

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.



COMENTARIOS
Consulta Pública 015-17

**“PROPUESTA DE LAS EMPRESAS COMPARADORAS,
TASA DE RENTABILIDAD Y DEL INGRESO MÁXIMO
PERMITIDO (IMP) PARA LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN
ELÉCTRICA, S.A. (ETESA)”**

Periodo Tarifario
2017-2021

PANAMÁ, 10 DE ENERO DE 2018

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	3
PARTE I.....	3
1. COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE LA EMPRESA COMPARADORA.....	3
2. COMENTARIOS A LA DETERMINACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD ..	4
3. COMENTARIOS AL CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN (SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN).	5
3.1 Determinación de la Base de Capital.....	5
3.2 Equipamiento Asignado a la Generación y Demanda.....	5
3.2.1 Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación 5	
3.3 Equipamiento asignado totalmente a la Demanda.....	7
3.3.1 Costos del Proyecto Tercera Línea	7
3.3.2 Servidumbre del Proyecto Tercera Línea	7
3.3.2.1 Comentarios:	7
3.3.2.2 Propuesta y criterios de ETESA, para calcular o estimar los promedios para la adquisición de la servidumbre por el paso de la Tercera Línea de Transmisión Eléctrica.....	9
3.3.2.3 Escenarios de los predios presentados en el siguiente informe:.....	13
3.3.2.4 Costos por servidumbres	14
3.3.2.5 Análisis comparativo.....	18
3.3.2.6 Costos Reales Estudio de Impacto Ambiental.	23
3.4 Costos por Generación Obligada.....	26
3.5 Crédito por la Generación Obligada pagada por la Restricción del Sistema - Tercera Línea. 27	
4. Comentarios al valor estimado del Ingreso Máximo Permitido del Sistema Principal de Transmisión en el modelo de Ingreso.....	30



PARTE II.....	31
1. Comentarios a la Proyección de Gastos Operativos de la Dirección de Hidrometeorología.....	31
2. Inversiones y Gastos Operativos del Centro Nacional de Despacho	39
Anexo A-	
Lista de precios de licitaciones o PECs de proyectos de líneas y de subestaciones adicionales a justificar el VNR de ETESA.....	
Anexo B-	
Respaldo de Servidumbre del Proyecto Tercera Línea de Transmisión.....	
Anexo C-	
Informe de Justificación de las Inversiones y Gastos Operativos de la Dirección de Hidrometeorología.....	
Anexo D-	
Informe de Justificación de las Inversiones y Gastos Operativos del CND.....	

INTRODUCCION

De acuerdo al Artículo No. 96 de la Ley No. 6 Texto Único del 3 de febrero de 1997 y el Régimen Tarifario de Transmisión de Electricidad, que forma parte del Reglamento de Transmisión vigente, aprobado mediante Resolución No. JD -5216 del 14 de abril de 2005 se calcula el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), de acuerdo al numeral 1° del Artículo No. 98 la Ley No.6 Texto Único, define periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para el servicio de transmisión, distribución y operación integrada, a fin de establecer topes máximos y mínimos, así como definir las metodologías.

Mediante la Resolución AN No. 11925 del 18 de diciembre de 2017, la ASEP sometió a consulta pública el IMP de ETESA, para el período julio/2017 – junio/2021, respecto a los cuales, a continuación, enunciamos nuestros comentarios.

PARTE I

1. COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE LA EMPRESA COMPARADORA.

Estamos en desacuerdo con la selección de la empresa comparadora Transelec, como referencia para el cálculo del ingreso a reconocer para cubrir el costo de administración, operación y mantenimiento, por el siguiente motivo:

- Transelec es una empresa de capital accionario 100% privado, lo cual le permite operar, mantener y administrar la empresa sin mayores restricciones y controles, adicionales a los regulatorios y comerciales del país donde opera. ETESA, por su naturaleza de ser 100% subsidiaria del Estado, no solamente opera con las normas regulatorias y comerciales de una empresa privada del sector, sino que también le aplican las mismas que a una institución gubernamental.

Debido a lo anterior, es claramente inadecuado utilizar de referencia una empresa como Transelec, con alta capacidad de maniobra administrativa lo cual le permite potenciar sus beneficios económicos, con una empresa con excesos de controles externos como lo es ETESA.

Solicitamos utilizar a Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA de Colombia) como empresa comparadora dado que su composición accionaria (61.58% estatal) se asemeja a la de ETESA, por lo que los valores para el cálculo de la tarifa, relacionados a los rubros de

Administración, Operación y Mantenimiento, sugeridos en la consulta pública, deberán ser ajustados a 3.35% (AOYM/VNR).

2. COMENTARIOS A LA DETERMINACIÓN DE LA TASA DE RENTABILIDAD

Se está en desacuerdo con utilizar, como rango de referencia para establecer el cálculo promedio de los rendimientos de los bonos del Tesoro de Estados Unidos a treinta (30) años, el periodo entre julio 2016 y junio 2017, por el siguiente motivo:

- La Ley 6 de 1997 establece claramente en el Artículo 96 que “...La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los **doce meses anteriores a la revisión de la formula tarifaria...**”.

Dado que la revisión de la formula tarifaria, **que inició en diciembre de 2017**, tiene su sustento legal en la referida Ley, consideramos que el rango de tiempo para calcular el promedio aritmético de los rendimientos de los bonos del Tesoro, debe comprender los meses entre diciembre 2016 y noviembre 2017.

Consideramos que hacer lo contrario, conlleva al incumplimiento de lo establecido en el Artículo 96 de la citada Ley.

Para su referencia, abajo encontrarán el desempeño histórico de los bonos de referencia, obtenidos directamente de la página electrónica del Tesoro de los Estados Unidos.

Mes	UST 30 yr
dic-16	3.06%
ene-17	3.05%
feb-17	2.97%
mar-17	3.02%
abr-17	2.96%
may-17	2.87%
jun-17	2.84%
jul-17	2.89%
ago-17	2.73%
sep-17	2.86%
oct-17	2.88%
nov-17	2.83%
Promedio	2.91%

Esto llevaría a que la tasa de referencia sea 2.91% en vez de 3.35% propuesto en la consulta pública.

3. COMENTARIOS AL CALCULO DEL INGRESO MAXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN (SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN).

3.1 Determinación de la Base de Capital

Continuando con los análisis presentados de la consulta pública, nos enfocamos en el Capítulo III de la propuesta en lo que respecta al sistema principal de transmisión, la cual utiliza como fuente para la determinación de la Base de Capital Inicial al 31 de diciembre de 2016, información preliminar los Estados Financieros presentados por la empresa, consideramos que la misma debe ser verificada y modificada para que se pueda trabajar con información más real, la cual no afecte el flujo de Ingresos de la empresa

3.2 Equipamiento Asignado a la Generación y Demanda

3.2.1 Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación

Para el punto 1.1.4. (documento de la Consulta Pública), Activos brutos eficientes para el cálculo de gastos de administración y explotación, el regulador indica que:

“La determinación del VNR al 31 de diciembre de 2016 correspondiente a los activos de Subestaciones, se realizó considerando:

- a) VNR aceptado al inicio del periodo tarifario anterior
- b) Incorporaciones realizadas en el periodo 2013-2017
- c) Variaciones de costos 2013-2017 considerando valores de referencia actualizados por índices de precios generales de la economía panameña como comparaciones con valores con la base de costos de instalaciones propia del consultor”.

“En base a los criterios se determinó el VNR de los distintos componentes de líneas de transmisión, valores que se muestran en los cuadros siguientes para el Sistema Principal de Transmisión.”

Según el cuadro No.17 del punto mención (1.1.4) (documento de la Consulta Pública), se observa la comparación entre el 31 Dic 2012 y 31 Dic 2017, sin embargo, no se está claro si dentro de la columna ETESA 2017, dichos valores han sido o no aprobado por ustedes, teniendo como referencia en el cuadro No.18 (VNR – Subestaciones) donde, en ese cuadro,

se realiza una comparación entre 31 Dic 2017 propuesta ETESA y al 31 Dic 2017 ajustado, donde la columna “Ajustado” ha sido la propuesta por la empresa consultora.

Como se muestra en los cuadros mencionados, se necesita definir si se está comparando entre periodos o solo propuesto vs ajustados

Se realizaron dos consultas a la empresa de transmisión respecto de la evolución del VNR de Subestaciones observándose un importante incremento en el mismo como resultado de la variación en el número de transformadores de medida en estas instalaciones. El número de estos equipos se incrementa de manera significativa entre el 31 de diciembre de 2012 y el 31 de diciembre de 2016, pero más destacable es el precio al cual se incorporan al VNR de Subestaciones. De la consulta a la base de precios del consultor se determina que estos se encuentran cotizados en promedio un 157% por sobre el valor de referencia de mercado. Se procedió en este caso a ajustar el VNR de subestaciones por este ítem. En los cuadros siguientes se exponen los valores determinados para ETESA para el sistema principal.

Es importante indicar que ETESA utiliza para la adjudicación de proyectos, como parte del proceso de transparencia licitaciones, en la cual, los oferentes en este caso llámese contratista presenta un pliego indicando los costos de dicha inversión, por ende, para nosotros es importante señalar que los costos presentados en los diferentes ítems del VNR son valores validados dentro del mercado local.

Es decir que los valores unitarios de equipos, tanto para subestaciones o líneas de transmisión, están basados en valores presentados en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017-2031, en el Tomo I – Estudios Básicos, “Costos de Componentes de Transmisión”, los cuales se presentan en el Anexo I-4 de dicho Tomo. Se adjunta las listas de precios de las últimas Licitaciones y los Procesos Excepcionales de Contratación (PECs) realizados, tanto para equipos de subestaciones como para líneas de transmisión, donde se puede comprobar que los costos unitarios utilizados para el cálculo de los componentes de transmisión y para el VNR son consonos con los obtenidos de estas licitaciones o los Procesos Excepcionales de Contratación (PECs).

Ver en el Anexo A documentos de consulta para justificación del VNR de ETESA

3.3 Equipamiento asignado totalmente a la Demanda

3.3.1 Costos del Proyecto Tercera Línea

En el documento de la consulta pública, en los costos relacionados al proyecto Tercera Línea se consideran el costo final de B/. 345.6 millones (Ver Cuadro No. 20-Costos del Proyecto), sin embargo, hacemos constatar que este proyecto hasta la fecha (enero 2018) están generando costos que están pendientes de registrar en el sistema contable de la empresa, y esto es debido a que algunas cuentas presentadas por el contratista están en trámites de emisión de facturas y aprobación de la Contraloría General de la República. Consideramos prudente tomar en cuenta los costos adicionales que se van a generar a futuro, para que se reconozcan en el modelo de ingresos de ETESA una vez sea aprobado el pliego tarifario.

Cuadro N° 20: Costos del Proyecto

Tercera Línea de Transmisión (Veladero –Llano Sánchez – Chorrera - Panamá II)

Contrato	Costo	ITBM	Total
Administración de la obra y EIA	44.1	3.1	47.2
Avalúos, Negociación y Movilización	6.3	0.4	6.7
Servidumbre	17.4	1.2	18.6
Línea de Transmisión	128.4	9.0	137.4
Ampliación S/E Veladero	8.1	0.6	8.7
Ampliación S/E Llano Sánchez	9.6	0.7	10.2
Ampliación S/E Chorrera	10.6	0.7	11.3
Ampliación S/E Panamá	4.5	0.3	4.8
Sub Total	228.9	16.0	244.9
Intereses durante Construcción	37.8	2.7	40.5
Servidumbre Etesa	42.8		42.8
Ajuste por Eficiencia Servidumbre total	-10.2		-10.2
Costos Indirectos	27.6		27.6
Total	326.9	18.7	345.6

Fuente: Elaboración propia en base a información ETESA (Valores expresados en Balboas)

3.3.2 Servidumbre del Proyecto Tercera Línea

3.3.2.1 Comentarios:

De acuerdo al informe presentado por la ASEP, en el Ingreso máximo permitido (IMP), a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), en el mes de diciembre de 2017, tenemos a bien informar que, solicitamos ampliar el criterio establecido para el análisis utilizado en cada uno de los montos negociados y pagados, debido a que hemos encontrado algunas inconsistencias que detallamos de la siguiente manera:

- a) El informe describe un total de predios negociados que corresponde al número de 841, el cual difiere del total establecido por ETESA en sus comunicaciones, por lo que solicitamos nos detallen el procedimiento que han realizado para estimar 841 predios negociados, por otra parte, en cuanto al pago en concepto de servidumbre, haciendo énfasis en los montos pagados y/o negociados, contamos con un total de 717 predios además de los 169 predios que correspondían a los pendientes por negociar, dando un total de 886 predios reconocidos para la Tercera Línea de Transmisión Eléctrica presentados a la ASEP en el mes de mayo 2017.

<i>Predios presentados por ETESA</i>	<i>Predios presentados por la ASEP</i>
Predios para el tramo 1: 340	Predios para el tramo 1: 332
Predios para el tramo 2: 495	Predios para el tramo 2: 465
Predios para el tramo 3: 51	Predios para el tramo 3: 44
TOTAL: 886	TOTAL: 841

- b) Solicitamos ampliar el criterio utilizado para la división de cada tramo en sub-tramos o subgrupos de predios, a pesar de mencionar su análisis que, dicho orden fue realizado atendiendo a la continuidad del tramo y las variaciones de precios, para ETESA no queda claro el concepto para dicha división.
- c) También observamos que a cada uno de los subgrupos se le asigna un rango definido entre un valor promediado y un valor máximo de cada subgrupo, solicitamos el criterio específico para promediar dichos valores. Por otra parte, la base del cálculo fue con relación al 70% de los predios dentro del sub-tramo, y no con la totalidad, por lo que precisamos dichos cálculos.

Cabe resaltar que, ETESA, realizó sus estimaciones de acuerdo a su criterio, y obtuvimos valorizaciones distintas, por lo tanto, no estamos de acuerdo con esta metodología, ya que consideramos que el costo de la servidumbre para la operación del proyecto ha sido mucho mayor de la estimación presentada en el IMP realizada por ASEP, también, debemos tomar en cuenta el valor de la tierra en el tiempo actual, condición que se evidencia en los resultados del avalúo comercial para cada predio.

- d) Discrepamos en el precio establecido por m² de la servidumbre, debido a que, en el IMP, es en base al valor pagado y/o negociado global entre el área de la servidumbre, el cual según la ley 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, está conformado por, la compensación que representa al valor del terreno y la

Indemnización en base a los perjuicios o limitación del derecho de propiedad, representando por variables como mejoras, cultivos, árboles comerciales, árboles no comerciales y área inhabilitada, por este motivo los valores por metro cuadrado de servidumbre calculados pueden variar, debido a las condiciones que presente cada predio, siendo así, podemos promediar el valor por metro cuadrado del terreno, ya sea por su ubicación e infraestructuras aledañas, mas no, podemos promediar la indemnización de los predios debido a que es la estimación particular que establece el evaluador a los componentes que posee cada predio.

- a) Los datos presentados no hacen referencia al último informe enviado en diciembre de 2017, por parte de ETESA, el cual cuenta con actualizaciones de los montos pagados y/o negociados de los predios por donde transcurre la Tercera Línea de Transmisión Eléctrica.

3.3.2.2 Propuesta y criterios de ETESA, para calcular o estimar los promedios para la adquisición de la servidumbre por el paso de la Tercera Línea de Transmisión Eléctrica.

Para una mayor comprensión de lo arriba discreto tenemos a bien indicar que, se realizaron estos cálculos en base al informe de los costos de la servidumbre presentados por la ASEP, donde el monto a reconocer de acuerdo a su metodología nos representaba la diferencia de 10.2 millones. Para esto se ha realizado el ejercicio, simulando la metodología utilizada por la ASEP para poder comparar los resultados. Esto se observa en el punto 3.3.2.5 Análisis comparativo, ya que los resultados de ETESA difieren completamente con los presentados por el regulador.

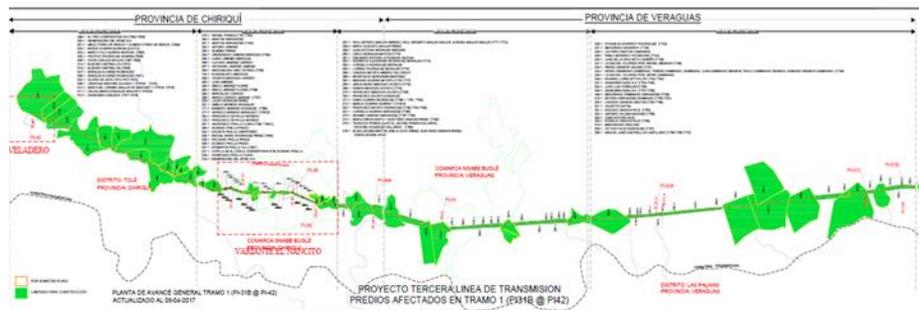
De esta manera se actualizaron los datos a la fecha de diciembre 2017, reporte al que se le agrega las siguientes columnas: ubicación, valor unitario por metro cuadrado al 100%, compensación al 100%, indemnización, monto negociado, valor unitario promediado por metro cuadrado, el monto ajustado y las observaciones para cada predio.

<i>Criterio</i>	<i>Detalle</i>
<i>Primer criterio</i>	Actualización de numero de predios.
<i>Segundo criterio</i>	Subdivisión de predios por sub-tramos.
<i>Tercer criterio</i>	Promediar valor de metro cuadrado por sub-tramo.
<i>Cuarto criterio</i>	Establecer el valor real de predios negociados.
<i>Quinto criterio</i>	Establecer compensación del terreno utilizando el valor por metro cuadrado promediado.
<i>Sexto criterio</i>	Establecer rango por m2 de cada sub-tramo.
<i>Séptimo criterio</i>	Establecer el monto ajustado.

- a) Primer criterio: se establece la actualización de número de predios reconocidos para el Proyecto de la Tercera Línea de Transmisión Eléctrica hasta la fecha, diciembre 2017, distribución que será de la siguiente manera:

Tramos	Predios
<i>Predios para el tramo 1:</i>	343
<i>Predios para el tramo 2:</i>	508
<i>Predios para el tramo 3:</i>	60
TOTAL:	911

- b) Segundo criterio: establecer la subdivisión de predios para cada tramo, en el cual nos hemos basado en la ubicación regional por corregimiento de cada uno de ellos, y los valores reales establecidos por metros cuadrados según que estén en relación a la continuidad del alineamiento.



- c) Tercer criterio: promediar el metro cuadrado del terreno establecido, para los predios asignados a los diferentes sub-tramos:

Tramo1

SUBTRAMO	CANTIDAD DE PREDIOS	CANTIDAD DE PREDIOS NEGOCIADOS	VALOR UNITARIO PROMEDIO POR METRO CUADRADO
1	9	8	4.87
2	55	45	1.95
3	38	36	7.35
4	27	25	8.28
5	28	28	2.39
6	27	25	2.52
7	67	58	1.16
8	38	41	1.01
9	36	36	0.88
10	18	14	1.29
TOTAL	343	316	

Tramo 2

SUBTRAMO	CANTIDAD DE PREDIOS	CANTIDAD DE PREDIOS NEGOCIADOS	VALOR UNITARIO PROMEDIO POR METRO CUADRADO
1	17	15	11.47
2	16	13	8.31
3	3	3	5.33
4	9	8	4.37
5	4	3	7.30
6	7	6	8.04
7	13	12	9.92
8	4	3	7.88
9	22	21	13.80
10	14	12	15.54
11	15	12	15.58
12	29	27	11.35
13	13	10	18.38
14	15	9	12.38
15	6	6	9.83
16	19	0	2.41
17	35	15	3.15
18	15	32	4.56
19	24	13	5.80
20	6	22	4.00
21	27	5	2.63
22	24	18	4.89
23	12	22	10.18
24	26	8	7.16
25	5	22	8.65
26	38	5	2.13
27	24	27	8.18
28	10	17	10.41
29	14	8	14.07
30	37	10	16.52
31	5	26	15.60
TOTAL	508	410	

Tramo 3

SUBTRAMO	CANTIDAD DE PEDIOS	CANTIDAD DE PEDIOS NEGOCIADOS	VALOR UNITARIO PROMEDIO POR METRO CUADRADO
1	3	0	50
2	17	5	11.28
3	33	19	6.24
4	5	5	14.79
5	2	2	19.93
TOTAL	60	31	

- d) Cuarto criterio: establecer el valor real de predios negociados con sus respectivos montos para cada tramo.
- e) Quinto criterio: establecer el monto con el valor del metro cuadrado ajustado (compensación por el terreno ajustada), con el valor promedio del metro cuadrado para cada predio. Es decir, que una vez obtenido el promedio por cada sub-tramo, deberá ser comparado con el valor real establecido al metro cuadrado y los valores que se excedan al valor promedio por m², deberá ser llevado al valor promedio del terreno en la región, como se observa en la siguiente ecuación:

SI (valor m² ≤ promedio = valor m², en caso contrario, es = promedio)

- f) Sexto criterio: Establecer el rango por m² con relación a cada sub-tramo, el cual es definido por el promedio calculado de cada sub-tramo y el valor mayor reportado en dicho sub-tramo.

– Ejemplo:

SUBTRAMO	RANGO POR METRO CUADRADO
1	10.00 - 25.00
2	12.28 - 39.00
3	6.24 - 12.75
4	12.79 - 30.00
5	19.93 - 25.00

- g) Séptimo criterio: establecer el monto total ajustado, el cual consideramos deberá ser establecido por la siguiente ecuación:

$$\text{Monto} = (\text{valor promedio m}^2 * \text{área de la servidumbre}) + \text{Indemnización}$$

Fundamentamos la ecuación anterior en la **ley 6 de 3 de febrero de 1997**, artículo No. 126, **Compensación y por constitución de la servidumbre**: la cual define la compensación por “Ocupación de los terrenos necesarios para la constitución de la servidumbre”, ésta depende del estado del predio, es decir que si el propietario cuenta con el título de propiedad debidamente registrado en el Registro Público, deberá ser completamente compensado, en el caso de no ser así, se le atribuye al ocupante del terreno únicamente la indemnización.

Por otra parte, la ley define la indemnización como “los perjuicios o la limitación del derecho de propiedad, que pudieran resultar como consecuencia de la construcción o instalaciones propias de la servidumbre. Si al constituirse una servidumbre quedaran terrenos inutilizados para su uso natural de aprovechamiento, la indemnización debe extenderse a esos terrenos.” Es decir que, la indemnización se ve afectada o comprendida, por el informe forestal del terreno, por la ubicación de la torre en caso de poseerla, la actividad a la cual es destinado dicho terreno y si es afectada dicha actividad debido al alineamiento, entonces se establece lo que se conoce como área inhabilitada.

Siendo así, consideramos que, la compensación puede ser promediada utilizando como referencia los valores próximos de los colindantes al predio, mas no, promediar la indemnización, debido a que es completamente independiente a los predios colindantes, donde se especifica la particularidad de cada predio, por esa razón incluimos la indemnización completa para cada sub-tramo.

3.3.2.3 Escenarios de los predios presentados en el siguiente informe:

- a) **Compra y venta**: Predios negociados, que presentan antecedentes de líneas de transmisión anteriores o que el alineamiento afecta más del 50% de la Finca afectada, como se presenta en el procedimiento de adquisición de servidumbre establecido por ETESA, “Si el predio es afectado más del 50% por el establecimiento de la servidumbre, ETESA podrá adquirir la totalidad del predio, para ello, se debe solicitar el avalúo a la Contraloría General de la República y el Ministerio de Economía y Finanzas, para promediar y obtener el valor tope de adquisición, de acuerdo al Texto Único de la ley No. 22 del 27 de junio de 2006, en el artículo N°60”. Por lo que podemos decir que, ETESA, presenta el área de la servidumbre en estos predios, pero el

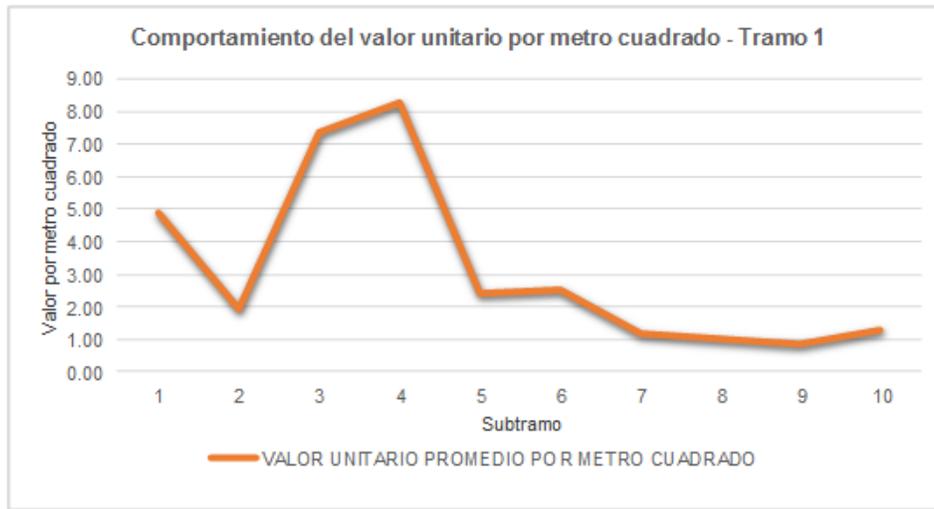
pago realizado o valor negociado será por la totalidad de la Finca, es decir que el pago global no podrá ser dividido entre el área de la servidumbre.

- b) **Derechos posesorios u ocupantes:** si en el sub-tramo se encuentra un derecho posesorio al lado de un predio con título de propiedad, el monto total negociado será totalmente distinto, debido a que el tenedor de derecho posesorio u será indemnizado únicamente por lo que se encuentra en el predio, sin tomar en cuenta la compensación.
- c) **Indemnización particular por predio:** los predios presentan una gran variación en el valor establecido, debido a que se toma en cuenta las torres que posea la Finca y como se traza el alineamiento en la misma.
- d) **ASEP:** Los predios negociados a través de la ASEP presentan variaciones en sus valores en comparación con los predios colindantes debido a que ASEP asigna el perito dirimente quien es el responsable de establecer el valor por metro cuadrado basándose en el valor del mercado y restricciones de la ASEP.

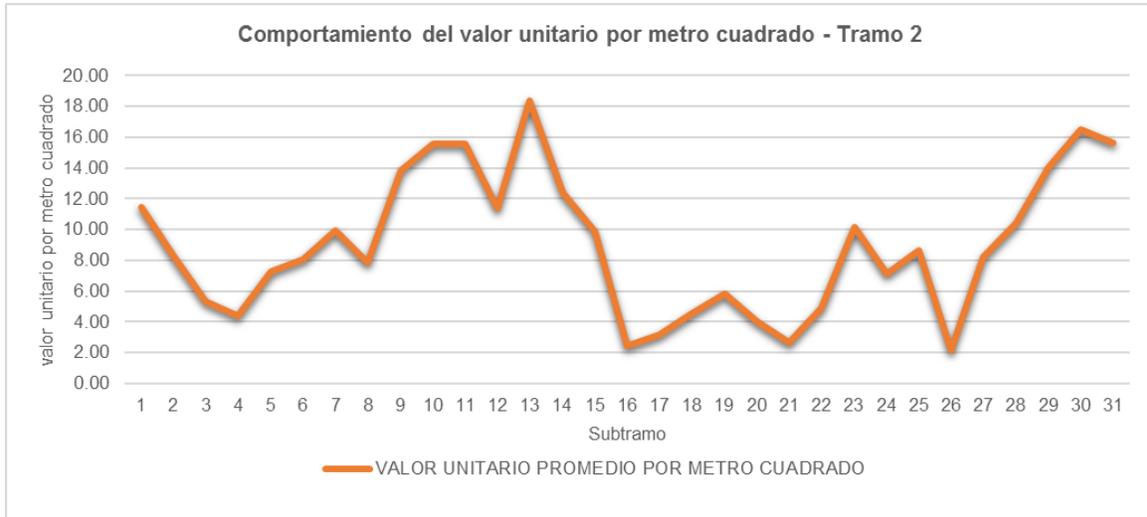
3.3.2.4 Costos por servidumbres

Siguiendo el modelo presentado por la ASEP, utilizando los criterios mencionados anteriormente y los valores reales a la fecha de costos por servidumbre, presentamos un cuadro por tramo que muestran las divisiones por sub-tramos basadas en el área geográfica, el valor unitario promedio por metro cuadrado, el costo real pagado/negociado por ETESA y el monto ajustado basado en el valor por metro cuadrado promediado.

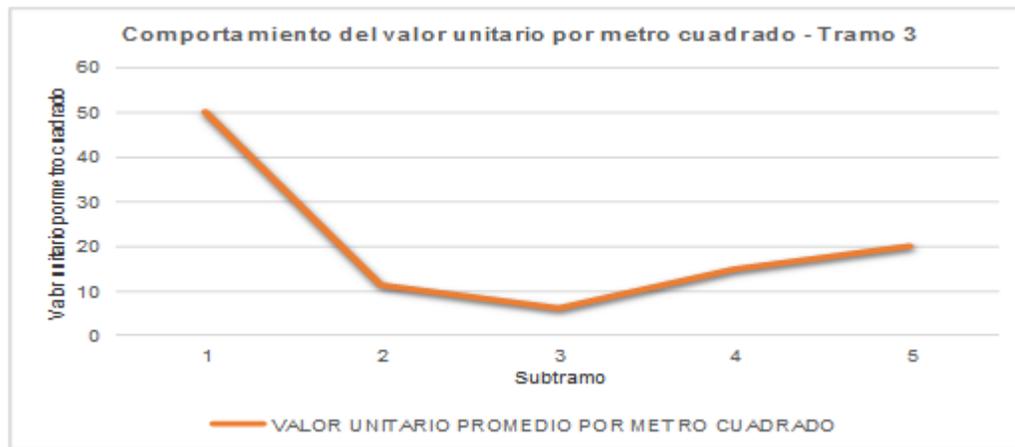
TRAMO 1: VELADERO – LLANO SÁNCHEZ						
SUBTRAMO	CANTIDAD DE PREDIOS	CANTIDAD DE PREDIOS NEGOCIADOS	VALOR UNITARIO PROMEDIO POR METRO CUADRADO	MONTO TOTAL NEGOCIADO	RANGO POR METRO CUADRADO	MONTO AJUSTADO: ((VALOR PROMEDIO POR M2 * AREA DE SERVIDUMBRE)+ INDEMNIZACIÓN)
1	9	8	4.87	B/. 448,870.77	4.87 - 6.40	B/. 515,843.24
2	55	45	1.95	B/. 741,723.26	1.95 - 5.00	B/. 1,387,348.40
3	38	36	7.35	B/. 1,568,844.93	7.35 - 20.00	B/. 1,755,383.21
4	27	25	8.28	B/. 1,336,113.93	8.28 - 28.00	B/. 1,103,705.35
5	28	28	2.39	B/. 1,012,061.23	2.39 - 4.00	B/. 984,493.20
6	27	25	2.52	B/. 652,927.98	2.52 - 3.25	B/. 932,343.65
7	67	58	1.16	B/. 834,701.71	1.16 - 3.50	B/. 967,204.30
8	38	41	1.01	B/. 293,042.00	1.01 - 1.00	B/. 830,608.92
9	36	36	0.88	B/. 533,565.43	0.88 - 1.25	B/. 195,110.36
10	18	14	1.29	B/. 838,543.78	1.29 - 3.50	B/. 208,101.06
TOTAL	343	316		B/. 8,260,395.02		B/. 8,880,141.69



TRAMO 2: LLANO SÁNCHEZ - CHORRERA						
SUBTRAMO	CANTIDAD DE PREDIOS	CANTIDAD DE PREDIOS NEGOCIADOS	VALOR UNITARIO PROMEDIO POR METRO CUADRADO	MONTO TOTAL NEGOCIADO	RANGO POR METRO CUADRADO	MONTO AJUSTADO: ((VALOR PROMEDIO POR M2 * AREA DE SERVIDUMBRE)+ INDEMNIZACIÓN)
1	17	15	11.47	B/. 3,027,143.05	11.47-25	B/. 2,828,578.83
2	16	13	8.31	B/. 1,413,226.87	8.31-15	B/. 1,376,080.22
3	3	3	5.33	B/. 356,000.00	5.33-6	B/. 360,107.29
4	9	8	4.37	B/. 419,992.76	4.37-5.1	B/. 340,674.65
5	4	3	7.30	B/. 337,182.60	7.30-7.5	B/. 301,758.08
6	7	6	8.04	B/. 401,611.65	8.04-10	B/. 391,294.53
7	13	12	9.92	B/. 1,766,458.58	9.92-15	B/. 1,868,109.35
8	4	3	7.88	B/. 152,653.38	7.88-8	B/. 466,656.93
9	22	21	13.80	B/. 2,835,336.39	13.80-25	B/. 2,582,972.29
10	14	12	15.54	B/. 2,187,544.49	15.54-28	B/. 1,727,880.92
11	15	12	15.58	B/. 3,118,411.87	15.58-42	B/. 3,171,588.02
12	29	27	11.35	B/. 3,245,312.62	11.35-18	B/. 3,128,201.88
13	13	10	18.38	B/. 2,477,012.76	18.38-25	B/. 2,367,658.47
14	15	9	12.38	B/. 465,475.26	12.38-15	B/. 533,114.54
15	6	6	9.83	B/. 909,594.58	9.83-11	B/. 982,786.95
16	19	0	2.41	B/. 467,241.43	2.41-10	B/. 444,976.81
17	35	15	3.15	B/. 996,596.69	3.15-20	B/. 822,124.07
18	15	32	4.56	B/. 563,069.71	4.56-8	B/. 414,028.46
19	24	13	5.80	B/. 2,010,562.29	5.80-15	B/. 1,834,920.53
20	6	22	4.00	B/. 442,059.18	4.00-5.5	B/. 563,820.46
21	27	5	2.63	B/. 398,465.06	2.63-5	B/. 488,569.42
22	24	18	4.89	B/. 2,142,264.64	4.89-20.34	B/. 1,276,570.86
23	12	22	10.18	B/. 973,571.83	10.18-25	B/. 1,168,636.90
24	26	8	7.16	B/. 2,140,631.89	7.16-11	B/. 2,235,600.19
25	5	22	8.65	B/. 404,563.50	8.65-10	B/. 393,921.53
26	38	5	2.13	B/. 481,532.48	2.13-8	B/. 395,553.05
27	24	27	8.18	B/. 807,153.09	8.18-12	B/. 2,075,107.57
28	10	17	10.41	B/. 1,255,901.45	10.41-13.5	B/. 1,139,885.71
29	14	8	14.07	B/. 1,214,985.15	14.07-18	B/. 1,446,339.52
30	37	10	16.52	B/. 2,797,321.12	16.52-25	B/. 3,181,100.38
31	5	26	15.60	B/. 451,670.85	15.60-16	B/. 825,578.39
TOTAL	508	410		B/. 40,660,547.22		B/. 41,134,196.82



TRAMO 3: CHORRERA - PANAMÁ						
SUBTRAMO	CANTIDAD DE PREDIOS	CANTIDAD DE PREDIOS NEGOCIADOS	VALOR UNITARIO PROMEDIO POR METRO CUADRADO	MONTO TOTAL NEGOCIADO	RANGO POR METRO CUADRADO	MONTO AJUSTADO: ((VALOR PROMEDIO POR M2 * AREA DE SERVIDUMBRE)+ INDEMNIZACIÓN)
1	3	0	50		50	
2	17	5	11.28	B/. 378,892.96	11.28 - 29.59	B/. 325,039.15
3	33	19	6.24	B/. 1,314,852.75	6.24 - 12-75	B/. 1,068,393.26
4	5	5	14.79	B/. 2,463,329.85	14.79 - 30.00	B/. 2,205,571.94
5	2	2	19.93	B/. 930,958.46	19.93 - 25.00	B/. 888,893.34
TOTAL	60	31		B/. 5,088,034.02		B/. 4,487,897.69



3.3.2.5 Análisis comparativo

a) Costos de la servidumbre ajustados:

ETESA			
TRAMO	CANTIDAD DE NEGOCIADOS	MONTO NEGOCIADO	MONTO AJUSTADO
TRAMO 1	316	B/. 8,260,395.02	B/. 8,880,141.69
TRAMO 2	410	B/. 40,660,547.22	B/. 41,134,196.82
TRAMO 3	31	B/. 5,088,034.02	B/. 4,487,897.69
TOTAL	757	B/. 54,008,976.26	B/. 54,502,236.20
ASEP			
TRAMO	CANTIDAD DE PREDIOS	MONTO NEGOCIADO REPORTADO POR "ETESA"	MONTO A CONSIDERAR
TRAMO 1	332	B/. 7,726,283.00	B/. 6,451,641.00
TRAMO 2	465	B/. 45,723,844.00	B/. 38,983,136.00
TRAMO 3	44	B/. 6,683,319.00	B/. 4,460,330.00
TOTAL	841	B/. 60,133,446.00	B/. 49,895,107.00

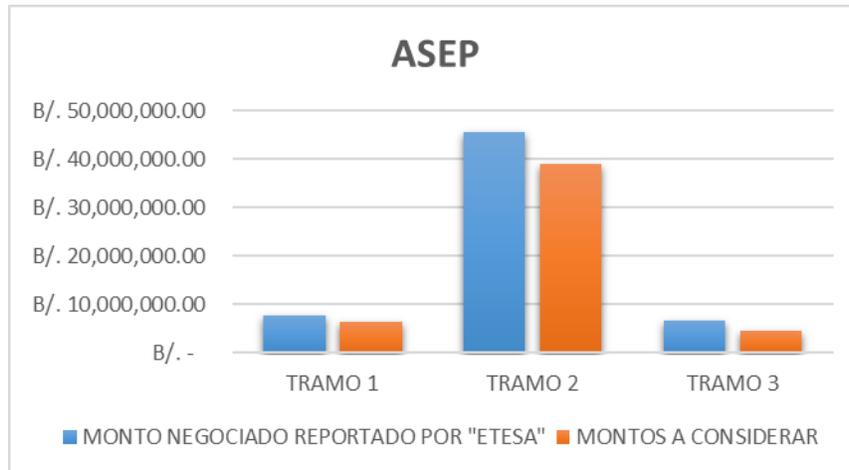
De acuerdo al informe levantado por ETESA, se presenta una diferencia de B/. 493,260.94, entre el monto ajustado o promediado establecido para los predios de la Tercera Línea de Transmisión Eléctrica, y el monto negociado hasta la fecha, debido a que, en muchos casos el negociador juega con los valores del metro cuadrado del terreno, con el fin de reducir los costos de la servidumbre, a diferencia del reporte presentado por ASEP en el cual presenta un valor ajustado como montos a considerar de B/. 10,238,339.00.

Cabe resaltar que, el reporte de ASEP, fue presentado al mes de mayo para 841 predios negociados y ETESA está trabajando con 757 predios negociados, es decir el número de predios negociados real hasta la fecha de diciembre 2017.

Anexo a esto, se presenta la comparación de montos por cada tramo con respecto al valor ajustado y el valor negociado:



Se observa que para el tramo 1 y el tramo 2, el valor ajustado es mayor al valor negociado, a diferencia del tramo 3 en donde el valor negociado es mayor al valor ajustado.



De lo contrario que muestra ASEP, para cada uno de los tramos, donde el valor negociado es mayor con relación al valor ajustado.

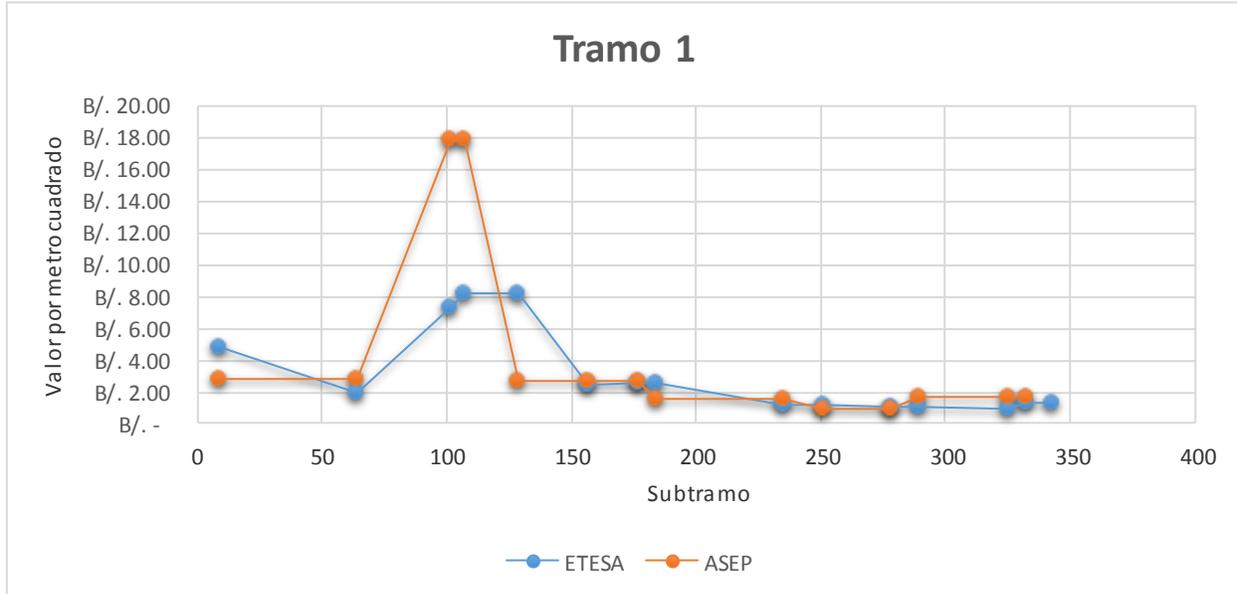
b) Comportamiento de los valores por metro cuadrado:

Utilizando la información presentada de costos por la ASEP, se realizó un ejercicio que presenta los movimientos del valor por metro cuadrado.

- Cabe destacar que, estas comparaciones no son 100% reales debido a que no tenemos claro los criterios utilizados por la ASEP para calcular los montos.

Tramo 1: Veladero – Llano Sánchez

ETESA				ASEP		
SUBTRAMOS	CANTIDAD DE PREDIOS	CANTIDAD DE PREDIOS NEGOCIADOS	VALOR UNITARIO PROMEDIO POR METRO CUADRADO	SUBTRAMOS	CANTIDAD DE PREDIOS	PRECIO B./m2
1	9	8	B/. 4.87	1	64	B/. 2.87
2	55	45	B/. 1.95	2	43	B/. 17.85
3	38	36	B/. 7.35	3	70	B/. 2.73
4	27	25	B/. 8.28	4	58	B/. 1.58
5	28	28	B/. 2.39	5	43	B/. 0.88
6	27	25	B/. 2.52	6	54	B/. 1.68
7	67	58	B/. 1.16	TOTAL		332
8	38	41	B/. 1.01			
9	36	36	B/. 0.88			
10	18	14	B/. 1.29			
TOTAL	343	316				

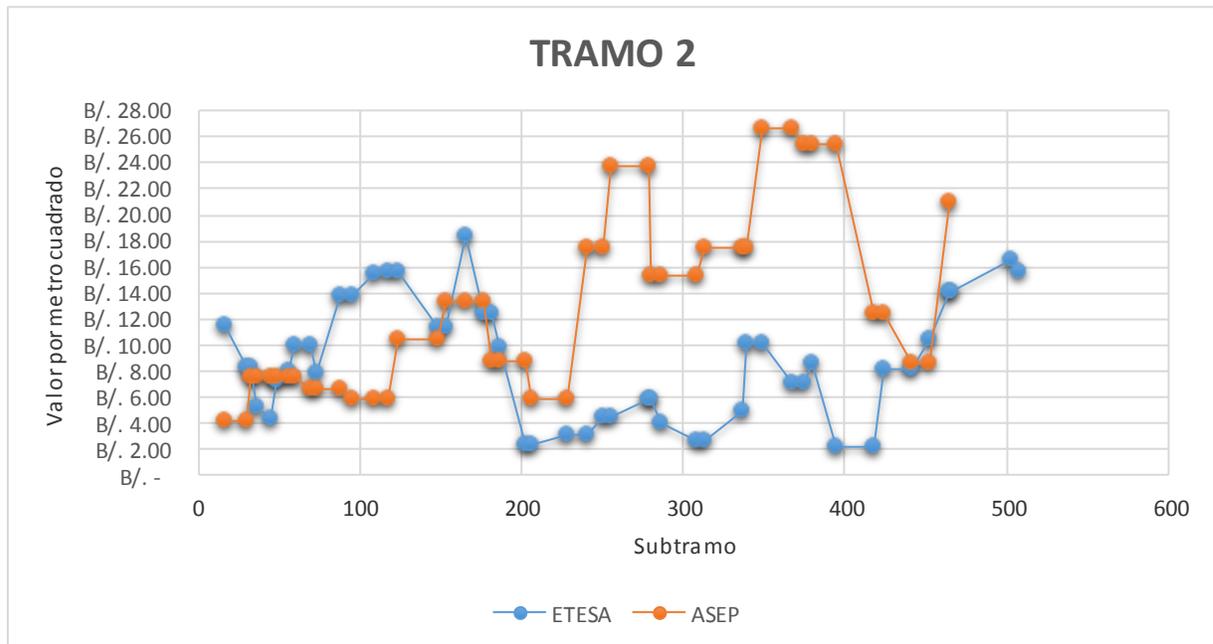


Tramo 2: Llano Sánchez - Chorrera

ETESA				ASEP		
SUBTRAMOS	CANTIDAD DE PREDIOS	CANTIDAD DE PREDIOS NEGOCIADOS	VALOR UNITARIO PROMEDIO POR METRO CUADRADO	SUBTRAMOS	CANTIDAD DE PREDIOS	PRECIO B/./m2
1	17	15	11.47	1	30	4.2
2	16	13	8.31	2	29	7.5
3	3	3	5.33	3	29	6.7
4	9	8	4.37	4	30	5.9
5	4	3	7.30	5	30	10.4
6	7	6	8.04	6	28	13.4
7	13	12	9.92	7	27	8.7
8	4	3	7.88	8	25	5.8
9	22	21	13.80	9	23	17.5
10	14	12	15.54	10	28	23.8
11	15	12	15.58	11	30	15.4
12	29	27	11.35	12	30	17.5
13	13	10	18.38	13	29	26.6
14	15	9	12.38	14	27	25.5
15	6	6	9.83	15	29	12.5

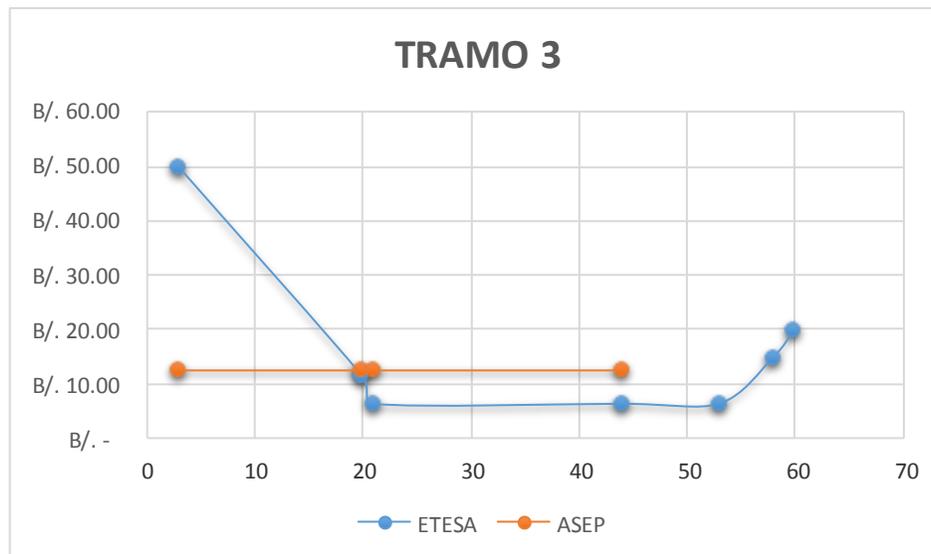


16	19	0	2.41	16	28	8.6
17	35	15	3.15	17	13	21
18	15	32	4.56	TOTAL 465		
19	24	13	5.80			
20	6	22	4.00			
21	27	5	2.63			
22	24	18	4.89			
23	12	22	10.18			
24	26	8	7.16			
25	5	22	8.65			
26	38	5	2.13			
27	24	27	8.18			
28	10	17	10.41			
29	14	8	14.07			
30	37	10	16.52			
31	5	26	15.60			
TOTAL	508	410				



Tramo 3: Chorrera – Panamá

ETESA				ASEP		
SUBTRAMOS	CANTIDAD DE PREDIOS	CANTIDAD DE PREDIOS NEGOCIADOS	VALOR UNITARIO PROMEDIO POR METRO CUADRADO	SUBTRAMOS	CANTIDAD DE PREDIOS	PRECIO B./m2
1	3	0	B/. 50.00	1	21	B/. 12.45
2	17	5	B/. 11.28	2	23	B/. 12.47
3	33	19	B/. 6.24	TOTAL		44
4	5	5	B/. 14.79			
5	2	2	B/. 19.93			
TOTAL	60	31				



3.3.2.6 Costos Reales Estudio de Impacto Ambiental.

La evaluación de impacto ambiental es un costo asignado a la reducción de los impactos adversos de los proyectos en desarrollo. Por lo tanto, solicitamos se incluya el total de los costos reales requeridos para la elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental y la mitigación ambiental del proyecto Tercera Línea, tomando en cuenta lo siguiente:

- a) La empresa de Transmisión Eléctrica es parte del ESTADO panameño.
- b) La obra realizada es un proyecto de inversión público.
- c) Antes de iniciar la obra debe someterse al proceso de evaluación ambiental previo a su ejecución y obtener la aprobación de la entidad que regula la materia.
- d) ETESA como promotor de la obra debe contar con presupuesto para la elaboración del estudio de impacto ambiental y la aplicación de la mitigación ambiental durante las fases de construcción, operación y/o abandono de la obra.
- e) Los compromisos ambientales establecidos en el plan de manejo ambiental y la resolución ambiental que aprueban el proyecto Tercera Línea y la adecuación en las subestaciones, forman parte de los costos destinados a la aplicación de medidas de mitigación ambiental con el objetivo de reducir impactos adversos por el desarrollo de la obra.
- f) Se requirió replantear el alineamiento constituyéndose dos variantes, lo que dio como resultado la elaboración de dos estudios de impacto ambiental y seguimiento ambiental adicionales para completar la ejecución de la obra.

Los argumentos anteriores se fundamentan en la legislación vigente en el territorio nacional que se describe en el cuadro a continuación:

Legislación	Alcance
Constitución de la República de Panamá: Capítulo 7 Régimen Ecológico Artículo 110, 114, 115.	El ESTADO debe velar por la conservación de las condiciones ecológicas, previniendo la contaminación del ambiente y el desequilibrio de los ecosistemas en armonía con el desarrollo económico y social del país.
	Se refieren a la obligación y potestad que tiene el Estado de reglamentar y fiscalizar la racional utilización de los recursos naturales y de aplicar de forma oportuna las medidas necesarias para que el aprovechamiento de esos recursos no degeneren en depredación o en perjuicios sociales, económicos y ambientales.

<p>Ley 41 General de Ambiente de 1 de julio de 1998 Artículo 4 y artículo 28</p>	<p><i>Las actividades, obras o proyectos públicos o privados que, por su naturaleza, características, efectos, ubicación o recursos, puedan generar riesgo ambiental requerirán de un estudio de impacto ambiental previo al inicio de su ejecución.</i></p> <p><i>Para toda actividad, obra o proyecto del ESTADO, la institución pública promotora estará obligada a incluir en su presupuesto los recursos para cumplir con la obligación de elaborarlo y asumir el costo que demande el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental y la resolución administrativa que lo aprobó.</i></p>
<p>Decreto Ejecutivo 123 de 14 de agosto de 2009 Artículo 3 y Artículo 4</p>	<p><i>Los proyectos de inversión, públicos y privados, obras o actividades, de carácter nacional, regional, o local y sus modificaciones, que estén incluidas en la lista taxativa contenida en el artículo 16 del decreto ejecutivo 123 de 14 de agosto de 2009, deberán someterse al proceso de Evaluación de Impacto Ambiental antes de iniciar la realización del respectivo Proyecto.</i></p> <p><i>Ninguno de los proyectos, obras o actividades afectos a la exigencia de someterse al Proceso de Evaluación de Impacto Ambiental, podrán iniciar su ejecución sin contar con la aprobación de la Declaración Jurada notariada para los Estudios de Impacto Ambiental Categoría I y con la Resolución Ambiental de la Autoridad Nacional del Ambiente para los Estudios Categoría II y III.</i></p>
<p>Ley 8 de 25 de marzo de 2015 Artículo 22 y artículo 50</p>	<p><i>Para toda actividad, obra o proyecto del Estado que, de acuerdo con esta Ley y sus reglamentos, requiera un estudio de impacto ambiental, la institución pública promotora estará obligada a incluir, en su presupuesto, los recursos para cumplir con la obligación de elaborarlo y asumir el costo que demande el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental y la resolución administrativa que lo aprobó.</i></p> <p>El incumplimiento de las normas de calidad ambiental, del estudio de impacto ambiental, su Plan de Manejo Ambiental o su resolución de aprobación, del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental, de la presente Ley, las leyes y demás normas complementarias constituyen</p>

	infracción administrativa. Dicha infracción será sancionada por el ministro de Ambiente con amonestación escrita y/o suspensión temporal o definitiva de las actividades de la empresa y/o multa, <i>según sea el caso y la gravedad de la infracción, sin perjuicio de las sanciones principales y accesorias dispuestas en las normas complementarias existentes.</i>
--	---

Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997. Artículo 148.	Obligación de mitigar impactos ambientales y sociales. Las empresas públicas, privadas o mixtas del sector eléctrico que emprendan proyectos susceptibles de producir deterioro ambiental o dislocaciones sociales, tendrán la obligación de evitar, mitigar, reparar y compensar, los efectos negativos sobre el ambiente natural y social, generados durante el desarrollo de sus actividades, de conformidad con las normas vigentes y las especiales que señalen las autoridades competentes.
---	---

Ver información del Listado de Predios de la Servidumbre en el Anexo B- Respaldo de Servidumbre del Proyecto Tercera Línea de Transmisión.

3.4 Costos por Generación Obligada

En referencia a la propuesta considerada por la ASEP específicamente al punto 2, referente a los costos por Generación Obligada (ca), la cual el regulador indica: “Que el cálculo del Ingreso Máximo Permitido para el Sistema Principal de Transmisión contempla los costos adicionales en concepto de generación obligada, identificado con un término CA para ser asignados a la Generación y Demanda (CAGyDi) y la Demanda (CADi). El mismo es un reconocimiento de costos por generación obligada u otros costos relacionados a la aplicación del criterio n-1 con desconexión automática de generación y demanda en el diseño del sistema de transmisión adoptado en el Reglamento de Transmisión”.

En el siguiente párrafo el regulador indica que ETESA, no reportó durante el periodo tarifario anterior julio 2013- junio 2017 montos importantes bajo este concepto por lo que no se han considerado incluirlo en el presente estudio. Sin embargo, consideramos prudente dejar este compas o punto de la consulta de forma abierta ya que existen proyectos de inversión, que son considerados en el plan de expansión del sistema y que contemplan la aplicación del criterio n-1, la cual no se puede dejar de prever el costo de generación obligada de estas inversiones futuras.

Considerando lo comentado en el párrafo anterior, queremos hacer mención a los proyectos contemplados en el Plan de Expansión, los cuales pueden causar generación obligada, producto de libranzas para su ejecución y puesta en operación.

- **Aumento** de Capacidad de la LT2 Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero
Inicio de Operación: mayo de 2019
- **Nueva Línea** Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV
Doble Circuito
Inicio de Operación: julio de 2019
- **Nueva Subestación** Panamá III 230 kV GIS
Entrada en Operación: octubre de 2019
- **Aumento de Capacidad** LT1 Línea de 230 KV Mata de Nance–Veladero
Inicio de Operación: noviembre de 2019
- **Línea Subterránea** Panamá – Cáceres 115 KV
Inicio de Operación: noviembre de 2019
- **Nueva Subestación** Burunga 230 kV GIS
Entrada en Operación: noviembre de 2019.
- **Nueva Subestación** Sabanitas 230 kV
Entrada en Operación: febrero de 2019
- **Aumento de Capacidad** de la Línea LT2 Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV
Inicio de Operación: mayo de 2020

- **Aumento de Capacidad** de la Línea LT1 Veladero – Llano Sánchez – El Higo - Chorrera - Panamá 230 KV
Inicio de Operación: julio 2022

3.5 Crédito por la Generación Obligada pagada por la Restricción del Sistema - Tercera Línea.

Antecedentes

- De acuerdo al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) del año 2009 la Tercera línea de transmisión estaba prevista a entrar en operación en julio de 2013.
- En la realidad, la Tercera Línea de transmisión estuvo operativa y al servicio del Sistema Interconectado Nacional (SIN) finalizada la libranza No. ETESA-1102-2017 el día 29 de septiembre de 2017 a las 20:08 horas.
- El costo asignado por generación obligada desde el 1 de agosto de 2013 al 29 de septiembre de 2017 está asociado al atraso de la puesta en funcionamiento de la Tercera línea de transmisión y asciende a \$ 129,547,111.41, salvo casos puntuales que más adelante se detallan.
- Durante el año 2017, se presentaron casos puntuales adicionales que restringieron la capacidad de transporte desde el occidente del país; estos fueron i) eventos del 17 y 21 de marzo en la S/E Panamá y ii) invasión de vegetación en la servidumbre de 230 KV por falta de poda.
- Para el primero de los casos, los eventos en cuestión afectaron la capacidad de transformación 230/115 KV en la S/E Panamá de modo que obligó a restringir la generación hidráulica de occidente y reemplazarla por generación térmica fuera de mérito ubicada en Panamá y Colón en los meses de marzo, abril, mayo y junio. A continuación, los detalles mostrando la generación real de esos meses y del comportamiento promedio histórico:

Mes	Generación Obligada Total (Millones)	Generación Obligada Promedio (Millones)
Marzo	3.5	1.5
Abril	6.1	1.5
Mayo	5.9	1.5
Junio	8.8	1.5

En promedio durante ese período, el excedente pagado en generación obligada corresponde a \$ 18 millones directamente asociado a los eventos del mes de marzo en la S/E Panamá.

- El otro de los eventos fue la falta de poda que igualmente restringió el transporte de energía hidráulica del occidente y reemplazarla por generación térmica fuera de mérito ubicada en Panamá y Colón. Este período comprendió entre el 1 de julio al 29 de septiembre cuando se energizó la 3ra línea de transmisión. Durante esa ventana de tiempo por seguridad, el Sistema de Transmisión se operó en Rate A (247 MVA/circuito promedio -menor capacidad-) cuando normalmente se opera en Rate C (450 MVA/circuito -capacidad normal-). Esta operación, en promedio impuso un sobrecosto promedio de 500% mensual; ver tabla:

Mes	Generación Obligada Total (Millones)	Generación Obligada Promedio Estimado que debió Ser (Millones)
Julio	18.2	3.35
Agosto	13.2	2.43
Septiembre	12.6	2.33

En promedio durante ese período, el excedente pagado en generación obligada corresponde a \$ 6.5 millones directamente asociado a la restricción por poda en varias líneas de transmisión.

- Finalmente, el costo asociado al atraso de la 3ra línea de transmisión sería \$ 129,547,111.41 - \$ 18,000,000.00 (eventos en S/E Panamá)- \$ 6,500,000.00 (por poda) dando un total de **\$ 105,047,111,41.**

Se solicita a la ASEP el reconocimiento de US\$105 millones de gasto de Generación Obligada (GO) atribuibles al atraso de la Tercera Línea, mediante el siguiente mecanismo:

- Incorporar en la base de capital, el monto equivalente a US\$33.9 millones como costos relacionados al proyecto de la Tercera Línea de Transmisión, específicamente en el Tramo II, el cual está pendiente de ser registrado contablemente como activo productivo en diciembre de 2017. Por ende, la inversión total del proyecto antes mencionado, incrementaría por este monto, el cual será tomado en consideración para el cálculo del ingreso tarifario.
- La diferencia de US\$71.1 millones (US\$105 – US\$33.9 millones), será dividida entre los cuatro (4) años del periodo tarifario y reconocida en el diferencial (*spread*) de hasta dos puntos, sobre la suma del interés anual de los bonos del Tesoro de Estados Unidos, más la prima de riesgo por concepto del negocio, contemplado en el Artículo 96 de la Ley 6 de 1997. El monto equivalente a este diferencial será reconocido únicamente en el cálculo del periodo tarifario 2017 -2021.

Para estimar el diferencial sobre la tasa de rentabilidad regulada, tomamos el monto anual producto de dividir los US\$71.1 millones entre los cuatro años del periodo tarifario calculándolo con una base de Activos Netos al 2017 de (US\$546) quedando así:

	<u>2018</u>	<u>2019</u>	<u>2020</u>	<u>2021</u>
Monto a incorporar en la tarifa (US\$)	71.1			
Activos Netos a 2017 (US\$)	546			
Incorporación anual a la tarifa	17.8	17.8	17.8	17.8
Puntos base a reconocer en diferencial	361	361	361	361
Total de rentabilidad regulada (%)	<u>11.37%</u>	<u>11.37%</u>	<u>11.37%</u>	<u>11.37%</u>

4. Comentarios al valor estimado del Ingreso Máximo Permitido del Sistema Principal de Transmisión en el modelo de Ingreso

Los valores resultantes del Ingreso Anual Permitido (año tarifario) del Sistema Principal de Transmisión asignados a la Generación y Demanda, presentan una fórmula de cálculo diferente a los renglones del Servicio por Operación Integrada y Conexión, por medio de un Valor Neto Actualizado (VNA) que se utilizó para mantener constante el Ingreso estimado durante los cuatro años. Sin embargo, esta valorización afecta el flujo del Ingreso Estimado Real, el cual se detalla en el siguiente cuadro:

DIFERENCIA
IPSPEGyD. EXISTENTE y IPSPEGyD. EXISTENTE.
CONSTANTE

INGRESO ANUAL PERMITIDO EXISTENTE (Año Tarifario)		VNA	jul17-jun18	jul18-jun19	jul19-jun20	jul20-jun21	Sumatoria
IPSPEGyD. EXISTENTE	B/.MILES	170,558	52,881	51,737	50,537	49,278	204,433
IPSPEGyD. EXISTENTE. CONSTANTE	B/.MILES	170,558	51,220	51,220	51,220	51,220	204,881
DIFERENCIA			(1,660)	(517)	684	1,942	448

IPSPED. EXISTENTE y IPSPED. EXISTENTE.
CONSTANTE

INGRESO ANUAL PERMITIDO EXISTENTE (Año Tarifario)		VNA	jul17-jun18	jul18-jun19	jul19-jun20	jul20-jun21	Sumatoria
IPSPED. EXISTENTE	B/.MILES	185,282	44,090	63,463	62,529	53,595	223,676
IPSPED. EXISTENTE. CONSTANTE	B/.MILES	185,282	55,642	55,642	55,642	55,642	222,568
DIFERENCIA			11,552	(7,821)	(6,887)	2,047	(1,108)

Se observa que el resultado al final del periodo muestra diferencias significativas en cuanto al renglón del Ingreso Permitido del Sistema Principal de Transmisión, al utilizar el mismo esquema de obtención de resultados que se ha realizado desde Pliegos tarifarios anteriores con referencia a la nueva propuesta presentada en este periodo 2017-2021, ya que se pueden producir cambios más significativos.

PARTE II**1. Comentarios a la Proyección de Gastos Operativos de la Dirección de Hidrometeorología**

Para facilitar la lectura de esta sección, seguido de la frase “Resolución de ASEP AN No. 11925-Elec” se ha citado textualmente dicha resolución y posterior se presentan los comentarios de ETESA.

Resolución de ASEP AN No. 11925-Elec:

En cuanto a la planta de personal, se observa que no solo el personal empleado ha sido menor al aprobado en la Revisión Tarifaria Anterior, sino que ha disminuido sistemáticamente a lo largo del período.

Comentarios de ETESA:

Dentro del periodo tarifario anterior en ETESA, sin ser excepción la Dirección de Hidrometeorología, ha venido presentando una reestructuración administrativa y relevo generacional. Por ende se encuentra trabajando las vacantes por fases; considerando las necesidades prioritarias, buscado profesionales calificados para cubrir las diversas funciones técnicas, sin embargo, dicha tarea se ha dilatado debido a la baja oferta de profesionales con formación en meteorología e hidrología.

Adicionalmente, han ocurrido fugas de personal debido a que el salario ofrecido no es competitivo con el resto del mercado laboral.

Resolución de ASEP AN No. 11925-Elec:

Teniendo en cuenta esto y que ETESA no ha entregado proyecciones del personal, se ha considerado adecuado suponer que durante el Período Tarifario 2017 – 2021 se volverá a la dotación de empleados vigente en el año 2013, es decir, el plantel contará con una dotación de 47 empleados.

Comentarios de ETESA:

ETESA entregó las proyecciones de personal para la Dirección de Hidrometeorología mediante la nota ETE-DGC-GTA-030-2017 con fecha del 20 de diciembre de 2017, por lo cual se solicita reconsiderar dicha proyección cuyo análisis se basa en las áreas que son indispensable para cumplir con el Reglamento Operativo, la Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo, adicional a la actividad de monitoreo y vigilancia permanente de las condiciones del tiempo, gestión del Banco de Datos Hidrometeorológico Nacional y las operaciones integrales para el mantenimiento y expansión de la Red Hidrometeorológica Nacional.

El cuadro que se entregó fue el siguiente, donde se contemplan las necesidades de nuevo personal para cada una de las gerencias.

Tabla 1. Proyección de personal para la Dirección de Hidrometeorología.

ÁREA	II Semestre 2017	I Semestre 2018	II Semestre 2018	I Semestre 2019	II Semestre 2019	I Semestre 2020	II Semestre 2020	I Semestre 2021	Totales
Gerencia de Hidrología		2		2		1		1	6
Gerencia de Operaciones de Campo	✓ 2		2						4
Gerencia de Investigación y aplicaciones Climáticas	✓ 2	2		2		2			8
Gerencia de Vigilancia y Pronóstico Meteorológico		1		1					2
								Total =	20

- **Gerencia de Hidrología:**

Se requieren profesionales con licenciatura en estadística, hidrología, ingeniería civil, ambiental o afines para cumplir con las actividades operativas para el despacho de energía de las centrales hidroeléctricas, así como, para la gestión y mejoramiento del banco de datos hidrológico.

- **Gerencia de Operaciones de Campo:**

Se requieren profesionales con licenciatura o técnicos en: ingeniería civil, telecomunicaciones, ambiental o afines, para las posiciones de hidromensor, aforador y técnico e inspector meteorológicos para cubrir las necesidades en área de Chiriquí, Bocas

del Toro (2), reforzar al personal de provincias centrales y, por último, reforzar al personal que cubre o abarca las áreas de la provincia de Panamá, Darién y Comarca Kuna Yala.

En el segundo semestre de 2017, se contrataron dos ingenieros ambientales para reforzar el equipo de trabajo en la provincia de Chiriquí.

- **Gerencia de Investigación y Aplicaciones Climáticas:**

A finales del 2017, se fortalecieron las bases de la gerencia con la contratación de dos técnicos en meteorología para las posiciones de analistas meteorológicos.

El objetivo del 2018 es mejorar la calidad del Banco de Datos Meteorológico para lo que se requiere contratar dos profesionales con licenciatura en estadísticas. Sistemáticamente, se requiere contratar personal calificado para las sedes de Cantú y Malek para cubrir las áreas de captura de datos meteorológicos y analistas.

- **Gerencia de Vigilancia y Pronóstico Meteorológico:**

Esta gerencia cuenta con turnos rotativos 24/7 que actualmente se están cubriendo únicamente por un pronosticador por turno, por lo tanto, se requieren contratar mínimo dos meteorólogos.

Se contempla modernizar y robustecer la Red de estaciones hidrometeorológicas a nivel nacional, por lo que se hace indispensable poder contar para el periodo 2017-2021 con el recurso humano calificado y suficiente de manera que nos permita prestar los servicios de la red hidrometeorológica, igualmente, responder a los requerimientos que exige el sector energético con la creciente entrada de nuevas generadoras de energía hidrológica, eólicas y fotovoltaicas, adicional a los requerimientos de información hidrometeorológica para los estamentos de seguridad y la comunidad en general.

Permitir que la dotación de personal para la Dirección de Hidrometeorología permanezca en 47 colaboradores durante los próximos 4 años, es atentar contra el adecuado desarrollo que requiere la dirección para satisfacer las demandas del sector energético y el resto de los sectores que se benefician de la información y servicios que presta Hidrometeorología.

1.2. Comentarios a la Proyección de Inversiones de la Dirección de Hidrometeorología

Resolución de ASEP AN No. 11925-Elec:

Para el período tarifario 2017 – 2021, ETESA solicita un total de inversiones de aproximadamente B/. 18 Millones. El mismo fue analizado, observándose que de la misma manera que en el caso del CND la información suministrada se limitó a un documento de la propia Dirección de Hidrometeorología detallando las razones del Plan de Inversiones 2017–2021 presentado, pero en ningún caso se acompaña información de respaldo que permita sustentar los valores presupuestados en dicho plan.

Comentarios de ETESA:

Dado la reestructuración administrativa de la Dirección de Hidrometeorología y la Resolución de ASEP AN No. 11925-Elec se ha considerado realizar un ajuste al Plan de inversiones priorizando los proyectos que son fundamentales para mantener la eficiente operatividad de la Dirección de Hidrometeorología, que involucren inversiones o gastos que se puedan cumplir de acuerdo a los tiempos administrativos, por este motivo, ETESA solicita una reconsideración del Plan de Inversiones que se incluye en esta documentación.

Para el periodo Tarifario 2017 – 2021, ETESA solicita un total de inversiones de aproximadamente B/. 7.8 millones. Para esta reconsideración se anexa la descripción de cada uno de los proyectos establecidos.

Resolución de ASEP AN No. 11925-Elec:

Al respecto se realizan los siguientes comentarios:

- 1. Estaciones meteorológicas e hidrológicas - ETESA solicita la adquisición de 120 estaciones meteorológicas y 40 hidrológicas, totalizando B/. 6,40 Millones. Al respecto se realizan los siguientes comentarios:*

- ✓ ETESA no justifica la cantidad de estaciones solicitadas*
- ✓ El costo de cada estación es superior al solicitado en la revisión anterior (B/. 40.000 para las estaciones meteorológicas tipo A; anteriormente B/. 30.000 incluyendo equipos, materiales, estructuras y gastos de instalación)*

Dado lo anterior y el grado de cumplimiento observado en las anteriores revisiones tarifarias, se ha optado por no aceptar los costos de instalación de las estaciones

meteorológicas manteniendo los valores de la anterior revisión tarifaria y reducir la cantidad pretendida a 2/3 del total solicitado.

Comentarios de ETESA:

De acuerdo al Plan de Inversiones ajustado, se incluye proyectos para la adquisición, instalación y puesta en operación de 40 estaciones meteorológicas y 45 hidrológicas, totalizando B/. 2.31 Millones.

El objetivo de la adquisición de nuevas estaciones meteorológicas e hidrológicas responden a las actividades de modernización y expansión de la Red Hidrometeorológica Nacional. Se planea contar con un monitoreo en tiempo real más detallado de las cuencas (cuena alta, media y baja) con potencial energético.

El costo presupuestado de cada estación meteorológica tipo A es de B/. 25,000. En el caso de las estaciones hidrológicas su costo unitario es de B/. 28,400. Tanto en el costo de las meteorológicas como las hidrológicas se incluye el costo de equipo, gasto de transporte, materiales y estructuras.

El proyecto de Adquisición, instalación y puesta en operación de estaciones hidrológicas para el I Semestre de 2018, fue refrendado por la Contraloría General de la República de Panamá a través del Contrato N°GG-108-2017.

Resolución de ASEP AN No. 11925-Elec:

2. *Vehículos doble tracción con malacate – ETESA solicita cuatro (4) vehículos. En la revisión tarifaria anterior se reconoció esta cantidad de vehículos, pero no se concretó su compra, con lo que se concluye que ese monto ya ha sido reconocido por lo que no se incluye.*

Comentarios de ETESA:

Debido que la mayoría de las estaciones de la red hidrometeorológica a nivel nacional se encuentran en áreas de difícil acceso es de suma importancia la adquisición de vehículos con doble tracción y accesorios especiales tipo malacate para llegar al sitio donde están las estaciones actuales y en donde se tiene planifica instalar nuevas estaciones meteorológicas e hidrológicas, así como también para realizarle los manteniendo necesarios para la óptima operación de las misma. Esta preparación técnica especializada nos permitirá la

incorporación o modificación de ciertos elementos para garantizar que el vehículo podrá librar adecuadamente los obstáculos y percances que se presentan al abandonar los caminos asfaltados.

Cabe mencionar que en la actualidad los vehículos de la flota de la Dirección de Hidrometeorología cuentan con más de 5 años, presentan kilometrajes altos y en algunos casos están por incurrir en gastos de mantenimientos elevados, adicional a que carecerían de las coberturas en cuanto a seguros. Hemos dispuesto ir reemplazándolos a medida en que se acercan al término de su periodo de vida útil, para ello, se tomaron en consideración los precios de vehículos tipo pick up y utilitarios de acuerdo al catálogo establecido en el convenio marco.

	STATUS	PLACA	AÑO	MARCA	MODELO	TIPO CARROCERIA
98	ACTIVO	714578	2008	NISSAN	SENTRA B13	SEDAN
136	ACTIVO	386370	2011	TOYOTA	HI-LUX	PICKUP CABINA DOBLE
155	ACTIVO	614928	2011	TOYOTA	HI-LUX	PICKUP CABINA DOBLE
158	ACTIVO	640843	2011	MITSUBISHI	NATIVA	CAMIONETA
174	ACTIVO	606260	2012	TOYOTA	HI LUX	PICKUP CABINA DOBLE
175	ACTIVO	606261	2012	TOYOTA	HI LUX	PICKUP CABINA DOBLE
176	ACTIVO	875910	2012	TOYOTA	LAND CRUISER	BATALLA LARGA
177	ACTIVO	875920	2012	TOYOTA	LAND CRUISER	BATALLA LARGA

Resolución de ASEP AN No. 11925-Elec:

3. *Radars Meteorológicos - Se solicita la adquisición de un radar en las localidades de Chiriquí, Bocas del Toro y Darién por un monto total de B/. 7,5 Millones, lo cual merece los siguientes comentarios:*

- ✓ *A pesar de tratarse de una inversión cuantiosa, ETESA no presenta presupuestos de estas adquisiciones*
- ✓ *En la revisión anterior se reconoció un monto de B/. 2,5 Millones en concepto de consultoría para selección de sitio, adquisición de terrenos, instalaciones eléctricas y de comunicaciones. A pesar de ello, no se detectan en los Estados Financieros y Regulados que se hayan efectivizado tales gastos.*

Comentarios de ETESA:

El proyecto para la Adquisición, Instalación y Puesta en Operación del Radar Meteorológico en David Chiriquí, fue sometido a un acto de licitación pública. Siendo publicado por primera vez en noviembre de 2015, y recibió múltiples solicitudes de ajustes a los pliegos en el acto de homologación por parte de las empresas participantes, por lo que se realizaron adendas y circulares. Este acto público finalmente fue suspendido por la Dirección General de Contrataciones públicas.

El proyecto Radar Meteorológico se volvió a someter a licitación pública en octubre de 2016, siendo adjudicado y refrendado por la Contraloría General de la República de Panamá a través del Contrato N° GG-035-2017, el 24 de abril de 2017.

Desde el mes de junio de 2017, la Dirección de Hidrometeorología ha realizados numerosas reuniones de coordinación con la empresa proveedora, quienes a la fecha han cumplido con el cronograma de ejecución establecido en el pliego de cargos. Se está en el proceso de tramitar los permisos de construcción para dar inicio a la excavación para los cimientos de la torre, en la subestación de comunicación de ETESA, en Veladero Tolé, lugar en donde estará instalado el Radar.

Es importante mencionar que el proyecto para la Adquisición, Instalación y Puesta en Operación del Radar Meteorológico no contempla ningún pago anticipado, como se puede apreciar en el contrato dentro de los anexos. Siendo un solo pago a los 300 días luego del recibido conforme por parte de la unidad gestora. Por lo que no se ha podido presentar ningún tipo de factura.

Resolución de ASEP AN No. 11925-Elec:

4. *Otras inversiones. En cuanto a los restantes proyectos (diversos software, instrumental y sistemas), se opta por reconocer sólo el 40% del monto solicitado. En caso de contarse con presupuestos de los mismos se reevaluará cada uno de estos conceptos.*

Comentarios de ETESA:

En los anexos, se presenta la Descripción de cada proyecto y cotizaciones.

2. Inversiones y Gastos Operativos del Centro Nacional de Despacho

En referencia al documento sometido a consulta pública en lo que respecta a la parte II “Ingreso Máximo para cubrir los costos del Servicio de Operación Integrada”, tenemos a bien presentar los siguientes comentarios:

Proyección de Gastos Operativos del CND:

En el documento en referencia, el consultor plantea un análisis que reconoce que el total de personas del CND (76 empleados) representa un déficit de personal con respecto de la dotación ideal que requiere el CND y con la base de información suministrada por el CND (Cuadro No.47 del Informe) sobre la situación actual de Recurso Humano del CND donde se evidencia que se cuenta con 76 empleados, 2 vacantes y 11 personas requeridas, establece que el CND debe lograr la contratación de 13 personas hasta mediados del periodo tarifario 2017-2021.

Como bien se identifica en el informe el déficit al que hace referencia, es el déficit actual que mantiene el CND y que guarda relación con la cantidad de personal aprobado en el periodo tarifario 2013-2017 y que la adquisición de ese personal solo representa el contar con las personas requeridas al final del periodo tarifario 2013-2017 y que por tanto no puede considerarse como el objetivo de personal para el periodo 2017-2021.

El CND elaboró y presentó a ASEP a través de ETESA, en septiembre de 2017, el documento “Informe de Ingreso Propuesto para cubrir los Costos del Centro Nacional de Despacho del Período 2017 – 2021”, donde se plantean los requerimientos de personal para hacer frente a las labores en dicho periodo, en el mismo se establece la estructura funcional propuesta para el CND y se sustenta la necesidad de personal en cada una de las áreas administrativas del CND. Así pues, en la sección 9 (desde la página 60 a la 112) del referido Informe se puede apreciar el sustento de cada una de las personas que el CND requiere para hacer frente al periodo 2017-2021 y que consideramos de suma importancia que sea evaluado y sobre esa base definir el personal que se autorizará al CND.

En el Informe que hemos anexado, el CND plantea contar con una dotación de personal al final del periodo tarifario 2017-2021 de 113 personas, es decir la contratación de 37 personas adicionales a las actuales (76) es decir 28 adicionales a las aprobadas para el periodo tarifario 2013-2017 (85). El documento analiza el crecimiento proyectado del Mercado Mayorista de Electricidad y los requerimientos del CND para hacer frente a estos. En el documento presentado a consulta pública se establece que el valor fijado en el periodo 2013-2017 para el costo medio del personal del CND en un 47% mayor al de ETESA es adecuado para evitar la alta rotación de personal en el CND y por ello se adopta este valor para establecerlo en el periodo 2017-2021.

Si analizamos lo aprobado para 2013-2017 el Costo mensual promedio por persona CND (B./mes) (Sólo costo personal) resultó en B/. 3764.00 sobre la base de un costo mensual en ETESA de B/. 2560.70. A diciembre de 2017 el costo real mensual promedio por persona del CND es de B/. 2986.27 lo cual aún no logra el monto establecido para este periodo. Es importante destacar que para el periodo 2009-2013 el costo aprobado al CND fue de B/. 2573.00.

Al momento de definir el reconocimiento de costo mensual promedio por persona para el CND para el periodo 2017-2021 no se ha considerado los ingresos aprobados en los periodos tarifarios anteriores, resultando el nuevo valor en B/. 2502.00 lo cual es significativamente menor al aprobado en los últimos dos periodos tarifarios y al real registrado a diciembre de 2017, esto sin considerar el efecto que causará el movimiento del PIB, la inflación y el Índice de Precio al Consumidor (IPC) y que son parte del análisis presentado por el CND en el documento adjunto.

Un detalle que observamos como fuente de este cambio en el costo mensual promedio propuesto para el CND tiene su origen en el salario promedio de ETESA utilizado para el cálculo, si observamos para el periodo 2013-2017 ese costo ascendía a B/. 2560.70, mientras que para el periodo 2017-2021 se toma como referencia un costo mensual para ETESA de B/.1702.00, esta disminución en el costo promedio de ETESA impacta significativamente lo proyectado para el CND en 2017-2021.

No se tiene evidencia en el documento presentado a consulta pública si este valor de B/. 1702.00 utilizado como referencia responde al costo mensual promedio o si solo se refiere al salario como tal, es importante que ASEP verifique estos datos de tal forma que se asegure que el costo mensual promedio por persona de ETESA a utilizar contenga en efecto todas las cargas salariales asociadas y no solo el componente salario. De información verificada en ETESA el costo mensual promedio por persona de ETESA (salario y otros costos de personal) asciende a B/. 2472.33 y siguiendo la metodología adoptada por el Consultor debe ser sobre la base de este monto que se realicen los cálculos para el CND, por lo que el cuadro No. 48 del Informe presentado a consulta pública debe ser revisada con estos valores.

En la siguiente tabla recogemos los datos de ETESA, CND e HIDROMET, que guardan relación con lo presentado por el consultor en el cuadro No.41 del Informe, pero considerando el costo promedio de salario y actualizado a diciembre de 2017.

	ETESA	CND	HIDROMET	ETESA TRANSMISIÓN
Cantidad de Empleados	518	78	39	401

Salario Promedio (B./mes)	1701.67	2014.36	1419.74	1668.27
Costo Promedio de Salario (B./mes)	2517.70	2986.27	2047.11	2472.33

Fuente: Elaboración Propia sobre la base de datos suministrados por Recursos Humanos de ETESA

Este criterio seguido por el consultor de mantener el 47% sobre la base del ingreso de ETESA que data de la revisión tarifaria 2009-2013, requiere ser ponderado sobre otros elementos y realidades que deben ser parte de la valoración del salario requerido por el CND de tal forma que pueda cumplir sus compromisos con un personal adecuadamente remunerado con salarios competitivos que eviten la alta rotación que se da por este hecho y además se tenga acceso a personal competitivo y altamente capacitado para nuevas contrataciones. Es importante que ASEP revise con cuidado este tema y se busque asegurar salarios competitivos al CND y así evitar que se vea afectada la gestión debido a la fuga de personal calificado o la falta de acceso a contratar personal preparado. Como mínimo se debe procurar que este salario sea superior al aprobado para 2013-2017 a fin de cubrir los costos por inflación e IPC que se presentarán durante el período, así como otros costos que surgen de los convenios colectivos de trabajo y a los cuales se debe hacer frente. Igual, como señalamos arriba es necesario revisar la fuente de cálculo del costo promedio de ETESA.

El valor establecido puede que evite la rotación de personal del CND hacia ETESA, más no así hacia otros Agentes del Mercado donde los salarios ofrecidos resultan significativamente superiores a los que el CND podría ofrecer sobre la base del salario establecido. Un reciente estudio de encuesta salarial contratado por ETESA, señala que los salarios de ETESA (considerando CND), se encuentran hasta en un 37% por debajo del percentil 25 del resto del Mercado y 25% menor al promedio. Ese estudio alcanzó a Empresas Generadoras Hidroeléctricas y Termoeléctricas, Autogeneradores y empresas de construcción asociadas al negocio eléctrico.

El estudio evidencia que esas empresas realizan ajustes al salario de sus colaboradores por el orden del 5 al 10%, por lo que cada año esa separación se hace más amplia y representa una condición donde los salarios de CND no pueden ser competitivos para la contratación de personal capacitado e incluso para retener el personal con que se cuenta.

Al revisar el análisis realizado por el consultor, podemos evidenciar que el costo de salario de los operadores de sistemas y administradores de mercado sobre los cuales se evalúa el CND presentan costo mensual promedio por persona de \$4925.00 para el caso de XM, \$6769.00 para el caso del COES y \$8259.00 para el caso de CDEC, esto sobre la base de que la referencia de sus empresas transmisoras supera considerablemente lo que ETESA

refleja como costo promedio y donde el fijar el salario del operador sobre la base del transmisor no afecta negativamente el salario del operador. Es por ello que en nuestro planteamiento abogamos a que se revise el concepto de utilizar la base de salario de ETESA, sobre todo si los datos utilizados han reflejado de la última revisión tarifaria (2013) a esta (2017) una disminución del 34% sin que las causales de esa disminución sean evaluadas y ponderadas por el consultor, a fin de considerar el efecto adverso que esto pueda tener en la capacidad de retención de personal y contratación de personal calificado para el CND.

A manera de ilustrar el punto, hemos realizado el ejercicio de revisar del nodo de transparencia de la Autoridad del Canal de Panamá, considerando los salarios percibidos por su personal dedicado a la operación de su sistema eléctrico y del manejo hacia el mercado eléctrico, encontrando que ese personal percibe ingresos promedio de \$5000.00 (solo salario, no incluye otros gastos asociados a salario), lo cual es considerablemente mayor a lo que el CND está recibiendo para el siguiente periodo tarifario (relación 2:1). Es importante resaltar que en el caso de ACP su responsabilidad recae sobre una parte del Sistema Interconectado Nacional (su sistema) y no así como es el caso del CND donde se maneja todo el Sistema Interconectado Nacional. Condiciones como las mostradas son las que se pueden estar presentando en otros Agentes del Mercado, y que se ven reflejados en la encuesta mencionada arriba, contra los cuales el CND debe enfrentarse por la contratación de personal calificado o bien para evitar la fuga de personal hacia estos Agentes.

En el documento sometido a consulta pública se establece un 44.3% sobre los gastos de personal del CND para contemplar los otros gastos necesarios para el funcionamiento del CND (excluidas inversiones), si bien porcentualmente este valor es ligeramente inferior al aprobado en el periodo tarifario 2013-2017 (46.3%), si consideramos que dicho monto es aplicado al costo mensual promedio propuesto para el CND, el valor resultante en dinero es considerablemente menor al aprobado para 2013-2017. Al momento de definir el 44.3% no se evidencian análisis sobre el porqué se adopta ese porcentaje y porque debe ser disminuido el valor aplicado en periodos tarifarios anteriores o bien la definición de un valor adecuado para el funcionamiento del CND.

En el documento preparado por el CND, se abordan los requerimientos en cuanto a gastos bancarios que se derivan del manejo del mercado nacional y del MER a los cuales se debe hacer frente y que hemos catalogados como otros gastos asociados al funcionamiento del CND que deben ser considerados al fijar el gasto para funcionamiento sin inversiones, así como los requerimientos para alquiler de instalaciones y su mantenimiento. Resulta de mucha importancia que ASEP y sus consultores evalúen los sustentos presentados en el documento adjunto y se ponderen adecuadamente las necesidades del CND.

En general observamos una tendencia marcada de esta consultoría en ratificar los porcentajes y montos establecidos en revisiones tarifarias anteriores y no se entra en el

detalle de estudiar las condiciones necesarias de remuneración competitiva que debe percibir el CND para poder contar con el personal calificado y evitar la fuga de personal o el no acceso a personal con experiencia.

Proyección de Inversiones del CND:

El análisis de consultor deja en evidencia que el ítem de consultorías, donde se incluyen montos importantes para iniciativas que hacen mejoras del capital humano y para la gestión de la responsabilidad de operar el sistema eléctrico, el consultor no tuvo acceso a información de respaldo que le permitiese valorar los requerimientos de inversión del CND, tanto en lo referente a los sustentos técnicos y al respaldo presupuestario de los mismos, considerando costos obtenidos de la industria.

Estas condiciones llevaron al consultor, como el mismo lo indica en su informe, a señalar que “se carece de una base de presupuesto que permita contrastar objetivamente los valores consignados para las siguientes inversiones por lo que han o no aplicado selectivamente los siguientes ajustes” y luego se muestra evaluaciones sobre algunas inversiones donde es evidente la falta de información al respecto, descartándose inversiones importantes para el CND y recortes considerables en inversiones donde se ha aportado cotizaciones actuales de costos en el Mercado.

En el documento “Informe de Ingreso Propuesto para cubrir los Costos del Centro Nacional de Despacho del Período 2017 – 2021”, entregado a ASEP en septiembre de 2017, el CND ha presentado un amplio sustento de las diferentes inversiones propuestas considerando lo establecido en el artículo 208 del Reglamento de Transmisión, donde se pondera los beneficios que se obtendrán, los riesgos que se evitarán y los procesos a los cuales se asocia la inversión, entre otros detalles.

Como anexo al citado documento, se presenta un respaldo a los costos estimados de las diferentes inversiones propuestas a manera de sustentar los montos requeridos para cada una.

Sobre la base de la importancia que reviste para el CND las inversiones planteadas, solicitamos se revisen los proyectos que han sido excluidos, ponderando la información de respaldo suministrada, así como también apelamos a que los recortes de fondos que se han dado a las inversiones que fueron validadas por el consultor y ASEP se revisen sobre la base de las cotizaciones aportadas en el documento y que son el respaldo para los montos que hemos solicitado. Para el CND es vital que se nos aprueben las inversiones que hemos definido para la continuación y el fortalecimiento del servicio que prestamos y que dichas aprobaciones estén acompañadas de los fondos necesarios y suficientes para poderlas concretar, ya que de no tener los fondos suficientes se afectaría la posibilidad de poder contratar el servicio requerido y estaríamos incurriendo en una falta de ejecución.

Vigencia del Régimen Tarifario:

Otro aspecto relevante que afecta la gestión en inversiones y funcionamiento del CND es el desfase que va a tener el nuevo régimen con respecto a la fecha donde debió entrar en vigencia (julio de 2017). Al presentarse la definición y aprobación del régimen en los primeros meses de 2018 se ha restado un importante periodo de ejecución (entre 6 y 8 meses) por lo que se debe revisar este aspecto y como se considerarían los ajustes anuales que se deben hacer al ingreso del CND según la regulación vigente y la regulación que recientemente fue sometida a consulta pública. Una solución a este aspecto es que al final del primer año tarifario no se realice ajustes de tal forma que junto con el segundo año tarifario se pueda cubrir el desfase generado.

Solicitud Final:

El CND solicita a la ASEP que considerando el documento “Informe de Ingreso Propuesto para cubrir los Costos del Centro Nacional de Despacho del Período 2017 – 2021” y sus anexos, se revise los resultados del documento sometido a consulta pública y se pueda ponderar adecuadamente los requerimientos del CND para el funcionamiento y las inversiones para el período tarifario 2017-2021, así como el efecto del desfase en la vigencia del régimen tarifario y la fuente de datos y criterios aplicados para definir el costo promedio de salario del CND y el monto de dinero asociado a los gastos de funcionamiento (excluidas inversiones). Finalmente nos ponemos a disposición de la ASEP para aclarar cualquiera de los puntos planteados en el documento.

El presente documento expone a consideración de la ASEP, la planificación de la organización y de inversiones que requiere el CND para realizar el Servicio de Operación Integrada, que encierra la Operación del Sistema y la Administración del Mercado Mayorista de Electricidad (MME). Como hemos mencionado con anterioridad, estos requerimientos organizativos y económicos responden a las problemáticas detectadas a través del análisis de factores internos y externos del CND.

En el documento se presentará un análisis de la gestión del Recurso Humano y de la Cobertura de Gastos con la asignación del Ingreso Máximo Permitido 2017-2021. Siendo que la Junta Directiva del CND aprobó la nueva estructura organizacional del CND durante este período tarifario, este documento plasma la propuesta de personal requerido para desempeñar todas las actividades responsabilidad del CND, que como ya hemos indicado provienen de las normas vigente inherentes a este servicio, y el aumento de la carga de trabajo de las diversas unidades administrativas con el incremento durante estos años y en

los venideros de la cantidad de los Agentes del Mercado y la diversificación de las tecnologías de éstos. Finalmente, se presentan todas las inversiones que requiere hacer el CND para el próximo periodo tarifario.

Para una revisión rápida, aparece en la siguiente sección un listado resumido de inversiones mínimas y sus correspondientes justificaciones. Toda la información que se encuentra en este documento busca como objetivo apoyar en la mejora de la gestión del CND en el periodo que comprende desde el año 2017 al año 2021, para una prestación de servicio eficiente y eficaz a nuestros clientes.

Las soluciones y mejoras planteadas se pueden enmarcar en cuatro (4) estrategias generales, relacionadas entre sí:

- Organizacionales y de personal, para definir los procesos, asignar responsabilidades en atención a las necesidades para temas como control y auditorías internas. También se consideró el mejoramiento de la imagen del CND y la atención a clientes¹.
- Mejoras a los procedimientos operativos y utilización de modelos y herramientas, para asegurar el cabal cumplimiento de las funciones establecidas con seguridad y calidad.
- Tecnología y de sistemas de información, para asegurar el manejo adecuado de información en forma oportuna, segura y de fácil consulta.
- Corporativas e institucionales, relacionadas con la gestión del CND y los aspectos orientados a mejorar la transparencia.

En resumen, en esta ocasión además de indicar nuestro plan de inversiones y de fortalecimiento, plasmaremos en este documento los puntos de mejora a los criterios utilizados para la asignación de recursos al CND y la cantidad de personal que requieren.

Ver en el Anexo D el informe de justificación de las Inversiones y Gastos operativos del CND.

Anexo A-
**Lista de precios de licitaciones o PECs de proyectos
de líneas y de subestaciones adicionales a justificar
el VNR de ETESA**



Anexo B-
Respaldo de Servidumbre del Proyecto Tercera
Línea de Transmisión



Anexo C-
Informe de Justificación de las Inversiones y Gastos
Operativos de la Dirección de Hidrometeorología



Anexo D-
Informe de Justificación de las Inversiones y Gastos
Operativos del CND

Anexo I

Dirección de Hidrometeorología

Descripción de la propuesta para la aprobación del Presupuesto de Inversión 2017-2021

Contenido

<u>(I) Proyecto de modelación hidrológica para pronóstico interactivo a corto, mediano y largo plazo en centrales hidroeléctricas.....</u>	<u>52</u>
<u>I. Estaciones meteorológicas.....</u>	<u>52</u>
<u>I.1. Adquisición, instalación y puesta en operación de un sistema integrado de comunicación satelital entre las estaciones meteorológicas e hidrológicas y los servidores, y la recepción de imágenes satelitales de GOES-R (Antena receptora y complementos).....</u>	<u>52</u>
<u>I.2. Adquisición, instalación y puesta en operación de estaciones meteorológicas (Gastos de transporte, materiales, estructuras).....</u>	<u>52</u>
<u>I.3. Repuesto de estaciones hidrometeorológicas automáticas.....</u>	<u>53</u>
<u>I.4. Repuesto de estaciones meteorológicas convencionales.....</u>	<u>53</u>
<u>I.5. Contratación de los servicios de un laboratorio de calibración certificado en los sensores y equipos para la medición de parámetros meteorológicos.....</u>	<u>53</u>
<u>I.6. Adquisición, instalación y puesta en operación de un radar meteorológico, banda C de doble polaridad con tecnología Doppler Fase II (Chiriquí).....</u>	<u>54</u>
<u>I.7. Adquisición de vehículos doble tracción con malacate.....</u>	<u>55</u>
<u>I.8. Equipamiento para el lanzamiento de Radio Sondas (Suministros).....</u>	<u>56</u>
<u>I.9. Adquisición de un software de integración y visualización de los sistemas meteorológicos e hidrológicos.....</u>	<u>56</u>
<u>I.10. Fortalecimiento del sistema pronóstico para centrales hidroeléctricas.....</u>	<u>58</u>
<u>II. Estaciones hidrológicas.....</u>	<u>58</u>
<u>II.1. Adquisición, instalación y puesta en operación de estaciones hidrológicas (Gastos de transporte, materiales, estructuras).....</u>	<u>58</u>
<u>(III) Proyecto de protección de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas.....</u>	<u>58</u>
<u>III.1. Actualización del sistema de descargas eléctricas y el cerebro (Gastos de transporte, materiales, estructuras).....</u>	<u>58</u>
<u>(IV) Proyecto de modelación meteorológica para pronóstico interactivo a corto plazo para centrales eólicas y fotovoltaicas.....</u>	<u>59</u>



<u>IV.1. Adquisición, instalaciones y puesta en operación de anemómetros robustos para estaciones en altura para perfil de viento (Gastos de transporte, materiales, estructuras).</u>	
<u>59</u>	
<u>IV.2. Adquisición de software para análisis estadísticos y control de calidad.....</u>	<u>59</u>
<u>IV.3. Adquisición de un sistema de análisis y modelado de pronóstico local de viento e insolación interactivo para parques eólicos y solares.</u>	<u>59</u>
<u>IV.4. Adquisición de licencia anual de modelo de pronóstico a corto plazo de parámetros meteorológicos global.</u>	<u>60</u>
<u>IV.5. Implementación de Sistema de Generación de escenarios de cambio climático (Suministro de un servidor, entrenamiento, actualizaciones).</u>	<u>60</u>
<u>(V) Modernización de las oficinas de la Dirección de Hidrometeorología</u>	<u>61</u>
<u>V.1. Mejoramiento y reforzamiento de la estructura de la oficina de Hidrometeorología en Cantú (Santiago).</u>	<u>61</u>
<u>V.2. Mejoramiento de la oficina de Hidrometeorología en Malek (David).</u>	<u>61</u>

Proyecto de modelación hidrológica para pronóstico interactivo a corto, mediano y largo plazo en centrales hidroeléctricas.

Este proyecto se divide en dos partes: Estaciones meteorológicas y Estaciones hidrológicas, a realizarse mediante los sub-proyectos que se detallan a continuación:

Estaciones meteorológicas

- *Adquisición, instalación y puesta en operación de un sistema integrado de comunicación satelital entre las estaciones meteorológicas e hidrológicas y los servidores, y la recepción de imágenes satelitales de GOES-R (Antena receptora y complementos).*

Un sistema integrado de comunicación satelital, normalmente compuesto por una antena receptora, los complementos necesarios para su funcionamiento y software, permite el flujo de información en tiempo real entre las estaciones meteorológicas e hidrológicas con transmisión satelital y los servidores de la Dirección de Hidrometeorología. Además, con el sistema se podrá obtener imágenes de la última generación de satélites meteorológicos geoestacionarios GOES-R en tiempo prácticamente real.

Entre los beneficios que se obtendrán de la implementación de este sistema:

- Mejora en los tiempos de la emisión de alertas y avisos de fenómenos meteorológicos severos.
- Mejora del seguimiento y previsión de la intensidad de fenómenos meteorológicos.

Actualmente la Dirección de Hidrometeorología no cuenta con un sistema integrado de comunicación satelital, por lo tanto, la información que transmiten las estaciones meteorológicas e hidrológicas satelitales tardan aproximadamente una hora en llegar a los servidores. Es necesario mejorar esta situación puesto que para la operación del despacho de energía como para el manejo óptimo y seguro de las centrales hidrológicas es imprescindible que los pronósticos hidrológicos y meteorológicos se emitan oportunamente.

- *Adquisición, instalación y puesta en operación de estaciones meteorológicas (Gastos de transporte, materiales, estructuras).*

Se trata de estaciones meteorológicas automáticas Tipo A (estaciones con 7 parámetros y cálculos incorporados), para transmisión por GOES (Geostationary Operational Environmental Satellite) con la finalidad de ampliar el proceso de automatización de la Red Meteorológica Nacional, modernizando los sistemas de medición y procesamiento de datos de parámetros climáticos como la Precipitación, Temperatura del aire y del suelo, Humedad Relativa, Presión Barométrica, Velocidad y Dirección del Viento, Radiación Solar y transmitiéndolos a través del satélite geoestacionario de la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration).

▪ ***Repuesto de estaciones hidrometeorológicas automáticas.***

Se refiere a repuestos y equipos electrónicos tales como sensores de medición, plataforma colectora de datos, equipo de transmisión satelital, baterías entre otros con el fin de ir incorporándolos a las estaciones que lo requieran por efectos de fallas que surjan debido a descargas eléctricas, exposición a intemperie, término de vida útil y en algunos casos vandalismo.

Con la adquisición de éstos repuestos se pretende mantener la red en operación y minimizar el riesgo de pérdida de información meteorológica utilizadas por estamentos de seguridad y comunidad en general.

▪ ***Repuesto de estaciones meteorológicas convencionales.***

La red de estaciones convencionales data de la década del 70 por consiguiente requiere de repuestos que en algunos casos se adquieren con proveedores específicos que respaldan las nomenclaturas y números de serie de los equipos existentes que son necesarios adquirirlos para validar conjuntamente con la red de estaciones automáticas los datos meteorológicos considerando que existen estaciones convencionales que aportan significativamente a la red nacional de estaciones meteorológicas.

▪ ***Contratación de los servicios de un laboratorio de calibración certificado en los sensores y equipos para la medición de parámetros meteorológicos.***

La Organización Meteorológica Mundial recomienda que toda medición debe incluir su incertidumbre, para ello, es necesario que profesionales certificados realicen pruebas de

calibración y verificación de los equipos y sensores para la medición de parámetros meteorológicos.

Conocer la incertidumbre real de los equipos será de gran beneficio para mejorar la calidad de los datos meteorológicos que se envían a los Centro de modelación global, por ende, los pronósticos para el país tendrían mayor confiabilidad.

En un principio se espera calibrar los parámetros de temperatura y humedad.

▪ ***Adquisición, instalación y puesta en operación de un radar meteorológico, banda C de doble polaridad con tecnología Doppler Fase II (Chiriquí).***

El radar meteorológico genera beneficios directos a la sociedad, al permitir un mejor monitoreo de los fenómenos meteorológicos y con ello la emisión de alertas de mayor precisión en caso de eventos extremos. Con el cambio climático los eventos son más intensos, lo que obliga a hacer más precisa la investigación mediante esos aparatos meteorológicos.

El conocimiento tecnológico actual permite la adición de un elemento que ha tomado importancia primaria en la cuantificación de la lluvia en las nubes, El Radar Meteorológico. Esta será la herramienta más importante del meteorólogo, ya que puede aumentar considerablemente la exactitud de los estimados de precipitación a través de una extraordinaria resolución espacial y temporal. Brindando información a los tomadores de decisiones sobre peligros a la población y los bienes del País, como son: los deslizamientos de suelos; desbordamientos de ríos y arroyos; vendavales; temperaturas extremas, entre otros.

Todos estamos interesados en el clima, en lo que va a pasar en las próximas tres, seis u ocho horas; sobre todo con el cambio climático donde existen eventos mucho más intensos. Queremos ser capaces de predecir inundaciones, para esto necesitamos la mejor información posible, que obtenemos de mediciones de radar, de modelos numéricos de fricción y meteorológicos para producir flujos en río, incluso modelos de inundación que reporten específicamente qué zona se va a afectar.

Además, la ubicación geográfica del radar es estratégica, pues permite monitorear de manera eficiente las regiones del país que tienen el 65% de las afectaciones por eventos atmosféricos como lo es la provincia de Chiriquí, Bocas del Toro y Darién, esto impacta directamente las actividades del lugar durante la temporada lluviosa.

▪ ***Adquisición de vehículos doble tracción con malacate.***

Debido que la mayoría de las estaciones de la red hidrometeorológica a nivel nacional se encuentran en áreas de difícil acceso es de suma importancia la adquisición de vehículos con doble tracción y accesorios especiales tipo malacate para llegar al sitio donde están las estaciones actuales y en donde se tiene planifica instalar nuevas estaciones meteorológicas e hidrológicas, así como también para realizarle los mantenimientos necesarios para la óptima operación de las misma. Esta preparación técnica especializada nos permitirá la incorporación o modificación de ciertos elementos para garantizar que el vehículo podrá librar adecuadamente los obstáculos y percances que se presentan al abandonar los caminos asfaltados.

Cabe mencionar que en la actualidad los vehículos de la flota de la Dirección de Hidrometeorología cuentan con más de 5 años, presentan kilometrajes altos y en algunos casos están por incurrir en gastos de mantenimientos elevados, adicional a que carecerían de las coberturas en cuanto a seguros. Hemos dispuesto ir reemplazándolos a medida en que se acercan al término de su periodo de vida útil, para ello, se tomaron en consideración los precios de vehículos tipo pick up y utilitarios de acuerdo al catálogo establecido en el convenio marco.

	STATUS	PLACA	AÑO	MARCA	MODELO	TIPO CARROCERIA
98	ACTIVO	714578	2008	NISSAN	SENTRA B13	SEDAN
136	ACTIVO	386370	2011	TOYOTA	HI-LUX	PICKUP CABINA DOBLE
155	ACTIVO	614928	2011	TOYOTA	HI-LUX	PICKUP CABINA DOBLE
158	ACTIVO	640843	2011	MITSUBISHI	NATIVA	CAMIONETA
174	ACTIVO	606260	2012	TOYOTA	HI LUX	PICKUP CABINA DOBLE
175	ACTIVO	606261	2012	TOYOTA	HI LUX	PICKUP CABINA DOBLE
176	ACTIVO	875910	2012	TOYOTA	LAND CRUISER	BATALLA LARGA
177	ACTIVO	875920	2012	TOYOTA	LAND CRUISER	BATALLA LARGA

Flota vehicular de la Dirección de Hidrometeorología.

- ***Equipamiento para el lanzamiento de Radio Sondas (Suministros).***

La necesidad de contar con un radio sonda en el occidente del país, específicamente en la provincia de Chiriquí, es muy importante para el equipo de vigilancia y pronóstico meteorológico, al obtener mayor y mejor información en tiempo real de cómo se encuentra la atmosfera (estable o inestable) diariamente en toda su vertical y medir sus diferentes variables en altura en esa parte del país, ya que por la densidad de centrales hidroeléctricas es fundamental mejorar la precisión de los pronósticos meteorológicos al incorporar esta información a los modelos numéricos de pronóstico regionales y globales. Además, un radio sonda permite verificar los contenidos de humedad en distintas alturas y de esta manera se puede visualizar cuales son las alturas más propicias para la generación de nubosidad.

- ***Adquisición de un software de integración y visualización de los sistemas meteorológicos e hidrológicos.***

Instalación de un software de Integración de los sistemas meteorológicos e hidrológicos para el desarrollo de nuevas aplicaciones, no completadas en la base de datos actual. Que requiere de una herramienta más poderosa capaz de desplegar en pantalla e imprimir los datos en diferentes formatos que son útiles para su interpretación, ejecutar aplicaciones que ayuden al análisis de la calidad de los datos y se pueda correr aplicaciones que le dan valor agregado a los datos almacenados de diferentes especialidades y diferentes sensores hidrometeorológicos.

Basados en los avances tecnológicos y tomando en cuenta el incremento de la demanda de productos nuevos requeridos por los usuarios de la información y de los datos, se hace necesario la diversificación de los mismos e imprimirle dinamismo y eficacia a las solicitudes de los promotores de proyecto de diversa índole, del sector educativo, eléctrico, salud, ambiente, turismo, entre otros, para dar respuesta oportuna y de calidad. Esto permitirá una rápida accesibilidad a la información y una mejor toma de decisión para Pronósticos o Avisos de Alerta Temprana, y los pronósticos hidrometeorológicos extendidos de mayor confiabilidad.

Con este Software de Integración se lograrán los siguientes objetivos:

- Presentar de forma integral la información de Meteorología e Hidrología, de la Red de Estaciones Automáticas, las Observaciones Satelitales, Sensores de Radar Meteorológico, Detección de Rayos, a través una Sistema de Red de Observación Integrada.
- Apoyar las actividades de Predicción Inmediata, Procesamiento de la información y los datos y apoyar las decisiones al Despacho Eléctrico.
- Mejora la detección y análisis de la formación del mal tiempo rápido.
- Mejorar la colaboración entre pronosticadores debido al sistema de entorno distribuido.
- Permitir la difusión de información durante una gestión de desastre por el mal tiempo atmosférico y apoyar a salvar vidas.
- Desde el punto de vista de la Vigilancia permite apoyar los tiempos de alerta para la protección de la vida y bienes.

En este sentido, con esta herramienta la Dirección de Hidrometeorología de ETESA, brindará un Servicio de Meteorología e Hidrología Nacional con los más altos estándares de instrumental, del registro, de la recolección y del almacenamiento de los datos, establecidos en las directrices sobre la gestión de datos climáticos dadas por la Organización Meteorológica Mundial (WCDMP-Nº 60 y WMO-TD Nº 1376), proporcionando un mejor conocimiento de la situación a fin de que los pronosticadores y el público pueden permanecer a salvo y bien informados.

La integración de todas las bases de datos en un único sistema permite que el trabajo se realice de manera más rápida y eficiente. Promueven la generación automática de productos que las generadoras de energía renovables requieren periódicamente para validar la información que reportan, como por ejemplos análisis de frecuencia de la dirección del viento, velocidad promedio del viento, rosa de los vientos, variación diaria y mensual de la radiación solar. Adicionalmente, facilita y mejora el control de calidad de los datos medidos.

- ***Fortalecimiento del sistema pronóstico para centrales hidroeléctricas.***

El sistema de pronóstico permite automatizar y agilizar el análisis y pronósticos hidrológicos a corto, mediano y largo plazo que reflejen los impactos del cambio climático en el sector hidroenergético y que sirvan de base para establecer estrategias para la optimización de los recursos hídricos, y el almacenamiento adecuado de agua en los embalses, además de proveer una aplicación de modelos de planificación para la toma de decisiones en la asignación de dichos recursos a diversos sectores considerando: la oferta y la demanda de agua.

Actualmente la Dirección de Hidrometeorología ha desarrollado un modelo de pronóstico, sin embargo, es consciente que el sector energético crece y con ello debe evolucionar el modelo.

Estaciones hidrológicas

- ***Adquisición, instalación y puesta en operación de estaciones hidrológicas (Gastos de transporte, materiales, estructuras).***

Se trata de estaciones hidrológicas automáticas (estaciones que registran el nivel de agua en los ríos), para transmisión por satélite GOES (Geostationary Operational Environmental Satellite) con la finalidad de ampliar el proceso de automatización de la Red Hidrológica Nacional, modernizando los sistemas de medición y procesamiento de datos con el objetivo de lograr un mayor grado de detalle en la cuantificación del recurso hídricos optimizando así el potencial de las cuencas hidrográficas para el desarrollo sostenible y socioeconómico de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica a nivel nacional.

(III) Proyecto de protección de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas.

El marco de este proyecto contempla los siguientes sub-proyectos:

III.1. Actualización del sistema de descargas eléctricas y el cerebro (Gastos de transporte, materiales, estructuras).

Los rayos de nube a tierra son la principal causa de transitorios, fallos y cortes en el sistema de las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica en áreas propensas a descargas atmosféricas. Igualmente, los rayos son causantes de interferencia electromagnética que afecta los dispositivos electrónicos.

Con el objetivo de mantener a la dirección a la vanguardia se pretende emigrar al nuevo software para descargas eléctricas, a diferencia del actual, permite monitorear con alta resolución los sitios de interés a nivel nacional.

(IV) Proyecto de modelación meteorológica para pronóstico interactivo a corto plazo para centrales eólicas y fotovoltaicas.

El marco de este proyecto contempla los siguientes sub-proyectos:

IV.1. Adquisición, instalaciones y puesta en operación de anemómetros robustos para estaciones en altura para perfil de viento (Gastos de transporte, materiales, estructuras).

Las mediciones de la velocidad y dirección del viento en las áreas próximas a centrales eólicas o con potencial de generación de este tipo de energía son fundamentales para la calibración de los modelos de pronósticos eólicos, los cuales permiten mantener una gestión eficiente de los aerogeneradores en operación.

Para las mediciones en altura similar a las torres de los aerogeneradores es necesario contar con anemómetros robustos, profesionales y bien calibrados, a fin de minimizar la incertidumbre de medición y de esta manera garantizar la operación óptima de las centrales eólicas.

Con este sub-proyecto se espera instalar una torre o mástil a una altura de aproximadamente 80 metros sobre el terreno, ubicadas estratégicamente en zonas con potencial para la generación eólica o sitios cercanos a donde ya se haya desarrollado esta industria. Posteriormente, las mediciones obtenidas serán de utilidad para la calibración y mejoramiento de la modelación de la velocidad y dirección del viento a esta altura.

IV.2. Adquisición de software para análisis estadísticos y control de calidad.

La Organización Meteorológica Mundial recomienda que para la correcta gestión de un banco de datos meteorológicos se requiere realizar análisis estadísticos y controles de calidad, que considerando el enorme volumen de datos meteorológicos es indispensable contar con un potente software estadístico que permita reducir los tiempos de los análisis.

IV.3. Adquisición de un sistema de análisis y modelado de pronóstico local de viento e insolación interactivo para parques eólicos y solares.

Los pronósticos de escala global generan predicciones de las condiciones de la atmósfera a partir del análisis integrado de imágenes de satélite, radiosondas, radares, boyas y estaciones meteorológicas terrestres, sin embargo, cuando se quiere pronosticar en una zona en particular, como un parque eólico, se requiere de un sistema de predicción numérica, para bajar la escala y aumentar la resolución de los pronósticos que realizan los modelos globales. Mediante conceptos físicos, se consideran fenómenos locales como microclimas, topografía, tipo de vegetación, desarrollo de nubes, etc., que los modelos globales no son capaces de observar. Con la implementación del sistema de predicción numérica climática y su debido entrenamiento, se ofrecerían periódicamente pronósticos específicos para las plantas fotovoltaicas y eólicas.

IV.4. Adquisición de licencia anual de modelo de pronóstico a corto plazo de parámetros meteorológicos global.

Este proyecto responde a la necesidad de entregar al sector energético pronósticos horarios de diversas variables meteorológicas, dependiendo del tipo de fuente que se utilice para la generación.

Se pretende adquirir el Modelo de Predicción Numérica del Centro Europeo considerado uno de los mejores a nivel internacional, especialmente en las regiones tropicales.

IV.5. Implementación de Sistema de Generación de escenarios de cambio climático (Suministro de un servidor, entrenamiento, actualizaciones).

La información y las predicciones de cambio climático sirven como base para la adopción de decisiones en el sector energético, quienes necesitan información de base científica para planificar sus actividades. La generación de posibles escenarios de las condiciones climáticas esperadas dentro de 50 años, es una información importante para definir los riesgos de inversión, planificación y selección de los emplazamientos para nuevas plantas generadoras de energía; así como, para que las centrales eléctricas que se encuentran en operación, cualquiera que sea su principal recurso, implementen medidas de adaptación frente al cambio climático.

(V) Modernización de las oficinas de la Dirección de Hidrometeorología

El marco de este proyecto contempla los siguientes sub-proyectos:

V.1. Mejoramiento y reforzamiento de la estructura de la oficina de Hidrometeorología en Cantú (Santiago).

V.2. Mejoramiento de la oficina de Hidrometeorología en Malek (David).

Con el objetivo de mantener y prestar los servicios de la Red Hidrometeorológica a nivel nacional, históricamente, la Dirección de Hidrometeorología ha contado con oficinas en Cantú (provincia de Veraguas) y Malek (provincia de Chiriquí), sin embargo, las condiciones de las oficinas no son adecuadas para el personal técnico.

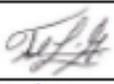
✓ Estas edificaciones se encuentran considerablemente deterioradas, donde se requiere realizar: obras civiles para reforzar la estructura en su totalidad, trabajos para mejorar el sistema eléctrico y de telecomunicación, habilitar las áreas de depósitos, además de reemplazar en mobiliario actual.



Anexo II

Dirección de Hidrometeorología

Cotización de Repuesto de estaciones hidrometeorológicas
automáticas

 GLOBAL ELITE CORPORATION RUC: 66040-70-363063 D.V. 46		Calle 71 Oeste (San Lorenzo) Ofic.812 Betania, Panamá - Rep. de Panamá Tel.: 260-3310 Fax: 260-5413 E-mail: Info@globalelitecorp.com			
CLIENTE: ETESA CLIENTE No.: 31 TELEFONO: 5013927		DOCUMENTO FECHA: 03-oct-17 COTIZACION: 2017267			
ITEM	CODIGO	DESCRIPCION	QTY	PRECIO	TOTAL
1	9210-0000-2B	Plataforma Colectora de Datos Marca: Sutron, Pais: E.U.A.	10	\$5,796.40	\$57,964.00
2	SL3-1 5000-0156-1 6411-1162-1 8111-1113-1	Transmisor Satelital para GOES con Registrador y GPS Integrado, incluye antena del GPS con su cable de 5 metros, Antena Yagi con su cable de 5 metros y Protector contra descargas electricas. Marca: Sutron, Pais: E.U.A.	10	\$6,054.30	\$60,543.00
3	PLS	Sensor Sumergible para Nivel de Agua, SDI-12, capacidad de 0 a 20 metros con cable de 15 metros Marca: OTT, Pais: Alemania	12	\$3,197.65	\$38,371.80
4	SDR-0001-4SD 5100-0550 5100-0530-2 5100-0620-1	Sensor de Nivel por Encoder de Eje Incluye flotador de 5" PVC, Contrapeso de 8 oz, Rueda de 375 mm, Cinta Graduada de 20 metros Marca: Sutron, Pais: E.U.A.	10	\$3,499.70	\$34,997.00
5	OTT-TRH	Sensor Combinado de Temperatura y Humedad Relativa del Aire con su cable de 3.5 metros y cubierta protectora. Marca: OTT, Pais: Alemania	12	\$1,007.35	\$12,088.20
6	V200A-UMB	Sensor Combinado de Velocidad y Dirección de Viento con su cable de 15 metros. Marca: Lufft, Pais: Alemania	10	\$1,951.15	\$19,511.50
7	5600-0525-5 ML1A-FL	Sensor de Lluvia con registrador de datos Marca: Sutron y Hidrological Services, Pais: E.U.A. y Australia	10	\$1,123.80	\$11,238.00
8	5600-0120-3C	Sensor de Presión Barométrica Marca: Sutron, Pais: E.U.A.	5	\$1,378.15	\$6,890.75
9	9600-0001 APCDABS AHCISE	Estructura para albergar equipos electrónicos, Incluye: Dispositivo compensador de presión y Dispositivo Inhibidor de Corrosión.	10	\$2,691.50	\$26,915.00
Garantía: 1 Año Validez: 90 días T. de Entrega: 90 días Entregado en: Almacén ETESA Forma de Pago: Crédito hasta 30 días			 Global Elite Corporation		SUB-TOTAL: \$268,519.25 EXENTO: \$0.00 ITBMS: \$18,796.35 TOTAL: \$287,315.60



Anexo III

Dirección de Hidrometeorología

Cotización de Repuesto de estaciones meteorológicas convencionales.

 GLOBAL ELITE CORPORATION RUCI: 66940-70-543060 D.V. 46		Calle 71 Oeste (San Lorenzo) Ofic.812 Betanla, Panama - Rep. de Panamá Tel.: 260-3310 Fax: 260-5413 E-mail: info@globalelitecorp.com			
CLIENTE: ETESA CLIENTE No.: 31 TELEFONO: 5013927		DOCUMENTO FECHA: 28-ago-17 COTIZACION: 2017216R1			
ITEM	CODIGO	DESCRIPCION	QTY	PRECIO	TOTAL
1	00.02520.130 900	Termo-Higrógrafo, Registrador tambor con reloj mecánico, Rango de medición: 5-100%HR y 0-40°C, Periodo de registro: 7 días/24 horas seleccionable, elemento de medición HR: cabello natural, Incluye 1 juego de papel grafico y 2 plumilla.	10	\$1,710.19	\$17,101.90
2	32.15070.004 220	Reloj mecánico para pluviógrafo 1507a, periodo de registro 24h	10	\$793.10	\$7,931.00
3	32.07060.009 000	Aspirador accionado por resorte para psicrometro 706	10	\$719.19	\$7,191.90
4	00.15230.400 000	Tanque de evaporación clase A con micrometro para determinar la tasa de evaporación, rango de medición: 0-100mm.	3	\$1,521.26	\$4,563.78
5	33.15000.031 000	Probeta de medición de poliestireno para pluviómetro tipo Heliman 1500 de acuerdo al DIN 58667	20	\$21.97	\$439.40
6	32.15000.005 000	Pluviómetro tipo Heliman 1500 Incluye probeta de medición	5	\$358.53	\$1,792.65
7	32.15070.010 000	Sifón de vidrio de repuesto para pluviografo 1507	12	\$42.43	\$509.16
8	32.15070.002 000	Flotador completo para pluviografo 1507	12	\$89.11	\$1,069.32
9	34.15070.001 000	Papel grafico, R 0-10, a; 1 dia, para pluviografo 1507, 100/paq	50	\$29.21	\$1,460.50
10	33.02520.144 000	Plumilla de fibra con tinta violeta	300	\$9.37	\$2,811.00
11	32.07060.006 050	Termómetro ordinario, Rango de medición: -30 a 50°C, escala de división: 1/5K = 0.2°C, para psicrometro 706	15	\$131.17	\$1,967.55
12	32.10520.001 050	Termómetro de máxima, Rango de medición: -30 a 50°C, escala de división: 1/5K = 0.2°C, para termometro extremo 1052	15	\$175.17	\$2,627.55
13	32.10520.002 050	Termómetro de mínima, Rango de medición: -40 a 40°C, escala de división: 1/5K = 0.2°C, para termometro extremo 1052	15	\$175.17	\$2,627.55
14	32.02520.003 510	Haz de Cabello de repuesto 252-U3H (Natural)	12	\$182.69	\$2,192.28
15	9100	Tambor metalico con reloj de cuerda de alta calidad para Anemodinemógrafo modelo 82a, periodo de rotación 1 dia.	2	\$1,708.53	\$3,417.06
Marca y Casa: R-1 al 14: Lambrecht, R-15: R. FUESS; Pais de Origen: Alemania Garantía: 1 Año Validez: 90 días T. de Entrega: 90 días Entregado en: Almacén ETESA Forma de Pago: Credito hasta 30 días				SUB-TOTAL: \$57,702.60 EXENTO: \$0.00 ITBMS: \$4,039.18 TOTAL: \$61,741.78	



Anexo IV

Dirección de Hidrometeorología

Cotización de Equipamiento para el lanzamiento de Radio Sondas (Suministros).

MORCOM QUOTATION		from: MORCOM INTERNATIONAL INC.		
Sent to:	ETESA	P.O. Box 220824		
Attention:	Felipe Alvarado	Chantilly, VA 20153-0824		
Our Ref. Number:	MCA-0031-17	Phone: (703) 263-9305		
Your Ref. Number:	Radiosondas, Globos y Paracaidas	Fax: (703) 263-9308		
		Date: 17-oct-17	# of Pages: 1 de 1	
In response to your above inquiry we are pleased to quote you the following items:				
ITEM DESCRIPTION	QTY.	DESCRIPTION	UNIT PRICE U.S. \$	TOTAL PRICE U.S. \$
1	730	RS41-SG Vaisala Radiosonde RS41-SG	224,00	163.520,00
2	730	18375 Meteorological Balloon Totex TA350 uncoloured	18,00	13.140,00
3	730	15045 Parachute for Sondes Totex No.5710-05	15,00	10.950,00
Sub Total			\$	187.610,00
ITBMS			\$	13.132,70
Costo Total			\$	200.742,70
This quote is subject to the following terms and conditions:				
1. Delivery Time: 10 Semanas				
2. Payment Terms:				
<input checked="" type="checkbox"/> Advanced Payment by check or wire transfer to us.				
<input type="checkbox"/> Irrevocable Letter of Credit confirmed in a U.S. Bank and payable at sight in favor of:				
Morcom International, Inc. P.O. Box 220824 Chantilly, VA 20153-0824 U.S.A.				
<input type="checkbox"/> Other:				
3. Validity of Proposal: 1 mes				
4. Comments:				
In addition to this, our quote is subject to approval of any applicable export license. Prices and/or conditions are subject to change without notice. Should you have any questions about this quotation or should you need a retransmission of this quote please fax us at (703) 263-9308 or send us an e-mail or crodriguez@morcom.net				
Approved by:		Cristián Rodríguez M		

✓



Anexo IV

Dirección de Hidrometeorología

Cotización de Equipamiento para el lanzamiento de Radio Sondas (Suministros).

 **Aceti-Oxígeno, S.A.**
FABRICANTES DE GASES PARA USO MEDICO E INDUSTRIAL

ACETI-OXIGENO, S.A. **Cotización No.**
PVE-020285B

Dirección: David, Chiriquí, Frente al Chiriquí Mall, Panamá
Teléfono: (50) 270-1977 (507) 774-3977
Fax: (507) 228-4788
e-Mail: gerencia@acetioxigeno.com.pa
Web: www.acetioxigeno.com.pa

Nit: 57983-0128-340443 ACETI-OXIGENO, S.A.
R.U.C. 208-357-50180-D.V. 59

Cliente: E.T.E.S.A.

Ubicación Entrega: Panamá

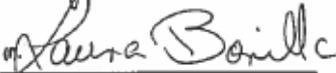
Fecha Entrega: 6/10/2017

Modo Entrega: Mostrador

Condición Pago: CONTADO Moneda: USD Orden de Compra:

No.	Código	Descripción	U.M.	Cilindros	Producto	Precio Unitario	% Descuento	Sub Total
1	HEL01	HELIO	C4	1	144.00	178.500	-	25,418.00
Sub Total								25,418.00
Total Impuestos								1,779.12
Total General								27,197.12

Observaciones: Cilindros marca AOSA País: USA
Casa productora AIRGAS


Asesor de Ventas: LAURA BONILLA

- Garantía no aplica
- Cilindros de 2003 con 1,800-2,000 psi
- Entregas especiales Lugar: ETESA, Estación Enrique A. Meli, David
- Cilindros se entregan con contrato de alquiler
- Documentos requeridos para contrato: copia aviso operaciones
copia cédula rep. legal ETESA
copia de recibos de luz



Anexo V

Dirección de Hidrometeorología

Contrato N° GG-108-2017

Adquisición, instalación y puesta en operación de estaciones hidrológicas



Anexo VI

Dirección de Hidrometeorología

Contrato N° GG-035-2017, el 24 de abril de 2017
Adquisición, instalación y puesta en operación de Radar Meteorológico



EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

11 de enero de 2018
ETE-GG-006-2018

Licenciado
Roberto Meana Meléndez
Administrador General
Autoridad Nacional de Servicios Públicos
Ciudad

127025

R. Rodríguez
alm
11/1/18

REF.: Consulta Pública No. 015-17, para considerar la propuesta de las Empresas Comparadoras, Tasa de Rentabilidad y del Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión, S.A. (ETESA).

Estimado Lic. Meana:

Por este medio enviamos para su consideración, como suplemento al paquete de información enviado mediante Nota ETE-GG-004-2018, la opinión adjunta de nuestro Gerente de Contabilidad con respecto al reconocimiento parcial del gasto de Generación Obligada, como parte de la base de capital de ETESA.

Para su mejor referencia, el documento adjunto es mencionado en el numeral 3.5 (Crédito por la Generación Obligada pagada por la Restricción del Sistema – Tercera Línea) de nuestros comentarios a la Consulta Pública, dirigidos en la nota mencionada en el párrafo anterior.

Agradecemos su atención.

Atentamente,


Gilberto Ferrari
Gerente General

DAE/arg

Adj. L/i

ASEP RECEP, 11ENE18 PM1:38

mf



EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S. A.

11 de enero de 2018
ETE-GCOM-001-2018

Ingeniero
Gilberto Ferrari
Gerente General
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.
E. S. D.

REF.: Opinión respecto al reconocimiento parcial del gasto de Generación Obligada

Estimado Ing. Ferrari:

Por este medio, procederemos a emitir nuestra opinión respecto al registro contable del gasto de generación obligada, como parte de la estructura de capital de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y su impacto en los Estados Financieros.

ANÁLISIS

Consideramos que una porción importante del gasto de Generación Obligada es atribuible a la entrada tardía en operación de la Tercera Línea de Transmisión, por lo que ETESA ha solicitado el reconocimiento de este gasto, como inversión asociada directamente al proyecto en mención, añadiéndolo a la base de capital de la empresa.

Para efectos de reconocer este gasto en la base de capital de la empresa, mediante el reconocimiento del monto solicitado a la Autoridad de Servicios Públicos (ASEP) en los comentarios a la Consulta Pública No. 015-17, remitidos por ETESA mediante nota ETE-GG-004-2018, se hace necesario incrementar el valor de los Activos Productivos en el Balance General de la empresa al 31 de diciembre de 2017.

Dado que las erogaciones de efectivo, asociadas al gasto de Generación Obligada han impactado mensualmente el Estado de Resultados y Flujo de Caja de ETESA en 2017 por un monto mayor a US\$80 millones, corresponde disminuir este gasto por el monto solicitado en la respuesta a la Consulta Pública No. 015-17, afectando positivamente el activo productivo por el mismo monto.

El Activo Productivo a incrementar será la Tercera Línea de Transmisión, específicamente el Tramo II de este proyecto, aún pendiente de capitalizar en nuestro Balance General. De esta manera, si el monto correspondiente al II tramo es **N** y el

gasto de generación obligada a reconocer en la base de capital es **S**, el monto total del tramo a reconocer en el balance, como activo productivo será **N+S**.

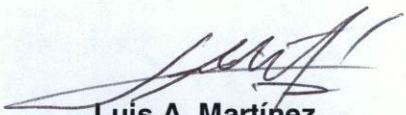
CONCLUSIÓN

Las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) específicamente en las NIIF 37 "Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes" hacen referencia en el párrafo 53 y 54 a los Reembolsos citando lo siguiente:

- 53 En el caso de que la entidad espere que una parte o la totalidad del desembolso necesario para liquidar la provisión le sea reembolsado por un tercero, tal reembolso será objeto de reconocimiento cuando, y sólo cuando, sea prácticamente segura su recepción si la entidad cancela la obligación objeto de la provisión. El reembolso, en tal caso, debe ser tratado como un activo separado. El importe reconocido para el activo no debe exceder al importe de la provisión.**
- 54 En el estado del resultado integral, el gasto relacionado con la provisión puede ser objeto de presentación como una partida neta del importe reconocido como reembolso a recibir.**

En base a lo antes expuesto, es nuestra opinión que ETESA puede proceder con la reversión del monto solicitado disminuyendo los Gastos Relacionados a Generación Obligada, que en su momento fueron provisionados en su respectivo mes e igualmente proceder con el debido reconocimiento como Activo, al momento de recibir la notificación por escrito por parte del regulador indicando su aceptación sobre el monto y período reconocido.

Por lo antes expuesto, consideramos que ETESA puede reconocer el Gasto de Generación Obligada como parte de su base de capital, específicamente en el proyecto Tercera Línea de Transmisión, en su tramo II pendiente por contabilizar


Luis A. Martínez
Gerente de Contabilidad
C.P.A. 874-04