

CONSULTA PÚBLICA No. 016-18
Resolución AN No. 12760-elec de 1ro de octubre de 2018

Comentarios de ENSA a la Propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a Elektra Noreste, S.A.(ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2018 al 30 de junio de 2022.

En atención a la Consulta Pública 016-18, presentamos a continuación los comentarios a los puntos de la propuesta de IMP para ENSA, en el orden que seguimos a continuación:

B. INGRESO MÁXIMO PERMITIDO ENSA

I- Con relación al punto 1, literal a, sobre "Proyecciones del Mercado en el periodo julio 2018- junio 2022", el cual se detalla en el Anexo II, en la página 81, se indica que la tasa adoptada para la proyección de crecimiento anual es de 3.5%, tal como se muestra en el siguiente párrafo:

En este caso las tasas utilizadas por la empresa para su proyección y las obtenidas del CND resultan superiores a la resultante del promedio del periodo 2014-2018 y el último año, por lo que para los casos de la Energía facturada de AP y a EDEMET se adoptan los valores proyectados de la empresa y la correspondiente a la Energía facturada sin AP se corrige levemente con una tasa adoptada del 3.5% a partir del valor del año base corregido. Esto resulta en una tasa de crecimiento del 3.52% para la energía total sin incluir las ventas a EDEMET.

Seguidamente, el Cuadro No. II.2.12 muestra la proyección de energía facturada para ENSA sin alumbrado público:

Cuadro N° II.2.12
 Proyección de energía facturada – ENSA [MWh]

Detalle	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac sin AP	3,548,530	3,672,729	3,801,274	3,934,319	4,072,020
Ener Fac AP	66,293	69,997	73,226	75,780	78,811
Energía EDEMET	265,082	236,433	256,768	236,726	236,844

Si bien entendemos que esta propuesta partió de la información presentada por ENSA a finales del 2017, la realidad que se está presentando en el mercado y las señales propias del mismo, las cuales detallaremos a continuación, nos hacen solicitar un cambio sobre esta proyección, con una tasa para el primer año tarifario de 2.10% y para los subsiguientes años de 3.00%, quedando la proyección de ENSA así:

Detalle	Base	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
EnerFac sin AP	3,548,530	3,623,049	3,731,741	3,843,693	3,959,004
Tasa proyectada ENSA		2.10%	3.00%	3.00%	3.00%

ENSA ha reflejado una disminución en su facturación, en los últimos 2 años por efectos externos como: la Ley UREE (Uso Racional y Eficiente de Energía), el crecimiento de clientes con autoconsumo y paneles solares, el cambio climático con una disminución de

temperatura promedio en Panamá y la situación económica de algunos sectores de país que han impactado el empleo, el crecimiento de la demanda y la ocupación de los inmuebles, entre otros.

En el Cuadro II.2.11, que muestra la serie histórica de la energía facturada por ENSA, evidencia el crecimiento real de la demanda en MWh:

Cuadro N° II.2.11
Serie histórica de energía facturada - ENSA [MWh]

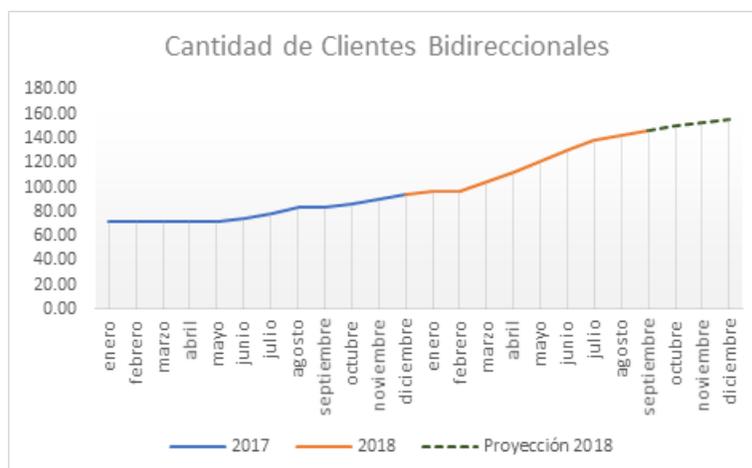
Detalle	Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
EnerFac sin AP	3,232,046	3,431,176	3,473,702	3,548,530
Ener Fac AP	57,325	61,599	64,544	66,293
Energía EDEMET	238,969	216,659	289,682	265,082

Sin embargo, el crecimiento real de la demanda en porcentaje reconstruido a partir de los mismos datos muestra un crecimiento, durante los últimos dos años, de 1.24% y 2.15%, respectivamente, tal como se expone en la siguiente la tabla:

Detalle	Jul13-Jun14	Jul14-Jun15	Jul15-Jun16	Jul16-Jun17	Jul17-Jun18
EnerFac sin AP	3,066,432	3,232,046	3,431,176	3,473,702	3,548,530
Tasa Real de ENSA		5.40%	6.16%	1.24%	2.15%

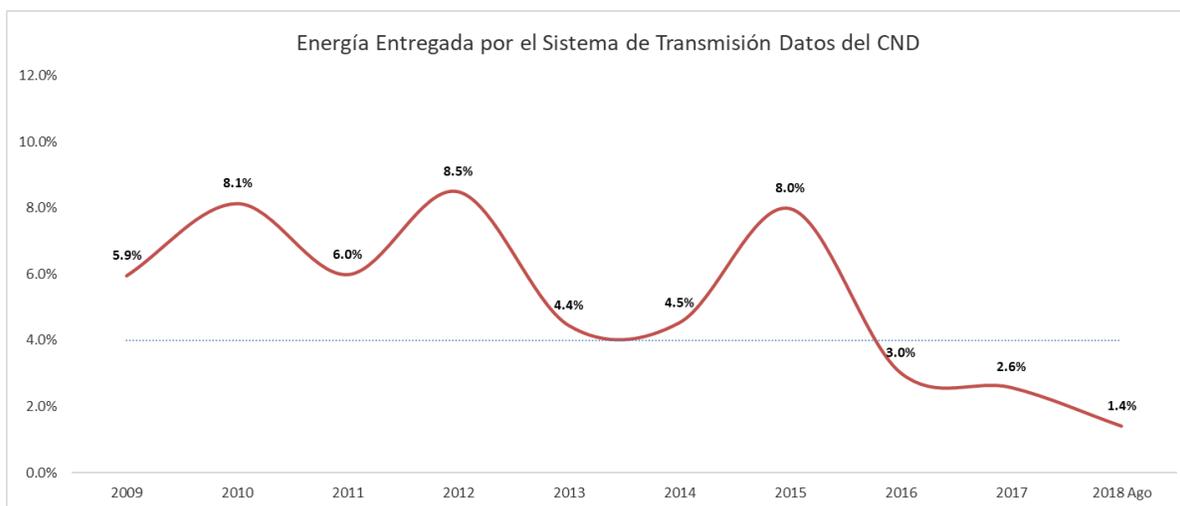
Cabe señalar que, en la misma línea de lo anterior, **la proyección de crecimiento para todo el año 2018, con datos reales a septiembre será solo del 0.60%**, lo cual refleja lo planteado anteriormente y hace que el crecimiento planteado de 2.10% para el 2019 **sea todo un reto**.

De otro lado, los incentivos dados a **la instalación de paneles solares para autoabastecimiento también han impactado el comportamiento de la demanda**, siendo constante la incorporación de nuevos clientes en estas condiciones al sistema de distribución de ENSA, tal como se observa en la siguiente gráfica:



Todo lo anteriormente descrito se evidencia también en los datos del CND, en su archivo "Datos Históricos de Mercado", que muestra el crecimiento de la energía entregada por

el Sistema de Transmisión de los años 2009 a agosto de 2018; y evidencia, para los últimos 2 años, **crecimientos por debajo del 3.0%** (2.6% y 1.4% que corresponde al 2017, y corte a agosto de 2018, respectivamente).



II- Con relación al punto 1, literal b, sobre "Proyección de Precios Monómicos de Energía y Costos de Abastecimiento", en las páginas 29 y 30 de la propuesta, se muestra la Tabla 40 con los precios monómicos proyectados para ENSA por semestre del periodo tarifario, la cual nos permitimos copiar a continuación:

Tabla 40 Precios monómicos proyectados para ENSA por semestre del periodo tarifario

Concepto		2018	2019		2020		2021		2022
		2 do Semestre	1 er Semestre						
Demanda Máxima	MW	690.03	694.83	728.69	728.84	764.37	755.96	792.80	787.04
Energía Prevista	MWh	2,001,074.00	2,002,937.00	2,095,863.00	2,094,667.00	2,191,833.00	2,173,891.00	2,274,719.00	2,261,892.00
PRECIOS PROMEDIOS									
Potencia Contratada	MW	710.51	889.04	896.50	723.89	581.67	425.03	425.83	435.03
Costo Total Potencia Contratos	miles B./	82,154.80	77,318.10	77,558.24	87,439.63	73,920.52	67,514.32	67,582.59	68,125.19
Precio Promedio Potencia	B./kW-mes	19.74	18.01	17.80	20.71	22.17	26.47	26.45	26.10
Energía Contratada	MWh	1,994,585.77	1,968,267.52	2,048,191.19	1,933,628.38	1,774,140.09	1,395,967.87	1,377,872.95	1,425,918.46
Costo Total Energía Contratos	miles B./	156,231.84	164,426.33	175,454.21	138,273.61	104,148.70	70,557.92	70,725.53	74,533.34
Precio Promedio Energía	B./MWh	78.33	83.54	85.66	71.51	58.70	50.54	51.33	52.27
MERCADO OCASIONAL									
Costo Marginal Proyectado	B./MWh	64.89	64.89	64.89	76.49	76.49	45.72	45.72	52.64
Costo Mercado Ocasional	miles B./	2,173	4,002	4,845	14,383	34,015	36,801	42,238	45,427
Energía en el Mercado Ocasional	MWh	33,488	61,669	74,672	188,039	444,693	804,923	923,846	862,974
Porcentaje sin Contratar	%	2%	3%	4%	9%	20%	37%	41%	38%
RESERVA									
Costo de Reserva	miles B./	56	0	0	250	3,140	5,242	6,059	5,566
Potencia en Reserva	MW	2.98	0.00	0.00	13.40	168.25	280.94	324.71	298.30
Porcentaje sin Contratar	%	0%	0%	0%	2%	22%	37%	41%	38%
Energía Servicio B									
Costo Total compras	miles B./	240,615	245,746	257,858	240,346	215,223	180,116	186,605	193,652
Monómico Compras	B./MWh	118.64	121.06	121.47	113.28	97.00	81.84	81.07	84.61
SERVICIOS AUXILIARES									
Costo Servicios Auxiliares	miles B./	3,650	3,652	3,712	3,954	4,029	3,346	3,392	3,543
Autoabastecimiento									
Costo de Autoabastecimiento	miles B./	0	0	0	0	0	0	0	0
Monómico Total	B./MWh	120.07	122.51	122.90	114.84	98.54	83.10	82.31	85.94
Monómico de Transmisión									
Costo Transmisión	miles B./	13,336	15,845	15,845	17,245	17,245	14,722	14,722	14,722
Energía Prevista	MWh	2,001,074	2,002,937	2,095,863	2,094,667	2,191,833	2,173,891	2,274,719	2,261,892
(M\$*1000/MWh Transmisión) monómico de transmisión		6.66	7.91	7.56	8.23	7.87	6.77	6.47	6.51
Monómico Total (G + T)	B./MWh	126.74	130.42	130.46	123.08	106.41	89.87	88.79	92.44

Fuente: ASEP

Al respecto de los datos de esta tabla debemos hacer los siguientes comentarios, los cuales deben ser tomados en cuenta para efectos de ajustar el cálculo y por ende los datos de la Tabla 40:

- El Monto del Costo de Reserva se calculó con un precio de \$3.11/KW, cuando debe ser con el valor actual de \$8.96/KW.
- Se está utilizando el Valor del Pliego Tarifario de Transmisión del 2013-2017 y debe ser utilizado el pliego actualizado 2017-2021, el cual tuvo un incremento significativo derivado de los efectos de la Línea 3 de ETESA.
- Se está usando el precio de Henry Hub (Gas) en \$2.80, cuando a septiembre de 2018 llegó a \$2.98 y en las proyecciones de este combustible -las cuales se basan en la EIA (Energy International Agency)- indican que llegará a \$3.44 en el 2021 y \$3.59 en el 2022.
- El detalle de contratos para julio 2020 a junio 2021 no incluye los siguientes:

✓ Panam NG Power	Contrato 010-13	Gas
✓ FERSA	Contrato 002-14	Eólico
✓ Naura Energy	Contrato 004-14	Eólico
✓ Panamá Solar	Contrato 002-15	Solar
✓ Solpac	Contrato 003-15	Solar
✓ Gas Natural Atlántico	Contrato 004-15	Gas
✓ Martano	Contrato 005-15	Gas

- No se incluyó el contrato de Panamá NG Power, sin embargo, su licencia definitiva fue declarada vigente según consta en Resolución AN No. 12594-elec del 3 de agosto de 2018, por lo que debe ser tomado en cuenta.
- Debe ajustarse la proyección del Costo Marginal del Sistema, dado que la información del CND, en la Semana 40, que es la disponible a la fecha, muestra que los valores son levemente mayores a los utilizados en esta consulta, tal como se muestra en la siguiente tabla:

		2018		2019		2020		2021		2022
		II Sem	I Sem							
Costo Marginal Proyectado (ASEP)	\$/MWh	64.89	64.89	64.88	76.49	76.49	45.72	45.72	52.64	
Costo Marginal Proyectado (CND)	\$/MWh	61.60	72.57	63.41	90.51	70.89	72.57	63.41	72.57	
Datos semana 40 de CND										

Reconstruyendo las Tablas 40 y 41, con todas las observaciones anteriores, tenemos que el monómico de costo del mercado mayorista de ENSA cambia de un promedio en el periodo total de \$111.03/MWh a \$143.35/MWh, y en consecuencia, las Tablas 40 y 41 deben quedar así:

Tabla 40 Precios monómicos proyectados para ENSA por semestre del periodo tarifario

Concepto		2018		2019		2020		2021		2022
		II Sem	I Sem							
Demanda Máxima	MW	658.92	658.92	761.92	761.92	784.54	788.69	788.69	804.47	
Energía Prevista	MWh	1,933,596	1,918,819	1,953,480	1,989,214	1,998,441	2,072,998	2,072,998	2,141,616	
Precios Promedios										
Potencia Contratada	MW	684.57	726.99	724.29	763.50	659.11	581.05	581.05	558.05	
Costo Total Potencia Contratos	Miles \$	81,915.89	84,888.72	84,578.16	98,067.29	87,906.98	89,988.70	89,988.70	88,608.70	
Precio Promedio Potencia	\$/KW-mes	19.94	19.46	19.46	21.41	22.23	25.81	25.81	26.46	
Energía Contratada	MWh	1,771,581.43	1,861,664.16	1,806,212.89	2,022,728.01	1,783,809.14	1,514,623.49	1,514,623.49	1,448,856.47	
Costos Total Energía Contratos	Miles \$	155,655.28	160,831.49	161,724.15	150,281.62	127,191.60	102,304.29	102,304.29	98,324.57	
Precio Promedio Energía	\$/MWh	87.86	86.39	89.54	74.30	71.30	67.54	67.54	67.86	
Mercado Ocasional										
Costo Marginal Proyectado	\$/MWh	61.60	72.57	63.41	90.51	70.89	72.57	63.41	72.57	
Costo Mercado Ocasional	Miles \$	5,373	812	6,398	-7,366	11,868	36,890	32,233	46,492	
Energía en el Mercado Ocasional	MWh	87,224	11,182	100,899	-81,380	167,418	508,312	508,312	640,610	
Porcentaje sin Contratar	%	5%	1%	5%	-4%	8%	25%	25%	30%	
Reserva										
Costo de Reserva	Miles \$	1,513.17	271.79	917.73	80.48	6,110.81	14,155.80	14,155.80	17,203.10	
Potencia en Reserva	MW	28.15	5.06	17.07	1.50	113.67	263.31	263.31	320.00	
Porcentaje sin Contratar	%	4%	1%	2%	0%	14%	33%	33%	40%	
Energía Servicio B	MWh									
Costo Total Compras	Miles \$	244,457.69	246,803.51	253,618.11	241,063.64	233,077.59	243,339.03	238,681.35	250,627.99	
Monómico Compras	\$/MWh	131.51	131.78	132.99	124.17	119.45	120.29	117.99	119.95	
Servicios Auxiliares										
Costo Servicios Auxiliares	Miles \$	3,917.95	2,305.57	3,807.20	2,305.57	3,807.20	2,979.22	2,979.22	3,033.69	
Autoabastecimiento										
Costo de Autoabastecimiento	Miles \$									
Monómico Total	\$/MWh	133.62	133.01	134.98	125.36	121.40	121.76	119.46	121.40	
Monómico de Transmisión										
Costo Transmisión	Miles \$	32,898.05	30,851.28	33,421.77	33,079.62	34,025.72	33,584.07	33,584.07	34,364.95	
Energía Prevista	MWh	1,933,595.82	1,918,819.41	1,953,479.69	1,989,213.76	1,998,440.50	2,072,997.82	2,072,997.82	2,141,616.29	
Monómico de Transmisión		17.01	16.08	17.11	16.63	17.03	16.20	16.20	16.05	
Monómico Total (G + T)	\$/MWh	151.32	149.48	152.51	142.40	138.84	138.36	136.06	137.85	

Tabla 41 Precios monómicos previstos para ENSA por año del periodo tarifario

Monómico TOTAL más cargos de transmisión	Prom 2018-2019	Prom 2019-2020	Prom 2020-2021	Prom 2021-2022
ENSA (Balboas/./MWh)	150.49	147.45	138.60	136.95

III- Con relación al punto 1, literal c, sobre "Tasa de Depreciación", en las páginas 30 y 31 de la propuesta, si bien se indican las tasas para distribución, comercialización y alumbrado público, consideramos que debe **incluirse un nueva categoría de tasa que permita realizar la depreciación de aquellos activos asociados a la incorporación de nuevas tecnologías** que se está haciendo en los sistemas de distribución y comercialización de electricidad, como por ejemplo: medición inteligente, gestión remota, redes inteligentes, sistemas bidireccionales y tele-gestión; los cuales son más propensos a entrar en obsolescencia tecnológica en un periodo de tiempo inferior a los que se tienen estimados actualmente y que además incluye inversiones significativas en plataformas tecnológicas y sistemas de información.

IV- Con relación al punto 2, literal a, sobre "Base de capital a junio 2018", sub-numeral (2) sobre "Valores de partida", en la página 32 de la propuesta, en repetidas ocasiones

ENSA ha hecho mención al Regulador **sobre el impacto de las inversiones no reconocidas en los periodos anteriores**, y en tal sentido, tal como se acordó, ENSA envió la nota VPPM-223-18 de fecha 17 de agosto que nos permitimos transcribir a continuación, con el ajuste a estas inversiones, en especial por el impacto de fechas, postes, transformadores y conductores; sin embargo, **en la presente Consulta no se incluyó ningún elemento relacionado con lo anterior y se toman como valores de partida la base de capital aprobada por ASEP del año 2013.**

"En seguimiento a reunión realizada en las oficinas de la Autoridad el pasado 26 de junio de 2018, en la que se trató el tema de la revisión de las inversiones eficientes del periodo tarifario 2010-2014, adjuntamos en disco compacto (CD), el archivo con las planillas CC aprobadas por la ASEP para los años 2010 -2014, que incluyen la revisión y corrección del parámetro de fecha aplicado a la evaluación de costos eficientes como se muestra en el siguiente resumen:

Revisión del parámetro fecha					
Fecha	2010	2011	2012	2013	TOTAL (Miles)
Costo Eficiente Aplicado	17,897	18,979	23,043	46,535	106,453
Costo Corregido 2018	19,793	21,278	23,939	48,555	113,565
Variación	1,896	2,300	896	2,020	7,111

Las correcciones realizadas corresponden a verificaciones de los proyectos en nuestro sistema financiero, en el cual se visualiza la fecha de capitalización acorde con el año reportado; sin embargo, debemos manifestar que por error involuntario en aquel momento enviamos a la ASEP la fecha incorrecta para casos como, por ejemplo: fechas de construcciones en proceso y fechas de creación del activo principal para el caso de mejoras.

Por otro lado, con el parámetro "Mano de Obra >95% tot o <5% tot es OyM" se aplicó por eficiencia una reducción del 20%, para el caso de los transformadores; que tal como hicimos saber en nuestra nota VPPM-342-2016, recibida en sus oficinas el día 16 de noviembre del 2016, somos de la opinión que el criterio de eficiencia que correspondía a mano de obra no era consecuente con la realidad del tipo de trabajo que se realiza, ya que en promedio los montos de mano de obra pagados a nuestras contratistas se encontraban por debajo del 5% del costo total de la instalación.

En tal sentido se revisaron todas las cuentas DTRMB (Transformadores) de las planillas CC 2010-2013, en las cuales se tenía un reconocimiento de solo 80% para mano de obra y 100% para el resto de los parámetros y determinamos el monto dejado de reconocer por este concepto el cual detallamos a continuación:

Transformadores	2010	2011	2012	2013	TOTAL (Miles)
Inversión no reconocida	408	17	43	50	518

En igual sentido se encuentran los parámetros de eficiencia de cantidades mínimas para las cuentas regulatorias de líneas, en elementos como postes y conductores. ENSA ejecuta con frecuencia extensiones de líneas aéreas en postes existentes que corresponden a repotenciación, instalación de nuevas líneas o del conductor Hendrix (Forrado) para mejorar la confiabilidad, entre otros ejemplos; también se realizan instalaciones de nuevos suministros que incluyen menos de tres postes, proyectos de instalación de postes sobre líneas existentes o extensiones de líneas menores a 50 metros, en cuyos casos se optimiza la infraestructura existente y la vida útil de los postes instalados. Se revisaron todas las cuentas DLAMT y DLABT (Líneas de Media y Baja Tensión) de las planillas CC 2010-2013, en las cuales se tenía un reconocimiento de 0% para los parámetros de "Postes y Conductores" y 100% para el resto de los parámetros y determinamos el monto dejado de reconocer por este concepto el cual detallamos a continuación:

Postes y Conductores	2010	2011	2012	2013	TOTAL (Miles)
Inversión no reconocida	84	54	162	104	405

Así como los casos anteriores; para el mismo periodo 2010-2013, también se dio una reducción por eficiencia en las inversiones por los parámetros de cantidad, metros cuadrados (m2), materiales, mano de obra, postes, conductores y precio; equivalentes a B/.12.4 millones, todo ello en función de lo determinado por ASEP en su revisión, ascendiendo el valor no reconocido en el periodo completo a 2014 a B/.30.1 millones, lo cual tuvo impactos significativos en el reconocimiento total de las inversiones y por tanto en el IMP final aprobado para el periodo 2014-2018.

Todos los activos en mención se encuentran operativos y hemos implementado su entrada en operación y ejecutado los mantenimientos respectivos, de tal forma que nos ponemos a su entera disposición para programar las inspecciones que estimen necesarias para efectos de obtener un mejor reconocimiento de esa infraestructura.”

Tal como lo manifestamos en la conclusión de la precitada nota, todos los activos en mención se encuentran operativos y hemos ejecutado los mantenimientos respectivos, de tal forma que, pedimos la revisión de dichos archivos y del reconocimiento histórico incorporado en la Base de Capital.

V- Con relación al punto 2, literal a, sobre “Base de capital a junio 2018”, sub-numeral (3) sobre “Criterios para Análisis de Eficiencia de las Inversiones”, en la página 33, presentamos nuestros comentarios de la siguiente manera:

Para el punto 3.a. Coeficiente de Asimetría por calidad de información, de acuerdo con lo indicado en la revisión del IMP 2014-2018, en la página 55, observamos que se estableció lo siguiente: *“Este factor solamente es empleado en el caso que la información registrada por las empresas, en rubros relevantes, no sea suficiente para hacer un análisis de razonabilidad mínimo de la misma”*, lo cual se constituye como un precedente para la revisión de los criterios de eficiencia para las inversiones realizadas en dicho periodo, por tal razón **no debería aplicarse el criterio de asimetría, en bloque a todos los archivos de red pues la mayoría de los proyectos tienen su información bien definida y estructurada**, de modo tal que, su análisis con los otros factores de eficiencia se puede realizar sin ninguna dificultad, contrario a lo indicado en la consulta respecto a que *“esto sumado a la gran cantidad de requerimientos realizados para obtener información fundamentalmente relacionada con los costos de las obras, con respuesta totalmente insuficiente por parte de la distribuidora”*, por lo que este factor de asimetría **solo debe aplicarse a las cuentas que lo requieran por falta de información.**

Adicionalmente, ENSA ha venido trabajando la herramienta de validación de los archivos de red, en conjunto con la ASEP desde el año 2015, periodo en el cual se han realizado cuatro (4) ajustes a esta herramienta de validación, por inconsistencias detectadas por ENSA, que fueron notificadas oportunamente a la ASEP mediante correos, reuniones y notas formales como, por ejemplo: notas DME-215-15 del 01 de julio de 2015 y DME-161-16 del 29 de abril de 2016.

También entregamos mediante nota VPPM-119-18 del 25 de abril de 2018 (que transcribimos a continuación) toda la información solicitada por el Regulador en reunión celebrada el 22 de marzo de 2018, a petición de los consultores de ASEP, además,

posteriormente, se siguieron realizando reuniones explicativas sobre los informes entregados y archivos de red, cada uno de ellos con información precisa de los proyectos.

“Licenciado

Roberto Meana Meléndez

Administrador General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Ciudad

Estimado Licenciado Meana:

En atención a lo solicitado en la reunión conjunta sostenida con su equipo de trabajo y los consultores de la ASEP el día 22 de marzo del 2018 para la determinación del IMP del periodo 2018-2022, tenemos a bien presentar la siguiente información en disco compacto (CD), correspondiente a los proyectos especiales definidos en el IMP 2014-2018, los cuales están ejecutados o en proceso de ejecución durante el presente semestre, incluyendo los proyectos de reemplazo que fueron informados oportunamente a la ASEP y algunos que habían sido remitidos previamente, tal como se indica en la columna de observaciones:

Código de Proyecto Asignado	Nombre de Proyecto	Observaciones
Proyecto 001	Milla 8 - Chilibre	✓ Informe adjunto.
Proyecto 002	LATs Cost a del Este	✓ Informe entregado a la ASEP el día 16 de marzo del 2018, mediante Anexo A en la nota VPPM-076-18. ✓ Informe de Repotenciación de Líneas 115-28 y 115-29.
Proyecto 003	Vía a Chepo	✓ Informe Adjunto.
Proyecto 004	Otros Proyectos Especiales que Asep Considere	✓ Informe Adjunto.
Proyecto 005	Proyectos Especiales Corredores	✓ Informe Adjunto.
Proyecto 006	Crecimiento Vegetativo	✓ Informe Adjunto. ✓ Anexo A-Estructura de Costos.
Proyecto 007	Expansión S/E Santa María	✓ Informe entregado a la ASEP el día 15 de diciembre del 2017, mediante la nota VPPM-417-17. ✓ Informe de Terreno para la SE Santa María.
Código de Proyecto Asignado	Nombre de Proyecto	Observaciones
Proyecto 008	Expansión Colon	✓ Informe Expansión SE France Field Etapa I y II. ✓ Informe de Mejoras y Construcción de muro en la SE María Chiquita
Proyecto 009	Nueva S/E 24 de diciembre	✓ Informe entregado a la ASEP el día 15 de diciembre del 2017, mediante la nota VPPM-417-17. ✓ Informe de Terreno para la SE 24 de diciembre.
Proyecto 010	Reemplazo TX9 S/E BLM	✓ Informe Adjunto.
Proyecto 011	Soterramiento Ave de la Paz y otros	✓ Proyecto Suspendido por la ASEP, Nota DSAN-1468-17.
Proyecto 012	Medición Inteligente	✓ Informe Adjunto.
Proyecto 013	Expansión S/E Tinajitas	✓ De acuerdo a lo indicado en la nota VPPM-027-18 enviada a la ASEP el día 01 de

Quedamos prestos a su atención para atender cualquier aclaración que requieran al respecto o a reunirnos para explicar el detalle de la información entregada.

Atentamente,

Mario Naranjo

Vicepresidente de Planeación y Mercados

Adjunto: Lo indicado.”

Igualmente observamos que las diferencias que menciona el Regulador, con respecto a lo adjudicado -vs- lo declarado en las obras no son las correctas, y esto es así toda vez que, en los casos citados de las obras auditadas en el **Anexo V, ASEP solo contempló el análisis de uno de los aspectos contratados para la ejecución de las obras (por ejemplo: costos de mano de obra) en lugar del costo total del proyecto.**

Dentro de este punto y para un mejor orden de las ideas, traemos en este espacio, las consideraciones que tenemos al Anexo V: Auditoría de Obras Seleccionadas, visto en la página 127 de la Consulta, detallando nuestras consideraciones a cada proyecto citado por ASEP y que refleja la forma en que han revisado y evaluado la información remitida en diferentes informes por parte de ENSA como soporte a las inversiones realizadas en el periodo, así:

- Proyecto 1 **“Poblado Isla Pedro González”**: En esta parte observamos que la ASEP realizó la comparación del costo total del proyecto \$247,640.92 -vs- el costo de \$76,532.82 definido en la adjudicación indicada en la nota N-VSS-DC-603-2016. Debemos indicar que la comparación no es correcta debido a que dicha adjudicación es solo para los servicios de mano de obra, tal como se detalla claramente en el informe del proyecto enviado a la ASEP mediante la nota **VPPM-417-17** (incluida a continuación) el día 15 de diciembre del 2017, la cual tenía como anexo el informe detallado, entre otros, de este proyecto. En tal sentido, el proyecto tuvo una desviación aproximada real de 9.6% ya que su presupuesto estimado para la ejecución fue de \$226,050.00 y no es cierto que se tenga *“desviación del orden de 3.2 veces mayor que el presupuesto”* como lo establece ASEP en este punto.

*“Licenciado
Roberto Meana M.
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
Ciudad*

Estimado Licenciado Meana:

En atención a la nota DSAN-3382-2017 recibida en nuestras oficinas el día 15 de noviembre, se adjunta la siguiente información de acuerdo a lo solicitado:

1. Información	Observación
1. Manual de costos con detalle de instalaciones constructivas típicas.	Los costos enviados incluyen una estimación de materiales y mano de obra.
2. Detalle de obras adicionales (inversiones distribución y AP) previstas en el IMP 2014-2018. Grado de ejecución de las mismas.	Esta información fue solicitada en la nota DSAN-2910-17 , la cual fue atendida mediante la nota VPPM-375-17 . Se envía nuevamente la información. Se detallan los proyectos especiales del IMP y su porcentaje de avance a la fecha.
3. Previsión de obras (inversiones) a realizar en el segundo semestre de 2017 y primer semestre de 2018, cuya fecha de entrada en servicio sea en el periodo tarifario vigente.	Se incluyen las proyecciones de capitalización de inversiones por unidad de negocio.
4. Balance Regulatorio interino (provisorio) del año 2017, a presentarse en enero de 2018.	Proyección de cierre a 2017.
5. Estado Financiero interino del año 2017.	Proyección de cierre a 2017.
6. Previsiones de crecimiento de Generación Distribuida renovable y Autoconsumo.	Proyección de crecimiento de GDR al año 2040.
8. Detalle de equipamiento de medición a clientes (Tarifas BTD, MTD, ATD, BTH, MTH) disponible en la empresa con capacidad de medición de parámetros (potencia y energía) por banda horaria y adicionalmente aquellos que disponen con capacidad de registro de perfil de carga (con periodos de 15 minutos).	Se detalla la cantidad de equipos por tarifa y capacidad de medición.
9. Curvas de carga con periodos de 15 minutos de una muestra de clientes.	Esta información fue solicitada en la nota DSAN-2357-17 , la cual fue atendida mediante la nota VPPM-361-17 . Se envía nuevamente la información.
10. Información detallada desde el proceso de licitación hasta la adjudicación de 5 obras de diversa magnitud a elección por la distribuidora. En una etapa posterior se le solicitaran otras obras a elección del consultor.	Se incluyen 6 informes de proyectos de diferentes alcances que se encuentran energizados en distintas áreas de la concesión de ENSA.

Para atender el punto 7 de la nota DSAN-3382-17, que hace referencia a la información necesaria para la generación de las planillas CC con el detalle requerido, queremos comunicarle que, actualmente nos encontramos actualizando la información de los archivos de red (SRUC) con el código de proyecto de los años 2014, 2015 y 2016, por lo cual le solicitamos nos permita realizar su entrega el 15 de enero del 2018.

Sin más por el momento, quedamos atentos.

Atentamente,

Mario Naranjo
Vicepresidente de Planeación y Mercados"

El informe citado en dicha nota incluía el siguiente aparte con la información del costo estimado del proyecto que involucraba los servicios de mano de obra, suministro de materiales y costos indirectos, lo cual evidencia lo que estamos planteando en términos de errores de comparación:

4 ALCANCE DEL PROYECTO Y ESTIMACION DE COSTOS

El proyecto involucro la instalación y puesta en servicio de los siguientes activos eléctricos:

- 1.2 km de tendido eléctrico de media tensión (7.6 kV)
- 2.08 km de red de baja tensión (120-240 V)
- 7 transformadores convencionales de distribución (7.6 kV / 120-240 V)
- 62 luminarias de Alta Presión de Sodio (HPS) de 100 W de capacidad.

El presupuesto estimado para la ejecución de dicho proyecto fue de **B/. 226,050.**, monto que involucraba los servicios de mano de obra, suministro de materiales y costos indirectos (transporte marítimo, estadía y alimentación del personal técnico idóneo), dando como resultado una inversión de **B/ 807.32** por habitante. |

De igual manera, y tal como se hizo con la mayoría de los proyectos en la información publicada en la Consulta se aplicó un coeficiente de 0.9 por asimetría; sin embargo, en la cuenta regulatoria AINAP, las cantidades de luminarias se encuentran identificadas en el archivo de red de Alumbrado, por tal razón no se debe aplicar coeficiente de asimetría sino el resultado de la revisión completa del proyecto.

En otro punto, la cuenta regulatoria CEQOT-Otros Equipos de Comercialización, no se encuentra asociada a ningún elemento de red de acuerdo al Anexo A de la Resolución AN No.11547-elec, por tal razón tampoco se debe aplicar el coeficiente de asimetría; en la cuenta regulatoria DLAMT-13.8 – Líneas Aéreas de Media Tensión 13.8 Kv, más del 85% del conductor es de tipo cable protegido o forrado por lo cual la inversión declarada en esta cuenta es alta si lo comparamos con los otros tipos de conductores, **pero mejoran positivamente la confiabilidad de los circuitos en donde es instalado;** y los transformadores asociados a este proyecto en la cuenta regulatoria DTRMB-13.8 - Centro de transformación 13,8 kV / BT, se encuentran asociados a los elementos de red Transformador MTBT y Centro de Transformación ATMT, por tal razón no se debe aplicar coeficiente de asimetría.

Este proyecto también se incluyó en forma detallada en el informe "Proyecto 016 Electrificación Rural" enviado a la ASEP mediante nota VPPM-119-18, el día 26 de abril de 2018.

- Proyecto 2: "**Extensión de línea subterránea de los proyectos Línea 1 del metro y Centro Comercial Los Andes**". En este caso, la ASEP realiza la comparación del costo total de proyecto \$2,181,842 con el costo de \$951,277 de la adjudicación indicada en el informe del proyecto para el componente de servicios de obras civiles, en lugar de comparar contra el valor total del mismo, tal como se detalla claramente en el informe adjunto enviado a la ASEP mediante la nota VPPM-106-18 el día 04 de abril del 2017.

"Licenciado

Roberto Meana M.

Administrador General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Ciudad

Estimado Licenciado Meana:

En atención a las notas DSAN-0671-2018 y DSAN-0850-2018 recibidas en nuestras oficinas el día 19 de marzo y 03 de abril respectivamente y en la cual se solicita información

detallada desde el proceso de licitación hasta la adjudicación de proyectos declarados en las planillas CC, se adjunta información de los siguientes proyectos:

NO PROYECTO	NOMBRE PROYECTO
C-5-10-2012-0001-11-36-CC	NUEVO SISTEMA COMERCIAL
C-5-10-2009-0001-11-31-VQ	EQUIPOS DE INFORMATICA/MAXIMO
C-20-2013-000241-11-58-PA	MAX M RED (P&C) C MEN 2013 PA
C-1-20-2013-0001-11-10-JL	Vigaducto Metro CC Los Andes
C-1-20-2014-0001-11-54-JL	Salidas circuitos S/E 24D
C-20-2014-000241-11-58-PA	MAX M RED (P&C) C MEN 2014 PA
Proyecto 018	Reemplaza Integración del Darién

Adicional, la información solicitada referente a los estados financieros y los balances regulatorios preliminares no auditados correspondientes al año 2017 fueron entregados en las oficinas de la ASEP el día 13 de marzo del 2018 mediante la nota VPPM-077-18.

Esperamos con esta información completar el requerimiento de ASEP sobre los proyectos indicados por la ASEP.

Sin más por el momento, quedamos atentos.

Atentamente,

Mario Naranjo
Vicepresidente de Planeación y Mercados"

El informe citado en dicha nota incluía el siguiente aparte con la información del costo de adjudicación solo para las obras civiles y eléctricas, además del costo total del proyecto, lo cual muestra lo que estamos planteando en términos de errores de comparación:

PROCESO DE LICITACION

A. Servicios de Obras Civiles Y Eléctricas para la Extensión de Línea Subterránea para los proyectos Línea 1 del Metro y Centro Comercial Los Andes

El Proyecto inicia con el proceso de licitación **No. GALC-SC-DC-009-2013**, para los Servicios de Obras Civiles para la Extensión de Línea Subterránea para los proyectos Línea 1 del Metro y Centro Comercial Los Andes.

1. Invitación de Proponentes:

1. CONELSA
2. DYCO

3. INGELMEC
4. REMOSA
5. SERVICIOS ALBERTO PEREZ, S.A

Estas empresas participaron previamente de una reunión de homologación de aspectos técnicos y aclaración de inquietudes relacionadas al proyecto.

2. Evaluación Técnica y Factor Habilitador

El proceso de licitación estuvo ponderado en dos aspectos con un porcentaje (%) previamente definido para cada uno de ellos, los cuales fueron:

- Evaluación Técnica (70%)
- Precio Ofertado (30%)

El aspecto "precio" tenía un factor habilitador asociado a la evaluación técnica, el cual involucraba sacar un resultado igual o superior al setenta (70) % para poder ser considerada su oferta económica.

Para efectos de las evaluaciones técnicas, se presentaron empresas cuatro (4) empresas, redactadas a continuación:

1. CONELSA
2. DYCO
3. INGELMEC
4. REMOSA

3. Evaluación Económica

Posterior a los procesos descritos se revisaron los precios ofertados por los cuatro proponentes que superaron el factor habilitador, con el objetivo de generar la evaluación global (técnica + económica), dando como resultado, la adjudicación del proyecto a la compañía **INGELMEC**.

PROPONENTE	OFERTA (B./.)	PUNTAJE ECONOMICO (30%)	PUNTAJE TECNICO (70%)	PUNTAJE TOTAL
INGELMEC	B/. 951,277	100%	90%	93%
REMOSEA	B/. 1,442,301	66%	94%	85%
DYCO	B/. 1,062,504	90%	78%	81%
CONELSA	B/. 1,591,586	60%	88%	79%

4. Adjudicación y Firma Contrato.

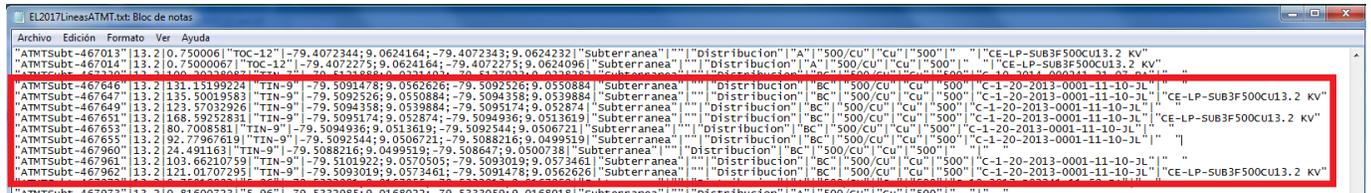
Se negocia con INGELMEC y se suscribe el Contrato GALC-DC-044-2013 para los Servicios de Obras Civiles para la Extensión de Línea Subterránea para los proyectos Línea 1 del Metro y Centro Comercial Los Andes.

COSTOS FINALES-ESTRUCTURA DE CUENTAS DEL PROYECTO

NO_PROYECTO	NOMBRE_PROYECTO CUENTA	2014	2015	Total General
C-1-20-2013-0001-11-10-JL		2,144,961	36,882	2,181,842
	Vigaducto Metro CC Los Andes			
	DLSMT-13.8	2,038,193	37,708	2,075,901
	DTRAM-115	106,768	-827	105,941
Total General		2,144,961	36,882	2,181,842

En la cuenta regulatoria **DLSMT-13.8** – Líneas Subterráneas de Media Tensión 13.8 Kv, de este proyecto se aplicó el factor de asimetría de 0.9, sin embargo, consideramos que no es correcto por lo establecido en su definición como se muestra a continuación, ya que este proyecto tiene su asociación correspondiente con el archivo de red de Líneas ATMT 2017 en la cual se visualiza la información requerida de las características de sus conductores. Adicionalmente, en esta misma cuenta regulatoria también están incluidos los costos asociados a las obras

civiles como: las cámaras subterráneas y vigaductos, los cuales elevan el costo de esta cuenta regulatoria en comparación con otros proyectos que se instalan en infraestructura civil existente.

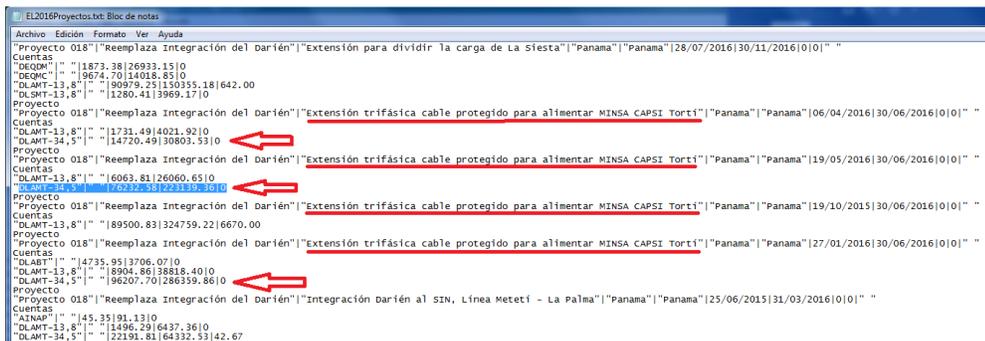


- Proyecto 3: **“Proyecto 018 – Proyectos que reemplazan al proyecto Integración del Darién”**. Este proyecto es un proyecto macro que está conformado por varios subproyectos, los cuales se incluyeron en el informe de los proyectos del IMP enviado a la ASEP mediante la misma nota VPPM-119-18, citada anteriormente. Dentro de este informe se encuentra la descripción de todos los subproyectos con sus respectivas cuentas regulatorias y sus montos de inversión asociados.

Al igual que se mencionó anteriormente, esta información se entregó de manera detallada de acuerdo con lo solicitado por los consultores de la ASEP en reunión el día 22 de marzo del 2018, y **a prácticamente todos estos subproyectos se le aplicó el factor de asimetría de 0.90, a pesar de que la información se entregó completa y oportunamente**, tal como se muestra en el extracto a continuación:

Subproyecto 1: **“Extensión de cable protegido Agua Fría-Tortí”**, que tiene el monto \$727,464 para la cuenta regulatoria DLAMT 34.5 kV se encuentra bien definido en el archivo “Proyectos.txt” del año 2016, remitido al Regulador tal como se muestra a continuación, sin embargo, de acuerdo con lo transcrito en la Consulta, el Regulador solo tomó unos de los tres montos que conforman el subproyecto para efectos de la comparación:

Adicionalmente, al revisar el sub proyecto 1: Extensión de cable protegido Agua Fría – Tortí, en el elemento: Integración Darién al SIN, Línea Santa Fe – Metetí se observa una diferencia entre los B/. 45.524 (que coinciden con lo reportado en la planilla CC), con respecto al valor totalizado de B/. 727,464 (años 2016 y 2017) lo cual eleva de sobremanera el total del monto, debido a este sub proyecto cuyo monto total es de B/. 3,047,941.53.



```

EL2016Proyectos.txt: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
"Proyecto 018"|"Reemplaza Integración del Darién"|"Extensión par
Cuentas
"DEQD"|" " |1873.38|26933.15|0
"DEQD"|" " |9674.70|144018.85|0
"DLAMT-13,8"|" " |90979.25|150355.18|642.00
"DLAMT-13,8"|" " |1280.41|3969.17|0
Proyecto
"Proyecto 018"|"Reemplaza Integración del Darién"|"Extensión tri
Cuentas
"DLAMT-13,8"|" " |1731.49|4021.92|0
"DLAMT-34,5"|" " |14720.49|30803.53|0
Proyecto
"Proyecto 018"|"Reemplaza Integración del Darién"|"Extensión tri
Cuentas
"DLAMT-13,8"|" " |6063.81|26060.65|0
"DLAMT-34,5"|" " |176232.58|2223130.36|0
Proyecto
"Proyecto 018"|"Reemplaza Integración del Darién"|"Extensión tri
Cuentas
"DLAMT-13,8"|" " |89500.83|324759.22|6670.00
Proyecto
"Proyecto 018"|"Reemplaza Integración del Darién"|"Extensión tri
Cuentas
"DLAMT"|" " |4735.95|3706.07|0
"DLAMT-13,8"|" " |8904.86|38818.40|0
"DLAMT-34,5"|" " |96207.70|286359.86|0
Proyecto
"Proyecto 018"|"Reemplaza Integración del Darién"|"Integración D
Cuentas
"AINAP"|" " |45.35|91.13|0
"DLAMT-13,8"|" " |1496.29|6437.36|0
"DLAMT-34,5"|" " |22191.81|64332.53|42.67

```

De igual forma se encuentra en las planillas CC_ENSA_2016 adjuntas a la Consulta:

Concepto	Cant	Longitud	Soporte	Nombre Proyecto	Código Proyecto	Costo Total	ATR	AE	Coeficiente Eficiencia	Costo Eficiente
Lineas aereas MT 34 Skv	0.00	32603.98	1378.00	Reemplaza Integración del Darién	Proyecto 018	135,279.64	0.00	0.00	1.00	135,279.64
Lineas aereas MT 34 Skv	0.00	32603.98	1378.00	Reemplaza Integración del Darién	Proyecto 018	382,567.56	0.00	0.00	1.00	382,567.56
Lineas aereas MT 34 Skv	0.00	32603.98	1378.00	Reemplaza Integración del Darién	Proyecto 018	73,471.08	0.00	0.00	1.00	73,471.08
Lineas aereas MT 34 Skv	0.00	32603.98	1378.00	Reemplaza Integración del Darién	Proyecto 018	44,249.01	0.00	0.00	1.00	44,249.01
Lineas aereas MT 34 Skv	0.00	32603.98	1378.00	Reemplaza Integración del Darién	Proyecto 018	267,665.87	0.00	0.00	1.00	267,665.87
Lineas aereas MT 34 Skv	0.00	32603.98	1378.00	Reemplaza Integración del Darién	Proyecto 018	45,524.02	0.00	0.00	1.00	45,524.02
Lineas aereas MT 34 Skv	0.00	32603.98	1378.00	Reemplaza Integración del Darién	Proyecto 018	299,371.94	0.00	0.00	1.00	299,371.94
Lineas aereas MT 34 Skv	0.00	32603.98	1378.00	Reemplaza Integración del Darién	Proyecto 018	86,567.01	0.00	0.00	1.00	86,567.01
Lineas aereas MT 34 Skv	0.00	32603.98	1378.00	Reemplaza Integración del Darién	Proyecto 018	2,344.25	0.00	0.00	1.00	2,344.25
Lineas aereas MT 34 Skv	0.00	32603.98	1378.00	Reemplaza Integración del Darién	Proyecto 018	155,855.57	0.00	0.00	1.00	155,855.57
Lineas aereas MT 34 Skv	0.00	32603.98	1378.00	Reemplaza Integración del Darién	Proyecto 018	81,288.87	0.00	0.00	1.00	81,288.87
						1,574,184.82	0.00	0.00	11.00	1,574,184.82

También se encuentra identificado el subproyecto completo, en el archivo de líneas ATMT en formato .txt, enviado a la ASEP el día 12 de abril de 2018, con la nota VPPM-112-18 (cuyo contenido incluimos a continuación), bajo el nivel de tensión 34.5 kV y cable protegido, como se muestra a continuación:

"Licenciado
Roberto Meana M.
 Administrador General
 Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
 Ciudad

Estimado Licenciado Meana:

En cumplimiento de la Resolución AN No.6133-Elec., del 6 de mayo de 2013, por la cual se aprueba la modificación al apéndice D y E del Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el Sector Eléctrico y la entrega de información de la red, adjuntamos los Informes correspondientes a la descripción de toda la Red de distribución de ENSA con los elementos del sistema hasta el 31 de diciembre del 2017.

Los archivos de red adjuntos correspondientes a la red 2017, son los siguientes:

1. Propiedades
2. LineasATMT
3. Soportes ATMT
4. Soporte BT
5. SE_ATMT
6. CT_MTBT
7. Transformadores ATMT
8. Transformadores MTBT
9. SwitchMT
10. Capacitor
11. Regulador
12. LineasBT
13. Alumbrado
14. Puntos de Entrega
15. Acometidas
16. Medidores
17. Estructuras
18. Proyectos
19. Retiros
20. SwitchBT
21. BS-01

Respecto a los archivos enviados tenemos las siguientes observaciones:

- ✓ **Ducto:** Este elemento de red se introduce por primera vez en julio 2017 por la ASEP mediante la nota DSAN-2196-17 como parte a las modificaciones realizadas en la herramienta informática de reporte de inversiones y luego incluido en el Manual Regulatorio de Adiciones y Retiros que fue aprobado en la resolución AN No. 11547-Elec de agosto del 2017. Dado que ENSA no incluía este elemento en su GIS, en estos momentos nos encontramos en las evaluaciones y levantamiento de requerimientos para lograr ingresar estos datos y generar estos archivos desde nuestros sistemas, por tal razón no se presentan relaciones de los proyectos con elementos de nuestra red como vigaductos, barras, etc., aunque los montos asociados si hacen parte del archivo de proyecto.

En la revisión de los archivos de red en cuanto a la asociación de los códigos de proyectos tenemos a bien indicar lo siguiente:

- ✓ Los archivos de medidores y acometidas no tienen códigos de proyectos asociados debido a que los mismos son capitalizados en proyectos tipo bolsa y en nuestro sistema GIS no existe una relación entre la cuenta NAC del cliente y el código de proyecto.
- ✓ Las cuentas Regulatorias CMESM (Equipos de Medida SMEC) y CEQOT (Otros Equipos del Sistema de Comercialización), de acuerdo con el Anexo II de la resolución AN 11547-Elec, Modificación al Apéndice E, no establece la relación de estas cuentas con algún archivo de red.
- ✓ Se identificaron elementos de red en alta tensión como torres, banco de baterías, reloj de relevador, cuchillas, banco de capacitores, etc., que no se pueden asociar con los archivos de red de alta tensión debido a que los existentes solo atienden a transformadores y subestaciones, se requiere que la ASEP indique como se deben reportar estos elementos.

Sin más por el momento, quedamos atentos a su registro.

Atentamente,

Marianela Herrera
Gerente de Regulación y Mercados

Adjunto lo indicado."

En el anexo de la nota se incluyó el siguiente Archivo .txt de líneas aéreas ATMT que contenía el siguiente aparte:

ATMTAerea-	34.5	50.0001967	210 -78.191533;8	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	50.0000036	210 -78.1911776;	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	49.9999657	210 -78.1910678;	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	50.0002209	210 -78.191005;8	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	49.9999326	210 -78.1909197;	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	49.9999361	210 -78.1908206;	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	50.0001704	210 -78.1907195;	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	49.9998584	210 -78.1906198;	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	49.9997233	210 -78.1905212;	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	50.0000383	210 -78.1904077;	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	50.0000791	210 -78.1903131;	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	50.0000284	210 -78.1902101;	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	50.0000554	210 -78.1901185;	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	49.9998597	210 -78.1967067;	Aerea Compacta	Cable Protegido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV
ATMTAerea-	34.5	50.0001658	210 -78.1899226;	Aerea Comoacta	Cable Proteaido	Distribucion	ABC	477/AAC	ACSR	Proyecto 018	CE-LP-ACO3F477AL34.5KV

Todo lo anterior, sirve de evidencia para demostrar que **ENSA cumplió con la entrega de la información requerida por los consultores de la ASEP, específicamente, la información de los proyectos bajo la forma y estructura de lo establecido en el Anexo A de las Resoluciones AN No.6133-elec y AN No.11547-elec,** y adicionalmente, entregó informes detallados de los proyectos especiales definidos en el IMP, realizó reuniones en las oficinas de ASEP y todas las correcciones y aclaraciones de los proyectos solicitados, por lo cual **se debería reconocer el 100% bajo este factor de asimetría.**

Le solicitamos al Regulador que se reconozca el 100% para este periodo, de todos los proyectos en los cuales se entregó un informe especial, ya que los mismos se encuentran energizados y operativos en campo, y también se realizó un esfuerzo adicional para el levantamiento de estos informes. Por otro lado, que se establezca un formato especial que contenga la información que requiere la ASEP para la entrega de este tipo de reportes para el siguiente periodo **de modo tal que las reglas del juego estén claras y no se realicen descuentos por falta de información.**

Continuando con el literal a, sobre el criterio de asimetría, observamos que durante el proceso de análisis de los datos procesados por ASEP, para el año 2017 **NO se utilizó la versión final del archivo de "Proyectos" dentro del bloque de archivos de red enviado el 12 de abril de 2018 mediante la nota VPPM-112-18, citada anteriormente.**

Es importante recordar que, por solicitud de la ASEP, se entregaron una serie de 20 informes para los proyectos especiales del IMP, en los cuales se sustentó el alcance y detalle de cada uno de los proyectos contenidos mediante la precitada nota VPPM-119-18 el 25 de abril del 2018. En este mismo sentido, y a solicitud de ASEP, con el fin de facilitar la identificación de los proyectos del periodo 2014-2018, se reemplazaron los códigos de proyectos, con los cuales ENSA típicamente realiza la asignación de los códigos de sus inversiones, con un código de tres dígitos (en un rango de 001 a 020) y la información relacionada con cada uno de estos proyectos fue renombrada en los archivos de red y reportes financieros. Por esto, es indispensable utilizar la última versión de los archivos, con el fin de que se pueda realizar los análisis de eficiencia sin errores. **Dentro de este rubro actualmente están siendo excluidas del reconocimiento registros valorados en \$11,5 Millones, solo como ejemplo, para el archivo de línea DLAMT 13-8 del año 2017, por lo cual solicitamos que se revise**

detalladamente toda la información que ha sido entregada previamente por ENSA.

Según la Resolución AN No.11547-elec, en su anexo II "Guía para la asignación de los costos de las estructuras a las cuentas contables respectivas", **existen cuentas regulatorias que no tienen definido un archivo de red para aproximar el valor del proyecto con los elementos de distribución; por tal motivo, no se les debe aplicar el factor de asimetría;** sin embargo, inversiones declaradas bajo la cuenta regulatoria CEQOT-Otros equipos de Comercialización, como ejemplo, tienen aplicado este descuento y no se está reconociendo el total de la inversión.

Para el punto 3.b. relacionado con el Coeficiente de Asimetría por variación en costo por m², aplicado a las cuentas regulatorias de Propiedad y Planta consideramos que, no es correcto que se aplique el factor de asimetría a todas en bloque, debido a que la gran mayoría de los proyectos están relacionados con el archivo de red de "Propiedades" y cuentan con la información precisa para su análisis; por otro lado, los precios del m² en Panamá son variables para cada ubicación, tipo de construcción, destinación de uso y equipamiento, y los más altos de éstos se concentran en el área metropolitana de Panamá, donde ENSA mantiene la mayor parte de su operación, por lo cual no debe aplicarse un descuento por este motivo.

Para el punto 3.c. relacionado con el Coeficiente de Asimetría en proyectos de líneas AT y Subestaciones, es importante señalar que para efectos de los proyectos de alta tensión y subestaciones los mismos solo poseen relacionamiento con los archivos de red de "líneas", "transformadores" y "subestaciones", como se establece en el anexo A de la Resolución AN No.11547-elec precitada; sin embargo, dada la naturaleza de cada proyecto, en función de variables como su configuración, ubicación o tecnología, existen muchos otros componentes que aumentan los costos de estas tres categorías (cuentas regulatorias) al no poseer las mismas un archivo de red específico como, por ejemplo, las variaciones de costos que puedan existir de los siguientes rubros:

- Ingeniería y diseños
- Instalación de Interruptores de 115 kV ó 230 kV
- Cuchillas seccionadoras
- Re-cerradores
- Confección de Terminales de cables en 115 kV y soportes de fibras en canaletas
- Barra de 115 kV ó 230 kV
- Montaje de Transformadores de voltaje tipo capacitivo.
- Pararrayos de 115 kV
- Herrajes, estructuras y otros soportes
- Sistema de puesta a tierra (materiales y repuestos)
- Sistema de protección, control, registro y comunicación
- Sistema de alumbrado
- Conductores (Potencia reducida y control)

- Equipos de maniobra blindados
- Instrumentos de control y comunicación
- Modificaciones civiles para una nueva entrada de acceso a la subestación
- Tina de contención
- Base de transformador
- Base para elementos (cuchillas, transformadores de potencia, de corriente, etc.)
- Administración y supervisión

Es importante reconocer que entre las obras realizadas hay proyectos de diferente complejidad; por ejemplo, subestaciones nuevas, expansión de existentes, o bien reposición de activos sobre infraestructura existente, por lo cual pueden requerir costos variables para la instalación de un mismo tipo de activo principal (línea, transformador, subestación), razón por la que no se debe esperar que los costos unitarios sean similares, sino por el contrario revisar el detalle específico de cada proyecto por separado.

Esta información detallada ha sido enviada a la ASEP en varias ocasiones, siendo la última mediante la nota VPPM 112-18, comentada anteriormente, sobre lo que vale la pena destacar que en la revisión los activos categorizados dentro de las cuentas regulatorias, los mismos están relacionados adecuadamente a sus elementos de red.

Por otro lado deseamos añadir que, dentro del periodo de corrección que otorgó la ASEP mediante reunión del día 26 de junio del 2018, en relación a los proyectos que no estaban relacionados, **los ajustes solicitados se enviaron oportunamente mediante notas VPPM-221/226/229-18, las cuales no fueron tomadas en cuenta para esta consulta**, y por tal razón consideramos que no se debe aplicar el coeficiente de asimetría para estas cuentas regulatorias, en ese sentido solicitamos que el reconocimiento de estas cuentas regulatorias sea del 100%.

Para el punto 3.e. relacionado con el Coeficiente de Asimetría Transformadores, es importante señalar que en reiteradas ocasiones hemos solicitado a la ASEP, por correo y en reuniones, que nos informen sobre el alcance y los componentes de los costos internacionales y se nos aclare qué elementos se incluyen en el precio que se usa como referencia, ya que las características constructivas son muy variables y no se tiene claro si se toman en cuenta los accesorios o el tipo de conexión entre otras variables. Por lo que para este caso nuestra consulta iría dirigida a saber el tipo de configuración y accesorios incluidos en los precios de referencia tanto para la categoría de transformadores como para el resto de los elementos de red, y en su defecto, al no estar esta información disponible para la referencia, **no debería acotarse la asimetría por no estar claro el criterio de comparación y el reconocimiento debe ser del 100%.**

Igualmente consideramos que, si la información presentada en los archivos de red está completa y relacionada de modo tal que se puede realizar el análisis de precio internacional bajo las mismas características de los elementos, solo debería aplicarse el factor de precio, y si fuera el caso que la ASEP no cuente con un precio internacional con que comparar también se otorgue el 100% de la inversión y no se aplique 0.9 de asimetría a todos los proyectos.

En el punto 3.f. relacionado con el Coeficiente de Asimetría Alumbrado público, es de esperar que existan diferencias en los precios unitarios debido al tipo de proyecto que se realiza, por ejemplo: proyecto exclusivo de alumbrado con tendido de baja tensión y poste o instalación de luminarias sobre infraestructura existente (solo luminaria), entre otros.

En la cuenta regulatoria de AINAP se incluyen el costo de todos los activos del proyecto cuando el mismo es exclusivo, tal como se solicita en la hoja No. 9 del Anexo A de la Resolución AN No. 6133-elec, mientras que en los demás proyectos que se comparten con el sistema de distribución solo se incluye el costo de las luminarias en estas cuentas; por tal razón, algunos proyectos tienen precios unitarios más altos que otros. Inclusive, dentro de los proyectos de alumbrado con infraestructura exclusiva es de esperar que existan diferencias importantes entre ellos ya que es posible que complejidades en la excavación para la fundación del poste (excavación en roca), el desarrollo de red de media tensión, tendidos aéreos o subterráneos, también pueden agregar a tener costos unitarios dispares. En este sentido, el primer paso para revisar las variaciones de costos entre los proyectos de alumbrado debe ser revisar en los archivos de red la cantidad de activos que incluye (postes, transformadores, líneas MT y BT) y de ser requerido, solicitar a ENSA información específica sobre algún proyecto con costos unitarios fuera de orden de magnitud para así poder enviar los debidos sustentos.

Por otro lado, en el anexo V de la metodología para el cálculo del IMP establecido en el periodo 2014-2018, se establece que en la cuenta regulatoria de alumbrado no se aplica el factor precio y al igual que en los comentarios anteriores, consideramos que, si los proyectos se encuentran bien relacionados al archivo de red de alumbrado, se debe reconocer el 100% de la inversión y no aplicar el 90% por asimetría, a todos los proyectos en bloque.

En el punto 3.g. relacionado con el Coeficiente de Asimetría equipos especiales, en las planillas CC de los años 2014 hasta 2017 enviados por ASEP, en la cuenta regulatoria DEQDM – Equipos de Protección y Despachos de Maniobras y SCADA, se están incluyendo los capacitores y reguladores; sin embargo, **en la nota DSAN-2196-17 de la ASEP, en la cual se modifica la herramienta de validación, se indica que los capacitores y reguladores se incluyen en la cuenta regulatoria DEQMC-Equipos de Medición y Control de la Calidad del Suministro, y por ende, ENSA está realizando la agrupación en esta cuenta regulatoria siguiendo las instrucciones dadas por el Regulador, por lo cual, no deben aplicar el criterio de asimetría a este tipo de equipos.**

En el punto 3.h. relacionado con la Comparación de costos Internacionales, para los proyectos en los cuales no se tiene un costo internacional con que comparar a ENSA, en las cuentas regulatorias en las que aplica este factor, la ASEP realiza un descuento por asimetría. Consideramos que, tal como lo hemos mencionado en líneas anteriores, cuando la ASEP no cuenta con los parámetros de comparación, no debe aplicar criterio de asimetría, afectando injustamente a ENSA, y en estos casos el reconocimiento debe ser del 100% del valor de la inversión.

En el punto 3.i., relacionado con el Coeficiente de Operación y Mantenimiento, consideramos que este criterio **NO debe ser aplicado de manera general** puesto que dentro de las inversiones que realiza ENSA, por la naturaleza de alguno de las obras menores, es posible tener instalaciones con menos de dos (2) o más postes o cincuenta (50) metros de línea aérea. Adicionalmente, **consideramos que el nuevo criterio aplicado por la ASEP en este periodo tarifario de penalizar con cero reconocimientos al no cumplir con solo una de las dos condiciones, es aún más restrictivo y va en detrimento de lo aplicado en el periodo tarifario anterior**, en donde se aplicaba el coeficiente de O&M solamente a los registros que incumplían simultáneamente con las dos condiciones. Hay que reconocer que existen obras que por su naturaleza pueden no tener soportes, como por ejemplo reconducciones de líneas sobre postes existentes o instalaciones de segundos circuitos en postes existentes, lo cual por el contrario debería ser considerado como una eficiencia constructiva.

Adicionalmente, hemos hecho un análisis de los proyectos cuyo factor de eficiencia fue catalogado como cero (0) por este motivo y que tienen un debido sustento, por el tipo de obra realizada, los cuales agrupamos en las siguientes categorías y que más adelante se describen en detalle, en los cuales, solicitamos que se consideren los sustentos individuales para cada grupo con los que indicamos por qué no aplica el factor de operación y mantenimiento, sino que deben ser tratados como proyectos de inversión, a fin de que los mismos puedan ser evaluados con un reconocimiento del 100%, o bien se apliquen los coeficientes de precio internacional o asimetría de ser necesario:

- **Proyectos de Confiabilidad (58), Expansión (52) y Administración de Carga de Transformadores (73)**

Entre los proyectos que fueron penalizados sin reconocimiento está un grupo de proyectos asociados a mejoras de confiabilidad (58) desarrollados dentro del sistema de distribución cuyo alcance fue el de construir mejoras sobre la red existente (redes protegidas) con el objetivo de mejorar el desempeño de dichas infraestructuras en las zonas donde fueron ejecutados y fueron penalizados con un reconocimiento de cero (0), entendiéndose que le fue aplicado el coeficiente de O&M.

En nuestra revisión de estos proyectos encontramos que, en nuestro sistema de información geográfico, las distancias y cantidad de soportes no cuadra con las longitudes de los archivos procesados por ASEP, por lo que solicitamos que dicho listado sea revisado nuevamente con la información que les fue compartida y, considerando lo expuestos anteriormente, en términos de la no exigencia del cumplimiento simultáneo de los dos criterios de verificación (postes y conductores).

Los proyectos asociados a la expansión de red (52) tienen como objetivo realizar mejoras a la infraestructura necesaria para hacerle frente a la creciente demanda que presentan dichas zonas. Algunas de estas mejoras requieren intervenciones

cortas para la instalación de equipos y obras (ej. Instalación de cableado) que se instalan en operación sobre infraestructura existente (ej. En contacto directo sobre postes existentes) por lo que el criterio utilizado, relacionado a definir un proyecto bajo el parámetro de que las nuevas líneas, tengan que tener dos (2) o más postes castiga el no reconocimiento de las inversiones descritas con esta particularidad y no consideran que el procedimiento constructivo que estamos aplicando realmente introduce eficiencias al utilizar parte de la infraestructura existente.

Otras mejoras realizadas frecuentemente son proyectos para administrar la carga de transformadores (73), con el fin principal de brindarle un adecuado nivel de voltaje a los clientes. En este sentido, se realizan obras pequeñas para la instalación de nuevos activos en redes existentes (usualmente involucran costos altos por instalación en contacto directo e involucra cortas extensiones de red o instalación de nuevos soportes), razón por la cual las cantidades de los nuevos activos tienden a ser cantidades pequeñas, pero no por eso dejan de ser nuevas inversiones en concepto de líneas, además de lo que se cataloga como transformador. Estas inversiones son requeridas para para lograr un desempeño óptimo de la red de baja tensión y mantener el cumplimiento de las normas técnicas. Dichos proyectos parten de variables como el análisis de carga de los transformadores de MT-BT y mediciones tomadas en los puntos de servicios de clientes motivadas por actividades como el análisis de carga (transformadores sobrecargados o subutilizados), resultados la campaña de tensión, atención de reclamos, entre otras.

En el Anexo A Hoja 1, que adjuntamos a estos comentarios, incluimos los diferentes proyectos en los cuales se deben revisar los criterios de coeficiente de operación y mantenimiento aplicado, de acuerdo con lo indicado en párrafos anteriores.

- **PROYECTOS CONVENIOS DE CONSTRUCCIÓN**

En relación con los proyectos construidos bajo la modalidad de Convenios de Construcción (Cliente Construye / ENSA Construye) ejecutados bajo la Resolución No. AN-6858-Elec del 26 de diciembre de 2013, la cual indica en el CAPITULO VI.1 (GENERALIDADES) Artículo 5 lo siguiente:

"Se considera como Contribución Reembolsable el 90% del Costo Equivalente del Proyecto construido por el Promotor para el desarrollo de la Línea de Conexión y/o de la Red de Distribución requerida para el suministro eléctrico a la infraestructura del Promotor. El 10% restante del Costo Equivalente se considera como una contribución no reembolsable. Las condiciones del contrato reembolsable deberán establecerse de acuerdo a lo estipulado en este RDC.

El Costo Equivalente del Proyecto (Línea de Conexión y/o Red de Distribución), se establecerá en base a un costo típico eficiente, tomando como referencia unidades constructivas típicas."

En función de lo descrito, ENSA realiza el reconocimiento de estas obras tomado como referencia el costo equivalente del proyecto el cual se apalanca con las unidades constructivas típicas dada la naturaleza de cada trabajo. En ese sentido, como evidencia de la ejecución de una cantidad específica de estos proyectos presentamos vistas de planta georreferenciando la ubicación y alcance de alguno de ellos, por otro lado, consideramos que ENSA ha cumplido con la metodología dispuesta en la Resolución AN-6858-elect, en lo que respecta a recibir, revisar, reportar y reembolsar las inversiones realizadas por los clientes conforme esta reglamentación, por lo que solicitamos que dichos proyectos sean reconocidos en un 100%

En el Anexo A Hoja 2, que adjuntamos a estos comentarios, incluimos los diferentes proyectos en los cuales se deben revisar los criterios de coeficiente de operación y mantenimiento aplicado, de acuerdo con lo indicado en párrafos anteriores.

- **PROYECTOS ASOCIADOS A CRECIMIENTO VEGETATIVO**

Es importante reconocer que es imposible para ENSA controlar el crecimiento vegetativo de los clientes y de los sistemas de alumbrado público y que por los tiempos regulados de atención es requerido realizar inversiones, que pueden ser pequeñas, para cumplir con los tiempos regulados de atención.

Para el manejo de los clientes (06) usualmente el alcance involucra la instalación de uno o dos postes, un transformador y longitudes cortas de conductores (que inclusive pudieran ser menos de un vano típico como por ejemplo para cruzar la calle), y los elementos necesarios para poder energizar la infraestructura del cliente (ej. Seccionadores, fusibles, etc.). En ese sentido consideramos que el criterio definido de ASEP para determinar el reconocimiento de estas obras de inversión no está cubriendo dichas construcciones menores necesarias para la adhesión de nuevos clientes al sistema de distribución. Por lo anterior, solicitamos a la ASEP que realice el reconocimiento de estas inversiones con un coeficiente de 1 (100%) para lo que a continuación en la siguiente tabla los proyectos considerados bajo este criterio.

Similarmente, los proyectos asociados al crecimiento vegetativo de Alumbrado Público (02, 03) pueden presentar las mismas características descritas en el párrafo anterior con relación a su alcance, toda vez que la ejecución de este tipo de Obras generalmente provienen solicitudes de mejoras provenientes de autoridades locales, (ej. juntas comunales) o instituciones que solicitan mejorar la iluminación en zonas puntuales (ej. vereda calle) con un propósito de interés social y/o de seguridad, clientes o inclusive la propia ASEP", y las mismas pueden ser de corto alcance en media tensión y luego un desarrollo de cableado para iluminación que está considerado en otros proyectos. Dado lo descrito, solicitamos a la ASEP que realice el reconocimiento de estas inversiones con un coeficiente de 1 (100%).

En el Anexo A Hoja 3, que adjuntamos a estos comentarios, incluimos los diferentes proyectos en los cuales se deben revisar los criterios de coeficiente de operación y mantenimiento aplicado, de acuerdo con lo indicado en párrafos anteriores.

- **PROYECTOS ASOCIADOS A REPOSICIÓN DE ACTIVOS**

Sobre la red existente es necesario realizar proyectos de inversión asociados a la reposición de activos (17, 70, 47), los cuales son obras puntuales de corto alcance. ENSA identifica las mismas por zonas geográficas (generalmente por corregimiento) que tienen como objetivo garantizar una red óptima en términos de la integridad de sus componentes tales como:

- Postes
- Transformadores de Distribución
- Seccionadores
- Equipos Reguladores de voltaje
- Reconducciones sobre postes existentes
- Otros

Adicionalmente, al tratarse de inversiones sobre la red existente, muchas veces es necesario utilizar técnicas constructivas más costosas para poder realizar los trabajos sin cortar el suministro eléctrico lo cual hace que el costo unitario también sea más alto que el de una instalación 100% nueva en áreas en las que no hay tendido eléctrico como por ejemplo en nuevas barriadas.

Por otro lado, existen inversiones asociadas a red existente que se realizan dentro de zonas vulnerables a vandalismo o usuarios ilegales (48, 49) y que requieren del reemplazo de la infraestructura obsoleta por una de mayores prestaciones para hacer frente a dichas circunstancias (ej. Uso de cables concéntricos blindados), con el objetivo de normalizar redes que se volvieron inseguras por el frecuente vandalismo y reducir las pérdidas de energía.

ENSA da el manejo contable a la sustitución de activos acorde con lo estipulado en la Norma Internacional de Contabilidad NIC-16 (versión en español), la cual en el párrafo 7 establece las condiciones para su reconocimiento: existencia de beneficios económicos futuros derivados del mismo y factibilidad de determinar su costo, y reitera en el párrafo 13, que dichas condiciones son las únicas para la determinación del reconocimiento. En adición, el nuevo activo que sustituye posee además una vida útil propia y no dependiente de la vida útil del activo sustituido, lo cual debe ser considerado para el manejo de la depreciación del activo que sustituye.

Consistente con lo anterior, y para no generar duplicidad de activos, ENSA descarta el activo sustituido a la fecha en que se da la sustitución, retirándolo del rubro Propiedad, Planta y Equipo y asumiendo la depreciación que tuviese pendiente a la fecha. De este modo, ENSA asegura la aplicación correcta de la

NIC-16 y evita el posible error de reconocimiento simultáneo de dos activos: el sustituido y el que sustituye.

Se precisa igualmente que, consistente con lo estipulado en NIC-16 en su párrafo 12, otros costos en que se incurran para el cuidado o mantenimiento de los activos, ENSA los maneja contablemente como gastos de mantenimiento y no afectan el rubro Propiedad, Planta y Equipo.

En el Anexo A Hoja 4, que adjuntamos a estos comentarios, incluimos los diferentes proyectos en los cuales se deben revisar los criterios de coeficiente de operación y mantenimiento aplicado, de acuerdo con lo indicado en párrafos anteriores.

- **PROYECTOS DE NUEVAS COMUNIDADES Y ELECTRIFICACIÓN OER**

Existen obras asociadas a la construcción de comunidades de diversos tipos de dimensión, tamaño, topografía etc., por lo que sus costos de construcción son variables en función de la ubicación del proyecto y de la accesibilidad de estos lugares (i.e vía marítima, vía aérea), en base a lo descrito los costos individuales de cada proyecto pueden variar por estas circunstancias, estando los mismos no necesariamente relacionados al alcance constructivo (cantidad de postes y líneas) de obra realizada, por lo que solicitamos a la ASEP nos sean reconocidos dichas inversiones con factor mínimo del 90%.

En el Anexo A Hoja 5, que adjuntamos a estos comentarios, incluimos los diferentes proyectos en los cuales se deben revisar los criterios de coeficiente de operación y mantenimiento aplicado, de acuerdo con lo indicado en párrafos anteriores.

- **PROYECTOS ESPECIALES**

Adicional a lo que indicamos en el punto a), respecto a que para el caso del año 2017 no se utilizó la última versión de los archivos de red, con los proyectos especiales renombrados, adicionalmente pudimos detectar que no se estaba generando un reconocimiento completo para el periodo 2014-2015-2016 para los que se envió su debido sustento. Agradecemos reevaluar el reconocimiento de dichos proyectos a un factor de 1 ó 0.9 según aplique de aquellos que actualmente tienen un reconocimiento de 0.9 ó 0.

En el Anexo A Hoja 6, que adjuntamos a estos comentarios, incluimos los diferentes proyectos en los cuales se deben revisar los criterios de coeficiente de operación y mantenimiento aplicado, de acuerdo con lo indicado en párrafos anteriores.

- **CENTRO DE CAPACITACIÓN ENSA-INADEH**

Hemos detectados que hay dos registros dentro de las líneas de media tensión que corresponden a las inversiones realizadas en el centro de capacitaciones ENSA-INADEH. La razón por la que está clasificado como líneas de media tensión es porque la mayor parte de sus costos están relacionados a la instalación de postes y líneas en el patio de entrenamiento el cual contiene todos los tipos constructivos utilizados por ENSA para el entrenamiento de personal. Esta inversión debió ser categorizada como propiedad planta y equipo por lo que solicitamos se reconsidere su coeficiente a 0.9 por asimetría de la información.



En el Anexo A Hoja 7, que adjuntamos a estos comentarios, incluimos los diferentes proyectos en los cuales se deben revisar los criterios de coeficiente de operación y mantenimiento aplicado, de acuerdo con lo indicado en párrafos anteriores.

VI- Con relación al punto 2, literal a, sub-numeral 4 sobre “Base de capital a junio 2018”, acápite (b) “Ajuste por actividades no reguladas”, en la página 36, presentamos nuestros comentarios de la siguiente manera:

En la Tabla 46, del literal b) “Ajuste por actividades no reguladas” relacionado con la definición de la base de capital, la cual se muestra a continuación, no se está utilizando el Ingreso neto por actividades reguladas, que surgen de la diferencia entre ingresos brutos y gastos, tal como se ha realizado en la metodología del cálculo del IMP en periodos anteriores, sino que se está usando el valor bruto del ingreso asociado a dichas actividades:

Tabla 46 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – ENSA [Balboas]

Detalle	Valor
(D) Ingresos no regulados	4,166,488
(A) Ingresos por venta de energía	626,795,596
(B) Compras de energía	- 492,090,222
(E) Ingreso neto (A) + (B)	134,705,374
FCBC (E) / [(E) + (D)]	0.970

El valor que realmente debería considerarse, tal como fue reportado por parte nuestra en correo electrónico del 25 de mayo de 2018, el cual adjuntamos a este documento, es el siguiente:

Detalle	Valor
Ingresos no regulados	4,166,487.78
Gastos act. No reguladas	- 973, 997.86
Ingresos netos	3,192,489.92

Estos ingresos conllevan a que el Factor de ajuste corregido sea de: 0.9768 en lugar del 0.970 que se presenta y de este modo, aplicando el valor correcto, la Tabla 46 debería quedar de la siguiente forma:

Tabla 46 Factor de corrección por ingresos de actividades no reguladas – ENSA [Balboas]

Detalle	Valor
(D) Ingresos no regulados	3,192,489
(A) Ingresos por venta de energía	626,795,596
(B) Compras de energía	- 492,090,222
(E) Ingreso neto (A) + (B)	134,705,374
FCBC (E) / [(E) + (D)]	0.9768

VII- Con relación al punto 2, literal a, sub-numeral 4 sobre “Base de capital a junio 2018”, acápite (d) “Inversiones Eficientes en Distribución y Comercialización”, en la página 36, presentamos los siguientes comentarios:

- d.2 “Inversiones eficientes no contempladas en las ecuaciones de eficiencia”.

Se incluye una actualización de la Tabla 50 con unos ajustes en las inversiones de líneas de alta tensión y subestaciones.

CONCEPTO	2018	2019		2020		2021		2022		TOTAL
	2 Sem jul-dic	1 Sem ene-jun	2 Sem jul-dic							
EXPANSIÓN EN S/E Y LÍNEAS AT	1,913	0	2,364	1,948	6,168	3,246	1,082	0	0	18,722
Expansión S/E Geehan			2,364							2,364
Expansión S/E Calzada Larga				1,948						1,948
Nuevo Transformador y EMB S/E Argos							1,082			1,082
Expansión S/E Cerro Viento (Etapa 1)	424									424
Expansión S/E Cerro Viento (Etapa 2)	1,521									1,521
Expansión S/E Tocumen	1,969									1,969
Reemplazo TX3 S/E Santa María					108					108
Expansión S/E Santa María (Etapa 2)					6,060	1,407				7,467
Nuevo Transformador en S/E Santa Rita y líneas						1,840				1,840

Se incluye una actualización de la Tabla 51 con unos ajustes en la temporalidad de la ejecución de las inversiones que fueron propuestas por ENSA.

CONCEPTO	2019		2020		2021		2022		TOTAL
	1 Sem ene-jun	2 Sem jul-dic							
PROYECTOS ESPECIALES DISTRIBUCIÓN MT	828.17	1,772	443	608	2,963	3,532	1,757	0	11,904
-Extensión en cable protegido trifásico e instalación de interruptores telecontrolados y recerrador en los circuitos de la Subestación 24 de Diciembre.	828								828
-Reemplazo de 5 km de trocha por cable protegido trifásico en el circuito HE-1.						177	413		591
-Centro de reflexión, interruptores telecontrolados y extensión en cable protegido trifásico para la confiabilidad del Aeropuerto, Hospital y proyecto habitacional Los Lagos en		508							508
-Habilitación del patio de 34.5 kV de S/E Santa Rita, extensiones en cable protegido trifásico, instalación de recerradores e interruptores telecontrolados para confiabilidad de los circuitos de la Subestación Chilibre, Costa Arriba de Colón y					1,546	1,546			3,092
-Nuevo circuito en cable protegido desde S/E Calzada Larga.			443						443
-Mejora a la confiabilidad de Metetí.		1,000		358		758			2,116
-Extensión de 3 km en cable protegido trifásico e instalación de recerrador en Chepo.		264							264
-Extensión de 10 km en cable protegido monofásico para						170	170		339
-Extensión de 10 km en cable protegido monofásico entre Boca de Cupe y Yapé.						156	234		390
-Reemplazo y/o extensión trifásica de 12 km de red en cable protegido entre la "Y" de Escobal y Cuipo.				250	724	115	340		1,429
-Extensión de 10 km de cable protegido trifásico desde Portobelo a Nombre de Dios y extensión de 6 km en cable protegido trifásico de Miramar a Cuango.					693	611	600		1,904

Es importante aclarar que en la tabla indicada arriba no se incluyen los renglones de ETESA y de medidores inteligentes para clientes entre 50 kW y 100 kW que fueron incluidos por ASEP.

Equipos para ETESA S/E 24 de Diciembre:

La ASEP incluye el monto de \$4,297 (miles) en concepto de la Nave 1 de la SE 24 de Diciembre, pendiente de reembolso por ETESA; sin embargo, de acuerdo con las notas VPPM-219-18 y DSAN-3123-17 el valor del activo es \$5,299 (miles) y su valor depreciado con 3.5% al II semestre del 2018 es \$4,836 (miles), siendo esta cifra diferente a la incluida por la autoridad en la Tabla 51. Adicional, este monto se encuentra con un descuento por asimetría impactando el valor de la inversión, sugerimos que su coeficiente de eficiencia sea 100% y debe estar incluido en la base de capital y no en las inversiones a realizar hasta el 2022, ya que el mismo se encuentra operativo desde el 2015 y es un activo que será traspasado a ETESA en el año 2026.

Medidores Inteligentes mayores a 100 kW:

Para el 2019 hacen falta aproximadamente 180 medidores para culminar con los clientes con demanda mayor a 100 kW, tal y como indica la norma de medición cuando se introdujo este proyecto, y la inversión requerida para estos clientes sería de \$810 mil a un costo de \$4,500 por unidad de acuerdo con lo indicado en el párrafo anterior, cifra que no está incluida en el documento en consulta y es requerido agregarla.

Medición Prepago (Medición Concentrada):

Dentro del rubro con este título se encuentra la proyección de inversión que envió ENSA mediante la nota VPPM-111-18 del 12 de abril del 2018, para la instalación de medición concentrada mediante la cual se habilita la medición prepago para zonas rojas, zonas con mayor morosidad y alto nivel de pérdidas, en áreas como Panamá Viejo, Pacora, Concepción y Colón. Con esta inversión se cubrirán aproximadamente 9,000 clientes a un costo de \$4,624 (miles). Este renglón fue

excluido por la ASEP de las inversiones especiales para el periodo 2018-2022 y solicitamos vuelva a ser incluido, así como también de ser incluida solicitamos cambiar el nombre del rubro a "Medición Concentrada".

VIII- Con relación al punto 2, literal a, sub-numeral 4 sobre "Base de capital a junio 2018", acápite (e) "Inversiones Eficientes en Alumbrado público", en la página 40, presentamos los siguientes comentarios:

De acuerdo con lo mencionado en la nota VPPM-379-17, para viabilizar económicamente el cambio de tecnología de las luminarias de sodio de 250 W por iluminarias tipo LED, se requiere reconocer los activos actuales a ser removidos por los conceptos de rentabilidad y depreciación pendientes de recuperar por un retiro anticipado. Esto debido a que la empresa se ve obligada a reconocer una pérdida por disposición de activo fijos en el periodo en el que realice el reemplazo de acuerdo con las NIIF, lo cual le genera una pérdida en su Utilidad del periodo. Esta pérdida con el planteamiento de mantener los activos fijos en la base de capital no se recupera por el principio del valor del dinero en el tiempo, ya que esos flujos la empresa los recuperará en un periodo muy largo teniendo que reconocer en este periodo de 4 años la pérdida producto de este cambio de tecnología.

Dicho efecto lo hemos estimado en \$2,225 (miles), tal como se puede apreciar en el Anexo B, adjunto, y deben ser incluidos en este IMP asumiendo su retiro al 30 de junio de 2022, considerando que ya el IMP vigente las mantuvo hasta dicha fecha.

IX- Con relación al punto 3, "Pérdidas de Energía en Distribución", en la página 42 y su información complementara presentada en el Anexo III, "Análisis de pérdidas no Técnicas, en particular las denominadas Zonas Rojas", presentamos los siguientes comentarios:

- **Comentarios Sobre Reconocimiento Extraordinario por Zonas Rojas**

De manera general la información que fue presentada por ENSA en el documento de Excel "Punto 2-Pérdidas No técnica" contiene una clasificación de los barrios considerados como zonas rojas tuvo por parte de ASEP la aplicación de dos criterios de reducción para establecer el reconocimiento adicional en pérdidas contra la expectativa inicial de ENSA, a saber:

1. La aplicación de un filtro para determinar si los barrios listados son o no zona roja: la ASEP indicó que sólo se tomarían en cuenta aquellos barrios que tuvieran más del 20% de pérdidas, con excepción del barrio Los Libertadores, el cual a pesar de tener un 21% de pérdidas registradas en baja tensión, la ASEP no considera el mismo como Zona Roja.
2. Al resultado obtenido posterior a la aplicación del filtro anterior, se aplicó un multiplicador discrecional de 0.60 a las pérdidas de las áreas de zonas rojas para de este resultado obtener cuál sería el porcentaje por reconocer como adicional, indicando que el propósito de este es para mantener un incentivo a ENSA para mejorar.

Al respecto, debemos indicar que ENSA no puede estar de acuerdo con la aplicación de estos criterios por las razones que se describen a continuación, algunas de las cuales sustentan puntos de ampliación general y otros casos específicos:

- A. **Concepto del reconocimiento extraordinario:** como se pudo apreciar en el análisis realizado por ASEP y publicado mediante la Resolución AN No. 12688-Elec de 20 de agosto de 2018, las pérdidas TOTALES de las empresas comparadoras eficientes a ser reconocidas son de 7.66%. Este porcentaje es representativo de empresas norteamericanas cuyos clientes tienen hábitos de consumo que triplican los consumos promedios y cuadriplican las demandas promedio de los clientes panameños, quienes, además, culturalmente no presentan en mayor medida el fenómeno de hurto de energía tan generalizado como se ve en Panamá.

Las pérdidas totales están compuestas de toda pérdida (técnica o no técnica) desde el punto de compra que usualmente es en alta tensión y hasta llegar a las instalaciones del cliente, usualmente en baja tensión. Para las empresas comparadoras, que son modelos de empresas eficientes, la mayor parte de sus pérdidas son las pérdidas técnicas.

En el último estudio de pérdidas técnicas realizado por ENSA se determinó que las pérdidas de Alta tensión (P_{TEC_AT}) son de aproximadamente 0.85% (líneas de alta tensión (115 kV) y los transformadores de potencia de las subestaciones) y la Pérdida de Media Tensión (P_{TEC_MT}) es de aproximadamente 3.75% (líneas de media tensión y las pérdidas de cobre y hierro de los transformadores de distribución). Hasta este punto se llevaría acumulado un 4.6% de pérdida técnica. Por último, se debe incluir la Pérdida de Baja Tensión (P_{TEC_BT}) la cual ENSA estima en 1.42% aproximadamente (incluye las líneas de baja tensión, las acometidas y la pérdida técnica (consumo) de los medidores) para un gran total de 6.02% aproximadamente de pérdidas técnicas.

Siendo las pérdidas reconocidas 7.66% y restando las pérdidas técnicas en alta y media tensión (-4.6%), las pérdidas reconocidas para el nivel de baja tensión serían de aproximadamente 3.06% incluyendo tanto el componente técnico como el no técnico. Por ende, idealmente, 3.0% sería el orden de magnitud del % de energía perdida que debería reflejarse en el balance de energía de los totalizadores de ENSA para poder obtener resultados de pérdidas similares a las empresas comparadoras de Estados Unidos utilizadas por la ASEP. De hecho, en la información que se presentó en el archivo "Punto 2-Pérdidas No técnica", se trabajó la siguiente tabla en la que se puede observar que si se excluye la energía que hoy es consumida en zonas rojas (según la clasificación original de ENSA), luego de quitar el 4.6% de pérdidas de alta y media tensión, el resto de los clientes tienen niveles de pérdidas en el orden del 3.7% (y pérdidas totales en el orden de 8.3%), mientras que en las zonas rojas dicho componente está en el orden del 20.3% (pérdidas totales de 25.1%).

	Total ENSA		Zona Rojas e Invasiones		Resto ENSA	
Energía Ingresada	340,528		63,145		277,383	
Energía Distribuida	301,688		47,266		254,422	
Pérdidas Técnicas AT y MT	15,664	4.6%	2,905	4.6%	12,760	4.6%
P. Técnicas BT y No Técnicas	23,176	6.8%	12,974	20.5%	10,202	3.7%
Pérdidas Totales	38,840	11.4%	15,879	25.1%	22,961	8.3%

Con esta información reforzamos el concepto que en la clasificación original presentada por ENSA, se identificó un grupo representativo de barrios como zona roja e invasiones cuyas pérdidas por diferencia hacen que el indicador de 8.3% de pérdidas totales para "el resto" de la zona de concesión de ENSA sea muy cercano a lo esperado de una empresa eficiente como las utilizadas de referencia en las empresas comparadoras de los Estados Unidos. En otras palabras, si ENSA no tuviese dentro de su zona de concesión, áreas de difícil gestión como son las zonas rojas e invasiones ilegales, tendría en pérdidas totales un valor bastante cerca al reconocido como eficiente por el regulador.

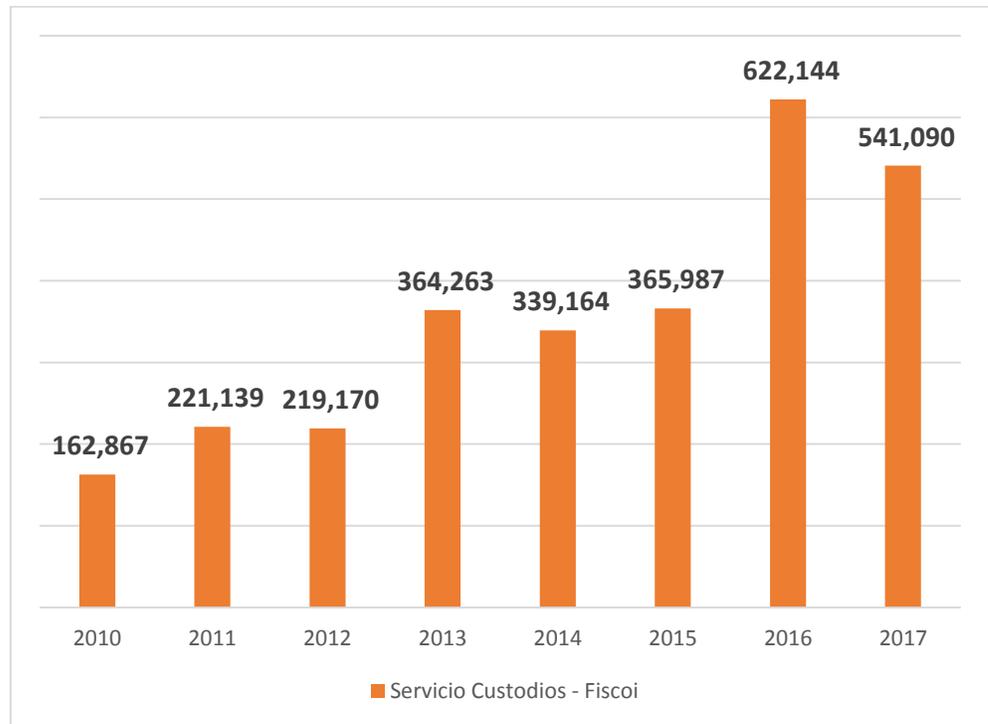
- B. **Concepto de Zona de Difícil Gestión:** es importante aclarar que los barrios que fueron identificados como zonas Rojas por parte de ENSA, fueron seleccionados utilizando múltiples criterios, tales como, tendencia a hurto de energía y vandalismo a las instalaciones, alta peligrosidad para transitar o hacer intervenciones sin apoyo policial, niveles de delincuencia, etc. Luego se consolidó para estas zonas los resultados de pérdida de energía teniendo una alta coincidencia de zonas rojas y altas pérdidas, pero no siendo este último el único indicador relevante.

Mencionamos esto porque es importante que se reconozca que trabajar en una zona de difícil gestión, no permite a ENSA hacerlo de manera eficiente u óptima desde el punto de vista de la gestión administrativa requerida, el aprovechamiento de herramientas logísticas, materiales económicos o métodos tradicionales de construcción y protección de medidores, tal como lo hacen las empresas eficientes de Estados Unidos utilizadas por la ASEP de referencia. Vale la pena indicar que, en las zonas de difícil gestión, es necesario utilizar:

- **Acompañamiento policial:** para poder realizar las inspecciones y garantizar la seguridad del personal en estas zonas se requiere de constante apoyo de la Policía Nacional y esto genera, además de los costos adicionales del recurso adicional, una logística ineficiente recortando el tiempo productivo de la cuadrilla en aproximadamente 2 horas en los que se busca y regresan las unidades policiales a las subestaciones. Además, la gestión del día está a la merced de que existan unidades de la policía nacional disponibles para poder realizar los trabajos, ya que los días que no hay, se debe reprogramar. Es

necesario mencionar que ENSA en el pasado intentó utilizar empresas de seguridad privada, obteniendo pésimos resultados, ya que las pandillas y delincuentes saben que este tipo de unidades no cuentan con respaldo en caso de que se dé un incidente.

Tal como se informó en la presentación realizada en el mes de marzo (Presentación ADM ASEP - rv3 del 4 de marzo del 2018), la gestión de policía de los dos últimos años ha generado costos a ENSA por más de \$540,000.0 balboas/año.



- **Tipos constructivos especiales:** Se utilizan sistemas de bloqueo para proteger la infraestructura, tales como: cajas con alarma, cables blindados, concentradores, medidores remotos, etc. Estos equipos tienen costos muy superiores a equipos similares sin prestaciones de bloqueo. En algunos casos el resultado de pérdidas de los totalizadores es bueno ya que la barrera técnica fue efectiva de manera general, pero en este indicador no se ve la alta incidencia de activación de los sistemas de alarma anti-vandalismo y daño a las instalaciones que deben ser reparados a un altísimo costo, por tratarse de materiales especiales.
- **Abordaje social para ejecución de proyectos:** cuando se desea realizar proyectos en las zonas rojas, para que los mismos sean desarrollados con la menor resistencia posible de la comunidad se requiere de una gestión administrativa importante en concepto de informar a la comunidad y a las autoridades locales de los trabajos que se van a realizar. Aún en zonas donde los abordajes sociales han sido

efectivos, no se elimina el requerimiento del acompañamiento de las unidades policiales durante la ejecución, y a pesar de ello, hemos tenido incidentes de robo de herramientas y enseres al personal, agresión física a nuestro personal y daños a nuestra propiedad, como vidrios rotos de nuestros vehículos y vandalismo a las instalaciones.

Por las razones antes expuestas, consideramos que a pesar de que en algunas zonas rojas ENSA haya podido gestionarlas para tener en la actualidad pérdidas menores al 20%, esto no significa que dicho barrio haya dejado de ser zona Roja, y por ende, presente los sobrecostos de gestión indicados arriba. Por ejemplo, con la aplicación de este criterio, quedaría aprobado como Zona Roja Barrio Norte en Colón (21% pérdida), más no así Barrio Sur (9% pérdida), teniendo Barrio Sur lugares como el complejo Bamboo Lane y el Vaticano, siendo estos conocidos como unos de los sectores de mayor peligrosidad del centro de Colón, y siendo la mayoría de sus calles igual de complejas para trabajar que las de Barrio Norte. Similarmente con pérdidas menores al 20% está la urbanización Los Lagos o La Feria, zona en donde ENSA ha instalado una gran cantidad de sistemas de alarma anti-vandalismo los cuales desconectan el suministro cuando son activados. Esto hace que el resultado de pérdidas sea relativamente bajo, pero genera un costo de mantenimiento altísimo para ENSA ya que se debe contar con personal especializado y unidades de la policía nacional disponible en horarios extendidos por la alta frecuencia de activaciones de dichos sistemas producto de intentos de vandalismo.

Otros barrios reconocidos en Colón por su alta peligrosidad que quedarían fuera del reconocimiento adicional de ASEP por tener pérdidas menores al 20% son Río Alejandro, área que tiene edificios multifamiliares con condiciones muy similares a La Feria, y la Urbanización Pueblo Nuevo en Cativá. En estas áreas ENSA también ha implementado ya una cantidad importante de proyectos de medición concentrada, pero al igual que los sistemas de alarmas, la medición concentrada tiene costos de instalación, mantenimiento y operación muy superiores a medidores convencionales. En Panamá podemos resaltar, por nombrar algunos, barrios que quedarían fuera del reconocimiento de ASEP al aplicar el filtro de 20%, lugares como Alcalde Díaz, Samaria, Ciudad Radial, Urb. San Fernando, San Pedro entre otros.

Como mencionamos, en éstas y muchas otras áreas es casi indispensable que nuestras cuadrillas y técnicos se apoyen en gestión policial para realizar cualquier tipo de labor, desde lectura, instalaciones, cortes o construcción de proyectos, ya que de otra forma son amedrentados con amenazas verbales, físicas, con frecuencia amenazados con armas punzo cortantes, de fuego, e inclusive, al realizar cortes masivos de ilegales, nuestras cuadrillas son ocasionalmente "secuestradas" por la comunidad hasta tanto no devuelvan las conexiones ilegales aun cuando llevan apoyo policial. De igual forma, las soluciones técnicas requeridas para los problemas de pérdidas involucran inversiones millonarias por los materiales especiales que se requieren utilizar y el alto volumen de usuarios involucrados.

Adicionalmente, podemos mencionar que varios de estos barrios que estarían quedando fuera del reconocimiento de ASEP como Zona Roja, fueron mencionados específicamente en el informe de comportamiento de Homicidios del MINSEG (2017) como barrios con mayor cantidad de incidencias, tal como se informó en nuestra presentación (Presentación ADM ASEP - rv3 del 4 de marzo del 2018).



- C. **Gestiones realizadas sobre las áreas totalizadas:** es importante mencionar que el totalizador es una herramienta para la gestión de pérdidas no técnicas. En este sentido uno de los supuestos que se presentó y explicó a la ASEP en la reunión que sostuvimos para tratar este tema en marzo 2018, era que las áreas no totalizadas tendrían un comportamiento que en general sería similar al de las áreas totalizadas. Se explicó que este supuesto lo consideramos conservador ya que las áreas totalizadas, en su mayoría, tienen un nivel de gestión superior por parte de ENSA a las no totalizadas y por ende es de esperar que el % de pérdidas de áreas totalizadas sea menor a las no totalizadas.

Para sustentar este punto hemos hecho un análisis comparativo entre los % de pérdidas que fueron presentados con base a la información de finales de 2017 vs un grupo de 208 nuevos totalizadores que fueron instalados en barrios de zona roja con su resultado de septiembre 2018. En este grupo se encontraron que en los barrios donde habíamos instalado al menos 2 totalizadores nuevos, con resultado, sus pérdidas en efecto son más altas a las del área totalizada al no haber sido históricamente ya gestionada, lo que sustenta que nuestro criterio es válido y conservador. Igualmente utilizando

este ejercicio, nos gustaría resaltar algunos barrios que actualmente estarían excluidos del reconocimiento adicional de ASEP al aplicar el filtro >20%, en donde los nuevos totalizadores instalados vienen con pérdidas superiores a los existentes a finales de 2017: Barrio Sur (19% en vez de 9%) y Villalobos (19% en vez de 6%).

Provincia, Corregimiento y Barrios Zona Roja	Aprobado según criterio 20% ASEP	Totalizado nov2017		Totalizado durante 2018		No Totalizado
		Cantidad TX	% Pérdidas	Cantidad TX	% Pérdidas	Cantidad TX
COLON						
BARRIO NORTE						
BARRIO NORTE	Sí	160	21%	35	21%	181
BARRIO SUR						
BARRIO SUR	No	262	9%	40	19%	268
CATIVA						
CATIVA (P)	Sí	17	48%	6	51%	10
CRISTOBAL						
BARRIADA MEDALLA MILAGROSA	Sí	15	28%	2	12%	5
PUERTO ESCONDIDO O URBANIZACION EL ESFUERZO	Sí	20	46%	7	42%	11
URBANIZACION PUEBLO NUEVO	No	8	18%	3	7%	3
URBANIZACION VILLA DEL CARIBE	Sí	34	38%	6	30%	12
SALAMANCA						
SARDINILLA (P)	Sí	8	37%	4	44%	3
PANAMA						
ALCALDE DIAZ						
ALCALDE DIAZ	No	20	16%	9	15%	135
AMELIA D. DE ICAZA						
BARRIADA FATIMA	Sí	9	29%	2	49%	7
NUEVE DE ENERO	Sí	24	26%	2	30%	20
BELISARIO FRIAS						
BARRIADA ROGELIO SINAN	Sí	3	26%	2	48%	14
SANTA MARTA	Sí	19	30%	2	22%	68
BELISARIO PORRAS						
SAMARIA	No	58	15%	7	6%	103
ERNESTO CORDOBA CAMPOS						
ALTOS DEL LIRIO	Sí	10	27%	3	11%	23
JOSE DOMINGO ESPINAR						
VILLA GUADALUPE (P)	Sí	51	22%	6	21%	11
JUAN DIAZ						
CIUDAD RADIAL	No	104	15%	14	21%	16
CONCEPCION MUNICIPAL	Sí	25	29%	2	20%	2
SAN FERNANDO	No	24	13%	5	8%	7
SAN PEDRO No.1	No	12	14%	2	20%	-
LAS MAÑANITAS						
BARRIADA SANTA MONICA	No	12	6%	2	9%	18
MATEO ITURRALDE						
SAN MIGUEL	Sí	20	25%	5	19%	3
OMAR TORRIJOS						
EL VALLE DE SAN ISIDRO	Sí	13	36%	2	30%	35
PACORA						
SAN DIEGO	No	2	12%	2	60%	7
PARQUE LEFEVRE						
PANAMA VIEJO	No	43	19%	5	11%	11
PEDREGAL						
BARRIADA ROBERTO VELASQUEZ	Sí	1	44%	3	11%	2
SAN JOAQUIN	Sí	55	46%	5	31%	32
VILLALOBOS	No	19	6%	4	19%	114
PUEBLO NUEVO						
PUEBLO NUEVO	No	52	14%	14	25%	37
RIO ABAJO						
BARRIADA VICTORIANO LORENZO	Sí	11	24%	4	11%	3
VICTORIANO LORENZO						
GELABERT O EL MARTILLO (P)	Sí	5	41%	3	44%	11

D. **Sostenibilidad de los proyectos:** en el archivo denominado "Punto 2- Pérdidas No técnica" utilizado por ASEP, en la pestaña "Barrios Zona Roja y

Totalización”, les fue compartida una columna denominada “Cant. Cl. Bicuerpo”. Esta columna indica la cantidad de clientes que, a finales de 2017 tenían medidor instalado en cajas concentradoras, tecnología que ENSA utiliza casi exclusivamente para interponer una barrera técnica en zonas de altas pérdidas. Como mencionamos anteriormente el utilizar esta tecnología por un lado requiere:

- comprometer una cantidad importante de fondos de inversión en materiales y mano de obra directos (aproximadamente B/.450.00 por cliente en lugar de los B/.60.00 por cliente usando elementos convencionales) por los tipos de materiales a utilizar,
- realizar una importante gestión social, administrativa y técnica para poder ejecutar el proyecto,
- incurrir en los costos e ineficiencias de uso de gran cantidad de recurso policial, y
- dar mantenimiento a los sistemas de bloqueo y de alarmas que se implementan para procurar evitar las pérdidas de energía.

En este sentido, ENSA ya ha hecho trabajos en parte de los barrios que listó como zonas rojas, los que pueden identificarse fácilmente aplicando a las áreas con pérdidas menores a 20% un filtro adicional a aquellos barrios que tengan más de 10 medidores bi-cuerpo instalados. Al hacer esto se aprecia que en lugares como Barrio Sur, La Feria, Pueblo Nuevo y Río Alejandro en la provincia de Colón, y en Panamá barrios como Felipillo, Altos del Valle de Urracá, Samaria, San Pedro y Panamá Viejo ya hay avances en la gestión de proyectos, lo cual es parte de la razón por la que las pérdidas en dicho barrios están por debajo del umbral de 20%, pero no por esto el barrio se ha convertido en uno barrio seguro, es decir no ha dejado de ser zona roja y de difícil gestión. No obstante, los avances logrados, falta hacer muchas más inversiones y además es necesario tener en el futuro una adecuada gestión de operación, mantenimiento y control para la sostenibilidad de los resultados ya logrados.

Cabe mencionar que la única manera de poder llevar estos barrios a niveles de pérdidas en el orden del 3% de manera sostenible como indican la referencia de las empresas comparadoras norteamericanas, es mediante la inversión masiva de medición concentrada, sin embargo, el alto volumen de clientes hace casi imposible que ENSA pudiese costear dichas inversiones si el costo de la pérdida generada no se considera como un reconocimiento adicional en la tarifa para que el mismo pudiese ser reinvertido.

- 3. Los Libertadores:** El complejo habitacional Los Libertadores ha presentado históricamente un reto técnico a ENSA principalmente por su diseño constructivo. Este complejo en la mayoría de sus torres tiene acometidas verticales con los medidores en cada piso, agrupados usualmente en bloques de 2 a 4 en los pasillos cerca de las puertas de los apartamentos. Los residentes de estos edificios típicamente han colocado una puerta o reja que previene la entrada de personas desde las escaleras hacia el pasillo de entrada a los dos o tres apartamentos, y tanto la caja de paso donde corren los

alimentadores principales del edificio como las cajas de los medidores han quedado dentro de dicha reja. Esto ha hecho que todos los esfuerzos de bloqueo que ha implementado ENSA en el pasado sean fácilmente vulnerables porque el que decide fraudar tiene toda la privacidad para trabajar a puerta cerrada, especialmente en la caja de paso de la acometida vertical, aún sin dejar rastro de violación de sello o manipulación al medidor o su caja.

Como esta situación es muy común, realizar cualquier tipo de inspección es muy difícil pues los inquilinos no abren las puertas de los pasillos, y aún si lo hacen, queda muy fácil al que desea fraudar el volver a poner algún tipo de línea intercalada, por mencionar un ejemplo.

Adicionalmente, estos edificios tienen una alta tasa de rotación de inquilinos ya que generalmente son utilizados como apartamentos de alquiler, muchas veces inclusive por extranjeros, por lo que los usuarios no sienten mayor responsabilidad o apego a tener sus asuntos en regla y adicionalmente acumulan deuda y abandonan sus cuentas volviéndose además un problema que genera cuentas incobrables. En otras palabras, a pesar de que en este complejo habitacional solo se logra facturar el 89% de la energía que se ingresa (pérdidas de 21%) adicionalmente hay que restarle lo que se logra cobrar. Por ejemplo, con datos de cierre de 2017 el barrio los Libertadores tiene deudas de aproximadamente el 8% de lo que se logra facturar anualmente, un tercio de las cuales ya tienen más de un año de vencidas por lo que se considera incobrable.

Durante principios de 2018 se sostuvieron una serie de reuniones con las oficinas del Alcalde de Panamá, con el propósito de establecer un plan de reacondicionamiento de estos edificios. Como parte de esta iniciativa se pudo hacer una redada a uno de los edificios en conjunto con la policía, la corregiduría y la oficina de migración a través de la cual se pudo hacer un levantamiento de detalle de la infraestructura existente y se realizó un diseño para reconstruir la infraestructura eléctrica del complejo. La propuesta consiste en la reconstrucción total del sistema eléctrico del edificio y la reubicación de todos los medidores a cajas concentradoras que fuesen ubicadas en puntos que no estuvieran encerrados ni de fácil acceso para quienes quisieran intervenirlas. Se utilizó para este ejercicio técnico-económico los edificios Z1 y Z2, quedando definido que el costo de inversión requerido por cliente ascendiera a aproximadamente \$850 por cliente, costo que supera casi por un factor de dos el costo de bloqueo con concentradores cuando se trata de áreas de lote servido.

Por las razones antes expuestas, consideramos que las pérdidas de energía del complejo Los Libertadores deben ser consideradas dentro del cálculo de Zona Roja ya que ENSA se encuentra ante una situación de operación muy limitada entre la imposibilidad de plantear una solución técnica de bloqueo sostenible con la infraestructura existente del edificio, y el alto costo de realizar el reemplazo de esta, lo que hace el proyecto inviable económicamente.

En conclusión, para este punto y en función de lo antes expuesto, solicitamos a la ASEP eliminar el criterio utilizado para filtrar los barrios solicitados por ENSA que sean reconocidos como Zona Roja con el fin de reconocer la totalidad de las pérdidas de estos barrios como unas pérdidas extraordinarias, más allá de las pérdidas de referencia obtenidas de las empresas comparadoras. Es decir, que del 11.4% de pérdidas totales de ENSA, 3.8% corresponde a pérdidas incurridas en baja tensión producto del servicio que está obligado a brindar en las Zonas Rojas e Invasiones.

Respecto al segundo multiplicador discrecional utilizado por ASEP (0.6) para dejar un incentivo a ENSA a buscar una mejora, consideramos nuevamente que el mismo no se debería alejar tanto de la realidad de los sectores ya que dejaría a ENSA imposibilitada económicamente de actuar, debido a que la única forma de lograr mejoras significativas en los indicadores de pérdidas es mediante una gestión operativa extraordinaria y que tiene costos muy superiores a una gestión eficiente. Por ende, consideramos que el reconocimiento extraordinario de pérdidas por zonas de difícil gestión es el mecanismo adecuado para brindar a la distribuidora la capacidad económica de realizar la gestión necesaria para mejorar el indicador de pérdidas.

En este sentido, nos gustaría recalcar lo indicado en la presentación realizada en marzo 2018 a la ASEP mediante la cual se indicó que en el período 2014-2018 lo recaudado producto del reconocimiento extraordinario (y más) fue reinvertido en la gestión de recuperación de energía. **Igualmente, ENSA mantiene su compromiso de que lo que recaude en este periodo en este concepto sería utilizado para combatir las pérdidas de energía** con el fin de que podamos apuntar a que en nuestra zona de conexión mejore tanto desde el punto de vista tecnológico, se aumente la cobertura de medidores inteligentes y además se mejore la cultura en lo que respecta al hurto de energía y pago por el uso de los servicios públicos. Solo así consideramos que es posible acercarnos más al modelo de empresa contra el que se nos compara en términos de eficiencia operativa.

Por lo anterior, ENSA propone utilizar el multiplicador discrecional que se vaya reduciendo progresivamente durante el periodo tarifario y que aplique sobre la totalidad de las pérdidas de las Zonas Rojas e Invasiones (3.8%). De esta forma consideramos que se logra el objetivo de ASEP de incentivar a ENSA a mejorar, a la vez que permite a ENSA contar con los fondos requeridos para realizar la gestión extraordinaria requerida en estas zonas y reducir las pérdidas en su zona de concesión. El indicador que se propone dejaría el siguiente resultado de reconocimiento extraordinario:

	Jul18- Jun19	Jul19- Jun20	Jul20- Jun21	Jul21- Jun22
Pérdidas en Zonas Rojas e Invasiones	3.80%	3.80%	3.80%	3.80%
Multiplicador discrecional	0.90	0.80	0.70	0.60
Reconocimiento Extraordinario	3.42%	3.04%	2.66%	2.28%
Pérdidas de empresas comparadoras	7.66%	7.66%	7.66%	7.66%
Pérdidas totales a reconocer	11.08%	10.70%	10.32%	9.94%

X- Con relación al punto 4, literal a, "Costo de Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización", acápite b, en la página 43, presentamos los siguientes comentarios:

Para el cálculo unitario de operación y mantenimiento por luminaria de alumbrado público la ASEP utilizó el gasto del balance de situación preliminar no auditado de \$510,788, el cual derivó en la construcción de la Tabla 64 tal como se muestra a continuación:

Tabla 64 Costos de operación y mantenimiento de alumbrado público - ENSA

Detalle	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Cantidad Promedio de luminarias	116,810	120,445	124,595	128,363
Valor OyM por luminaria [B//luminaria]	5.39	5.39	5.39	5.39
Costo de OyM de Alumbrado Público [Miles de Balboas]	629.60	649.20	671.57	691.87

Sin embargo, dicho dato, tal como se indicó, correspondía al balance de situación preliminar no auditado, y no al dato del Balance Regulatorio y los Estados Financieros Oficiales del año 2017, los cuales fueron enviado mediante la nota VPPM-197-18 el día 13 de julio de 2018, la cual anexamos a esta comunicación, y del cual se tiene que, el valor que realmente debería hacer parte del cálculo asciende a \$958,828. Adicionalmente, la proyección de crecimiento del parque de luminarias de ENSA utilizada en la Tabla 64 no es la misma indicada en la Tabla 57 como se muestra a continuación:

Tabla 57 Evolución de la cantidad total de luminarias durante el período - ENSA

Jun18	Jul18-Jun19	Jul19-Jun20	Jul20-Jun21	Jul21-Jun22
115,391	118,228	122,662	126,528	130,197

De esta forma, al utilizar el valor correcto de costos de operación y mantenimiento por luminaria y la proyección de luminarias, la Tabla 64 realmente debería quedar de la siguiente forma:

Tabla 64 Costos de operación y mantenimiento de alumbrado público - ENSA

Detalle	JUL18/ JUN19	JUL19 / JUN20	JUL20 / JUN21	JUL21/ JUN22
Cantidad Promedio de luminarias	118,228	122,662	126,528	130,197
Valor OyM por luminaria [B//luminaria]	7.38	7.38	7.38	7.38
Costo de OyM de Alumbrado Público [Miles de Balboas]	872.61	905.34	933.87	960.85

XI- Con relación al punto 5, "Descuento por Inversiones No Ejecutadas" en la página 43, presentamos los siguientes comentarios:

La ASEP introduce recientemente dentro de esta metodología de cálculo del IMP, un tope correspondiente al 1% del IMP sin pérdidas para el reconocimiento adicional en concepto de renta y amortización para las inversiones adicionales a las establecidas en el IMP del periodo tarifario que finalizó, sin embargo, dado que esta medida no fue notificada por el regulador para que las empresas de distribución tomáramos las medidas y controles asociados a este tope, le solicitamos al regulador respetuosamente que para este IMP, del periodo tarifario 2018-2022, se reconozca el valor total de \$8.230 (miles), ya que el mismo corresponde a la amortización de inversiones ya ejecutadas, energizadas y operativas en campo que contribuyen a una mejor calidad del servicio al cliente y tomando en cuenta que no hay precedente sobre dicho tope en los cálculos del IMP en periodos tarifarios anteriores, y en caso de que se desee incluir en adelante, se establezca a partir del periodo 2022-2026.