		2,7%		2,4%		1,4%		2,2%
INCURRIDO	B/.	350.716	B/.	401.724	B/.	401.731	B/.	555.885

Nota: PCI son medidas que se instalan en puntos como transformadores para el control de la energía y realizar balances de pérdidas

El 95% de las inversiones en comercialización corresponden a medidores e instrumentos y el 5% restante son inversiones en instalación de telemedida e instalación de Puntos de control (Bolsas de Energía) que se instalan en los transformadores con potencia superior a 300 KVA. Esta información ha sido entregada a la ASEP cumpliendo a cabalidad con los criterios establecidos el Manual de Cuentas Regulatorio. Un factor de eficiencia de 80% es totalmente injustificado.

Cabe señalar que el factor de eficiencia por asimetría afecta principalmente las inversiones por Comercialización, las cuales han sido estimadas en el IMP 2010-2014, a partir de la ecuación de eficiencia y la cantidad de clientes.

Al calcular el ratio Inversión en Comercialización y los Clientes del IMP aprobadas en el período 2010-2014, se obtiene lo que en su momento fue la inversión eficiente B/.4.92 por cliente (en Balboas del 2010). Calculando este mismo costo unitario para las inversiones reales y clientes reales del período 2010-2013 el valor que resulta en promedio es B/.3.43 por cliente (en Balboas corrientes). Como se puede observar, los valores de las inversiones realizadas están inclusive por debajo del aprobado, sin tomar en cuenta que la realidad está afectada por la inflación del período real, por lo que no vemos razón para afectar estas inversiones con un Factor de 0.8.

Solicitamos se elimine la utilización del Factor de Eficiencia por Asimetría.

Agradecemos tomar nota que, adjunto al presente documento encontrarán el **ANEXO 1. Comentarios de EDECHI al Contenido del Anexo VI del Informe: Procesamiento de la Información para la determinación de la Base de Capital y ANEXO 2 Duplicación de Ajuste por Eficiencia en Mano de Obra**, cuyo contenido integral, forma parte de nuestros comentarios.

Sin otro particular, queda de Ustedes en espera de sus comentarios.

Cinthy Camargo Saavedra
Representante Legal

Adj.

1. ANEXO 1, Comentarios de EDECHI al Contenido del Anexo VI del Informe: Procesamiento de la Información para la determinación de la Base de Capital.
2. ANEXO 2, Duplicación de Ajuste por Eficiencia en Mano de Obra

ANEXO 1.

**COMENTARIOS DE EDECHI AL CONTENIDO DEL ANEXO VI DEL INFORME:
PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LA
BASE DE CAPITAL**

ANEXO 1. COMENTARIOS DE EDECHI AL CONTENIDO DEL ANEXO VI DEL INFORME: PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BASE DE CAPITAL

En este Anexo se hará un análisis y sustentación año por año de las inversiones que fueron eliminadas en la propuesta del IMP, partiendo de las explicaciones dadas en este informe sobre la inaplicabilidad de las Etapas 1 y la re-evaluación de la Etapa 2 con precios o costos reales.

Año 2010

En EDECHI, en el año 2010, se quedaron sin contemplar B/.444,202 entre acometidas y alumbrado público que deberán incluirse y que fueron agregadas en los nuevos CD's que fueron entregados a la ASEP.

Resumen de Inversiones Faltantes_EDECHI_2010-2014

Concepto	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Acometida	325.512	565.808	255.929	0	1.147.249
Alumbrado público	0	268.733	297.710	0	566.443
Sistema de medidores y accesorio	118.690	109.031	0	0	227.721
TOTAL	444.202	943.572	553.639	0	1.941.413

- Para el resto de las redes de Media y Baja Tensión y Transformadores se han aplicado las Etapas 1 y 2, dando una reducción de B/.1,710,900 por las razones cuyas inaplicabilidad ya fueron informadas en páginas anteriores con las debidas explicaciones.

Año	Información ASEP			Etapa 1	Etapa 2	
	Total ASEP	Eficiente ASEP	Reducción	Gastos Según ASEP	ECC	Redes
2010	5.798.880	4.087.980	1.710.900	1.056.960	60.652	593.288
2011	6.602.535	5.328.875	1.273.660	738.904	58.539	476.218
2012	5.438.896	4.446.660	992.236	642.719	80.346	269.171
2013	9.903.291	6.115.826	3.787.464	3.038.995	111.177	637.292

Se han eliminado de las inversiones todos los equipos instalados en la red por calidad de suministro, así tenemos bancos de capacitores, reguladores, interruptores, por temas de cables y postes, y en ocasiones M/O. Ya lo hemos explicado hasta la saciedad de que los costos de los equipos consideran solo el montaje. Las longitudes cortas de los cables, son porque se utilizan solo para los puentes.

De esta manera, solo en equipos se han eliminado en este año B/.436,446 por utilizar menos de un poste y menos de 50 metros de cable. El detalle a continuación, muestra que las inversiones corresponden a Bancos de Capacitores y Reguladores donde no se requieren postes en la mayoría de los casos y cantidades de cables muy pequeños para los puentes que se requieran.

Rechazo Equipos por Poste/Conductor Mín										436.446,50
Hoja	CódigoProyecto	CódigoDescriptivo	Fecha	AreaGeográfica	Cant	SumOfMateriales\$	SumOfManoObr\$	SumOfExtras\$	SumOfCostoTotal\$	
DLAMT-13,8	30/10/2010080231	DLAMT138T100002P001HOCASC477ETB060001	24/12/2010	ALANJE (CABECER	2	2.876,62	1.114,79	-	3.991,41	
DLAMT-34,5	30/10/2007020159	DLAMT345T100002P001HOCASC477ETB090001	07/09/2010	EL PORVENIR	2	9.118,41	2.846,72	-	11.965,13	
DLAMT-34,5	30/10/2010010683	DLAMT345T100002P000HOCASA1/DEMRO33303	09/03/2010	SAN ANDRES	22	39.773,11	5.812,66	1.154,19	46.739,96	
DLAMT-13,8	EMR0004	DLAMT138T100000P000HOCALA1/DEMRO16703	31/12/2010	CHIRIQUI	0	51.596,25	23.403,75	-	75.000,00	
DLAMT-34,5	EMR0001	DLAMT345T100000P000HOCALA1/DEMRO50003	31/12/2010	CHIRIQUI	0	65.296,08	49.703,92	-	115.000,00	
DLAMT-34,5	EMR0002	DLAMT345T100000P000HOCALA1/DEMRO33303	31/12/2010	CHIRIQUI	0	55.482,35	40.767,65	-	96.250,00	
DLAMT-34,5	EMR0003	DLAMT345T100000P000HOCALA266EMR020003	31/12/2010	CHIRIQUI	0	58.282,53	29.217,47	-	87.500,00	

Para mostrar con ejemplos reales las inconsistencias de la aplicación de la Etapa 1, se muestra a continuación una serie de obras donde se les aplicó los diferentes criterios sin embargo, se trata puramente de inversiones claras de provisiones de servicio y otras de calidad.

CÓDIGO DE PROYECTO: EMR0001

COSTO TOTAL: B/.115,000.00 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.115,000.00

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica ubicado en Progreso Chiriquí. Los trabajos consisten en la instalación de 3 reguladores de voltaje de 500KVA, 34.5 kV, en la línea 34-41.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P000HOCALA1/0EMR050003

COSTO: B/.115,000.00

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instalaron 3 reguladores de voltaje monofásicos. Se utilizaron los postes de la línea existente por lo que no se reportan postes adicionales. Incluye la obra civil, y eléctrica, estructura, herrajes y seccionamiento.
CONDUCTOR	Se instalan en la línea existente, no se reporta cable ya que solo se utilizaron tramos pequeños de recobro para los puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: EMR0002

COSTO TOTAL: B/.96,250.00 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.96,250.00

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica ubicados en Casa Blanca Chiriquí. Los trabajos consisten en la instalación de 3 reguladores de voltaje 333KVA monofásicos 34-41.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P000HOCALA1/0EMR033303

COSTO: B/.96,250.00

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instalaron 3 reguladores de voltaje monofásicos. Se utilizaron los postes de la línea existente por lo que no se reportan postes adicionales. Incluye la obra civil, y eléctrica, estructura, herrajes y seccionamiento.
CONDUCTOR	Se instalan en la línea existente, no se reporta cable ya que solo se utilizaron tramos pequeños de recobro para los puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: EMR0003

COSTO TOTAL: B/.87,500.00 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.87,500.00

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica y suministro ubicación en San Juan Chiriquí. Los trabajos consisten en la instalación de 3 reguladores de voltaje de 200 KVA monofásicos en la línea 34-50.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P000HOCALA266EMR020003

COSTO: B/.87,500.00

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instalaron 3 reguladores de voltaje monofásicos. Se utilizaron los postes de la línea existente por lo que no se reportan postes adicionales. Incluye la estructura, obra eléctrica, herrajes y seccionamiento.
CONDUCTOR	Se instalan en la línea existente, no se reporta cable ya que solo se utilizaron tramos pequeños de recobro para los puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: EMR0004

COSTO TOTAL: B/.75,000 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.75,000

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica y suministro ubicación en Aserri de Gariché Chiriquí. Los trabajos consisten en instalación de 3 reguladores de voltaje 167 KVA monofásicos SMT-7501.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100000P000HOCALA1/0EMR016703

COSTO: B/.75,000.00

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instalaron 3 reguladores de voltaje monofásicos. Se utilizaron los postes de la línea existente por lo que no se reportan postes adicionales. Incluye la estructura, obra eléctrica, herrajes y seccionamiento.
CONDUCTOR	Se instalan en la línea existente, no se reporta cable ya que solo se utilizaron tramos pequeños de recobro para los puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012010010653

COSTO TOTAL: B/.46,739.96

COSTO NO RECONOCIDO: B/.46,739.96

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica y suministro ubicación en Gómez Chiriquí los trabajos consisten en la instalación de 3 reguladores de voltaje 333KVA monofásicos 34-41.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100022P000HOCASA1/0EMR033303

COSTO: 46,739.96

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se utilizaron 22 metros de cableado para puentes de interconexión.
-----------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012010010133

COSTO TOTAL: B/.43,610.53

COSTO NO RECONOCIDO: B/.32,481.90

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Solicitud de suministro a nombre CITY MALL S.A para darle suministro al Centro Comercial en Paso Canoas, consiste en instalación de cableado de media tensión y baja tensión e instalación de 1 transformador de 750 kVA.

Observación: Para este proyecto se presentaron 4 códigos descriptivos de los cuales 2 se tomaron como inversión y 2 se tomaron como gasto, esto es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no debe ser considerado como inversión y parte como gasto.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100021P001HOC3ALA4/0 **COSTO:** B/.923.63

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de un poste de 12 metros para la extensión de línea de baja tensión reubicada durante los trabajos.
CONDUCTOR	Se extendieron 22 metros de línea aérea 4/0 BT para interconexión de clientes existentes durante la construcción de la obra.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138T10750IG001

COSTO: B/.31,558.27

JUSTIFICACIÓN:

MANO DE OBRA	Se instaló 1 transformador 750KVA 13.5KV 480/277V. La mano de obra consiste solo en el montaje de los CTs en la plataforma, los trabajos eléctricos tanto de Media como de Baja Tensión fueron reportados en los códigos descriptivos. Es por esta razón que el porcentaje de mano de obra es inferior al 5% del Costo Total.
--------------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012010030828

COSTO TOTAL: B/.44,162.05

COSTO NO RECONOCIDO: B/.20,951.73

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Solicitud de suministro a nombre VALLE DEL RIO DEVELOPMENT INC ubicación en Bajo Boquete Chiriquí, consiste en instalación de cableado subterráneo de media tensión y baja tensión e instalación de 1 transformador de 150 kVA.

Observación: Para este proyecto se presentaron 6 códigos descriptivos de los cuales 2 se tomaron como inversión y 4 se tomaron como gasto, esto es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no debe ser considerado como inversión y parte como gasto.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100002P001HOC2ALA006 **COSTO:** B/.63.45

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de un poste BT para reubicar líneas existentes durante la construcción del proyecto.
-------	--

CONDUCTOR	Cableado para puentes y empalmes.
-----------	-----------------------------------

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100002P001HOCASA1/0 **COSTO:**B/.1,197.02

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de un poste de 12 metros para la Interconexión y bajante primaria del proyecto. de línea hasta el proyecto
CONDUCTOR	Cableado para puentes y empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100013P000HOCASA1/0

COSTO: B/.811.28

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se extendieron 13 metros de cableado 1/0 para completar el trifásico hasta el proyecto
-----------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB345T10150IG001 **COSTO:** B/.18,879.98

JUSTIFICACIÓN:

MANO DE OBRA	Se instaló 1 transformador 150KVA 13.5KV 120/208V. La mano de obra consiste solo en el montaje de los CTs en la plataforma, los trabajos eléctricos tanto de Media como de Baja Tensión fueron reportados en los códigos descriptivos. Es por esta razón que el porcentaje de mano de obra es inferior al 5% del Costo Total.
--------------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012010070361

COSTO TOTAL: B/.12,931.12

COSTO NO RECONOCIDO: B/.12,931.12

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Solicitud de suministro a nombre BARRIADA LAS PALMAS ubicación en Puerto Armuelles Chiriquí, consiste en instalación de cableado de media tensión y baja tensión y 4 transformadores de 25kVA y uno de 37.5kVA.

Observación: Para este proyecto se presentaron 4 códigos descriptivos de los cuales 3 se tomaron como inversión y 1 se tomo como gasto, esto es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no debe ser considerado como inversión y parte como gasto.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100002P001HOC2ALA006 **COSTO:** B/.12,931.12

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de poste en tensión y herrajes para la interconexión del proyecto.
CONDUCTOR	Cableado para puentes y empalmes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012007020159

COSTO TOTAL: B/.11,965.13

COSTO NO RECONOCIDO: B/.11,965.13

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica y suministro ubicación en el Porvenir Chiriquí los trabajos consisten en la instalación de un banco de capacitores de 900kVAR en el circuito 34-19.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100002P001HOCASC477ETB090001

COSTO: B/.11,965.13

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de un poste en línea energizada para la instalación de banco de capacitores en el circuito 34-19
CONDUCTOR	Cableado para puentes y empalmes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012010030106

COSTO TOTAL: B/.8,246.56

COSTO NO RECONOCIDO: B/.8,246.56

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica y suministro a cliente ubicación en las Lomas David Chiriquí los trabajos consisten en la instalación postes de 12 metros y mejoras a la red de tierra. Son postes especiales que traen los cables de puesta a tierra embebidos en el hormigón.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100006P002HOCASA1/0

COSTO: B/.8,246.56

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de 2 postes en línea energizada para mejoras a la red de tierra. Incluye herrajes, cable de Cu. #2, pararrayos y cortacircuitos.
CONDUCTOR	Cableado para puentes y empalmes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012010020115

COSTO TOTAL: B/.21,814.18

COSTO NO RECONOCIDO: B/.8,006.20

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Solicitud de suministro a nombre HAVENSPA S.A ubicación en Bajo Boquete Chiriquí, consiste en instalación de cableado de media tensión y baja tensión y un transformadores de 100KVA 34.5 KV estos trabajos se realizaron en el circuito 34-49.

Observación: Para este proyecto se presentaron 5 códigos descriptivos de los cuales 3 se tomaron como inversión y 2 se tomaron como gasto, esto es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no debe ser considerado como inversión y parte como gasto.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB345M10100IG001

COSTO: B/.7,907.13

JUSTIFICACIÓN:

MANO DE OBRA	Se instaló 1 transformador 100KVA 34.5KV 120/240V. La mano de obra consiste solo en el montaje de los CTs en la plataforma, los trabajos eléctricos tanto de Media como de Baja Tensión fueron reportados en los códigos descriptivos. Es por esta razón que el porcentaje de mano de obra es inferior al 5% del Costo Total, sin embargo los nuevos transformadores de gabinete son una inversión.
--------------	---

Año 2011

En EDECHI, en el año 2011, se quedaron sin contemplar B/.953,572 entre acometidas, medidores y alumbrado público que deberán incluirse; y que fueron agregados en los nuevos CD's que se entregaron a la ASEP.

Resumen de Inversiones Faltantes_EDECHI_2010-2014

Concepto	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Acometida	325.512	565.808	255.929	0	1.147.249
Alumbrado público	0	268.733	297.710	0	566.443
Sistema de medidores y accesorio	118.690	109.031	0	0	227.721
TOTAL	444.202	943.572	553.639	0	1.941.413

- Para el resto de las redes de Media y Baja Tensión y Transformadores se han aplicado las Etapas 1 y 2, dando una reducción de B/.1,273,660 por las razones cuyas inaplicabilidad ya fueron informadas en páginas anteriores con las debidas explicaciones.

Año	Información ASEP			Etapa 1	Etapa 2	
	Total ASEP	Eficiente ASEP	Reducción	Gastos Según ASEP	ECC	Redes
2010	5.798.880	4.087.980	1.710.900	1.056.960	60.652	593.288
2011	6.602.535	5.328.875	1.273.660	738.904	58.539	476.218
2012	5.438.896	4.446.660	992.236	642.719	80.346	269.171
2013	9.903.291	6.115.826	3.787.464	3.038.995	111.177	637.292

Para mostrar con ejemplos reales las inconsistencias de la aplicación de la Etapa 1, se muestra a continuación una serie de obras donde se les aplicó los diferentes criterios sin embargo, se trata puramente de inversiones claras de provisiones de servicio y otras de calidad.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011100217

COSTO TOTAL: B/.12,915.94 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.12,915.94

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica por calidad de suministro correspondiente al circuito 46C1 en El Cabrero, David.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100025P002HOCASA1/0 **COSTO:**B/.12,915.94

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instalaron dos postes en tensión para dar altura en cruce de calle. Trabajos de conectividad y mejoras en la red de tierra del circuito. Incluye cortacircuitos, herrajes, crucetas, aislamiento, pararrayos, cable de Cu #2 y malla de tierra.
CONDUCTOR	Utilizado en puentes y empalmes

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012010090101

COSTO TOTAL: B/.10,995.73 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.10,995.73

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica del circuito 34-19 ubicado en El Porvernir, Bugaba.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P002HOCASC477 **COSTO:** B/.10,995.73

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de 2 postes en línea energizada. Incluye crucetas, herrajes, aislamiento y red de tierra. Adicionalmente, se realizaron mejoras en el aislamiento y la red de tierra de varios apoyos existentes, incluyendo pararrayos, herrajes, cable de Cu #2 y malla de tierra.
CONDUCTOR	Se utilizó cable de recobro para los puentes

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012010040184
COSTO TOTAL: B/.10,212.82 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.10,212.82

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora de la red eléctrica del PROYECTO ELECTRICO DOS MARES PH GUALACA ETAPA 2 para dar altura sobre la vía existente. Ubicado en Gualaca Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100001P001HOCASC266 **COSTO:** B/.10,212.82
JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instaló 1 poste en línea energizada para dar altura a la línea existente sobre la vía. Incluye crucetas, herrajes, aislamiento y red de tierra.
CONDUCTOR	Utilizado para puentes y empalmes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011040248
COSTO TOTAL: B/.9,268.62 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.9,268.62

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora de calidad a la red eléctrica del circuito 34-45, en Siogui Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100045P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/.9,268.62
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Utilizado para puentes y empalmes
POSTE	Adecuación de conectividad y red de tierra en los postes existentes. Incluye cortacircuitos, pararrayos, cable de Cu #2, malla de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011100060
COSTO TOTAL: B/.8,035.06 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.8,035.06

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejoras a la red eléctrica de Bocas del Toro

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100006P001HOC3ALA006 **COSTO:** 8,035.06
JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instaló 1 poste para dar altura sobre la vía. Incluye herrajes, aislamiento y red de tierra. Adecuación de la red de tierra en varios apoyos incluyendo pararrayos, cable Cu #2, herrajes y malla de tierra.
CONDUCTOR	Utilizado para puentes y empalmes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011020238
COSTO TOTAL: B/.7,068.33 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.7,068.33

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica correspondiente al circuito 34-19 en la Concepción, Bugaba

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P001HOCASC477
COSTO: B/.7,068.33
JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instaló 1 poste en línea energizada para dar altura sobre la vía. Incluye crucetas, herrajes, aislamiento. Adicionalmente se realizaron mejoras a la red de tierra de varios apoyos existentes que incluyen pararrayos, cable Cu #2 y malla de tierra.
CONDUCTOR	Se utilizó cable de recobro para puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012011050496

COSTO TOTAL: B/.6,899.05

COSTO NO RECONOCIDO: B/.6,899.05

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Provisión de servicio para el suministro a APOLINAR WONG CHANG ubicada en David, Progreso, los trabajos eléctricos consisten la instalación de un poste en el circuito 34-41 y la reubicación de un centro de transformación existente al nuevo poste.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100007P000HOC3ALA006

COSTO: B/.337.39

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	La extensión del cable se realizó en el poste de MT
CONDUCTOR	Extensión de 7 metros de cable triplex #6 para conexión de nuevo cliente en el apoyo MT.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100004P001HOCASC266

COSTO: B/.5,895.55

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instaló 1 poste en línea energizada incluyendo crucetas, herrajes, aislamiento y red de tierra.
CONDUCTOR	Utilizado para puentes y empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB345M10010IP000

COSTO: B/.666.11

JUSTIFICACIÓN:

CANTIDAD	Reubicación de Centro de Transformación existente al nuevo poste para suministro al cliente.
----------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011030001

COSTO TOTAL: B/.6,413.71

COSTO NO RECONOCIDO: B/.6,413.71

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de arquitectura de red del circuito N°6 de David, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100015P000HOCASC266

COSTO: B/.6,413.71

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Los trabajos fueron realizados en línea energizada en los apoyos existentes. Instalación de seccionamiento. Incluye crucetas, herrajes, conectores pletina y red de tierra.
CONDUCTOR	Utilizado para puentes y empalmes

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011050506

COSTO TOTAL: B/.6,040.80

COSTO NO RECONOCIDO: B/.6,040.80

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica por calidad de suministro en derivadas del circuito 43-5 ubicados en El Tejar, Alanje.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100000P001HOC2ALA006

COSTO: B/.662.95

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instaló 1 poste para dar altura de acometida sobre la vía.
CONDUCTOR	Para dar altura a la acometida existente.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100000P002HOCASC477

COSTO: B/.5,377.85

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instalaron 2 postes en línea energizada para dar altura sobre la vía pública. Incluye crucetas, herrajes, aislamiento y red de tierra.
CONDUCTOR	Se utilizó cable de recobro para puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011100146

COSTO TOTAL: B/.5,792.32

COSTO NO RECONOCIDO: B/.5,792.32

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica por calidad de suministro en derivadas del circuito 44-2 ubicados en La Concepción, Bugaba.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100000P002HOCASC477

COSTO: B/.5,792.32

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instalaron 2 postes en línea energizada para dar altura sobre la vía pública. Incluye crucetas, herrajes, aislamiento y red de tierra.
CONDUCTOR	Se utilizó cable de recobro para puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011090597

COSTO TOTAL: B/.7,589.23

COSTO NO RECONOCIDO: B/.5,641.74

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica por calidad de nuevo suministro ubicado en Querévalo, Alanje. Se instaló un nuevo transformador y se dividió la carga del secundario existente.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100000P000HOC2ALA006

COSTO: B/.5,641.74

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos realizados en poste existente. Se utilizaron conectores de derivación y herrajes.
CONDUCTOR	Se utilizó la red BT existente, no se necesitó cable adicional.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012011050286

COSTO TOTAL: B/.5,091.23

COSTO NO RECONOCIDO: B/.5,091.23

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejoras a la red eléctrica del suministro al cliente CARENERO CHI I. B.LA S.A, ubicado en Isla Carenero, Bocas del Toro,

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100033P000HOC3ALA002

COSTO: 240.77

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos realizados en postes de la línea MT
CONDUCTOR	Extensión de 33 metros de cable triplex #2 en los postes MT

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100033P002HOCASA1/0

COSTO: B/.4,850.46

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instalaron 2 postes de chapa metálica en línea energizada para dar altura y extender secundario. Incluye herrajes, aislamiento y red de tierra.
CONDUCTOR	Extensión de 33 metros de 1/0 en los apoyos MT.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012010090624

COSTO TOTAL: B/.4,894.23

COSTO NO RECONOCIDO: B/.4,894.23

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto provisión de servicio para el suministro MTD al cliente PALMA REAL INVESTMENT OF CHIRIQUI, ubicación Divala, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100015P000HOCASA1/0

COSTO: B/.1,334.80

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Utilizado para puentes en la medición MTD del cliente.
POSTE	Se realizaron los trabajos en el poste existente de la medida MT del cliente. Incluye cruceta, herrajes, aislamiento, seccionamiento y red de tierra.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100040P001HOCASA1/0

COSTO: B/.3,559.43

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instaló un poste en línea energizada para derivación hacia la medida MTD.
-------	--

	Incluye crucetas, herrajes, aislamiento, seccionamiento y red de tierra.
CONDUCTOR	Instalación de 40m de línea MT derivada hacia la medida MTD

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011040231

COSTO TOTAL: B/.4,845.81 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,845.81

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica por calidad del circuito 34-50 ubicado en Remedios, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100000P001HOC2ALA006 **COSTO:** B/.541.67

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de poste para acometida en cruce de calle.
CONDUCTOR	Se utilizó el cable de la acometida existente.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100015P002HOCASA1/0 **COSTO:** B/.4,304.14

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se instalo 2 postes para dar altura sobre la vía.
CONDUCTOR	Instalación de 15 metros de línea MT sobre la vía.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011030839

COSTO TOTAL: B/.4,743.15 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,743.15

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejoras por calidad en la red eléctrica de Isla Carenero, Bocas del Toro,

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100000P001HOCASA1/0

COSTO: B/.4,743.15

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de poste para dar altura. Se realizó la adecuación de la red de tierra de varios postes del circuito. Incluye pararrayos, cable de Cu #2, aislamiento y malla de tierra.
CONDUCTOR	Se utilizó cable de recobro para los puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011010813

COSTO TOTAL: B/.4,594.01 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,594.01

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica por calidad del circuito 34-15 ubicado en David, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100010P002HOCASC266

COSTO: B/.4,594.01

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de postes para dar altura. Se realizó la adecuación de la red de tierra de varios postes del circuito. Incluye pararrayos, cable de Cu #2, aislamiento y malla de tierra.
CONDUCTOR	Utilizado para puentes y empalmes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011060516

COSTO TOTAL: B/.4,579.00 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,579.00

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica por calidad del circuito 34-51 ubicado en Veladero, Tolé.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100022P002HOCASA1/0

COSTO: B/.4,579.00

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de postes para dar altura. Se realizó la adecuación de la red de tierra de varios postes del circuito. Incluye pararrayos, cable de Cu #2, aislamiento y malla de tierra.
-------	---

CONDUCTOR	Utilizado para puentes y empalmes.
-----------	------------------------------------

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012011020568

COSTO TOTAL: B/.4,068.42 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,068.42

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora a la red eléctrica por calidad de las derivadas del circuito 34-41 ubicado en Monte Lirio-Renacimiento

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100000P000HOC2ALA006 **COSTO:** B/.118.25

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se reubicó la red de baja más alta en los poste existentes. No se necesitaron postes adicionales.
CONDUCTOR	Reubicación de red de baja existente, no se necesitó cable adicional.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100000P001HOCASA1/0

COSTO: B/.3,950.17

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de postes para dar altura. Se realizó la adecuación de la red de tierra de varios postes del circuito. Incluye pararrayos, cable de Cu #2, aislamiento y malla de tierra.
CONDUCTOR	Se utilizó cable de recobro para puentes.

Año 2012

En EDECHI, en el año 2012, se quedaron sin contemplar B/.553,639 entre acometidas y alumbrado público que deberán incluirse; y que fueron agregados en los nuevos CD's entregados a la ASEP

Resumen de Inversiones Faltantes_EDECHI_2010-2014

Concepto	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Acometida	325.512	565.808	255.929	0	1.147.249
Alumbrado público	0	268.733	297.710	0	566.443
Sistema de medidores y accesorio	118.690	109.031	0	0	227.721
TOTAL	444.202	943.572	553.639	0	1.941.413

- Para el resto de las redes de Media y Baja Tensión y Transformadores se han aplicado las Etapas 1 y 2, dando una reducción de B/.992,236 por las razones cuyas inaplicabilidad ya fueron informadas en páginas anteriores con las debidas explicaciones.

Año	Información ASEP			Etapa 1	Etapa 2	
	Total ASEP	Eficiente ASEP	Reducción	Gastos Según ASEP	ECC	Redes
2010	5.798.880	4.087.980	1.710.900	1.056.960	60.652	593.288
2011	6.602.535	5.328.875	1.273.660	738.904	58.539	476.218
2012	5.438.896	4.446.660	992.236	642.719	80.346	269.171
2013	9.903.291	6.115.826	3.787.464	3.038.995	111.177	637.292

Se han eliminado inversiones por cantidad cero, que ya fueron explicadas anteriormente. A manera de ejemplo para este año, se puede verificar que todas se tratan de transformadores que fueron utilizados, pero que eran existentes, o de recobro.

De esta manera, eliminación de inversiones por cantidad y que en realidad son provisiones de servicio para clientes tenemos una reducción de B/.110,126

Rechazo por Cantidad											110,136.89
Hoja	CódigoProyecto	CódigoDescriptivo	Fecha	ÁreaGeográfica	Cant	SumOMateriales\$	SumOManoObras\$	SumOExtras\$	SumOCostoTotals\$		
DTRMB-13.8	301012011030208	DTRMB138M10010IP000	03/08/2012	EL ROBLE	0	93.91	294.72	-	388.63		
DTRMB-13.8	301012011060554	DTRMB138M10010IP000	14/02/2012	PEDREGAL	0	115.14	353.78	-	471.92		
DTRMB-13.8	301012011080116	DTRMB138M10010IP000	25/10/2012	SANTA MARTA (P)	0	750.03	909.48	-	1,659.51		
DTRMB-13.8	301012011100135	DTRMB138M10010IP000	28/05/2012	VOLCAN	0	19.21	186.26	-	205.47		
DTRMB-13.8	301012011100350	DTRMB138M10010IP000	20/11/2012	DAVID (CABECERA)	0	221.00	201.76	1,205.21	1,627.97		
DTRMB-13.8	301012011101125	DTRMB138M10010IP000	22/03/2012	PUERTO ARMUELLE	0	85.88	165.03	-	250.91		
DTRMB-13.8	301012011101445	DTRMB138M10010IP000	02/05/2012	PEDREGAL	0	207.75	670.03	-	877.78		
DTRMB-13.8	301012012010663	DTRMB138M10010IP000	18/06/2012	DIVILA	0	972.21	881.68	-	1,753.89		
DTRMB-13.8	301012012020034	DTRMB138M10010IP000	05/06/2012	LA CONCEPCION (0	280.18	622.14	-	902.32		
DTRMB-13.8	301012012020255	DTRMB138M10010IP000	20/03/2012	LA CONCEPCION (0	215.28	216.40	-	431.68		
DTRMB-13.8	301012012030299	DTRMB138M10010IP000	18/05/2012	LA CONCEPCION (0	45.13	178.57	-	223.70		
DTRMB-13.8	301012012033489	DTRMB138M10010IP000	22/03/2012	PEDREGAL	0	198.55	207.92	-	396.47		
DTRMB-13.8	301012012050723	DTRMB138M10010IP000	10/08/2012	ALANJE (CABECER	0	129.58	194.94	-	324.52		
DTRMB-13.8	301012012050893	DTRMB138M10010IP000	27/06/2012	MUEVA SUIZA	0	171.85	232.40	-	404.25		
DTRMB-13.8	301012012060504	DTRMB138M10010IP000	27/07/2012	DAVID (CABECERA	0	160.29	198.67	-	358.96		
DTRMB-13.8	301012012080973	DTRMB138M10010IP000	08/10/2012	LA CONCEPCION (0	30.08	334.42	-	324.50		
DTRMB-13.8	503012012040381	DTRMB138M10010IP000	12/04/2012	DAVID	0	3,715.13	2,690.27	-	6,405.40		
DTRMB-13.8	503012012040945	DTRMB138M10010IP000	28/04/2012	ALANJE	0	1,844.12	1,296.08	-	3,240.20		
DTRMB-13.8	503012012050754	DTRMB138M10010IP000	21/05/2012	DAVID	0	2,441.33	1,198.67	-	3,240.00		
DTRMB-13.8	503012012051117	DTRMB138M10010IP000	30/05/2012	BARU	0	1,075.48	1,716.98	-	1,792.46		
DTRMB-13.8	503012012070838	DTRMB138M10010IP000	26/07/2012	SAN BARTOLO	0	2,008.92	1,231.28	-	3,240.20		
DTRMB-13.8	503012012070866	DTRMB138M10010IP000	27/07/2012	RIO SERENO	0	2,228.48	1,424.76	-	3,653.24		
DTRMB-13.8	503012012070986	DTRMB138M10010IP000	27/07/2012	LA PROSPERIDAD	0	2,807.16	1,703.32	-	4,510.48		
DTRMB-13.8	503012012070956	DTRMB138M10010IP000	30/07/2012	SANTA MARTA	0	492.17	314.67	-	806.84		
DTRMB-13.8	503012012070960	DTRMB138M10010IP000	30/07/2012	SANTA CRUZ	0	2,546.54	1,844.04	-	4,390.58		
DTRMB-13.8	503012012070961	DTRMB138M10010IP000	30/07/2012	DAVID	0	2,774.68	1,639.38	-	4,414.06		
DTRMB-13.8	503012012070965	DTRMB138M10010IP000	30/07/2012	BUENA VISTA, SA	0	1,960.40	1,419.60	-	3,380.00		
DTRMB-13.8	503012012080437	DTRMB138M10010IP000	13/08/2012	BARU	0	2,766.07	1,624.51	-	4,390.58		
DTRMB-34.5	301012011080425	DTRMB345M10025IP000	27/03/2012	LA BARQUETA	0	196.65	214.02	-	410.67		
DTRMB-34.5	301012011080850	DTRMB345M10025IP000	27/11/2012	LA ESTRELLA	0	213.92	949.97	-	863.49		
DTRMB-34.5	301012011100499	DTRMB345M10025IP000	27/03/2012	ALTO LA MINA O	0	272.42	209.83	-	482.25		
DTRMB-34.5	301012011100710	DTRMB345M10025IP000	25/05/2012	SAN PABLO VIEJO	0	66.78	386.51	-	453.29		
DTRMB-34.5	301012011100717	DTRMB345M10025IP000	04/05/2012	SAN LORENZO	0	225.15	274.09	-	499.24		
DTRMB-34.5	301012011100715	DTRMB345M10025IP000	17/01/2012	PEDREGALITO	0	180.57	257.76	-	438.33		
DTRMB-34.5	30101201110313	DTRMB345M10025IP000	28/06/2012	RIO SERENO (CAB	0	310.91	573.63	-	884.54		
DTRMB-34.5	30101201110678	DTRMB345M10025IP000	13/03/2012	BAJO LA UNIÓN (0	34.94	327.50	-	362.44		
DTRMB-34.5	301012011120128	DTRMB345M10025IP000	26/01/2012	MATA FRANCES	0	269.45	573.81	-	843.26		
DTRMB-34.5	301012011120193	DTRMB345M10025IP000	06/11/2012	ALTO CERRON	0	104.23	151.46	-	255.69		
DTRMB-34.5	301012012020244	DTRMB345M10025IP000	14/03/2012	COQUITO	0	791.68	1,936.41	-	2,728.09		
DTRMB-34.5	301012012020634	DTRMB345M10025IP000	28/08/2012	CANTA GALLO	0	171.01	239.81	-	410.82		
DTRMB-34.5	301012012030349	DTRMB138M10010IP000	21/11/2012	LIMONES	0	169.25	341.44	-	510.69		
DTRMB-34.5	301012012030347	DTRMB345M10025IP000	16/04/2012	MATA FRANCES	0	126.85	198.00	-	324.85		
DTRMB-34.5	301012012040221	DTRMB345M10025IP000	07/08/2012	PO TREILLOS ARR	0	191.36	268.81	-	460.17		
DTRMB-34.5	301012012050134	DTRMB345M10025IP000	12/10/2012	ESQUILU (P)	0	269.85	636.34	-	806.19		
DTRMB-34.5	503012012020559	DTRMB138M10010IP000	22/02/2012	DOLEGA	0	2,539.74	1,556.62	-	4,096.36		
DTRMB-34.5	503012012040549	DTRMB138M10010IP000	17/04/2012	ALANJE	0	1,320.02	880.02	-	2,200.04		
DTRMB-34.5	503012012050754	DTRMB138M10010IP000	21/05/2012	DAVID	0	1,507.30	92.36	-	2,130.36		
DTRMB-34.5	503012012080313	DTRMB138M10010IP000	08/05/2012	COQUITO	0	2,373.88	1,718.99	-	4,092.84		
DTRMB-34.5	503012012060699	DTRMB138M10010IP000	21/06/2012	LOS ANGELES, GU	0	2,671.53	1,644.09	-	4,215.62		
DTRMB-34.5	503012012070883	DTRMB138M10010IP000	27/07/2012	SAN JUAN DEL TE	0	1,276.02	924.02	-	2,200.04		
DTRMB-34.5	503012012070896	DTRMB138M10010IP000	27/07/2012	SAN PABLO ARRIB	0	2,380.30	1,458.00	-	3,838.30		
DTRMB-34.5	503012012070897	DTRMB138M10010IP000	27/07/2012	CELMIRA	0	2,455.70	1,637.14	-	4,092.84		
DTRMB-34.5	503012012070900	DTRMB138M10010IP000	27/07/2012	PUERTO ARMUELLE	0	1,396.51	892.85	-	2,289.36		
DTRMB-34.5	503012012070802	DTRMB138M10010IP000	27/07/2012	BOQUETE	0	2,537.86	1,555.28	-	4,093.84		
DTRMB-34.5	503012012070933	DTRMB138M10010IP000	27/07/2012	BOQUETE	0	1,706.02	994.02	-	2,200.04		
DTRMB-34.5	503012012070958	DTRMB138M10010IP000	30/07/2012	EL VALLE	0	2,321.45	1,547.63	-	3,869.08		
DTRMB-34.5	503012012070966	DTRMB138M10010IP000	30/07/2012	BUENA VISTA, SA	0	1,370.09	919.39	-	2,289.48		
DTRMB-34.5	503012012070978	DTRMB138M10010IP000	31/03/2012	CHIRIQUI	0	2,270.43	1,451.59	-	3,722.02		
DTRMB-34.5	503012012080141	DTRMB138M10010IP000	03/08/2012	BARU	0	1,364.02	836.02	-	2,200.04		

Para mostrar con ejemplos reales las inconsistencias de la aplicación de la Etapa 1, se muestra a continuación una serie de obras donde se les aplicó los diferentes criterios sin embargo, se trata puramente de inversiones claras de provisiones de servicio y otras de calidad.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012040379
COSTO: B/.19,783.93 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.11,981.76

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Suministro para cliente ubicado en San Mateo David provincia de Chiriquí
 Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 2 códigos descriptivos de los cuales 1 fue considerado gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T10000P002HOCASC477
COSTO: B/.11,981.76
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se tuvo que realizar trabajos en línea energizada (en contacto) y utilizar protectores de líneas para la reubicación .Estos trabajos consistieron en una mano de obra intensa al ser trabajos en líneas energizadas pero pocos postes o conductores ya que se reutilizaron la mayor parte de los materiales existentes.
-----------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012011100130
COSTO: B/.15,883.04 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.6,567.12

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Suministro para Biblioteca ubicado en Bajo Boquete próxima a la Texaco provincia de Chiriquí
 Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 4 códigos descriptivos de los cuales 2 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100027P001HOCASA1/0
COSTO: B/.6,203.66

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de un poste en línea energizada para extensión de línea MT
CONDUCTOR	Cableado para derivación de línea MT hasta el proyecto.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100000P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/.363.46

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Interconexión del proyecto con la red existente, incluye cortacircuitos, pararrayos y red de tierra.
CONDUCTOR	Interconexión del proyecto, no se requiere conductor.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100006P000HOC3ALA4/0 **COSTO:** B/.125.94

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Cableado para puentes y empalmes con red existente.
-----------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012060464

COSTO: B/.14,843.66

COSTO NO RECONOCIDO: B/.5,264.41

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro para cliente ubicado en David provincia de Chiriquí

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 4 códigos descriptivos de los cuales 2 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100018P001HOCASA1/0

COSTO: B/. 3,948.30

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Extensión de tramo de línea MT cruce de calle para derivar hasta el proyecto
POSTES	Instalación de poste en línea energizada para derivar hacia el proyecto. Incluye herrajes, aisladores, red de tierra.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100006P000HOCASA1/0

COSTO: B/.1,316.11

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Conductor para puentes y empalmes
POSTES	Trabajos de interconexión del proyecto en poste existente, incluye conectividad, cortacircuitos, pararrayos, red de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012070411

COSTO: B/.10,641.55

COSTO NO RECONOCIDO: B/.4,959.50

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro para cliente ubicado en Los Algarrobos provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 4 códigos descriptivos de los cuales 2 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100010P001HOCASA1/0

COSTO: B/.1,033.22

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se realizo extensión de conductor en postes existentes para interconectar al cliente
POSTES	Instalación de poste MT para interconexión del proyecto, incluye herrajes, aisladores y red de tierra.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100038P001HOCASA1/0

COSTO: B/.3,926.28

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se realizo extensión de conductor MT para suministro a cliente.
POSTES	Instalación de poste MT para extensión de línea incluye herrajes, aisladores y red de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012011120043

COSTO: B/.9,506.62

COSTO NO RECONOCIDO: B/.4,719.35

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro para cliente ubicado en la comunidad de Bugabida Arriba provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 4 códigos descriptivos de los cuales 2 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100035P001HOCASA1/0

COSTO: B/.2,262.70

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se realizo extensión de conductor MT para suministro a cliente.
POSTES	Instalación de poste MT para extensión de línea incluye herrajes, aisladores y red de tierra.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100038P001HOCASA1/0

COSTO: B/.2,456.65

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se realizo extensión de conductor MT para suministro a cliente.
POSTES	Instalación de poste MT para extensión de línea incluye herrajes, aisladores y red de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012020013

COSTO: B/.4,549.32

COSTO NO RECONOCIDO: B/.4,549.32

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Suministro para cliente ubicado en Puerto Armuelle provincia de Chiriquí. Se realizó trabajo sobre la red para la transición de aéreo a subterráneo y realizar la transición en tensión.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100021P000HOC3ALA4/0

COSTO: B/.4,549.32

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se realizó una transición aérea subterránea en poste existente se utilizó el conductor 4/0 600V
-----------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012070097

COSTO: B/.59,266.82 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.50,877.14

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Suministro de 500 kVA para el almacén El Campeón ubicado en el Carmen, David Provincia de Chiriquí

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 6 códigos descriptivos de los cuales 4 fueron considerados gastos en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138T11000IG001 **COSTO:** B/.31,149.70

JUSTIFICACIÓN:

MANO DE OBRA	La mano de obra consiste en el montaje de un Centro de Transformación tipo gabinete de 1000kVA en su base. Los trabajos eléctricos de Media y Baja tensión fueron reportados en los códigos de línea correspondientes. Es por esta razón que la mano de obra es menor al 5% del costo total.
--------------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138T10500IP001 **COSTO:** B/.15,325.60

JUSTIFICACIÓN:

MANO DE OBRA	La mano de obra consiste en el montaje de un Centro de Transformación tipo gabinete de 500kVA en su base. Los trabajos eléctricos de Media y Baja tensión fueron reportados en los códigos de línea correspondientes. Es por esta razón que la mano de obra es menor al 5% del costo total.
--------------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100039P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.4,397.72

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Extensión de red aérea cruce de calle para interconexión del proyecto.
POSTE	Instalación de poste para paso aéreo subterráneo MT. Incluye herrajes, fusibles, pararrayos y red de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012040449

COSTO: B/.4,383.58 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,383.58

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro para cliente ubicado en la comunidad de San Juan provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 3 códigos descriptivos de los cuales los 3 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100045P000HOC3ALA002 **COSTO:** B/.192.33

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se realizó extensión de 45 metros de conductor en postes existentes para suministro al cliente.
POSTES	El cableado se realizó en postes existentes por lo que no se reportaron postes adicionales.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100037P001HOCASA1/0

COSTO: B/.2,096.54

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se realizó extensión de 37 metros de conductor de red MT para interconectar al cliente
POSTES	Se plantó poste para extender conductor. Incluye herrajes, aislamiento y red de tierra.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P001HOCASC477

COSTO: B/.2,094.71

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Trabajo de interconexión de red MT
POSTES	Se instaló poste para interconexión del proyecto

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012060636

COSTO: B/.4,247.50

COSTO NO RECONOCIDO: B/.4,247.50

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro para cliente ubicado en la David provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 2 códigos descriptivos de los cuales los 2 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100045P000HOC3ALA1/0 **COSTO:** B/.594.14

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se realizo extensión de 45 metros de conductor en para acometida del cliente
POSTES	Se extendió conductor en poste existente.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100013P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/.3,653.36

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se realizo extensión de 13 metros de conductor de red MT para interconectar al cliente
POSTES	Se realizo trabajo de interconexión con la red MT en poste existente.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012020034

COSTO: B/.5,132.28

COSTO NO RECONOCIDO: B/.5,132.28

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Suministro para comercio ubicado próximo al parque La Concepción Bugaba provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 2 códigos descriptivos de los cuales 2 fueron considerados gastos en la evaluación realizada por la ASEP.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100016P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/. 4,229.96

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Instalación de poste en línea energizada para interconexión del proyecto. Incluye herrajes, cortacircuito, pararrayos, aislamiento y red de tierra.
CONDUCTOR	Extensión de tramo de red MT aéreo para interconexión del proyecto.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138M10010IP000 **COSTO:** B/.902.32

JUSTIFICACIÓN:

MANO DE OBRA	En este proyecto se reubicaron dos transformadores al centro de carga para mejorar calidad de servicio a cliente.
--------------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012010070359
COSTO TOTAL: B/.4,128.15 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,128.15

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Interconexión de urbanización Barriada Las Palmas en Puerto Armuelles, Chiriquí

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100000P000HOCASC477 **COSTO:** B/.4,128.15

JUSTIFICACIÓN:

MATERIALES	Solo incluye la mano de obra de los trabajos en tensión para la interconexión de la urbanización construida por terceros a la red existente, no se requirieron materiales.
------------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012011110404
COSTO: B/.3,872.91 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.3,872.91

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro para cliente ubicado en la comunidad de La Concepción provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 3 códigos descriptivos de los cuales los 3 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100039P001HOC3ALA006 **COSTO:** B/.675.26

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se realizo extensión de 39 metros de conductor para acometida subterránea del cliente
POSTES	Se instalo poste para derivar de aéreo a subterráneo hacia la acometida de cliente

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100000P001HOCASC477 **COSTO:** B/.2,965.83

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se realizaron puentes y empalmes con cable de recobro. No se necesitó cable adicional.
POSTES	Se instalo poste en línea energizada para extender red MT. Incluye herrajes, aislamiento y red de tierra.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLSBTM100001ZB0150B02C2ALA006 **COSTO:** B/.231.82

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Cable para puentes y empalmes
POSTES	Se realizo trabajos de transición aéreo subterránea (colocar bajante, tipo de entrada)

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012011090290
COSTO: B/.21,453.98 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.3,701.81

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro de Bocas Bay Resort ubicado en provincia de Bocas del Toro.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 5 códigos descriptivos de los cuales 2 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100012P000HOC3ALA1/0 **COSTO:** B/.261.21

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se realizo extensión de 12 metros de conductor para extender red eléctrica.
POSTES	Se instalo bajantes para derivar de aéreo a subterráneo en poste existente.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100002P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/.3,440.60

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Cableado para puentes y empalmes.
POSTES	Se realizaron trabajos de interconexión MT en línea caliente en poste existente. Incluye herrajes, conectores y red de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012030261

COSTO: B/.5,989.33

COSTO NO RECONOCIDO: B/.3,462.95

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro de cliente ubicado en Sortova provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 3 códigos descriptivos de los cuales 2 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100027P001HOC3ALA4/0 **COSTO:** B/.657.68

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	En este proyecto se realizo extensión de 27 metros de conductor para extender red eléctrica.
POSTES	Se instalo poste para dar altura a la acometida de cliente

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100008P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.2,805.27

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Cableado para puentes y empalmes.
POSTES	Instalación de poste en línea energizada para interconexión del proyecto. Incluye herrajes, aislamiento y red de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012030062

COSTO: B/.6,785.32

COSTO NO RECONOCIDO: B/.3,405.10

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro de cliente Finca Santa Rita Divala provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 4 códigos descriptivos de los cuales 3 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTT100015P000HOC4ALA4/0 **COSTO:** B/. 283.78

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Cableado para interconexión del proyecto.
POSTES	Extensión de línea de interconexión en postes existentes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P001HOCASC477 **COSTO:** B/.3,105.47

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se utilizó cable de recobro para puentes.
POSTES	Se instaló poste en línea energizada para instalar Centro de Transformación. Incluye crucetas, herrajes, aislamiento y red de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012080259

COSTO: B/.5,141.54

COSTO NO RECONOCIDO: B/.3,259.35

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro de cliente Boca Chica provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 4 códigos descriptivos de los cuales 3 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100008P000HOC3ALA006 **COSTO:** B/.101.38

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Extensión de 8 metros de cable de servicio para suministro a cliente.
POSTES	Cableado en poste existente.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100042P001HOC3ALA002 **COSTO:** B/.532.22

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se extendió 42 metros de conductor trenzado #2 para extender la red BT
POSTES	Se plantó poste para extender red BT e instalar Centro de Transformación.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100000P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.2,625.75

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se utilizó cableado de recobro para puentes.
POSTES	Se plantó poste en línea energizada para interconexión del proyecto. Incluye herrajes, aislamiento y red de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012040304
COSTO: B/.6,560.33 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/3,129.88

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro de cliente Las Lomas provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 4 códigos descriptivos de los cuales 3 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100020P000HOC3ALA4/0 **COSTO:** B/.186.47
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Extensión de 20 metros de red con cable 4/0 trenzado para suministro a cliente.
POSTES	Estos trabajos consistieron en extender conductor en los postes MT

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100030P000HOC3ALA1/0 **COSTO:** B/.279.70
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se extendió 30 metros de red con conductor trenzado 1/0 para suministro al cliente
POSTES	Se realizo trabajo de extender conductor en los postes MT.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P001HOCASC477 **COSTO:** B/.2,663.71
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se utilizó cable de recobro para puentes.
POSTES	Se instalo poste en línea energizada para instalar centro de transformación y realizar trabajos de interconexión. Incluye herrajes, aislamiento y red de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012070829
COSTO: B/.4,311.57 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/3,090.45

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro de cliente en la comunidad paja de sobrero Gualaca provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 3 códigos descriptivos de los cuales 2 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100022P000HOC3ALA006 **COSTO:** B/.159.05
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Extensión de 22 metros de cable 4/0 trenzado suministro al cliente y alimentar luminaria
POSTES	Estos trabajos consistieron en extender conductor en postes existentes y en los nuevos postes de la línea MT

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100015P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.2,931.40
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se extendieron 15 metros de conductor trenzado 1/0 para suministro a cliente.
POSTES	Instalación de 1 poste para extender conductor 1/0 e instalar centro de transformación.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012030066
COSTO: B/3,069.01 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/3,069.01

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Suministro para cliente en San felix, provincia de Chiriquí.
 Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 32 códigos descriptivos de los cuales los 2 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP. .

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100004P000HOC3ALA006 **COSTO:** B/.179.29
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Cableado para puentes y empalmes.
POSTES	Interconexión de luminaria en poste existente.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100048P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.2.889,72
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se extendió 48 metros de conductor trenzado 1/0 para suministro al cliente.
POSTES	Instalación de 1 poste para extender conductor 1/0 e instalar centro de transformación. Incluye herrajes, aislamiento y red de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012011100717
COSTO: B/3,466.70 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/3,466.70

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Suministro para Camaronera Venus en San Lorenzo, provincia de Chiriquí.
 Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 3 códigos descriptivos de los cuales los 3 fueron considerados gastos en la evaluación realizada por la ASEP. .

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100000P000HOC2ALA006 **COSTO:** B/.86.17

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Solo incluye la interconexión de luminaria a la red existente.
POSTES	Interconexión en poste existente.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100003P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.2,881.29
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Cableado para puentes y empalmes
-----------	----------------------------------

POSTES	Instalación de 1 poste para extender conductor 1/0 e instalar centro de transformación.
--------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB345M10010IP000 **COSTO:** B/. 499.24

JUSTIFICACIÓN:

CANTIDAD	En este proyecto se reubicaron dos transformadores existentes para dar mejor calidad de servicio a cliente.
----------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012040169

COSTO: B/.7,623.46

COSTO NO RECONOCIDO: B/.2,810.98

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Suministro de Union de transporte de Dolega, provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 3 códigos descriptivos de los cuales 1 fue considerado gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100029P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.2,810.98

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se extendió 29 metros de conductor 1/0 para suministro a cliente.
POSTES	Se instalo 1 poste en línea MT para suministro a cliente.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012011100482

COSTO: B.4,621.99

COSTO NO RECONOCIDO: B/.2,770.46

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Suministro para cliente en Celmira provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 4 códigos descriptivos de los cuales 3 fue considerado gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100010P000HOC3ALA006 **COSTO:** B/.181.37

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Extensión de conductor #6 trenzado para acometida al cliente.
POSTES	Cableado en poste existente.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100040P001HOC3ALA002 **COSTO:** B/.725.46

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Extensión de red BT para suministro al cliente.
POSTES	Instalación de poste para extender red BT.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100000P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.1,863.63

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se utilizó el cableado existente.
POSTES	Trabajo de instalación de poste para interconexión. Incluye herrajes, aislamiento y red de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012030249
COSTO: B/3,210.02 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/3,210.02

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Suministro para cliente Agroinversiones Divala provincia de Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100020P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/2.699,33
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Extensión de 20 metros de conductor 1/0 MT
POSTES	Se instalo poste de 10.5 metros para extensión de línea MT

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138M10010IP000 **COSTO:** B/510.69
JUSTIFICACIÓN:

CANTIDAD	En este proyecto se reubicaron dos transformadores existentes para dar mejor calidad de servicio a cliente.
----------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012020244
COSTO: B/ 8,938.55 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/5,420.34

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Nuevo Suministro para Caja de Seguro Social ubicada en la comunidad de I coquito provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 3 códigos descriptivos de los cuales 2 fueron considerados gastos en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P001HOCASC477 **COSTO:** B/2,692.25
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se utilizó cableado de recobro para puentes.
POSTES	Instalación de poste en línea energizada para interconexión del proyecto. Incluye herrajes, aislamiento y red de tierra.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB345M10010IP000 **COSTO:** B/2,728.09
JUSTIFICACIÓN:

TRANSFORMADOR	En este proyecto se reubicaron 3 transformadores existentes para el servicio al cliente.
---------------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012080451
COSTO: B/ 5,998.03 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/2,544.52

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Nuevo Suministro para comercio ubicado en David provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 4 códigos descriptivos de los cuales 3 fueron considerados gastos en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTT100038P001HOC4ALA336 **COSTO:** B/1,279.95
JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se extendieron 38 metros de red con conductor trenzado cuádruplex 336 para alimentar al cliente.
POSTES	Se instalo un poste para extender conductor

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100048P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/1,120.72

CONDUCTOR	Se extendieron 48 metros de red con conductor red MT para interconectar el proyecto
POSTES	Se instalo un poste MT para interconexión del proyecto.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T10000P000HOCASC477
COSTO: B/.143.85

CONDUCTOR	Se utilizó cable de recobro para puentes.
POSTES	Trabajos de adecuación en poste existente para interconexión del proyecto. Incluye crucetas, herrajes, aislamiento.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012051075
COSTO: B/ 3,572.96 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.2,509.52

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Nuevo Suministro ubicado en San Pablo Nuevo, Corozal provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 3 códigos descriptivos de los cuales 2 fueron considerados gastos en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100015P000HOC3ALA006 **COSTO:** B/.106.34

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Se extendió 15 metros de conductor de baja tensión para alimentar al cliente.
POSTES	Cableado en poste existente.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100004P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.2,403.18

CONDUCTOR	Cableado para puentes y empalmes.
POSTES	Se instalo un poste en línea energizada para la interconexión del proyecto. Incluye herrajes, aislamiento y red de tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012060313
COSTO: B/.4,914.92 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,914.92

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para nuevo suministro ubicado en Coquito provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 2 códigos descriptivos de los cuales los 2 fueron considerados gastos en la evaluación realizada por la ASEP gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138M10010IP000 **COSTO:** B/.4,092.84

JUSTIFICACIÓN:

TRANSFORMADOR	Se realizo trabajos de reubicaron trasformadores existentes a poste más cercano del nuevo suministro.
---------------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100003P000HOC3ALA1/0 **COSTO:** B/.822.08

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Trabajo de interconexión de la red MT, se utilizaron tramos para empalme de la red existente en la ubicación original del CT.
-----------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012020559
COSTO: B/.4,851.14 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,851.14

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Extensión de línea para suministro ubicado en Dolega provincia de Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 2 códigos descriptivos de los cuales los 2 fueron considerados gastos en la evaluación realizada por la ASEP.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138M10010IP000 **COSTO:** B/. 4,096.36

JUSTIFICACIÓN:

CANTIDAD	En este proyecto se tuvo que realizar trabajos en línea energizada, se reubicaron transformadores existentes para proceder a dar suministro a cliente.
----------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100038P001HOC3ALA002 **COSTO:** B/.754.78**JUSTIFICACIÓN:**

CONDUCTOR	Se extendió cable de baja tensión para dar suministro al cliente
-----------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012070898**COSTO:** B/.4,527.68**COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,527.68**DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:** Mejora de red para nuevos suministros ubicado en la Prosperidad Provincia de Chiriquí**CÓDIGO DESCRIPTIVO:** DTRMB138M10010IP000 **COSTO:** B/.4,527.68**JUSTIFICACIÓN:**

CANTIDAD	Se realizo trabajos en línea energizada, se reubico transformador existente a poste más cercano del nuevo suministro.
----------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012070961**COSTO:** B/.4,404.26**COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,404.26**DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:** Mejora de red para nuevos suministros ubicado en David Provincia de Chiriquí**CÓDIGO DESCRIPTIVO:** DTRMB138M10010IP000 **COSTO:** B/.4,404.26**JUSTIFICACIÓN:**

CANTIDAD	Se realizó trabajos en línea energizada, se reubicó transformador existente a poste más cercano del nuevo suministro.
----------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012080437**COSTO:** B/. 4,390.58**COSTO NO RECONOCIDO:** B/. 4,390.58**DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:** Nuevos suministros ubicado en Barú Provincia de Chiriquí**CÓDIGO DESCRIPTIVO:** DTRMB138M10010IP000 **COSTO:** B/. 4,390.58**JUSTIFICACIÓN:**

CANTIDAD	Se realizó trabajos en línea energizada, se reubicó transformador existente a poste más cercano del nuevo suministro.
----------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012070960**COSTO:** B/.4,390.58**COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,390.58**DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:** Mejora de red para nuevos suministros para cliente ubicado en Santa Cruz. Provincia de Chiriquí**CÓDIGO DESCRIPTIVO:** DTRMB138M10010IP000 **COSTO:** B/.4,390.58**JUSTIFICACIÓN:**

CANTIDAD	Se realizo trabajos en línea energizada, se reubico transformador existente a poste más cercano del nuevo suministro.
----------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012060699
COSTO: B/.4,215.62 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,215.62

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Mejora de red para suministros ubicado en Barriada los Ángeles Gualaca, provincia de Chiriquí

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138M10010IP000 **COSTO:** B/.4,215.62

JUSTIFICACIÓN:

CANTIDAD	Se realizo trabajos en línea energizada, se reubicaron trasformadores existentes a poste más cercano del nuevo suministro.
----------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012070902
COSTO: B/.4,092.84 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.4,092.84

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Mejora de red para nuevos suministros ubicado en Boquete Provincia de Chiriquí

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138M10010IP000 **COSTO:** B/.4,092.84

JUSTIFICACIÓN:

CANTIDAD	Se realizo trabajos en línea energizada, se reubico trasformador existente a poste más cercano del nuevo suministro.
----------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012011010789
COSTO TOTAL: B/.7,780.12 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.884.88

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Nuevo suministro cliente ubicado en camino a las Mendozas Chiriquí.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 5 códigos descriptivos de los cuales 2 fueron considerados gastos en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100000P000HOCASC477 **COSTO:** B/.809.14

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	En este proyecto se realizo trabajos en poste existente para interconexión del proyecto.
CONDUCTOR	Se utilizó cableado de recobro para la interconexión.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012011020680
COSTO: B/.5,110.10 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.501.74

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Nuevo suministro cliente ubicado en coquito Chiriquí

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 3 códigos descriptivos del cual 1 fue considerado gastos en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100000P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/. 501.74

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	En este proyecto se realizo trabajos en poste existente para interconexión del proyecto
CONDUCTOR	Se utilizó cableado de recobro para la interconexión.

Año 2013

En este año 2013, se presentó un inconveniente con las extracciones de las obras de provisiones de servicio con obra, y en algunos casos, 98 obras, se presentó como fecha de terminación y puesta en servicio, la fecha de cierre de las obras.

La fecha de cierre de las obras en el Sistema de Gestión de Trabajos, es la que fija cuando, en un proceso administrativo, se da por cerrada una obra y no representa la terminación y mucho menos la puesta en operación. Se ha reprocesado la información del 2013 y se ha corregido el error. Esta información, junto con el resto de la información que por algún motivo no fue considerada en los análisis de inversiones, se entregó a la ASEP con nuevos CD's en formato TXT.

Este inconveniente hizo que todas estas obras fueran eliminadas y pasadas a gastos operativos en el análisis de la Etapa 1, por fecha, esto a pesar de que solo eran para obras del 2010, pero entendemos este criterio para las del 2013.

El detalle de las obras rechazadas por fecha se presenta a continuación, cuyo monto total asciende a la suma de B/.882,843 lo que representa un duro golpe a las inversiones de EDECHI en el 2013 porque todas fueron terminadas y puestas en servicio en este año.

Ejemplo de obras que fueron terminadas en el 2013, pero que por error fue confundida la fecha es la Cadena de Frío de Volcán, en cuyo acto de inauguración que fue público y notorio, se realizó en el mes de septiembre del 2013 con la participación de Presidente de la República. Está claro que para esta fecha debió estar terminada la obra y puesta en servicio. Solo esta obra tuvo un costo de B/.327,897. Y los detalles se presentan en los ejemplos de obras rechazadas que se presentan más adelante.

En el listado a continuación, se presentan todas las obras que fueron eliminadas por fecha cuyo monto asciende a la suma de B/.882,843, que fueron incluidas en el CD con las fechas corridas.

Rechazo por Fecha										882.843,28
Hoja	CódigoProyecto	CódigoDescriptivo	Fecha	AreaGeografica	Cant	SumOMateriales	SumOManoObras	SumOMExtras	SumOMCostoTotals	
DLABT	301012012004760	DLABTM100138P002HOC3ALA002	23/01/2014	RIO SERENO (CAB	119	1.416,49	679,57	234,36	2.327,36	
DLABT	301012012004760	DLABTM100163P003HOC3ALA004	03/01/2014	ALTO DE CAISAN	163	1.094,77	532,72	-	1.627,49	
DLABT	301012012008050	DLABTM100009P003HOC3ALA006	14/01/2014	FEDREGAL	0	894,59	419,39	-	1.313,95	
DLABT	301012012008050	DLABTM100204P000HOC3CUIA006	14/01/2014	FEDREGAL	204	2.683,47	596,00	-	3.279,47	
DLABT	301012012008050	DLABTM100207P1000HOC3CUIA004	14/01/2014	FEDREGAL	671	8.846,21	1.965,21	-	10.811,42	
DLABT	301012013004060	DLABTM100056P000HOC3ALA006	14/01/2014	CERRO PUNTA	65	78,89	181,41	-	260,30	
DLABT	301012013040872	DLABTM100264P000HOC3ALA002	10/01/2014	SORTOVA	264	3.193,04	1.857,86	-	5.050,90	
DLABT	301012013060044	DLABTM100077P001HOC3ALA002	16/01/2014	ALTO BOQUETE	77	1.641,30	747,30	225,02	2.613,67	
DLABT	301012013060468	DLABTM100080P000HOC3ALA1/0	22/01/2014	DAVID (CABECERA	80	476,05	472,95	-	891,70	
DLABT	301012013060468	DLABTM100182P002HOC3ALA002	22/01/2014	DAVID (CABECERA	182	1.080,53	933,38	-	2.013,91	
DLABT	301012013070508	DLABTM100081P001HOC3ALA002	17/01/2014	PASO GANADO	81	792,85	397,36	-	1.190,21	
DLABT	301012013070510	DLABTM100125P003HOC3ALA002	17/01/2014	LA MESETA	125	1.980,90	1.277,52	236,42	2.994,89	
DLABT	301012013070638	DLABTM100187P003HOC3ALA002	22/01/2014	NUEVO BAMBITO (187	1.633,36	679,75	-	2.313,11	
DLABT	301012013080024	DLABTM100151P004HOC3ALA002	22/01/2014	SANTONO ARRIBO	151	2.771,79	1.104,63	-	3.876,42	
DLABT	301012013080338	DLABTM100162P001HOC3ALA002	16/01/2014	DAVID (CABECERA	162	918,68	698,81	-	1.617,49	
DLABT	301012013080422	DLABTM100057P000HOC3ALA002	14/01/2014	RIO SERENO (CAB	57	296,69	205,15	222,87	724,71	
DLABT	301012013080740	DLABTM100105P001HOC3ALA002	16/01/2014	POTRERILLOS ABA	105	815,64	381,73	-	1.436,88	
DLABT	301012013080802	DLABTM100437P009HOC3ALA1/0	25/01/2014	DOLEGA (CABECER	437	5.455,09	121,67	-	6.066,76	
DLABT	301012013090119	DLABTM100135P017HOC3ALA1/0	17/01/2014	DAVID (CABECERA	1353	13.741,95	5.527,31	1.039,58	20.308,84	
DLABT	301012013090390	DLABTM100171P001HOC3ALA002	22/01/2014	ALGARROBOS ARR1	171	1.359,49	638,70	242,67	2.240,86	
DLABT	301012013090451	DLABTM100099P001HOC3ALA002	10/01/2014	MATA FRANCES	99	1.327,85	866,60	280,36	2.474,81	
DLABT	301012013090452	DLABTM100069P001HOC3ALA002	17/01/2014	ALGARROBOS ARR1	66	734,92	396,18	230,30	1.361,30	
DLABT	301012013090559	DLABTM100246P003HOC3ALA002	10/01/2014	SAN VALENTIN	244	2.029,67	1.170,46	-	3.200,13	
DLABT	301012013090712	DLABTM100132P003HOC3ALA1/0	16/01/2014	DAVID (CABECERA	132	1.877,14	1.194,27	302,16	3.373,57	
DLABT	301012013100075	DLABTM100090P000HOC3ALA336	23/01/2014	DAVID (CABECERA	90	1.240,14	515,53	302,16	2.057,83	
DLABT	301012013100217	DLABTM100142P000HOC3ALA1/0	23/01/2014	DAVID (CABECERA	142	633,36	182,28	112,50	928,14	
DLABT	301012013100558	DLABTM100072P001HOC3ALA002	16/01/2014	LOS AVASTACIOS	72	1.326,93	437,59	212,73	1.977,25	
DLABT	301012013100304	DLABTM100066P000HOC3ALA002	18/11/2016	BOQUERON (CABEC	66	224,21	94,78	333,60	652,59	
DLABT	301012013100374	DLABTM100168P000HOC3ALA002	23/12/2014	VOLCAN	168	454,18	222,00	355,55	1.031,73	
DLABT	301012013100375	DLABTM100080P001HOC3ALA002	16/01/2014	SANGRILLO	80	1.504,57	541,48	226,17	2.272,20	
DLABT	301012013100424	DLABTM100189P001HOC3ALA002	16/01/2014	FINCA BANCIO	189	1.929,12	1.134,15	1.615,91	4.679,18	
DLABT	301012013100446	DLABTM100070P002HOC3ALA1/0	15/01/2014	LA CONCEPCION (70	1.019,95	737,23	219,44	1.976,62	
DLABT	301012013100701	DLABTM100051P000HOC3ALA006	16/01/2014	LAS LOMAS O LLA	51	91,29	111,99	190,80	394,08	
DLABT	301012013100702	DLABTM100094P001HOC3ALA002	21/11/2014	VELADERO	94	983,42	530,01	738,45	2.251,88	
DLABT	301012013100724	DLABTM100119P001HOC3ALA002	16/01/2014	SORTOVA	101	1.231,46	361,94	674,31	1.867,71	
DLABT	301012013100743	DLABTM100189P003HOC3ALA002	16/01/2014	DAVID (CABECERA	198	1.639,51	962,21	262,21	2.643,46	
DLABT	301012013100858	DLABTM100063P001HOC3ALA002	21/11/2015	LOS ALGARROBOS	63	682,98	362,04	574,51	1.619,53	
DLABT	301012013100862	DLABTM100069P001HOC3ALA002	16/11/2035	RIO SERENO (CAB	66	796,57	369,01	1.285,87	2.451,45	
DLABT	301012013100922	DLABTM100056P001HOC3ALA002	17/01/2014	LOS PLANES	55	586,51	300,68	77,52	1.024,71	
DLABT	301012013100934	DLABTM100102P001HOC3ALA1/0	16/01/2014	DAVID (CABECERA	102	1.024,28	418,45	331,06	1.773,79	
DLABT	301012013101064	DLABTM100067P001HOC3ALA002	12/12/2014	BIAGUAL	67	475,86	370,96	413,48	1.260,30	
DLABT	301012013101109	DLABTM100136P003HOC3ALA002	15/01/2014	QUEREVALO	136	1.539,10	711,52	234,47	2.485,09	
DLABT	301012013101111	DLABTM100187P001HOC3ALA002	26/12/2016	PALMIRA ARRIBA	187	869,30	311,16	1.035,56	2.016,02	
DLABT	301012013101132	DLABTM100152P001HOC3ALA002	16/01/2014	LA CONCEPCION (152	1.380,73	429,72	1.072,31	2.882,76	
DLABT	301012013101132	DLABTM100202P001HOC3ALA002	31/01/2014	ALANJE (CABECER	202	1.351,75	816,70	404,66	2.573,11	
DLABT	301012013101133	DLABTM100075P000HOC3ALA002	26/12/2014	ALTO BRUJO	75	284,67	131,97	274,76	691,40	
DLABT	301012013101187	DLABTM100175P001HOC3ALA002	15/01/2014	PROGRESO	175	1.198,54	983,04	244,84	2.426,42	
DLABT	301012013103109	DLABTM100168P001HOC3ALA002	14/01/2014	FINCA DE CAISAN	168	1.129,12	418,15	397,94	1.945,21	
DLABT	301012013104113	DLABTM100057P000HOC3ALA1/0	22/01/2014	DAVID (CABECERA	57	181,86	63,66	245,52	491,04	
DLABT	301012013104113	DLABTM100096P000HOC3ALA1/0	22/01/2014	DAVID (CABECERA	96	304,28	106,50	410,78	821,04	
DLABT	301012013104116	DLABTM100089P001HOC3ALA002	25/01/2014	BOCA DEL MONTE	89	1.521,09	541,33	382,29	2.444,71	
DLABT	301012013105059	DLABTM100070P001HOC3ALA002	16/01/2014	LOS AVASTACIOS	70	1.326,93	437,59	212,73	1.977,25	
DLABT	301012013105064	DLABTM100189P002HOC3ALA002	14/01/2014	POTRERILLOS ARR	189	1.251,22	586,81	2.055,19	3.893,22	
DLABT	301012013106006	DLABTM100053P000HOC3ALA006	25/01/2014	MALI (P)	53	88,83	100,66	257,16	446,65	
DLABT	301012013107078	DLABTM100072P000HOC3ALA002	23/01/2014	SIQUIJ ABAJO (P	72	343,99	175,80	416,79	996,58	
DLABT	301012013109114	DLABTM100469P004HOC3ALA1/0	16/01/2014	SAN PABLO VIEJO	409	6.893,19	1.920,07	3.811,80	11.625,06	
DLABT	301012013120028	DLABTM100075P001HOC3ALA1/0	15/01/2014	LOS ALGARROBOS	75	1.370,47	464,45	380,84	2.215,76	
DLABT	301012013120038	DLABTM100079P001HOC3ALA1/0	15/01/2014	DAVID (CABECERA	79	1.093,52	819,32	382,63	2.295,47	
DLABT	301012013120258	DLABTM100081P001HOC3ALA002	23/01/2014	DAVID (CABECERA	81	571,48	424,63	263,02	1.259,13	
DLABT	301012013120341	DLABTM100089P001HOC3ALA002	22/01/2014	BIAGUAL	88	628,12	240,30	301,76	1.170,19	
DLABT	301012013120348	DLABTM100091P001HOC3ALA002	22/01/2014	SAN CASANOVA	91	326,90	136,90	166,85	630,65	
DLABT	301012013120488	DLABTM100069P000HOC3ALA002	22/01/2014	HIGUERON	69	250,07	217,64	173,34	641,05	
DLABT	301012013120659	DLABTM100055P001HOC3ALA002	31/01/2014	LA VICTORIA (CH	55	376,50	294,87	161,50	832,87	
DLAMT-13.8	301012012008050	DLAMT138M100477P010HOCAS1A/0	14/01/2014	FEDREGAL	477	5.628,29	3.584,82	-	9.213,11	
DLAMT-13.8	301012013040460	DLAMT138M100079P009HOCAS1A/0	14/01/2014	CERRO PUNTA	709	9.118,62	4.572,82	-	13.691,44	
DLAMT-13.8	301012013040460	DLAMT138T102750P040HOCASC477	14/01/2014	CERRO PUNTA	2750	128.834,77	34.983,08	298,96	164.116,81	
DLAMT-13.8	301012013040872	DLAMT138M100368P002HOCAS1A/0	10/01/2014	SORTOVA	368	2.604,14	1.708,45	272,73	4.585,32	
DLAMT-13.8	301012013070638	DLAMT138M100564P001HOCAS1A/0	03/01/2014	ALTO BAMBITO (564	7.928,54	2.903,60	284,94	10.817,08	
DLAMT-13.8	301012013090181	DLAMT138M100058P003HOCAS1A/0	17/01/2014	DAVID (CABECERA	58	903,87	209,69	-	1.113,56	
DLAMT-13.8	301012013090181	DLAMT138M100615P010HOCAS1A/0	17/01/2014	DAVID (CABECERA	151	7.998,38	1.855,56	-	9.853,94	
DLAMT-34.5	301012012008346	DLAMT345T101257P015HOCAS1A/0	03/01/2014	PLAZA DE CAISAN	1257	24.226,28	7.540,70	449,98	32.216,96	
DLAMT-34.5	301012013002056	DLAMT345M100673P010HOCAS1A/0	03/01/2014	PLAZA DE CAISAN	673	12.301,08	4.244,43	-	16.545,51	
DLAMT-34.5	301012013008002	DLAMT345M100055P001HOCAS1A/0	25/01/2014	DOLEGA (CABECER	126	1.497,87	853,91	-	2.351,78	
DLAMT-34.5	301012013090082	DLAMT345M100126P001HOCAS1A/0	25/01/2014	DOLEGA (CABECER	126	3.445,10	2.032,98	-	5.478,08	
DLAMT-34.5	301012013090451	DLAMT345M100080P001HOCAS1A/0	10/01/2014	MATA FRANCES	80	1.133,59	769,51	-	1.903,10	
DLASBT	301012013040460	DLASBT11001032B0320B02C4ALLC500	14/01/2014	CERRO PUNTA	103	2.150,06	1.001,34	-	3.151,37	
DLASBT	301012013040704	DLASBT10000332B015B02C3ALA1/0	21/01/2014	LA BARQUETA	33	219,34	651,35	291,46	1.162,15	
DLASBT	301012013050666	DLASBTM100051ZB0150B02C3ALA002	10/01/2014	DAVID (CABECERA	51	219,37	5.415,19	-	5.634,56	
DLASBT	301012013090190	DLASBTM100217ZB0320B02C3ALC500	13/01/2014							

Año	Información ASEP			Etapa 1	Etapa 2	
	Total ASEP	Eficiente ASEP	Reducción	Gastos Según ASEP	ECC	Redes
2010	5.798.880	4.087.980	1.710.900	1.056.960	60.652	593.288
2011	6.602.535	5.328.875	1.273.660	738.904	58.539	476.218
2012	5.438.896	4.446.660	992.236	642.719	80.346	269.171
2013	9.903.291	6.115.826	3.787.464	3.038.995	111.177	637.292

Se han eliminado inversiones por cantidad cero, que ya fueron explicadas anteriormente. A manera de ejemplo para este año, se puede verificar que todas se tratan de transformadores que fueron utilizados, pero que eran existentes, o de recobro.

De esta manera, eliminación de inversiones por cantidad y que en realidad son provisiones de servicio para clientes tenemos una reducción de B/.30,318

Rechazo por Cantidad										30.318,50
Hoja	CódigoProyecto	CódigoDescriptivo	Fecha	AreaGeográfica	Cant	SumOfMateriales\$	SumOfManoObras\$	SumOfExtras\$	SumOfCostoTotales\$	
DTRMB-13.8	301012012051018	DTRMB138M10010IP000	24/12/2012	LAS HUACAS-ALT	0	397,34	530,55	-	927,89	
DTRMB-13.8	301012012060751	DTRMB138M10010IP000	25/06/2013	COQUITO	0	88,61	255,20	-	343,81	
DTRMB-13.8	301012012100914	DTRMB138M10010IP000	10/01/2013	LOS LIMONES	0	17,83	175,08	-	192,91	
DTRMB-13.8	301012013080105	DTRMB138M10010IP000	15/11/2013	DAVID (CABECERA)	0	376,26	1.107,80	-	1.484,06	
DTRMB-13.8	301012013082993	DTRMB138M10010IP000	07/11/2013	BCO DE PALMIRA-	0	434,22	852,18	-	1.286,40	
DTRMB-13.8	301012013080960	DTRMB138M10010IP000	18/11/2013	CAVO CORRAL-ISLA	0	145,75	225,64	-	371,39	
DTRMB-13.8	503012012100561	DTRMB138M10010IP000	18/10/2012	DAVID	0	2.855,47	1.730,13	-	4.605,60	
DTRMB-13.8	503012012100769	DTRMB138M10010IP000	23/10/2012	BARU	0	166,46	102,02	-	268,48	
DTRMB-13.8	503012012100772	DTRMB138M10010IP000	23/10/2012	ALANUE	0	93,11	52,37	-	145,48	
DTRMB-13.8	503012012110213	DTRMB138M10010IP000	09/11/2012	BOQUERON	0	2.678,25	1.712,33	-	4.390,58	
DTRMB-13.8	503012013100135	DTRMB138M10010IP000	05/10/2013	BARU	0	82,92	60,04	-	142,96	
DTRMB-13.8	503012013110441	DTRMB138M10010IP000	15/11/2013	PROVINCIA DE CH	0	274,72	198,94	-	473,66	
DTRMB-34.5	301012011090307	DTRMB345M10010IP000	10/12/2012	EL ALGARROBO	0	299,63	243,61	-	543,24	
DTRMB-34.5	301012012030603	DTRMB345M10010IP000	19/07/2013	SIGUI ABAJO (P	0	154,14	253,46	-	407,60	
DTRMB-34.5	301012012030496	DTRMB345M10010IP000	17/04/2013	BCO DE PALMIRA-	0	141,08	375,53	-	516,61	
DTRMB-34.5	301012012070887	DTRMB345M10010IP000	11/12/2013	SANTA CLARA	0	286,01	439,26	-	725,27	
DTRMB-34.5	301012012090555	DTRMB345M10010IP000	02/10/2013	ALTO BOQUETE	0	2.321,50	2.477,24	-	4.798,74	
DTRMB-34.5	301012012090859	DTRMB345M10015IP000	17/01/2013	LOS ALGARROBOS	0	454,82	478,66	-	933,48	
DTRMB-34.5	301012012100274	DTRMB345M10025IP000	18/03/2013	ALTO BOQUETE	0	158,97	178,39	-	337,36	
DTRMB-34.5	301012012100317	DTRMB345M10010IP000	24/05/2013	RIO SERENO (CAB	0	104,12	186,42	-	290,54	
DTRMB-34.5	301012012120061	DTRMB345M10010IP000	17/04/2013	PALMA REAL	0	85,61	23,79	-	109,40	
DTRMB-34.5	301012013010273	DTRMB345M10025IP000	23/04/2013	LA ESTRELLA	0	149,66	200,04	-	349,72	
DTRMB-34.5	301012013010906	DTRMB345M10010IP000	02/07/2013	DIVALLA	0	374,93	559,81	-	934,74	
DTRMB-34.5	301012013020750	DTRMB345T10225IP000	24/05/2013	DAVID (CABECERA	0	281,49	489,31	-	770,80	
DTRMB-34.5	301012013030125	DTRMB345M10015IP000	17/05/2013	CORDILLERA	0	152,67	194,60	-	347,27	
DTRMB-34.5	301012013030166	DTRMB345M10010IP000	12/09/2013	PORTON	0	397,52	336,40	-	733,92	
DTRMB-34.5	301012013040487	DTRMB345M10010IP000	23/10/2013	LA CONCEPCION (0	161,65	211,60	-	373,25	
DTRMB-34.5	301012013050176	DTRMB345M10010IP000	23/10/2013	LIMONES	0	427,32	330,26	-	757,58	
DTRMB-34.5	301012013050978	DTRMB345M10010IP000	01/10/2013	RAMBALA (P)	0	92,31	255,42	-	347,73	
DTRMB-34.5	301012013050980	DTRMB345M10010IP000	06/08/2013	LAJAS ADEENTRO	0	123,20	332,98	-	456,18	
DTRMB-34.5	301012013060284	DTRMB345M10010IP000	13/09/2013	COQUITO	0	103,97	283,31	-	387,28	
DTRMB-34.5	301012013060545	DTRMB345M10020IP000	16/09/2013	SULMIN (P)	0	320,02	230,61	387,22	937,85	
DTRMB-34.5	301012013060763	DTRMB345M10010IP000	06/11/2013	BUENA VISTA	0	141,57	425,15	-	566,72	

Se han eliminado de las inversiones todos los equipos instalados en la red por calidad de suministro, así tenemos bancos de capacitores, reguladores, interruptores, por temas de cables y postes, y en ocasiones M/O. Los costos de los equipos consideran solo el montaje. Las longitudes cortas de los cables, son porque se utilizan solo para los puentes.

De esta manera, solo en equipos se han eliminado en este año B/.100,626 por utilizar menos de un poste y menos de 50 metros de cable. El detalle a continuación, muestra que las inversiones corresponden a Bancos de Capacitores y Reguladores donde no se requieren postes en la mayoría de los casos y cantidades de cables muy pequeños para los puentes que se requieran.

Rechazo Equipos por Poste/Conductor Min										100.626,11
Hoja	CódigoProyecto	CódigoDescriptivo	Fecha	AreaGeográfica	Cant	SumOfMateriales\$	SumOfManoObras\$	SumOfExtras\$	SumOfCostoTotales\$	
DLAMT-34.5	301012012060751	DLAMT345T10000IP000HCASCAT7ETR083303	25/06/2013	COQUITO	0	97.565,26	3.060,85	-	100.626,11	

Para mostrar con ejemplos reales las inconsistencias de la aplicación de la Etapa 1, se muestra a continuación una serie de obras donde se les aplicó los diferentes criterios sin embargo, se trata puramente de inversiones claras de provisiones de servicio y otras de calidad.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012013040460

COSTO TOTAL: B/ 327,897.87

COSTO NO RECONOCIDO: B/327,897.87

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de Provisión de Servicios para el suministro al Centro Post Cosecha de la Cadena de Frío en Cerro Punta.

Para este nuevo suministro se necesitó extender un nuevo circuito de Subestación Volcán de aproximadamente 6,1 km de línea trifásica aérea 477 ACSR 13,2kV; 2,1 km de línea trifásica aérea 1/0 ACSR 34,5kV y 108 m de línea subterránea 3x750 MCM Al XLPE 15kV. Adicionalmente se necesitó realizar reubicaciones de líneas existentes y realizar trabajos en línea energizada.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 12 códigos descriptivos y todos fueron considerados gastos en la evaluación realizada por la ASEP.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100066P000HOC2ALA006

COSTO: B/ 260.29

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
FECHA	Este proyecto se finalizó el 1 de septiembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTT100002P000HOC4ALA4/0 **COSTO:** B/ 1,297.34

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial.
FECHA	Este proyecto se finalizó el 1 de septiembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100000P018HOCASA1/0

COSTO: B/.11,257.03

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Corresponde a la instalación de nuevos apoyos MT en una línea energizada existente para lo cual no se requiere extensión de línea (conductor).
FECHA	Este proyecto se finalizó el 1 de septiembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100000P000HOCASC477

COSTO: B/.143.69

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Corresponde a trabajos en línea energizada para la conectividad (puentes, cortacircuitos fusibles, pararrayos etc.) para los cuales no se requiere extensión de conductor ni plantado de postes.
FECHA	Este proyecto se finalizó el 1 de septiembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el

	proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
--	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100709P009HOCASA1/0

COSTO: B/.21,171.08

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 1 de septiembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T102750P040HOCASC477

COSTO: B/.164,116.81

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 1 de septiembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100016P002HOCASA1/0

COSTO: B/ 78,301.05

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Corresponde a la instalación de 2 nuevos apoyos MT en una línea energizada existente para lo cual no se requiere extensión de línea (conductor) más que algunos tramos pequeños o pocos metros de cable para los puentes.
CONDUCTOR	Corresponde a la instalación de 2 nuevos apoyos MT en una línea energizada existente para lo cual no se requiere extensión de línea (conductor) más que algunos tramos pequeños o pocos metros de cable para los puentes.
FECHA	Este proyecto se finalizó el 1 de septiembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P000HOCASC477

COSTO: B/.120.88

JUSTIFICACIÓN:

CONDUCTOR	Corresponde a trabajos en línea energizada para la conectividad (puentes, cortacircuitos fusibles, pararrayos etc.) para los cuales no se requiere extensión de conductor ni plantado de postes.
FECHA	Este proyecto se finalizó el 1 de septiembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100011P000HOCASA1/0

COSTO: B/ 12,888.02

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas MT existentes. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar nuevos postes no fueron reportados en el código descriptivo
CONDUCTOR	Corresponde a reubicaciones de líneas existentes para lo cual sólo se necesitaron tramos pequeños para puentes o empalmes.
FECHA	Este proyecto se finalizó el 1 de septiembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLSBTT100103ZB0320B02C4ALC500

COSTO: B/.3,151.37

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 1 de septiembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLSMT138T100001ZB0480B02SLACUC5004/0

COSTO: B/.5,448.37

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 1 de septiembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido..
-------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138T11500IG001 **COSTO:** B/ 29,741.94

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 1 de septiembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012013090190

COSTO TOTAL: B/.314,127.02

COSTO NO RECONOCIDO: B/.314,127.02

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de Provisión de Servicios para la Etapa III de la Lotificación Hacienda los Molinos en Boquete.

Este proyecto se interconectó al circuito 34-49.

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 4 códigos descriptivos y todos fueron considerados gastos en la evaluación realizada por la ASEP.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLSBTM100217ZB0320B02C3ALC500 **COSTO:** B/.16,407.73

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 21 de diciembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLSMT345M100553ZB0320B02SLAALA1/01/0

COSTO: B/ 55,903.53

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 21 de diciembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLSMT345T100757ZB0480B02SLAALA4/04/0 **COSTO:** B/.208,884.91

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 21 de diciembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB345M10050IG007 **COSTO:** B/.32,930.85

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 21 de diciembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012060751

COSTO TOTAL: B/.127,520.91

COSTO NO RECONOCIDO: B/.102,369.60

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto para suministro en Media Tensión Inmobiliaria Don Antonio en Coquito, San Pablo Viejo, vía a Montilla. El proyecto incluye la instalación de reguladores de voltaje 3x833kVA ubicados frente al hospital Rafael Hernández que son requeridos para la interconexión del proyecto.

El proyecto se interconectó al circuito 34-15

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 6 códigos descriptivos de los cuales 4 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100002P000HOC3ALA006 **COSTO:** B/.846.43

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes en la servidumbre vial. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100000P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/ 553.25

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos de conectividad en línea energizada (pararrayos, fusibles, cortacircuitos).
CONDUCTOR	Corresponde tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P000HOCASC477ETR083303

COSTO: B/.100,626.11

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Corresponde al suministro e instalación de un banco de reguladores 3x833kVA y sus accesorios. Se reubicaron postes y utilizó la línea existente, por esta razón no se reportaron postes en el código descriptivo. Los reguladores son equipos nuevos por lo que deben ser considerados inversión.
CONDUCTOR	Corresponde tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138M10010IP000 **COSTO:** B/.343.81

JUSTIFICACIÓN:

CANTIDAD	Corresponde a la reubicación de un transformador tipo poste para hacer espacio en el apoyo. Aunque la cantidad es cero, fue un trabajo necesario para la ejecución de la obra por lo que debe ser considerado inversión.
----------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012080610

COSTO TOTAL: B/.56,555.24

COSTO NO RECONOCIDO: B/ 56,555.24

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejoras de calidad en la red de tierra de líneas MT ubicados en:

- 1- SE INSTALÓ 10 REDES DE TIERRA EN EL CTO 34-49 TRAYECTO DESDE SECCIONADORA DOLEGA HASTA BAJO BOQUETE.
- 2- SE INSTALÓ 10 REDES DE TIERRA EN EL CTO 34-41 DESDE EL SECCIONADOR 9675 EN ADELANTE
- 3- SE INSTALÓ 10 REDES DE TIERRA EN CTO 34-46 DESDE LA SSEE BUGABITA HACÍA BOQUERON

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100010P000HOCASC477

COSTO: B/.56,555.24

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Consiste en la instalación de cortacircuitos, pararrayos, crucetas en líneas con postes existentes por lo que no se reportaron nuevos postes en el código
-------	---

	descriptivo pero se trata de una mejora a la red que debe ser considerada como inversión.
CONDUCTOR	Se utilizaron 706m de cable de cobre #2 y se realizó zanjado en terreno semi-rocoso para la malla de puesta a tierra.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012010210

COSTO TOTAL: B/.55,908.72 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.55,908.72

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejoras en la red de tierra en el área de Mata de Nance, David correspondiente a los circuitos 34-15 y 34-10.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100010P002HOCASC477

COSTO: B/.55,908.72

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Consiste en la instalación de cortacircuitos, pararrayos, aisladores, crucetas en líneas con postes existentes por lo que no se reportaron nuevos postes en el código descriptivo pero se trata de una mejora a la red que debe ser considerada como inversión.
CONDUCTOR	Se utilizaron 56m de cable de cobre #2 y se realizó zanjado para la malla de puesta a tierra. Se utilizaron tramos pequeños de cable para puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012080346

COSTO TOTAL: B/.45,465.72 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.45,465.72

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Mejora para cumplimiento de normas técnicas. Se reubicó una línea de media tensión correspondiente al circuito 34-41 en Santa Cruz, Chiriquí que se encuentra cerca de una línea AT en construcción.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100163P002HOC3ALA002 **COSTO:** B/.1,621.17

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó 8 de noviembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T101257P015HOCASA1/0

COSTO: B/.32,216.96

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó 8 de noviembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLSMT345T100001ZB0480B02SLACUA1/01/0 **COSTO:** B/ 4,816.07

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó 8 de noviembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLSMT345T100090ZB0480B02SLAALA1/01/0

COSTO: B/.6,493.44

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó 8 de noviembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB345M10010IP000 **COSTO:** B/.318.08

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó 8 de noviembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012010233

COSTO TOTAL: B/.41,907.46 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.41,907.46

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejoras de calidad en la Red de tierra en el circuito 34-15 de David.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100010P001HOCASC477

COSTO: B/.41,907.46

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se realizaron trabajos de mejoras en la red de tierra del circuito 34-15 de David que incluyen pararrayos, cortacircuitos, crucetas, herrajes, cable de cobre #2, zanjado para la malla a tierra.
CONDUCTOR	Se trabaja en un circuito existente y solo se utiliza cable para los puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012060160

COSTO TOTAL: B/.36,542.85 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.36,542,85

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejoras de calidad en la Red de tierra y conectividad en el circuito 34-50 San Lorenzo, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100010P001HOCASC477

COSTO: B/.41,907.46

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se realizaron trabajos de mejoras en la red de tierra del circuito 34-50 que incluyen pararrayos, cortacircuitos, crucetas, herrajes, cable de cobre #2, zanjado para la malla a tierra.
CONDUCTOR	Se trabaja en un circuito existente y solo se utiliza cable para los puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012090555

COSTO TOTAL: B/.145,351.48 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.36,054.15

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejoras a la red eléctrica del área de Boquete (subida del Francés – Bajada del Cefati Mirador).

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 36 códigos descriptivos de los cuales 24 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100003P000HOC3ALA002

COSTO: B/.46.95

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes en la servidumbre vial. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100003P000HOC3ALA1/0

COSTO: B/.93.90

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes en la servidumbre vial. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100006P000HOC3ALA006

COSTO: B/.78.26

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes en la servidumbre vial. Para estas
-------	---

	reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100018P000HOC3ALA006 **COSTO:** B/.250.43
JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes en la servidumbre vial. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100028P000HOC3ALA002 **COSTO:** B/.391.30
JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes en la servidumbre vial. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100031P000HOC3ALA006 **COSTO:** B/.438.25
JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes en la servidumbre vial. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100041P000HOC3ALA1/0 **COSTO:** B/.579.11
JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes en la servidumbre vial. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100044P000HOC3ALA1/0 **COSTO:** B/.626.06
JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes en la servidumbre vial. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100045P000HOC3ALA002 **COSTO:** B/.641.73

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes en la servidumbre vial. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTT100050P000HOC4ALA1/0 **COSTO:** B/.301.00

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes en la servidumbre vial. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes o los nuevos postes de las líneas MT y al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Para la extensión del nuevo circuito fue necesario en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes debido a la existencia de otros circuitos y líneas de distribución en la servidumbre vial.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100006P001HOCASC477 **COSTO:** B/.6,141.96

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Fue necesaria en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas MT existentes e instalar postes para dar altura. Se plantó 1 nuevo poste intercalado en línea MT energizada.
CONDUCTOR	Corresponde a reubicaciones de líneas existentes para lo cual sólo se necesitaron tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100009P002HOCASC477 **COSTO:** B/.9,212.95

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Fue necesaria en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas MT existentes e instalar postes para dar altura. Se plantaron 2 nuevos postes intercalados en línea MT energizada.
CONDUCTOR	Corresponde a reubicaciones de líneas existentes para lo cual sólo se necesitaron tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100004P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/.322.95

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Fue necesaria en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas MT a postes existentes.
CONDUCTOR	Corresponde a reubicaciones de líneas existentes para lo cual sólo se necesitaron tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100014P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/.1,049.61

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos de conectividad en línea energizada (pararrayos, fusibles, cortacircuitos).
CONDUCTOR	Corresponde tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100016P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/.1,211.09

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos de conectividad en línea energizada (pararrayos, fusibles, cortacircuitos).
CONDUCTOR	Corresponde tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100022P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.1,614.79

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Fue necesaria en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas MT existentes e instalar postes para dar altura. Se plantó 1 nuevo poste intercalado en línea MT energizada.
-------	--

CONDUCTOR	Corresponde a reubicaciones de líneas existentes para lo cual sólo se necesitaron tramos pequeños para puentes o empalmes.
-----------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100006P000HOCASC477 **COSTO:** B/.678.46

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos de conectividad en línea energizada (pararrayos, fusibles, cortacircuitos).
CONDUCTOR	Corresponde tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100009P000HOCASC477 **COSTO:** B/.1,017.68

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos de conectividad en línea energizada (pararrayos, fusibles, cortacircuitos).
CONDUCTOR	Corresponde tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100011P000HOCASC477 **COSTO:** B/.1,130.76

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos de conectividad en línea energizada (pararrayos, fusibles, cortacircuitos).
CONDUCTOR	Corresponde tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100018P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/.1,922.29

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos de conectividad en línea energizada (pararrayos, fusibles, cortacircuitos).
CONDUCTOR	Corresponde tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100034P000HOCASC477 **COSTO:** B/.3,505.38

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos de conectividad en línea energizada (pararrayos, fusibles, cortacircuitos).
CONDUCTOR	Corresponde tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB345M10010IP000 **COSTO:** B/.4,798.74

JUSTIFICACIÓN:

CANTIDAD	Se reubicaron transformadores existentes a los nuevos postes. Al no utilizar un nuevo transformador la cantidad se reporta como cero, sin embargo, fue un trabajo realizado sobre el centro de transformación para poder ejecutar la obra.
----------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012013090181

COSTO TOTAL: B/.35,106.12

COSTO NO RECONOCIDO: B/.35,106.12

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de Provisión de Servicios para el suministro al Residencial Quintas de la Riviera Etapa 1 ubicado en David, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM101353P017HOC3ALA1/0 **COSTO:** B/.20,308.84

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 23 de noviembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100058P003HOCASA1/0 **COSTO:** B/.1,113.56

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 23 de noviembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100515P010HOCASA1/0 **COSTO:** B/.9,853.94

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 23 de noviembre de 2013. Según los criterios
-------	---

	indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
--	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138M10050IP002 **COSTO:** B/.3,829.78

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 23 de noviembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012090376

COSTO TOTAL: B/.38,013.30 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.33,920.46

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejoras de calidad en Boquete, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100010P000HOCASA1/0 **COSTO:**B/.29,607.73

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos de conectividad y mejoras en la red MT, trabajos en línea energizada (pararrayos, fusibles, cortacircuitos, red de tierra).
CONDUCTOR	Corresponde tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100010P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.4,312.73

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos de conectividad y mejoras en la red MT, trabajos en línea energizada (pararrayos, fusibles, cortacircuitos, red de tierra).
CONDUCTOR	Corresponde tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012101000

COSTO TOTAL: B/.35,106.12 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.29,312.10

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de Provisión de Servicios para el suministro al Grupo B-3, S.A., Boquete Country Club, ubicado Vía Palmira, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100000P000HOC2ALA006 **COSTO:** B/.860.46

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Consiste en la reubicación de cableado existente para hacer espacio
CONDUCTOR	Se reubicó cable existente.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P000HOCASC477 **COSTO:** B/.9,028.67

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos de conectividad en línea energizada, instalación de fusibles, crucetas, pararrayos y red de tierra para la interconexión del proyecto.
CONDUCTOR	No se necesitó cableado adicional.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB345T10150IG001 **COSTO:** B/.19,422.97

JUSTIFICACIÓN:

MANO DE OBRA	Se instaló un transformador tipo gabinete de 150kVA. La mano de obra consiste solo en el montaje de del CTs en la plataforma. Los trabajos eléctricos tanto de Media como de Baja Tensión fueron reportados en los códigos descriptivos respectivos. Es por esta razón que el porcentaje de mano de obra es inferior al 5% del costo total, sin embargo los nuevos transformadores son una inversión.
--------------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012080850

COSTO TOTAL: B/.28,480.59 **COSTO NO RECONOCIDO:** B/.28,480.59

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de Provisión de Servicios y adecuación de red por presencia de ilegales ubicado en Barrio Linda Vista (Villa La Paz), Pedregal, David.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100000P003HOC2ALA006 **COSTO:** B/.1,313.95

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó 23 de diciembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100204P000HOC1CUA006 **COSTO:** B/3,279.47**JUSTIFICACIÓN:**

FECHA	Este proyecto se finalizó 23 de diciembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100671P000HOC1CUA004 **COSTO:** B/10,813.42**JUSTIFICACIÓN:**

FECHA	Este proyecto se finalizó 23 de diciembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100477P010HOCASA1/0 **COSTO:** B/9,213.11**JUSTIFICACIÓN:**

FECHA	Este proyecto se finalizó 23 de diciembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138M10025IP002 **COSTO:** B/3,860.53**JUSTIFICACIÓN:**

FECHA	Este proyecto se finalizó 23 de diciembre de 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012090124**COSTO TOTAL:** B/30,603.48**COSTO NO RECONOCIDO:** B/23,170.26**DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO:** Proyecto de mejoras a la red eléctrica Vía Interamericana entrada de El Flor, Chiriquí.**CÓDIGO DESCRIPTIVO:** DLABTM100000P000HOC2ALA006 **COSTO:** B/1,083.86**JUSTIFICACIÓN:**

POSTE	Plantado de poste para reubicación de red existente para dar altura.
CONDUCTOR	Reubicación de red existente para dar altura.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100044P002HOC3ALA002 **COSTO:** B/1,605.73**JUSTIFICACIÓN:**

POSTE	Plantado de poste para reubicación de red existente para dar altura.
CONDUCTOR	Reubicación de red existente para dar altura.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100000P000HOCASC477 **COSTO:** B/941.39**JUSTIFICACIÓN:**

POSTE	Reubicación de red existente para dar altura.
CONDUCTOR	Reubicación de red existente para dar altura.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100003P000HOCASC266 **COSTO:** B/19,009.88**JUSTIFICACIÓN:**

POSTE	Trabajos en línea energizada para reubicación de red existente
CONDUCTOR	Se reutiliza el cable existente.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012013020556

COSTO TOTAL: B/.19,062.69

COSTO NO RECONOCIDO: B/.19,062.69

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Provisión de servicio para el suministro al Sr. Martín Ríos González ubicado en Plaza Caisán, Renacimiento, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100011P000HOC3ALA006 **COSTO:** B/.613.86

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 2 de noviembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100679P010HOCASA1/0 **COSTO:** B/.16,915.52

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 2 de noviembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB345M10010IP001 **COSTO:** B/.1,533.31

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 2 de noviembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012100553

COSTO TOTAL: B/.18,619.11

COSTO NO RECONOCIDO: B/.18,619.11

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejoras de calidad al circuito 34-50 en San Lorenzo, Chiriquí

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100010P000HOCASC477 **COSTO:** B/.18,619.11

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Mejora de la red de tierra que incluye crucetas, cortacircuitos, pararrayos, herrajes, cable de cobre #2, zanjado y malla de tierra.
CONDUCTOR	Para puentes y empalmes

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012013090082

COSTO TOTAL: B/.16,644.71

COSTO NO RECONOCIDO: B/.16,644.71

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Provisión de servicio para el suministro al proyecto Residencial Nuevo Dolega, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100437P005HOC3ALA1/0 **COSTO:** B/.6,666.76

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó en 31 de diciembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345M100055P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.2,381.78

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó en 31 de diciembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO:DLAMT345M100126P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.5,478.08

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó en 31 de diciembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes
-------	---

	del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
--	--

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB345M10050IP001 **COSTO:** B/.2,118.09

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó en 31 de diciembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	--

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012013070638

COSTO TOTAL: B/.14,031.76

COSTO NO RECONOCIDO: B/.14,031.76

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto para la provisión de servicio para el suministro al Sr. Virgilio Saldaña Cisnero ubicado en Alto Bambito, Cerro Punta, Chiriquí.
Se realizó la extensión de 564m de línea MT aérea monofásica 1/0 ACSR 13,8kV, transformador de 10kVA y red BT. Se trabajo en línea energizada en el poste de interconexión para la prolongación de la línea.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100011P000HOC3ALA006 **COSTO:** B/.136.08

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 5 de noviembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100187P003HOC3ALA002 **COSTO:** B/.2,313.11

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 5 de noviembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100564P010HOCASA1/0 **COSTO:** B/.10,191.63

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 5 de noviembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138M10010IP001 **COSTO:** B/.1,390.94

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 5 de noviembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012013070638

COSTO TOTAL: B/.16,097.02

COSTO NO RECONOCIDO: B/.13,765.14

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora de calidad de la red, Gualaca, Chiriquí.
El proyecto consiste en la instalación de un transformador tipo poste para dividir la carga de un secundario existente.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100003P000HOC3ALA1/0 **COSTO:** B/.13.765,14

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos en tensión para adecuación de poste existente para instalar un transformador, incluye red de tierra, zanjado y malla de tierra.
CONDUCTOR	Se utiliza para puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012110517

COSTO TOTAL: B/.5,662.90

COSTO NO RECONOCIDO: B/.5,662.90

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de Arquitectura de Red para la reubicación de Interruptor Telecontrolado circuito 34-15 ubicado en Tijeras, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100003P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/.2,286.49

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos en tensión para adecuación de poste existente para remoción un ITC . Incluye crucetas, aisladores y herrajes para interconexión de la línea
CONDUCTOR	Se utiliza para puentes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100005P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/ 1,448.12

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos en tensión montaje de un Interruptor Telecontrolado, herrajes, accesorios, control y equipo de comunicación. El poste fue reportado en otro código descriptivo de la obra.
CONDUCTOR	Se utiliza para puentes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100010P001HOCASA1/0 **COSTO:** B/.3,277.32

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Plantado de poste en tensión para montaje de ITC, incluye crucetas, herrajes, red de tierra, zanjado y malla de tierra.
CONDUCTOR	Se utiliza para puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012070103

COSTO TOTAL: B/.13,660.15

COSTO NO RECONOCIDO: B/.13,660.15

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejoras de calidad en el circuito 34-50 San Félix, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO:DLAMT345T100015P000HOCASA1/0 **COSTO:** B/.13,660.15

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Adecuación de red de tierra, incluye crucetas, herrajes, cortacircuitos, pararrayos cable Cu #2, zanjado y malla de tierra.
CONDUCTOR	Se utiliza para puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012080986

COSTO TOTAL: B/.34,644.62

COSTO NO RECONOCIDO: B/.13,494.67

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de petición de terceros, reubicación de líneas existentes para dar altura, ubicado en Vía a Dolega.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100019P000HOC3ALA006 **COSTO:** B/.459,62

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Reubicación de secundario en postes existentes.
CONDUCTOR	Se utiliza para puentes y empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100031P000HOC3ALA002 **COSTO:** B/.757.01

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Reubicación de secundario en postes existentes.
CONDUCTOR	Se utiliza para puentes y empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100000P001HOCASC477 **COSTO:** B/.12,234.46

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajo en línea energizada para plantar un poste para dar altura a red MT existente. Incluye crucetas, herrajes, aisladores, cable de Cu #2, red de tierra.
CONDUCTOR	Trabajo en línea existente, no se necesitó cable adicional.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLSBTM100001ZB0150B02C2ALA006 **COSTO:** B/.43.58

JUSTIFICACIÓN:

MATERIALES	Reubicación de bajante secundaria existente a nuevo poste.
COSTO TOTAL	El cableado es existente por lo que la reubicación tiene un costo mínimo.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012012030257

COSTO TOTAL: B/.13,321.00

COSTO NO RECONOCIDO: B/.13,321.00

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejoras de calidad en el circuito 34-45 La Estrella, Bugaba, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT345T100010P002HOCASC477 **COSTO:** B/ 13,321.00

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Se plantaron postes de hormigón para dar altura, y se realizó adecuación de red de tierra, incluye crucetas, herrajes, cortacircuitos, pararrayos cable Cu #2, zanjado y malla de tierra.
CONDUCTOR	Se utiliza para puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 503012013020318

COSTO TOTAL: B/.12,692.13

COSTO NO RECONOCIDO: B/.11,794.23

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de Arquitectura de Red para la reubicación de Interruptor Telecontrolado ITC 20140 y seccionador 20141 en el circuito 34-15 ubicado en San Pablo, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO:DLAMT345T100010P001HOCASC477 **COSTO:** B/.11,794.23

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos en tensión para plantar nuevo poste. Incluye la remoción de los interruptores de su ubicación original, la adecuación de poste incluye crucetas, aisladores y herrajes y el montaje de los interruptores.
CONDUCTOR	Se utiliza para puentes.

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012013040872

COSTO TOTAL: B/.11,470.21

COSTO NO RECONOCIDO: B/.11,470.21

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto para la Provisión de Servicio para el suministro al Antolina Castillo de Muñoz, ubicado en Sortova, Chiriquí.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100008P000HOC3ALA006 **COSTO:** B/.147.32

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Interconexión de red BT en postes existentes.
CONDUCTOR	Se utiliza para puentes y empalmes
FECHA	Este proyecto se finalizó el 6 de noviembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100264P005HOC3ALA002 **COSTO:** B/.5,050.90

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 6 de noviembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100016P002HOCASA1/0 **COSTO:** B/.205.30

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 6 de noviembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138M100368P002HOCASA1/0 **COSTO:** B/.4,585.32

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 6 de noviembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138M10025IP001 **COSTO:** B/.1,481.37

JUSTIFICACIÓN:

FECHA	Este proyecto se finalizó el 6 de noviembre 2013. Según los criterios indicados en el Capítulo VI Base de Capital, la invalidez de los proyectos que inician antes del 1 de octubre sólo aplica para el primer año (2010) por lo cual el proyecto que nos ocupa debe considerarse válido.
-------	---

CÓDIGO DE PROYECTO: 301012012090507

COSTO TOTAL: B/.105,254.90

COSTO NO RECONOCIDO: B/.11,393.16

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Proyecto de mejora en la calidad de servicio de la red de David, Chiriquí. Traspaso de clientes de un circuito 13,2kV a un circuito 34,5kV. Circuitos SMT-46C1 y SMT-4815. Para este proyecto se instalaron nuevos transformadores, se realizaron extensiones de línea, instalación de postes y trabajos de conectividad (cortacircuitos fusibles, pararrayos).

Es importante hacer la observación que para este proyecto se reportaron 11 códigos descriptivos de los cuales 4 fueron considerados gasto en la evaluación realizada por la ASEP lo cual es una inconsistencia debido a que un mismo proyecto no puede ser considerado parte inversión y parte gastos.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLABTM100000P000HOC2ALA006 **COSTO:** B/.1.204,65

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Fue necesaria en algunos tramos, realizar reubicaciones de las líneas BT existentes. Para estas reubicaciones se utilizaron los postes existentes al no ser necesario plantar postes BT no fueron reportados en el código descriptivo.
CONDUCTOR	Se realizó la reubicación del cableado BT existente por lo que no fue necesaria la extensión de nuevas líneas BT, sin embargo este trabajo es inversión.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DLAMT138T100000P000HOCASC477 **COSTO:** B/ 6,386.55

JUSTIFICACIÓN:

POSTE	Trabajos de conectividad en línea energizada (pararrayos, fusibles, cortacircuitos).
CONDUCTOR	Corresponde tramos pequeños para puentes o empalmes.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB138M10010IP000 **COSTO:** B/.900.67

JUSTIFICACIÓN:

CANTIDAD	Corresponde a la reubicación de centro de transformación existente. A no requerirse un nuevo transformador no se reporta cantidad, sin embargo este trabajo fue necesario para la obra por lo que debe considerarse inversión.
MANO DE OBRA	La mano de obra consiste solo en el montaje de del CTs. Los trabajos eléctricos tanto de Media como de Baja Tensión fueron reportados en los códigos descriptivos respectivos. Es por esta razón que el porcentaje de mano de obra es inferior al 5% del costo total, sin embargo los nuevos transformadores son una inversión.
MATERIALES	No se reportan materiales ya que se trata de trabajos de reubicación de equipos existentes por lo que sólo requieren mano de obra para su ejecución, sin embargo son trabajos de inversión requeridos para ejecutar la obra.

CÓDIGO DESCRIPTIVO: DTRMB345M10010IP000 **COSTO:** B/.2,901.29

JUSTIFICACIÓN:

CANTIDAD	Corresponde a la reubicación de centro de transformación existente. A no requerirse un nuevo transformador no se reporta cantidad, sin embargo este trabajo fue necesario para la obra por lo que debe considerarse inversión.
MANO DE OBRA	La mano de obra consiste solo en el montaje de del CTs. Los trabajos eléctricos tanto de Media como de Baja Tensión fueron reportados en los códigos descriptivos respectivos. Es por esta razón que el porcentaje de mano de obra es inferior al 5% del costo total, sin embargo los nuevos transformadores son una inversión.
MATERIALES	No se reportan materiales ya que se trata de trabajos de reubicación de equipos existentes por lo que sólo requieren mano de obra para su ejecución, sin embargo son trabajos de inversión requeridos para ejecutar la obra.

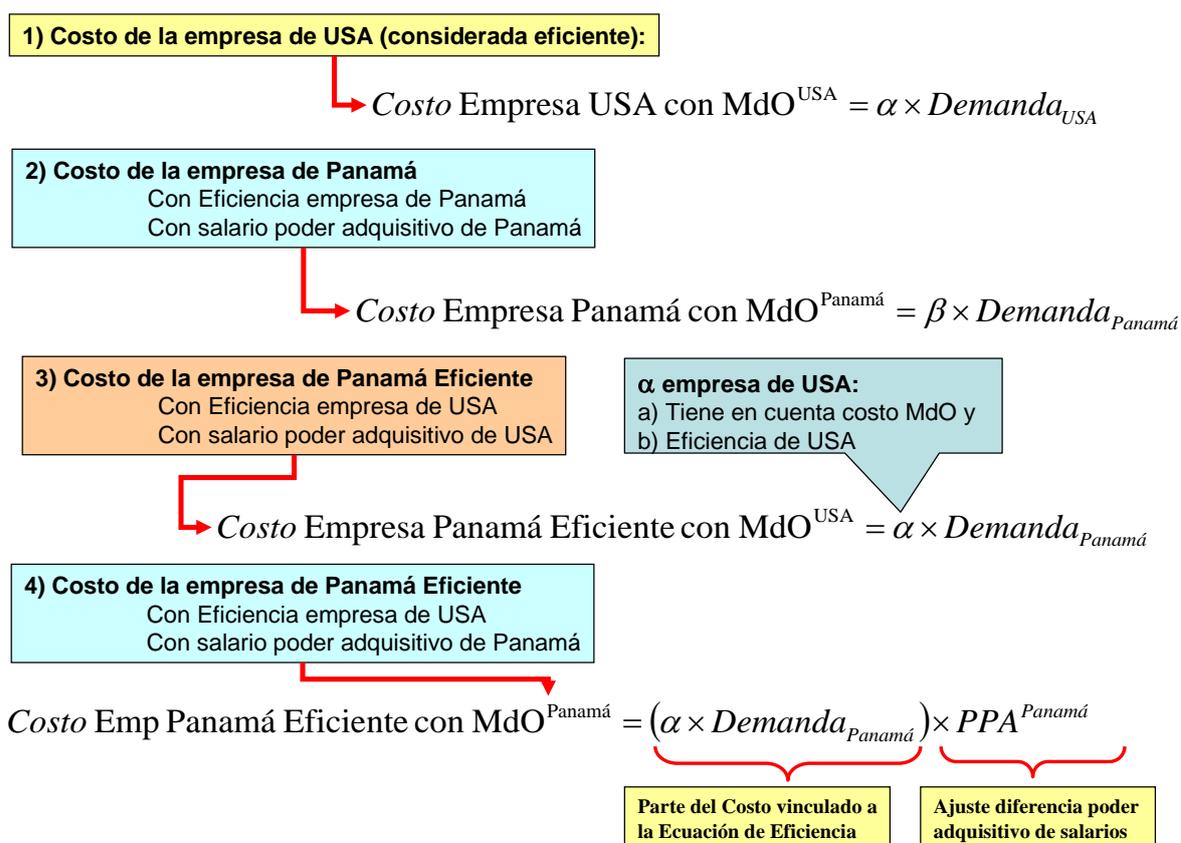
ANEXO 2
DUPLICACIÓN DE AJUSTE POR EFICIENCIA EN MANO DE OBRA

ANEXO 2. DUPLICACIÓN DE AJUSTE POR EFICIENCIA EN MANO DE OBRA

Como prueba adicional a los conceptos microeconómicos de Productividad Laboral aportados en las observaciones al cálculo del CLR para objetar el doble ajuste al Costo de Mano de Obra, a continuación se presenta el desarrollo analítico del ajuste del Costo de Mano de Obra por diferencia del nivel salarial.

Proceso para ajustar costos eficientes según poder adquisitivo del salario

El siguiente diagrama demuestra paso a paso que el único ajuste que corresponde realizar a los costos que arrojan las Ecuaciones de Eficiencia está dado por el PPA.



En síntesis, para trasladar el costo de la Empresa Eficiente de los EE.UU. a la de Panamá, se multiplica el costo que arroja la Ecuación de Eficiencia por el PPA de Panamá.

La demostración anterior se ilustra con el siguiente ejemplo.

Ejemplo: Datos de una Empresa Eficiente en EE.UU. y otra en Panamá

	Empresa USA	Empresa Panamá	Empresa Panamá Eficiente
Demanda (unidades/mes)	3,000	2,000	2,000
Cantidad operarios	6.0	8.0	4.0
PPA	1	0.60	0.60
Costo Laboral por Unidad de Tiempo \$/mes	2,200	1,200	1,320
Costo mano de obra mensual	13,200	9,600	5,280
Coefficiente de la Función de Costo	4.40	4.80	2.64

Los pasos que tenemos que seguir para determinar el costo eficiente de la Empresa Panameña son:

Paso 1: *Costo* Empresa USA con $MdO^{USA} = \alpha \times Demanda_{USA} = 4.4 \times 3,000 = \$13,200$

Paso 2:

Costo Empresa Panamá con $MdO^{Panamá} = \beta \times Demanda_{Panamá} = 4.80 \times 2,000 = \$9,600$

Paso 3:

Costo Empresa Panamá Eficiente con $MdO^{USA} = \alpha \times Demanda_{Panamá}$

Costo Empresa Panamá Eficiente con $MdO^{USA} = 4.4 \times 2,000 = \$8,800$

Paso 4:

Costo Emp Panamá Eficiente con $MdO^{Panamá} = (\alpha \times Demanda_{Panamá}) \times PPA^{Panamá}$

$$\boxed{\text{Costo Emp Panamá Eficiente con } MdO^{Panamá} = (4.4 \times 2,000) \times 0.60 = \$5,280}$$

Como puede observarse nuevamente, sólo es necesario multiplicar el resultado de la Ecuación de Eficiencia por el PPA.

ANEXO 3
MUESTRA DE COSTOS UTILIZADOS POR EDECHI
EN EL CUADRO COMPARATIVO CON LA CFE
(numerales 4.5.1 y 6.3)

ANEXO 3. MUESTRA DE COSTOS UTILIZADOS POR EDECHI EN EL CUADRO COMPARATIVO CON LA CFE

OBRA PRESUPUESTO GENERAL



OBRA: 401012013030101
KM DE LÍNEA MT AÉREA MONOFÁSICA 1/0 ACSR 13,2KV
LOCALIDAD: PANAMA

	Cantidad	Valor Unitario	B/
182500251100000 INST.PPAL.(13,8KV)AER MONOF. LD			
POSTE HORM PRETENSADO CENTRIFIGADO 300 daN 10,5 M	2	678,16	1.356,32
POSTE HORM PRETENSADO CENTRIFIGADO 500 daN 10,5 M	4	560,83	2.243,32
POSTE HORM PRETENSADO CENTRIFIGADO 800 daN 10,5 M	14	752,81	10.539,34
ARMADO SIMPLE CIRC MONOF AL Y AG<5º ACSR 1/0	2	254,07	508,14
ARMADO SIMPLE CIRC MONOF AG 5 A 30º ACSR 1/0	4	169,61	678,44
ARMADO SIMPLE CIRC MONOF AG 60º -90ºACSR 1/0 AWG	9	139,84	1.258,55
ARMADO SIMPLE CIRC MONOFASICO FIN DE LÍNEA	2	247,12	494,24
ARMADO SIMPLE CIRC MONOF AG 30º A 30ºACSR 4/0 Y 1/0	3	205,35	616,04
ML TEND LÍNEA MONOF ACSR 1/0 Y NEUTRO 1/0	1000	2,57	2.565,44
PARARRAYOS AUTOVALVULAS 13,2Kv	1	442,38	442,38
MONT PARARRAYOS AUTOV EN POST E CIRCO MONOF	1	447,95	447,95
CONEXIÓN CONDUCTOR ACSR 1/0-ACSR 1/0	2	245,85	491,70
AISSADOR COMPOSITE TIPO POSTE 13,2Kv	27	91,05	2.458,25
CADENA AMARRE COMPOSITE 13,2Kv ACSR 1/0	38	46,32	1.760,14
TOMA DE TIERRA EN PSOTE DE HORMIGÓN HASTA 10 M	19	73,35	1.393,63
PUESTA TIERRA C/ANILLO CERRADO POST HORM	1	561,10	561,10
SUMA TOTAL DEL PRESUPUESTO			27.814,98

OBRA PRESUPUESTO GENERAL



OBRA: 401012013030111
KM DE LÍNEA MT SUBTERRANEA 500MCM 13,2KV
LOCALIDAD: PANAMA

	Cantidad	Valor Unitario	B/
182500253200000 INST.PPAL.(13,8KV)SUBT. TRIF. LD			
ML ZANJA DE 0,60 X 0,80 M EN SEMIROCA	1000	26,53	26.532,07
ML CANALIZACION C/DOS TUBOS DE 160MM DIAMETRO HORMIGONADO	1000	44,21	44.212,07
ML TEND LÍNEA TRIFASICA MT 15KV 3X500 AL	1000	54,81	54.812,07
TERM ATORNILL T/CARGA C/REDUCTOR 15KV 500 MCM	6	1.857,17	11.143,01
BARRA 3 BORNAS ATORNILLABLE S/CARGA 15 Y 25 KV	3	3.334,45	10.003,34
BORNA DE UNIÓN 15 KV TER. ATOR. EN T S/C 600 AMP	3	3.096,33	9.288,98
EMPALME PREMOLD RETRACTIL EN FRIJO 15 KV 500 MCM	3	3.290,96	9.872,87
CÁMARA DE EMPALME TIPO C-1CP	6	5.600,62	33.603,71
SUMA TOTAL DEL PRESUPUESTO			199.468,14

**OBRA
PRESUPUESTO GENERAL**



OBRA: 401012013030132
KM DE LÍNEA MT AÉREA TRIFÁSICA 1/0 ACSR 13,2KV
LOCALIDAD: PANAMA

	Cantidad	Valor Unitario	B/
182500253100000 INST.PPAL.(13,8KV)AER TRIF. LD			
POSTE HORM PRETENSADO CENTRIFIGADO 500 daN 12 M	20	579,38	11.587,58
ARMADO SIMPLE CIRC TRIF AL/ AG<5°ACSR 1/0	4	208,11	832,42
ARMADO SIMPLE CIRC 3F ANGULO 5 A 30°ACSR 1/0	7	251,10	1.757,72
ARMADO SIMPLE CIRC TRIF AC/AG 30-60° ACSR 1/0	5	344,34	1.721,68
ARMADO SIMPLE CIRC TRIF AG 60-90° ACSR 1/0 AWG	2	386,35	772,70
ARMADO SIMPLE CIRC TRIF FL ACSR 266, 4/0, 1/0 AWG	2	380,69	761,38
ML TEND LÍNEA TRIF SIMPLE CIRC ACSR 1/0 Y NEUTRO 1/0	1000	4,97	4.967,98
PARARRAYOS AUTOVALVULAS 13,2Kv	6	116,60	699,62
MONT PARARRAYOS AUTOV EN POST E CIRCO TRIF	2	341,73	683,46
CONEXIÓN CONDUCTOR ACSR 1/0-ACSR 1/0	8	102,88	823,02
MONTAJE CONJUNTO RETENIDA 3/8"	16	64,62	1.033,98
MONTAJE CONJUNTO RET 3/8" EN TORNILLO EXISTENTE	6	108,57	651,44
MONTAJE CONJUNTO RETENIDA 1/2"	7	172,68	1.208,78
MONTAJE CONJUNTO RET 1/2" EN TORNILLO EXISTENTE	7	120,20	841,42
ANCLAJE DE RETENIDA 1/2" CON ANCLA DE EXPANSION	18	125,31	2.255,66
AISLADOR COMPOSITE TIPO POSTE 13,2Kv	63	31,76	2.000,69
CADENA AMARRE COMPOSITE 13,2Kv ACSR 1/0	48	45,61	2.189,18
TOMA DE TIERRA EN PSOTE DE HORMIGÓN HASTA 14M	19	86,33	1.640,21
PUESTA TIERRA C/ANILLO CERRADO POST HORM	1	651,89	651,89
SUMA TOTAL DEL PRESUPUESTO			37.080,82

**OBRA
PRESUPUESTO GENERAL**



OBRA: 401012013030117
KM DE LÍNEA MT SUBTERRANEA 750MCM 13,2KV
LOCALIDAD: PANAMA

	Cantidad	Valor Unitario	B/
182500253200000 INST.PPAL.(13,8KV)SUBT. TRIF. LD			
ML ZANJA DE 0,60 X 0,80 M EN SEMIROCA	1000	27,16	27.155,82
ML CANALIZACION C/DOS TUBOS DE 160MM DIAMETRO HORMIGONADO	1000	44,84	44.835,82
ML TEND LÍNEA TRIFASICA MT 15KV 3X750 AL	1000	68,94	68.935,82
BARRA 3 BORNAS ATORNILLABLE S/CARGA 15 Y 25 KV	3	3.542,36	10.627,09
TAPÓN DE CIERRE AISLANTE EN 15 Y 25 KV (600 A)	3	3.312,58	9.937,75
TERMINAL ATOR T S/C 15KV CABLE 750 MCM AL (600 A)	6	1.814,54	10.887,22
EMPALME CONTRACTIL EN FRIO 15 KV 750 MCM AL	3	3.639,72	10.919,17
CÁMARA DE EMPALME TIPO C-2CP	6	6.920,56	41.523,34
SUMA TOTAL DEL PRESUPUESTO			224.821,99

OBRA
PRESUPUESTO GENERAL



OBRA: 401012013030127
KM DE LÍNEA MT AÉREA TRIFÁSICA DESNUDA 477 ACSR 13,2KV
LOCALIDAD: PANAMA

	Cantidad	Valor Unitario	B/
182500253100000 INST.PPAL.(13,8KV)AER TRIF. LD			
POSTE HORM PRETENSADO CENTRIFIGADO 500 daN 12 M	20	592,81	11.856,13
ARMADO SIMPLE CIRC 3F ALIN Y ANG < 5°ACSR 477 MCM	4	287,58	1.150,33
ARMADO SIMPLE CIRC 3F ANGULO 5 A 20°ACSR 477 MCM	7	294,33	2.060,29
ARMADO SIMPLE CIRC TRIF AC/AG 20-60° ACSR 477	5	474,71	2.373,53
ARMADO SIMPLE CIRC TRIF AG 60-90° ACSR 477 MCM	2	577,99	1.155,97
ARMADO SIMPLE CIRC TRIF FL ACSR 477 MCM	2	528,16	1.056,31
ML TEND LÍNEA TRIF SIMPLE CIRC ACSR 477 /NEU 266	1000	17,68	17.676,53
PARARRAYOS AUTOVALVULAS 13,2Kv	6	161,36	968,17
MONT PARARRAYOS AUTOV EN POST E CIRCO TRIF	2	476,01	952,01
CONEXIÓN CONDUCTOR ACSR 477-ACSR 477	3	295,72	887,17
CONEXIÓN CONDUCTOR ACSR 266-ACSR 266	1	788,91	788,91
MONTAJE CONJUNTO RETENIDA 1/2"	24	135,51	3.252,13
MONTAJE CONJUNTO RETENIDA 1/2" CON BASTON AISLADO	5	288,72	1.443,58
MONTAJE CONJUNTO RET 1/2" EN TORNILLO EXISTENTE	13	109,35	1.421,49
MONTAJE CONJUNTO RET 1/2" EN TORNILLO	5	207,13	1.035,63
ANCLAJE DE RETENIDA 1/2" CON ANCLA DE EXPANSION	29	124,50	3.610,57
AISLADOR COMPOSITE TIPO POSTE 13,2Kv	63	87,88	5.536,42
CADENA AMARRE COMPOSITE 13,2Kv ACSR 477 MCM	48	256,42	12.308,29
TOMA DE TIERRA EN PSOTE DE HORMIGÓN HASTA 14M	19	100,46	1.908,76
PUESTA TIERRA C/ANILLO CERRADO POST HORM HASTA 14 M	1	920,44	920,44
SUMA TOTAL DEL PRESUPUESTO			72.362,67

OBRA
PRESUPUESTO GENERAL



OBRA: 401012014050596
KM DE LÍNEA MT SUBTERRANEA TRIFÁSICA 500KCM 34,5KV
LOCALIDAD: PANAMA

	Cantidad	Valor Unitario	B/
182500233200000 INST.PPAL.(34,5KV)SUBT TRIF. LD			
ML ZANJA DE 0,60 X 0,80 M EN SEMIROCA	1000	26,25	26.253,60
ML CANALIZACION C/DOS TUBOS DE 160MM DIAMETRO HORMIGONADO	1000	43,93	43.933,60
ML TEND LÍNEA TRIF SUBT 500 KCM CU 35KV PMET	1000	157,93	157.933,60
M. TEND NEUTRO EST. 4/0 DESN	1000	52,93	52.933,60
TERM ATORNILL T S/CARGA C/REDUCTOR 35KV 500 MCM	6	1.950,72	11.704,30
BARRA 3 BORNAS ATORNILLABLE SIN CARGA 35 KV	3	3.051,14	9.153,43
BORNA DE UNION 35 KV PARA TER ATOR EN T S/C (600A)	3	2.940,98	8.822,95
EMPALME PREMOLD RETRACTIL EN FRIO 35KV 500 MCM	3	3.072,73	9.218,20
KIT DE ATERRIZAJE PARA EMPALMES RECTOS	6	1.541,27	9.247,60
CÁMARA DE EMPALME TIPO C-1CP	6	5.554,21	33.325,24
SUMA TOTAL DEL PRESUPUESTO			362.526,14

José Antonio Hurtado de Mendoza
Country Manager



940 43

Recepción
ASEP RECIBIÓ 29 MAY 14 09:25:58

Ingeniero
Rodrigo Rodríguez J.
Director Nacional de Electricidad,
Agua Potable y Alcantarillado Sanitario, Encargado
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
Edificio Office Park
Vía España y Fernández de Córdoba

R. Rodríguez
alm
28/5/14
L. I. Ibañez
Rebeca

CM-503-14
27 de mayo de 2014

Estimado Dr. Rodríguez:

Con atención a la Metodología de Cálculo del IMP y luego de lo acordado en la reunión sostenida en las oficinas de la ASEP el pasado 15 de Mayo de 2014, le hacemos entrega de cuatro CDs los cuales contienen la siguiente información:

- Proyectos y Retiros EDEMET-EDECHI año 2010
- Proyectos y Retiros EDEMET-EDECHI año 2011
- Proyectos y Retiros EDEMET-EDECHI año 2012
- Proyectos y Retiros EDEMET-EDECHI año 2013

Estos archivos fueron validados, comprimidos y se generaron las certificaciones de entrega (las cuales adjuntamos) por la herramienta informática suministrada por la ASEP, sin embargo, por si se diera algún problema al descomprimir el archivo encriptado, también adjuntamos los archivos de texto (txt) correspondientes.

Esta información forma parte de los comentarios a la consulta pública N°03-14 para considerar la propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. y a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. para el periodo del 1° de Julio 2014 al 30 de Junio 2018, sin embargo, por considerarla de relevante importancia hemos decidido enviarla con anticipación.

Atentamente,

José Antonio Hurtado de Mendoza

C. Licda. Isabel de Ibañez-Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Eva Ruiz de Somo
ASEP RECIBIÓ 14 PM 3:21

EDEMET-EDECHI
Albrook, Edificio 812
Ave. Diógenes De La Rosa
Apdo. 0843-01072, Panamá

Tel.: +507 315 7704
Fax: +507 315 7696
jahurtado@ufpanama.com
www.gasnaturalfenosa.com.pa

***CERTIFICACION DE ENTREGA DE BASE DE DATOS
EMPRESA - EDEMET***

Fecha Generación: 26/05/2014

Por medio del presente comprobante se hace entrega de un archivo, en formato rar, de la base de datos de la empresa, con el nombre de EM2010BaseDatos.rar, de acuerdo a lo solicitado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

El Código de validación del archivo generado es 1365521168



Firma y Aclaración del Responsable

***CERTIFICACION DE ENTREGA DE BASE DE DATOS
EMPRESA - EDECHI***

Fecha Generación: 26/05/2014

Por medio del presente comprobante se hace entrega de un archivo, en formato rar, de la base de datos de la empresa, con el nombre de EC2010BaseDatos.rar, de acuerdo a lo solicitado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

El Código de validación del archivo generado es 452206297



Firma y Aclaración del Responsable

***CERTIFICACION DE ENTREGA DE BASE DE DATOS
EMPRESA - EDEMET***

Fecha Generación: 26/05/2014

Por medio del presente comprobante se hace entrega de un archivo, en formato rar, de la base de datos de la empresa, con el nombre de EM2011BaseDatos.rar, de acuerdo a lo solicitado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

El Código de validación del archivo generado es 3333995949



Firma y Aclaración del Responsable

***CERTIFICACION DE ENTREGA DE BASE DE DATOS
EMPRESA - EDECHI***

Fecha Generación: 26/05/2014

Por medio del presente comprobante se hace entrega de un archivo, en formato rar, de la base de datos de la empresa, con el nombre de EC2011BaseDatos.rar, de acuerdo a lo solicitado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

El Código de validación del archivo generado es 940716284



Firma y Aclaración del Responsable

***CERTIFICACION DE ENTREGA DE BASE DE DATOS
EMPRESA - EDEMET***

Fecha Generación: 26/05/2014

Por medio del presente comprobante se hace entrega de un archivo, en formato rar, de la base de datos de la empresa, con el nombre de EM2012BaseDatos.rar, de acuerdo a lo solicitado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

El Código de validación del archivo generado es 932309227



Firma y Aclaración del Responsable

***CERTIFICACION DE ENTREGA DE BASE DE DATOS
EMPRESA - EDECHI***

Fecha Generación: 26/05/2014

Por medio del presente comprobante se hace entrega de un archivo, en formato rar, de la base de datos de la empresa, con el nombre de EC2012BaseDatos.rar, de acuerdo a lo solicitado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

El Código de validación del archivo generado es 493575377



Firma y Aclaración del Responsable

***CERTIFICACION DE ENTREGA DE BASE DE DATOS
EMPRESA - EDEMET***

Fecha Generación: 27/05/2014

Por medio del presente comprobante se hace entrega de un archivo, en formato rar, de la base de datos de la empresa, con el nombre de EM2013BaseDatos.rar, de acuerdo a lo solicitado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

El Código de validación del archivo generado es 2514205891



Firma y Aclaración del Responsable

***CERTIFICACION DE ENTREGA DE BASE DE DATOS
EMPRESA - EDECHI***

Fecha Generación: 27/05/2014

Por medio del presente comprobante se hace entrega de un archivo, en formato rar, de la base de datos de la empresa, con el nombre de EC2013BaseDatos.rar, de acuerdo a lo solicitado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

El Código de validación del archivo generado es 3314041566



Firma y Aclaración del Responsable