

Panamá, 09 de marzo de 2023

**COMENTARIOS
CONSULTA PÚBLICA NO.001-23**

Para considerar la «Propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026.

**EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A.
(EDEMET)**

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

DIR-SJ- 246 23
09 de marzo de 2023

Ref. Comentarios a la Consulta Pública No.001-23, que ha sido ordenada por su despacho a través de la Resolución AN No. 18208-Elec de 03 de febrero de 2023 y modificada parcialmente mediante Resolución AN No. 18239 de 16 de febrero 2023.

Estimados señores:

Por este medio EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA METRO-OESTE, S.A. (en adelante EDEMET), comparecemos con todo respeto, a fin de someter a vuestra consideración, nuestras observaciones y comentarios a la "Propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) a la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET), a la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI) y a Elektra Noreste, S.A. (ENSA), para el periodo comprendido del 1 de julio de 2022 al 30 de junio de 2026", con ocasión de la Consulta Pública No.001-23 que ha sido ordenada a través de la Resolución AN No. 18208-Elec del 03 de febrero de 2023 (en adelante Resolución 18208).

INTRODUCCIÓN

El presente documento de Observaciones y Comentarios está encaminado a que su despacho efectúe una detenida y ponderada revisión de algunas metodologías y pasos de cálculo que forman parte de la determinación del Ingreso Máximo Permitido (IMP) propuesto, en atención a que se han detectado inconsistencias evidentes en dichos cálculos así como debilidades entre lo aplicado frente a la metodología planteada por la propia ASEP en el Anexo A de la Resolución 18208, lo que genera graves afectaciones en la propuesta planteada y que, de no corregirse, comprometerían no solo la legitimidad legal y técnica de esta actuación administrativa sino que, además, podría originar relevantes amenazas a la suficiencia financiera y estabilidad de la inversión que han realizado y que proyectan realizar las empresas concesionarias del servicio de distribución de energía.

En ese sentido, para su correcta comprensión, hemos preparado este documento separando cada una de estas inconsistencias para lo cual se han planteado sus justificaciones de forma clara y separada que permita su amplia consideración.

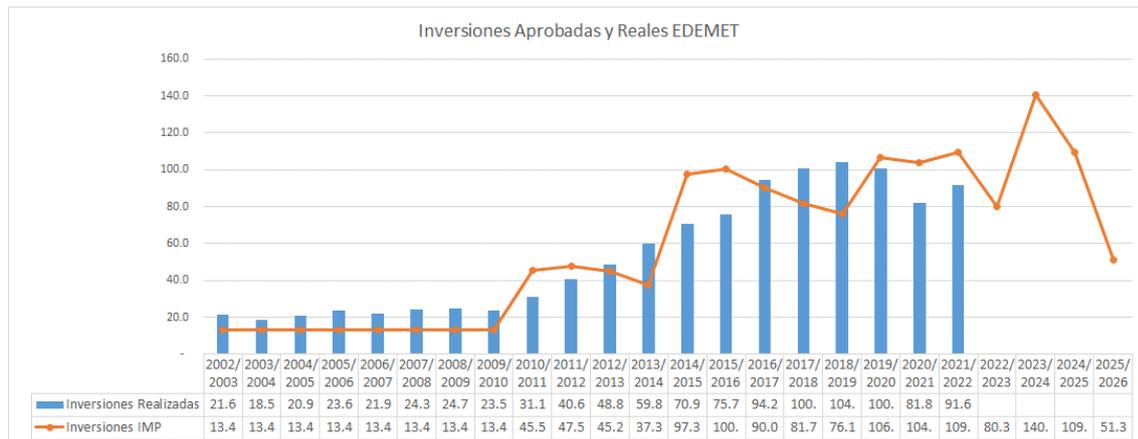
Antes de entrar en los detalles de nuestras observaciones, consideramos muy importante destacar que la propuesta IMP puesta a Consulta Pública, considera las ecuaciones de eficiencia propuestas en la Consulta Pública No.010-22 que a la fecha no ha sido resuelta por la ASEP y sobre la cual las empresas distribuidoras EDEMET y EDECHI presentaron importantes comentarios que al tomarse en consideración generan actualizaciones de dichas ecuaciones de eficiencia y por lo tanto los comentarios presentados a continuación en este documento hacen énfasis específico en los cálculos planteados en esta propuesta de IMP a sabiendas que los resultados dependerán de la determinación final de las ecuaciones de eficiencia para el periodo tarifario 2022-2026.

Contenido

1. Resumen Ejecutivo	4
2. Revisar Cálculo en Tasa de Depreciación	5
3. Errata en los Datos de Clientes aplicados en Ecuaciones de Eficiencia	6
4. Cálculo del Coeficiente de Activo No Regulado	6
5. Fórmula para ajuste internacional de USD a B/. y parámetros utilizados	8
5.1 Aplicación parcial en Excel de la fórmula indicada en la metodología	8
5.2 Porcentajes de Mano de Obra y Material utilizados para convertir costos entre Panamá y USA, y viceversa	9
5.3 Porcentajes de Material Nacional (No Transable).....	9
6. Revisión del Factor de Ajuste para llevar costos de Jun-20 a jun-22	21
7. No reconocimiento de las obras de Soterrado del Centro Bancario (2019-PE01) y de Santiago (2019-PE02)	22
8. Cálculo en fórmula de los factores Postes y Conductor en planillas CC	22
9. Desacuerdo al considerar como gasto las inversiones en nuevos suministros	23
10. Inconsistencia al considerar como gasto parte de una obra mayor que es considerada inversión	57
11. Desacuerdo en el uso del Costo Laboral Relativo (CLR) para convertir el costo eficiente asociado a Mano de Obra	60
12. Injustificado optimismo en el pronóstico del crecimiento de las ventas	63
13. Incorrecta utilización de factores de eficiencia en cálculo de desvío por subejecución de inversiones	65
14. Revisión del Plan de Inversiones No Contempladas en Ecuaciones de Eficiencia	65
15. Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas de Energía	66
15.1 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas Técnicas de Energía	66
15.2 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas No Técnicas de Energía.....	68
15.3 Pérdidas No Técnicas Gestionables	69
15.4 Insuficiente reconocimiento de pérdidas de zonas rojas de imposible reducción	70
16. Exagerado castigo de las inversiones por Asimetría	72
17. Reconocimiento de inversiones sustentadas con Procesos de Concurrencia	73
18. Actualización de la metodología de cálculo propuesta IMP	73

1. Resumen Ejecutivo

La presente revisión tarifaria se da en un contexto sumamente especial de la historia del sector eléctrico de Panamá, ya que desde el año 2010 hasta el 2022 el nivel de inversiones que se han ejecutado ha sido creciente y sin precedentes. La siguiente imagen ilustra en barras la inversión realmente ejecutada por EDEMET y puede observarse en paralelo una línea con las inversiones aprobadas en cada IMP por parte de la ASEP. La parte final del gráfico muestra que el plan de inversiones incluido en el IMP 2022-2026 es igual de ambicioso que el realizado en los últimos 4 años.



Para poder concretar las inversiones reales hasta 2022, ha sido necesario un gran compromiso por parte de EDEMET y de la ASEP para garantizar un adecuado nivel de tarifas que permita transmitir confianza a los organismos que financian el capital necesario para ejecutar estas inversiones. En el mismo sentido, para continuar en esta senda de fortalecimiento del sector energético de Panamá, el Ingreso Máximo Permitido (IMP) a aprobarse para el período 2022-2026 deberá ser consistente con esta realidad.

En este documento se presentan comentarios a la propuesta de IMP 2022-2026 puesta a Consulta Pública por parte de la ASEP. Estos comentarios tienen por objetivo, por un lado, solicitar a la ASEP que corrija ciertos desaciertos de cálculo que alejan al IMP del valor correcto, y, por otro lado, solicitarle que revise cambios de criterio en los cálculos respecto de las revisiones tarifarias anteriores.

Cabe destacar que, si bien ASEP tiene la autoridad para definir criterios de cálculo en materia tarifaria, esta potestad debe ser ejercida con prudencia para no poner en riesgo la recuperación de costos e inversiones que permiten dar sostenibilidad al sector en el tiempo. La propuesta de IMP presentada por la ASEP en esta Consulta Pública incluye sendos cambios de criterio que podrían, de no ser ajustados, lesionar fuertemente la capacidad de EDEMET de lograr la Suficiencia Financiera necesaria para sostener los niveles de inversión que el sector necesita.

Por esta razón, los comentarios que EDEMET realiza en este documento tienen por objetivo central llevar el valor del IMP al valor razonable y esperable que hubiese resultado de aplicar los mismos criterios que los aplicados para el IMP 2018-2022, solo corrigiendo donde se detectaran. De este modo, el resultado del IMP 2022-2026 reflejaría el impacto de la evolución del mercado atendido por EDEMET, de los costos necesarios para operar y de las inversiones realizadas y por realizar para lograr el fortalecimiento del sector. Toda desviación sustancial de estos criterios constituye sin duda un gran riesgo que dificultará a futuro mantener los niveles de inversión de los últimos años.

2. Revisar Cálculo en Tasa de Depreciación

Siguiendo los lineamientos del RDC recientemente aprobado, ASEP aplica una nueva forma de cálculo para el costo de Depreciación del IMP que difiere de la metodología tradicional. La actual propuesta resulta conceptualmente superadora de la metodología pasada, ya que implica un cálculo más preciso del valor de la depreciación asociada al Activo Existente al inicio del período tarifario. Respecto de la depreciación asociada al Activo Nuevo del nuevo período tarifario, o Inversiones Proyectadas, es razonable aplicar tasas de depreciación promedio basadas en el flujo de depreciación y el valor del Activo Existente. El cálculo de las tasas de depreciación propuestas por ASEP se observa en la siguiente tabla:

TABLA 23 TASA DE DEPRECIACIÓN DE LAS INVERSIONES ESTIMADAS – EDEMET [BALBOAS]

Base de Capital	Jul 2021 - Jun 2022
BCD	1,160,951,065
BCAP	53,380,137
BCC	98,429,925
Total BC	1,312,761,127
Depreciación D	31,952,820
Depreciación AP	2,192,951
Depreciación C	3,273,847
Total Depreciación	37,419,618
% Depreciación s/BC D	2.75%
% Depreciación s/BC AP	4.11%
% Depreciación s/BC C	3.33%
% Total Depreciación	2.85%

Fuente: Elaboración Propia

Sin embargo, al momento de realizarse el cálculo de las tasas de depreciación se observan dos inconsistencias materiales que deben corregirse, ambos al momento de calcular la Base de Capital Bruta que constituye el denominador para calcular estas tasas de depreciación. La primera consiste en utilizar como Base de Capital Bruta el valor del Activo que incluye Activos Totalmente Depreciados. Este valor es incorrecto ya que la tasa de depreciación así calculada estaría considerando activos que ya no generan depreciación, y por lo tanto no son comparables con los Activos Nuevos a incorporarse. La corrección de este concepto no reviste mayor dificultad ya que los modelos de ASEP calculan el monto del Activo Totalmente Depreciado que debe considerarse.

La segunda inconsistencia que contiene este cálculo es que el Activo Bruto incluye el monto del Activo Aportado por Terceros, pero el flujo de depreciaciones no incluye este monto. Por lo tanto, la tasa resultante resulta inconsistente. Lo correcto es que el Activo Bruto a considerarse como base de cálculo tenga deducido el valor del Activo Aportado por Terceros.

Las tasas resultantes de realizar las correcciones antes citadas se presentan en la tabla a continuación. Vale destacar que la tasa promedio del 4.08% es consistente con una vida útil promedio de los activos de 24.5 años, mientras que el cálculo con errata arrojaba una tasa del 2.85% que se corresponde a una vida útil de 35 años. Teniendo en cuenta que la vida útil regulatoria no supera los 30 años para ninguna cuenta, salvo terrenos, resulta más razonable la tasa resultante de corregir estas inconsistencias.

EDEMET	Tasas corregidas
% Depreciación s/BC D	3.96%
% Depreciación s/BC AP	5.05%
% Depreciación s/BC C	5.01%
% Total Depreciación	4.08%

Por las razones explicadas arriba, y por tratarse de una errata en los datos de los activos brutos, se solicita a la ASEP corregirlos en el cálculo mencionado.

3. Errata en los Datos de Clientes aplicados en Ecuaciones de Eficiencia

La planilla de cálculo del IMP contiene una errata en el cálculo de los Costos e Inversiones Eficientes, ya que no utiliza los datos de Clientes proyectados contenidos en la hoja Demanda de dicho modelo, e iguales a los indicados por la ASEP en la Metodología descrita en el Anexo A, sino que se utilizan otros datos equivocados.

En efecto, en la sección I.1.1 del Anexo A, se presentan en la tabla 16 las proyecciones del número de clientes a considerar para el cálculo del IMP. Estos datos coinciden con los que se presentan en la hoja "DEMANDA" de la planilla del Modelo del IMP.

TABLA 16 NÚMERO DE CLIENTES - EDEMET

Años	Cientes
Jul 2021 – Jun 2022	586,414
Jul 2022 – Jun 2023	604,532
Jul 2023 – Jun 2024	625,655
Jul 2024 – Jun 2025	644,740
Jul 2025 – Jun 2026	662,848

Fuente: Elaboración Propia

Sin embargo, el número de clientes utilizados para la estimación de los activos y costos eficientes son diferentes y menores a los informados en la metodología. Además, por lo que consideramos puede tratarse de un descuido involuntario, estos datos se encuentran pegados como valores y no están vinculados a los datos de la hoja "DEMANDA", lo que impide conocer cuál es su origen.

Tabla de Datos Proyectados	Variable	Unidad	Base					
			2021	2022	2023	2024	2025	2026
	Demanda Máxima			845.00	876.09	913.42	953.36	994.41
	Longitud de red aérea	km	18,604	19,224	19,939	20,602	21,279	21,937
	Longitud de red subterránea	km	1,996	2,062	2,139	2,210	2,282	2,353
	Ventas de Energía			4,190,870	4,340,918	4,496,339	4,657,325	4,824,074
	Costos OyM (D)	USD	-	78,180,540	80,401,039	82,864,489	85,370,113	87,889,063
	Costos OyM (C)	USD	-	55,620,982	56,806,841	58,017,984	59,254,948	60,518,285
	Cientes	Cant.	577,248	589,579	602,174	615,038	628,177	641,596
				21,286	22,078	22,812	23,561	24,290

Por lo tanto, se solicita a la ASEP corregir para considerar en el cálculo de los Costos e Inversiones Eficientes la Proyección de Clientes correcta, la cual se encuentra en la hoja Demanda del modelo de cálculo del IMP.

4. Cálculo del Coeficiente de Activo No Regulado

Para adecuar el IMP por el efecto de ingresos provenientes de actividades no reguladas, ASEP propone un coeficiente de 0.951 basado en datos de los Estados Contables Regulatorios

reportados entre 2018 y 2021. El cálculo propuesto por la ASEP se presenta en la siguiente tabla extraída del modelo de cálculo del IMP:

20	Ajuste Activos no Regulados							
21								
22	Detalle	2018	2019	2020	2021	PROMEDIO		
23	Ingresos no regulados	7,917,249	8,290,693	6,491,584	2,362,513	6,265,510		
24	Ingresos por venta de energía	700,625,418	807,915,560	676,415,391	698,161,284	720,779,413		
25	Compras de energía	- 638,375,299	- 647,800,982	- 560,497,951	- 549,592,346	- 599,066,644		
27	Ingreso Neto por actividades reguladas	62,250,119	160,114,578	115,917,441	148,568,938	121,712,769		
28								
29	Factor de ajuste	0.8872	0.9508	0.9470	0.9843	0.9510		
30								
	IMP-RESUMEN	IMPD	IMPCO	ALUMPU	DEMANDA	Costos y Pérdidas Eficientes	INVERSIONES	ACTIVOS

Respecto de esta propuesta, la primera observación que surge es que la ASEP ha cambiado el criterio utilizado para el IMP 2018-2022. En aquella oportunidad se consideró como referencia el valor del último año disponible, mientras que ahora se considera un promedio de los últimos 4 años. La consideración de un promedio suele ser un criterio más prudente, pero en este caso se observa que dicho criterio afecta fuertemente el resultado por ser los años anteriores significativamente inferiores. Esto pone de relieve un segundo comentario, y es el hecho de que existe un grave desliz en el valor considerado como Ingreso No Regulado. Un indicio de esta realidad se observa al analizar la volatilidad del valor considerado, que pasa de más de 8 millones de balboas en 2019 a poco más de 2 millones en 2021.

En efecto, el único concepto de ingreso de los que EDEMET percibe que constituye un ingreso por actividades no reguladas corresponde al arrendamiento de infraestructura de red para uso de empresas de cable y telecomunicaciones. Según la certificación presentada por UFINET (Anexo 1) que es la empresa que administra el alquiler de los postes e infraestructuras para EDEMET, mediante contrato el uso de los excedentes, es decir el uso de las infraestructuras por otras empresas de telecomunicaciones, los ingresos provenientes de esta actividad son los siguientes:

		2018	2019	2020	2021
CODIGO	CLIENTE	EDEMET	EDEMET	EDEMET	EDEMET
150	Mobilnet de Panama, S.A.	5,886			
297	TELCONET PANAMA S.A.	2,994	8,074		
300	Interfast Panama S.A.	45,874	40,392	44,287	41,600
365	TRANS OCEAN NETWORKS, CORP				692
PACLI00017	CABLE AND WIRELESS PANAMA, S.A.	1,347,254	1,375,551	1,432,157	1,724,337
PACLI00024	Telecomunicaciones Digitales, S.A	1,261,577	1,371,252	1,450,995	1,482,917
PACLI00052	GALAXY COMMUNICATIONS CORP	13,572	35,788	71,124	61,564
PACLI00130	METRO MPLS	68,378	120,283	131,810	141,475
PACLI00137	CLARO PANAMA, S.A.		97	5,837	105,472
PACLI00223	MOCATEL TECHNOLOGY INC.	6,710	13,420	13,420	13,420
PACLI00256	GOLD DATA PANAMA CORP.	48,250	65,109	74,825	74,228
	TOTAL	2,796,880	3,029,967	3,224,455	3,645,705

A fin de entender las causas en la diferencia de estos valores con los utilizados por ASEP, EDEMET analizó el origen de la información y detectó que el valor extraído por la ASEP de la Contabilidad Regulatoria se corresponde con el concepto de misceláneos dentro de la hoja "ER-03" correspondiente a Otros Ingresos. Este concepto no refleja de manera directa el ingreso de arrendamiento de infraestructuras, y **por lo tanto no debe ser utilizado para el cálculo de este coeficiente**. Este concepto además de los alquileres de infraestructuras de la red eléctrica incluye TPI, Amortización de Activos Donados, entre otros, que no corresponden al concepto de ingresos por actividades no reguladas. **Esta información se adjunta con el ánimo de aclaración cualquier duda o confusión que hubiera surgido por parte de la ASEP durante**

el periodo de recopilación de información previa a la publicación de la consulta. ES preciso señalar que no hemos recibido solicitudes previas de aclaración por parte de ASEP en este sentido.

A continuación, se presenta el cálculo corregido según los valores correctos de ingresos no regulados. Vale destacar que con esta corrección se observan valores más estables en el tiempo, resultando el criterio de utilizar el valor promedio de menor impacto.

Ajuste Activos no Regulados					
Detalle	2018	2019	2020	2021	PROMEDIO
Ingresos no regulados	2,796,880	3,029,967	3,224,455	3,645,705	3,174,252
Ingresos por venta de energía	700,625,418	807,915,560	676,415,391	698,161,284	720,779,413
Compras de energía	- 638,375,299	- 647,800,982	- 560,497,951	- 549,592,346	- 599,066,644
otros ingresos					
Ingreso Neto por actividades reguladas	62,250,119	160,114,578	115,917,441	148,568,938	121,712,769
Factor de ajuste	0.9570	0.9814	0.9729	0.9760	0.9746

Se solicita a la ASEP corregir el cálculo del factor de ajuste para que considere correctamente los ingresos por actividades no reguladas y utilizar el factor que resulta para EDEMET.

5. Fórmula para ajuste internacional de USD a B/. y parámetros utilizados

Los activos y costos que se obtienen de las ecuaciones de eficiencia y que la ASEP aprueba, se encuentran expresados en dólares de EE.UU. Para considerar las diferencias de los costos entre EE.UU. y Panamá, en el Capítulo 1 del Anexo A (página 9), se presenta la fórmula para realizar este ajuste, la cual se transcribe a continuación:

$$CT_{PA} = CT_{EEUU} \times [\%MO \times CLR + \%ME \times \%NT \times PPP_{PA}^{EEUU} + \%ME \times (1 - \%NT)]$$

Esta fórmula de conversión es correcta en términos generales para convertir costos desde USD de EE.UU. a B/. de Panamá y, como ha sido planteado recurrentemente en cada revisión tarifaria por EDEMET, presenta sólo un falta conceptual por el hecho de utilizar el CLR (Costo Laboral Relativo) en lugar de aplicar el PPP (Parity Purchasing Power) tal como lo hace con los costos de los materiales nacionales.

Sin embargo, en la actual propuesta de IMP 2022-2026 se han detectado nuevos y graves desaciertos en la aplicación de esta fórmula, a saber:

1. La fórmula solo se aplicó correctamente en Activos de Comercialización, pero no así en las demás ecuaciones de eficiencia.
2. Los porcentajes de Mano de Obra y Materiales aplicados son incorrectos
3. El porcentaje de Material Nacional es incorrecto

A continuación, se detalla cada uno de estos.

5.1 Aplicación parcial en Excel de la fórmula indicada en la metodología

Al analizar la aplicación de esta fórmula de conversión en la hoja "Costos y Pérdidas Eficientes" de la planilla "edemet_modelo_2022-2026", se observa que solo se aplicó esta fórmula para el caso de los Activos de Comercialización, en las celdas M44, N44, O4, P44 y Q44. Sin embargo, para los Activos de Distribución, fila 43, se aplicó erróneamente otra fórmula no equivalente, y para el caso de los costos de distribución, comercialización y administrativos (filas 45, 46 y 47)

se observan valores pegados como valor que no se corresponden con la aplicación de la fórmula correcta ni con los parámetros indicados en la propia planilla. Esto es sumamente llamativo ya que allí se encuentra toda la información disponible para aplicar la metodología de la ASEP correctamente.

Por esta razón, se solicita a la ASEP que corrija las fórmulas de costos y activos eficientes expresados en B/. para que sean calculados según lo establecido en la propia metodología del IMP, respetando los criterios de cálculo que se vienen aplicando en las Revisiones Tarifarias pasadas y que fue utilizado para los costos de Comercialización por la propia ASEP.

5.2 Porcentajes de Mano de Obra y Material utilizados para convertir costos entre Panamá y USA, y viceversa

Otra inconsistencia que se presenta en el cálculo propuesto por la ASEP se desprende de lo indicado en el primer párrafo de la página 10 del Anexo A de la Consulta, donde la ASEP dice que para la conversión de los costos se utilizaron los factores de ajuste aplicados para convertir los costos de las empresas de Panamá a dólares de Estados Unidos.

Esta afirmación, no convalidada por ningún cálculo presentado por la ASEP en esta consulta pública ya que – extrañamente - **los costos están pegados como valor sin fórmula** que los explique, ***implicaría un cambio arbitrario de criterio respecto de lo que se ha realizado en todas las revisiones tarifarias anteriores.*** Pero, lo que es peor, implicaría un nuevo desacierto ya que una cosa es la conversión de los costos reales de EDEMET para hacerlos comparables con los costos reales de empresas de la FERC, y otra cosa muy distinta es tomar costos eficientes resultantes de un estudio de eficiencia para expresarlos en moneda de Panamá.

Por ejemplo, para convertir los costos de comercialización de EDEMET a dólares de EE.UU. es razonable aplicar los porcentajes de Mano de Obra y Material que efectivamente presenta EDEMET. Sin embargo, para convertir los Costos Eficientes resultantes de las ecuaciones de eficiencia lo correcto es utilizar los porcentajes de Mano de Obra y Material representativos de las empresas eficientes que determinaron dicha ecuación. Así lo ha entendido la propia ASEP históricamente, quien siempre procuró utilizar los porcentajes de Mano de Obra y Materiales provenientes de la muestra de empresas eficientes.

En síntesis, aun cuando en las planillas de cálculo no se logra observar la aplicación de este principio, está claro que sería un descuido grave considerar el mismo factor al momento de convertir costos **reales** desde Panamá a EE.UU. que al momento de convertir costos **eficientes** desde EE.UU. a Panamá.

Se solicita a la ASEP ***mantener el criterio que correctamente ha aplicado en las revisiones tarifarias anteriores y considerar los porcentajes de mano de obra y materiales provenientes de la muestra de empresas comparadoras eficientes.***

5.3 Porcentajes de Material Nacional (No Transable)

Al evaluar la fórmula de conversión de costos de EE.UU. a costos de Panamá se observa que además de los ponderadores de Mano de Obra y Materiales, existe un tercer ponderador para distinguir la porción de Materiales que son de origen Nacional (No Transables) y los que son de origen Internacional (Transables). Respecto de este parámetro, se observa que la ASEP ha introducido cambios de criterio que constituyen además una grave inconsistencia conceptual y de cálculo respecto de este parámetro.

En primer lugar, la ASEP no presenta estos parámetros dentro de la metodología descrita en el Anexo A, sino que directamente se observan en la hoja “Costos y Pérdidas Eficientes” del modelo de cálculo “edemet_modelo_2022-2026” (celda B58), como se muestra a continuación:

% Nacional	En Panama	En EEUU
AD	18.4%	33.0%
AC	3.1%	6.5%
OMD	10.0%	
COM	15.0%	
ADM	25.0%	

Para rastrear la justificación conceptual de estos parámetros, debe recurrirse al documento de la Consulta Pública de Empresas Comparadoras, donde se establece lo siguiente:

Los porcentajes de la componente nacional de los costos de materiales se presentan en la siguiente tabla:

Porcentaje de materiales nacionales	Estudio 2022-2026
AD	18.4%
AC	3.1%
OM	10.0%
COM	15.0%
ADM	25.0%

Tabla 11. Participación de los materiales nacionales en el costo total de materiales

Los porcentajes de participación de los materiales de origen nacional respecto del costo total operativo de materiales (OM, COM y ADM) son aquellos aplicados la revisión tarifaria anterior, ya que no se dispuso de nueva información con la apertura necesaria que permita calcularlos.

La ASEP indica que se han modificado los porcentajes de materiales nacionales relativos a Activos de Distribución y a los Activos de Comercialización, y esta afirmación es correcta ya que en el IMP 2018-2022 los porcentajes utilizados eran los siguientes:

Tabla 6 Participación de los materiales nacionales en el total de materiales

Costo	% Nacional
AD	10%
AC	10%
OM	10%
COM	15%
ADM	25%

Frente a este cambio, hay que notar dos cuestiones. (1) En primer lugar, debemos distinguir entre lo que sucede con el porcentaje de mano de obra y materiales respecto del porcentaje de material nacional. En efecto, la combinación de mano de obra y materiales responde en gran medida a decisiones empresariales y por lo tanto es lógico procurar utilizar el valor de las empresas eficientes. **Sin embargo, el porcentaje de materiales nacionales respecto de materiales internacionales está determinado por la realidad económica de cada país y del desarrollo de la industria manufacturera de insumos utilizados para redes eléctricas.** En este sentido, Panamá es un país pequeño con una economía basada en servicios y con un sector industrial pequeño de casi nula fabricación de materiales necesarios para redes de electricidad (concretamente, en Panamá solo se fabrican postes de hormigón parcialmente para construcción de redes). **Por lo tanto, la disponibilidad de materiales, en especial los necesarios para el sector eléctrico, está dada absolutamente por la oferta internacional de los mismos.**

Lo anterior puede verse con claridad en la siguiente tabla que resume las compras de materiales según origen realizadas entre 2018 y 2022 por EDEMET, donde se observa que el único material de origen local son los postes de concreto.

Internacional vs Local					
Descripcion de Grupo de Material	2018	2019	2020	2021	2022
INTERNACIONAL SE FABRICA Y SE COMPRA FUERA DE PANAMA	95,35%	85,38%	91,68%	95,85%	92,58%
APARELLAJE	0,47%	1,46%	1,43%	1,31%	1,13%
CABLES	27,88%	14,12%	13,56%	19,90%	19,99%
HERRAJES	1,20%	2,66%	3,43%	3,02%	8,73%
MEDIDORES	11,21%	3,69%	10,26%	4,68%	6,11%
PEQ MATERIALES	7,67%	2,57%	3,03%	5,89%	4,46%
POSTES METALICOS	4,73%	5,85%	7,67%	4,91%	4,69%
RECONECTADORES	3,32%	2,97%	8,06%	3,22%	3,21%
SELLOS	0,01%	0,33%	0,17%	0,09%	0,34%
TERMN SUBTERRANEOS	3,36%	1,73%	2,76%	1,44%	3,05%
TRAFOS DE MEDIDAS	0,56%	3,56%	2,70%	2,57%	3,35%
TRAFOS Y REG	28,02%	29,47%	24,54%	30,86%	20,07%
TERMINALES Y CONECTORES AEREOS	4,56%	4,11%	5,06%	2,06%	4,32%
LUMINARIAS Y ACCESORIOS	1,85%	6,18%	5,38%	4,21%	4,71%
ARMARIO POLIES/DISP.COMP/MIRI/UN MED	0,00%	0,58%	0,12%	0,30%	0,12%
DETECTOR PASO DE FALTA ADAPTIVO LAMT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,06%
AISLADORES MT/BT	0,51%	0,62%	1,64%	1,87%	0,99%
LUMINARIAS LED - ALUMBRADO PÚBLICO	0,00%	5,48%	1,86%	9,53%	7,26%
LOCAL SE FABRICA EN PANAMA	4,65%	14,62%	8,32%	4,15%	7,42%
POSTES DE CONCRETO	4,65%	14,57%	8,32%	4,15%	7,42%
LUMINARIAS Y ACCESORIOS	0,00%	0,05%	0,00%	0,00%	0,00%
Total general	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Para ampliar la base de información del regulador a los efectos de lo antes expuesto y aclarar cualquier duda que haya podido surgir durante el periodo de recopilación de información previa a la consulta en el Anexo 2 a la presente Nota, se encuentra un archivo de Excel que contiene, por una parte, una muestra (ampliada) de todas las compras con sus respectivos pedidos de materiales con sus códigos de material y de proveedor, de las que se colige con claridad si las mismas fueron adquiridas en el extranjero (Transables) vs los que fueron adquiridos localmente (no Transables). Hemos de señalar que durante el periodo de recopilación de información previo a la consulta que nos ocupa, no se nos hizo ninguna consulta a este respecto.

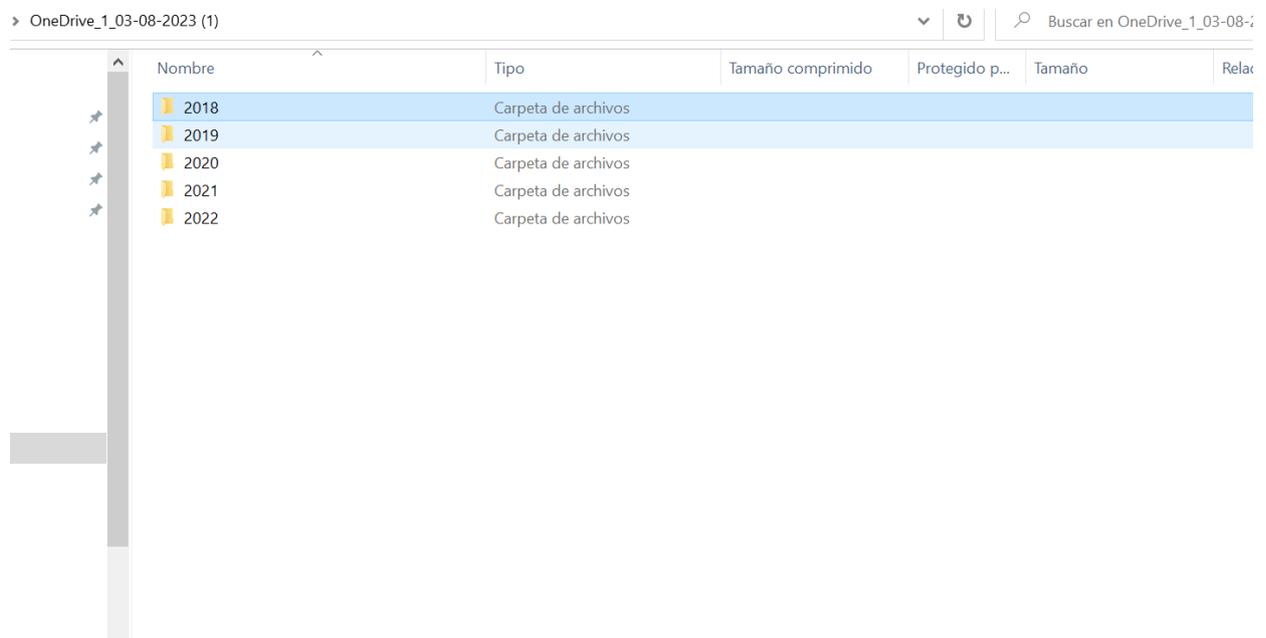
La Muestra Ampliada en comento es la siguiente:

Como prueba documental de la muestra en Excel en comentario se incluye en el USB adjunto, un archivo comprimido. Este archivo comprimido contiene lo siguiente:

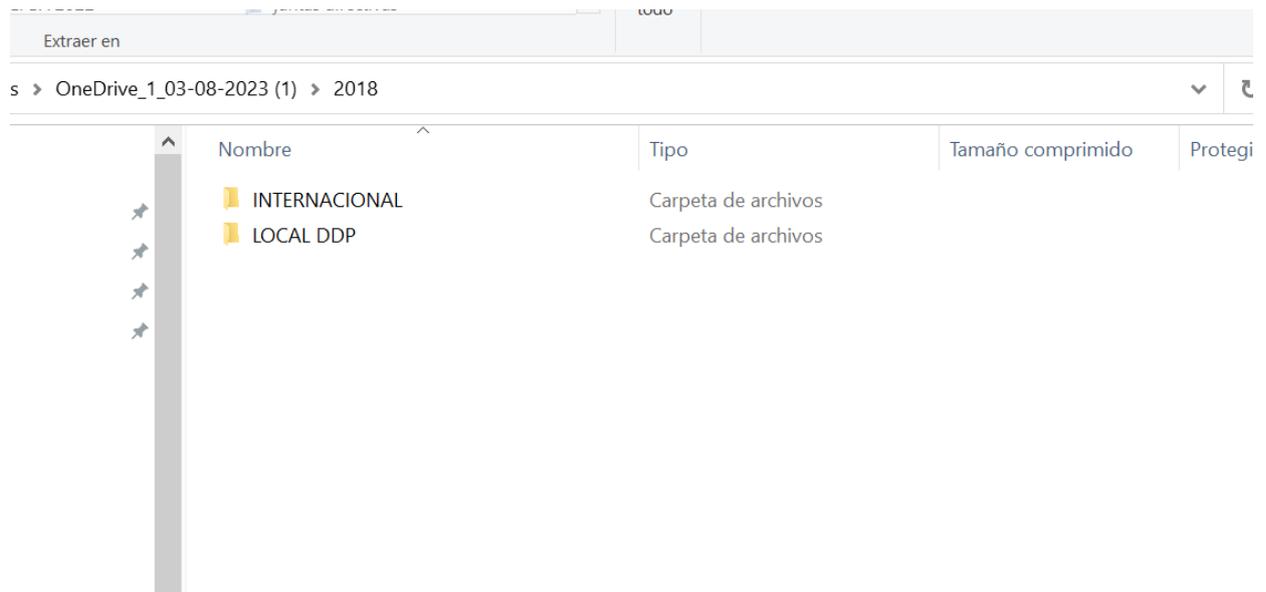
Para los Extranjeros (Transables).

1. Por año, es identificable el número de compra/pedido (por licitación) y el nombre del Proveedor. Al hacer click se abrirán dos archivos en PDF. El primero, será para este pedido y proveedor la factura de compra, el Bill of Lading, el Pago de Aduanas, el Pago y Gestión del proveedor de Aduana así como los impuestos pagados por su introducción al país.

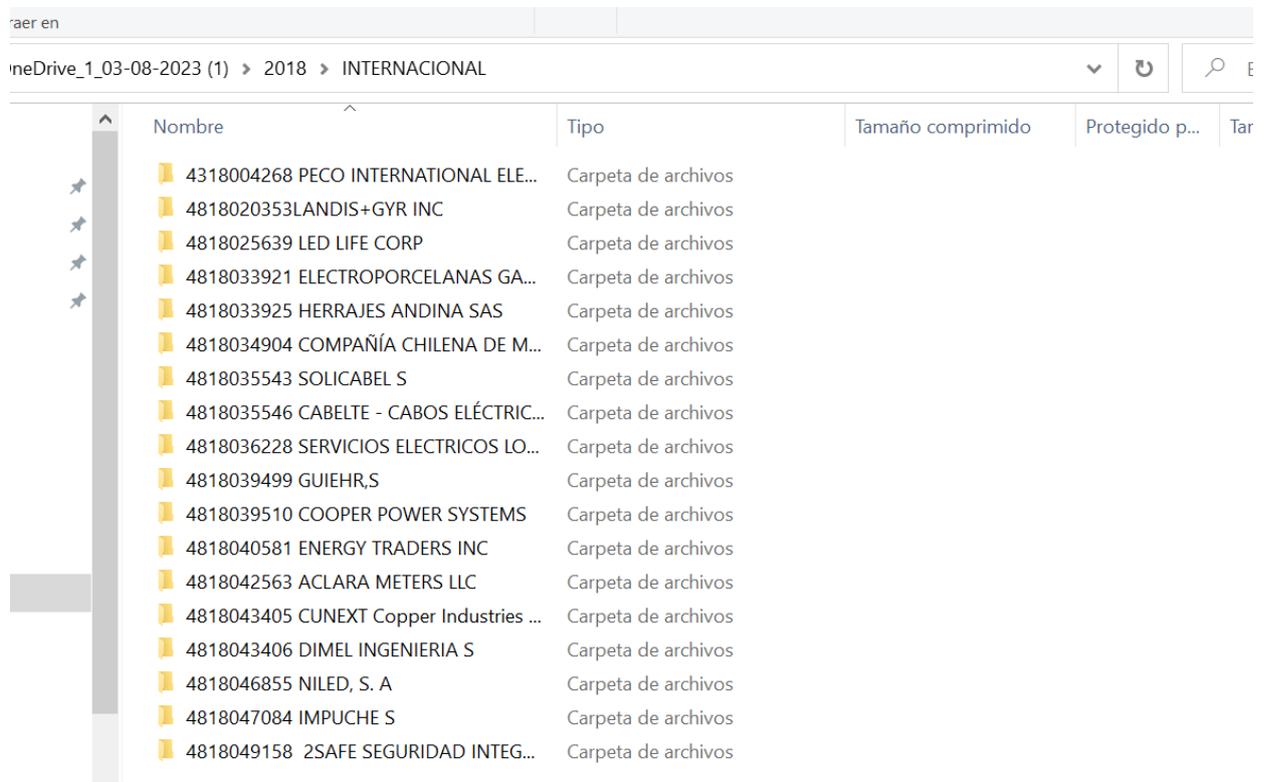
La vista será la siguiente: Hacer click en año (para el ejemplo es el año 2018)



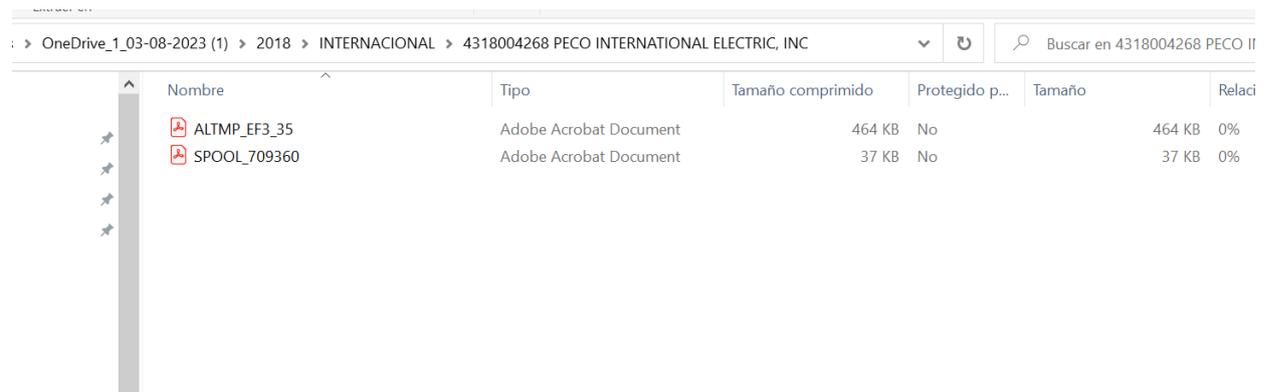
Luego hacer click en INTERNACIONAL O LOCAL (para este ejemplo se hizo click en internacional).



Luego hacer click el pedido y proveedor (para este ejemplo se uso Peco International).



Luego hacer click en el archivo de PDF ALTM_ EF3_35 PARA VER LOS DOCUMENTOS DE LA COMPRA INTERACIONAL.



The screenshot shows a OneDrive file explorer window. The address bar indicates the path: OneDrive_1_03-08-2023 (1) > 2018 > INTERNACIONAL > 4318004268 PECO INTERNATIONAL ELECTRIC, INC. The search bar contains the text "Buscar en 4318004268 PECO II". Below the address bar is a table with the following columns: Nombre, Tipo, Tamaño comprimido, Protegido p..., Tamaño, and Relaci. The table contains two rows of files:

Nombre	Tipo	Tamaño comprimido	Protegido p...	Tamaño	Relaci
ALTMP_EF3_35	Adobe Acrobat Document	464 KB	No	464 KB	0%
SPOOL_709360	Adobe Acrobat Document	37 KB	No	37 KB	0%

Al hacer click en ALTMP_EF3-35 tendrán la siguiente información:



Contrato 007-2018
 Pedido: 4318004268
 Label 44-0000168122
 Albarán: 1851108180001306

Teléfono
 264-263
 264-336
 264-321

FACTURA

Número: 1FHS310001018-00010148
 Fecha y Hora: 18-12-2018 - 17:16

Calle 52 Obarrio, Edif, Plaza Ejecutiva, Tercer Pi
 Ofic 311, Bella Vista, Panama.

AGENCIA DE ADUANAS LUGO, S.A.

R.U.C.: 423151-1-392196 D.V.: 26

Cont: 19/12/18
 Com: 20/12/18

EDENET, S.A.
 RUC/CI: 57983-2-340436 DV:

CANTIDAD	DESCRIPCION	CODIGO	PRECIO UNIT.	TASA	PRECIO NETO
	Referencia: 10241 PECO INTL / CIF#. 6,903.80	Mod Poco 64850, 64780			
1.000	CONFECCION Y REFRENDO DE 7043-5	Cod: 09	80.0000	(2)	80.00
1.000	MANEJO DE DOCUMENTOS HBOL120861	Cod: 10	20.0000	(2)	20.00
2.000	LINEAS ADICIONALES	Cod: 09	4.0000	(2)	8.00
1.000	GASTOS REEMBOLSABLES	Cod: 08	0.0000	(E)	0.00
1.000	FORMULARIO 7427958		5.0000	(E)	5.00
1.000	IMPUESTO		704.4200	(E)	704.42
1.000	TRANSPORTE GREGORIA MENDIETA FACT. 6103		550.0000	(E)	550.00
1.000	COMISION BANCARIA		5.3500	(E)	5.35
1.000	CHEQUE		10.7000	(E)	10.70
1.000	COPIAS		5.5000	(E)	5.50



Ciudad de Panama 28/12/2016 12:20:36
 Dist. Electric Metro Oeste SA



46_0000183758

LUGO

Agencia de Aduanas

Subtot.		1388.97
Exento		1280.97
Impuesto	BI	Monto
2 (ITRMS 7.00%)	108.00	7.56
Subtot.	108.00	7.56
TOTAL \$		1396.53
Otro		0.00
SALDO		1396.53

DSI 1FHS310001018

V: 01.030



PECO International Electric. Inc.

Since 1963
 7983-85 NW 33rd Street * Miami, FL 33122
 Phone: (305) 591-7124
 Fax: (305) 591-2203
 http://www.pecointelec.com

RESALE TAX EXEMPT CERTIFICATE No.: 23-8012356614-3

Sold To Edemet
Vendido A: Albrook Edificio 812
 Ave Diogenes de la Rosa
 Panama, Republica de Panama
 Panama

Invoice No.: 64850
Factura No.:
Our Order No.: 11153
Nuestra Orden No.:
Invoice Date / Fecha de Facturacion: 11/9/2018
Shipment Date / Fecha de Despacho: 11/9/2018

Ship To Edemet
Embarcado A: Albrook Edificio 812
 Ave Diogenes de la Rosa
 Panama, Republica de Panama
 Panama

Shipped Via: Ocean
Despachado Por:
Payment Terms: Net 60
Terminos de Pago:
Sales Agent: JIL
Agente de Ventas:

Customer Purchase Order No.: 4818031872
Orden de Compra del Cliente No.:

INCOTERMS 2010 : CIF PORT

LN #	QTY	U/M	ITEM	DESCRIPTION	UNIT PRICE	AMOUNT
1	100	EA	FAH23KV12KDGR1	FUSE,COMPIL,23KV,12K,SPADE,SPLINE CODIGO 01692482 PACKING: 1SKID/200LBS OF 1 CTN STC 100PCS W/R# 293624 MARKS: EDEMET 4818031872 PANAMA ORIGIN MEXICO THIS INVOICE IS TRUE AND CORRECT	58.65	5,865.00

WIRE TRANSFER INSTRUCTIONS CITY NATIONAL BANK 446 Collins Ave., Miami Beach, FL 33139 Phone: (305) 534-3301 * Fax: (305) 591-2205 Attn.: Kathya Castillo	Billing Email Address: LILIA@PECOINTELEC.COM PECO INTERNATIONAL ELECTRIC, INC ACCT. #: 13001651788 ABA #: 066004367 SWIFT CODE #: CNBFUS3M	Total	\$5,865.00
		Payments/Credits	\$0.00
		Balance Due	\$5,865.00
Thank you for your business. A finance charge of 1.5% per month will be added to all accounts not paid in full on or before its due date. Any charges incurred on collections will be billed on the account of the buyer.		 CERTIFIED TRUE AND CORRECT Certificado Verdadero y correcto D. GONZALEZ TRAFFIC DEPARTMENT PECO INTERNATIONAL ELECTRIC, INC	
These commodities are licensed by the USA for ultimate destination to: PANAMA Estas mercancías han sido aprobadas por los Estados Unidos de America para último destino a: PANAMA Cualquier desvío contrario a las leyes de los Estados Unidos de America está prohibido.			



PECO International Electric. Inc.

Since 1963
 7983-85 NW 33rd Street * Miami, FL 33122
 Phone: (305) 591-7124
 Fax: (305) 591-2203
 http://www.pecointelec.com

RESALE TAX EXEMPT CERTIFICATE No.: 23-8012356614-3

Sold To Edemet
Vendido A: Albrook Edificio 812
 Ave Diogenes de la Rosa
 Panama, Republica de Panama
 Panama

Invoice No.: 64780
Factura No.:
Our Order No.: 11312
Nuestra Orden No.:
Invoice Date / Fecha de Facturacion: 10/26/2018
Shipment Date / Fecha de Despacho: 10/26/2018

Ship To Edemet
Embarcado A: Albrook Edificio 812
 Ave Diogenes de la Rosa
 Panama, Republica de Panama
 Panama

Shipped Via: Ocean
Despachado Por:
Payment Terms: Net 60
Terminos de Pago:
Sales Agent: JIL
Agente de Ventas:

Customer Purchase Order No.: 4318004268
Orden de Compra del Cliente No.:

INCOTERMS 2010: CIF PORT

LN #	QTY	U/M	ITEM	DESCRIPTION	UNIT PRICE	AMOUNT
1	8	EA	115-255-CA-MT7	LUMINARIAS CODIGO 1416448 PACKING: 15KID/200LBS STC 8 CTN W/R# 292291 MARKS: EDEMET 4318004268 PANAMA ORIGIN MEXICO THIS INVOICE IS TRUE AND CORRECT	129.85	1,038.80

WIRE TRANSFER INSTRUCTIONS CITY NATIONAL BANK 446 Collins Ave., Miami Beach, FL 33139 Phone: (305) 534-3301 * Fax: (305) 591-2203 Attn.: Kathya Castillo	Billing Email Address: LILIA@PECOINTELEC.COM PECO INTERNATIONAL ELECTRIC, INC ACCT. #: 13001651768 ABA #: 066004367 SWIFT CODE #: CNBFUS3M	Total	\$1,038.80
		Payments/Credits	\$0.00
		Balance Due	\$1,038.80
Thank you for your business. A finance charge of 1.5% per month will be added to all accounts not paid in full on or before its due date. Any charges incurred on collections will be billed on the account of the buyer.		CERTIFIED TRUE AND CORRECT Certificado verdadero y correcto D. GONZALEZ - TRAFFIC DEPARTMENT PECO INTERNATIONAL ELECTRIC, INC	
These commodities are licensed by the USA for ultimate destination to: PANAMA Estas mercancías han sido aprobadas por los Estados Unidos de America para último destino a: PANAMA Cualquier desvío contrario a las leyes de los Estados Unidos de America está prohibido.			

HOJA DE COSTOS: IMPORTACIÓN DE MERCANCIA GAS NATURAL FENOSA

Proveedor: 64780 64850 Factura Adicional: FFA0318001018-00019148 Declaración: DE01812022704-0-0 BL: RBO126681	Sociedad: EDEMET Transporte: 151.00 Tram. Adicional Antes ITBMS: 101.02 Tram. Adicional ITBMS: 7.81 Tram. Adicional Exentos: 24.83	Anticipo #: 007-18 Doc. Apoyo antes de ITBMS: 100.00 Doc. Apoyo ITBMS: 497.34 Doc. Apoyo Exentos: 3.00 Impuesto de Importación TH: 101.84 VERADERO
--	--	---

Factura Proveedor	Orden de Entrega	Posición	Albarán	Cantidad Recibida	Valor Unitario	Valor Factural sin Impuestos	Porcentaje (%)	Agencia Aduanera			Tesoro Nacional				Observaciones
								Tram. Adicional Antes ITBMS	Tram. Adicional ITBMS	Tram. Adicional Exentos	Doc. Apoyo antes de ITBMS	Doc. Apoyo de ITBMS	Doc. Apoyo Exentos	Impuesto de Importación TH	
64780	431804268	10	18511C0180001328	100.00	128.81	128.81	0.12	101.02	7.81	24.83	100.00	497.34	3.00	101.84	
64850	481803192	10	18511C0180001385	100.00	58.81	58.81	0.85	101.02	7.81	24.83	100.00	497.34	3.00	101.84	
TOTALES								202.04	15.62	49.66	200.00	994.68	3.00	203.68	

2. Para los Nacionales (No transables).

Este mismo proceso se puede realizar con la muestra para compras locales. Al ser una muestra local se verá el pedido.

La muestra es ampliada y no un total pues no es posible realizar el proceso de recopilación para todos los pedidos en el corto tiempo de esta consulta, pero para ampliar aún más la información sobre este particular hemos incluido un archivo de Excel que tiene un resumen **de todos los pedidos/compras por licitación del periodo 2018-2022 con su detalle por pedido, código, proveedor, si es internacional o local, monto y cantidades.**

Considerando esta información, es evidente que el porcentaje de materiales nacionales en Activos de Distribución es más cercano al 10% que históricamente ha reconocido la ASEP, mientras que para Activos de Comercialización resulta cuestionable utilizar un 10% ya que son totalmente importados y dicho porcentaje debería ser 0%.

(2) Por otro lado, al momento de calcular estos porcentajes debe hacerse una distinción muy cuidadosa entre el origen de los bienes y la localización del proveedor que los suministra a la empresa. En este sentido, la propuesta de la ASEP ha basado sus cálculos en datos de EDEMET que se construyeron a partir de información contable, donde la clasificación entre local y extranjero descansa en separar proveedores locales de extranjeros. Sin embargo, no es corector considerar que el origen de los materiales está determinado por la localización de los proveedores, que mayormente cuentan con distribuidores locales en Panamá. Por esta razón, resulta incorrecto el cálculo de la ASEP basado en datos contables y según el origen de las facturas.

Vale destacar que el cálculo preciso de estos porcentajes de material nacional para convertir costos y activos desde EE.UU. a Panamá implica mucho más que analizar datos contables de las empresas, ya que se trata de un parámetro definido por cuestiones particulares de la economía de Panamá, como son los tipos de materiales usados en cada actividad de EDEMET,

la disponibilidad de dichos materiales en el país, el peso relativo de los materiales respecto de costos logísticos locales, etc. Fruto de un análisis como este, lo más razonable sería incluso que los porcentajes de materiales locales resulten inferiores a los históricamente utilizados por ASEP en este cálculo.

Por estas razones, se solicita a la ASEP mantener los porcentajes de material nacional aplicados en el IMP 2018-2022, los cuales están en línea con los utilizados en las revisiones tarifarias anteriores, tal como se presentan a continuación:

Tabla 6 Participación de los materiales nacionales en el total de materiales

Costo	% Nacional
AD	10%
AC	10%
OM	10%
COM	15%
ADM	25%

6. Revisión del Factor de Ajuste para llevar costos de Jun-20 a jun-22

El cálculo del IMP requiere que los montos de costos e inversiones eficientes sean expresados en moneda constante de junio de 2022. Dado que los activos y costos que se obtienen de aplicar las ecuaciones de eficiencia se encuentran a valores de junio de 2020, es correcto que deban ajustarse por la inflación observada entre junio de 2020 y junio de 2022. La ASEP calcula este factor de ajuste según se refleja en la Tabla 2 del Capítulo 1 del Anexo A, la cual se muestra a continuación.

TABLA 2 FACTOR DE AJUSTE JUN 2022/JUN 2020

Costo	% Total costos locales	IPC 22/20	FA
AD	52.66%	1.06879845	1.036227
AC	19.33%	1.06879845	1.013298
OMD	49.00%	1.06879845	1.033712
COM	37.01%	1.06879845	1.025460
ADM	63.58%	1.06879845	1.043739

Fuente: Elaboración Propia

No obstante, este cálculo contiene un grave descuido ya que el factor solo se aplica sobre los componentes de costo de mano de obra y materiales de origen nacional, dejando sin actualización la parte de costo correspondiente a materiales internacionales. Esto no tiene sentido ya que es evidente que los materiales de origen internacional también sufren del fenómeno inflacionario y no hay razón alguna para no actualizarlos también por inflación.

En este sentido, dado que son materiales con valores internacionales, sería más adecuado actualizar la porción faltante por la variación del índice de precios al consumidor de los Estados Unidos entre jun-20 y jun-22, tal como se muestra a continuación.

CPI jun-20	257.80
CPI jun-22	296.31
CPI 22/20	1.14940

Por lo tanto, el valor correcto de los factores de ajuste sería el siguiente:

Factor de Ajuste Jun 2022/Jun 2020

Costo	% Total costos locales	IPC 22/20	CPI 22/20	FA
AD	52.66%	1.06879845	1.149396618	1.106956172
AC	19.33%	1.06879845	1.149396618	1.133818284
OMD	49.00%	1.06879845	1.149396618	1.10990299
COM	37.01%	1.06879845	1.149396618	1.119569691
ADM	63.58%	1.06879845	1.149396618	1.098155576

Se solicita a ASEP realizar esta corrección para expresar correctamente la porción de material internacional de los costos e inversiones eficientes en moneda de junio de 2022.

7. No reconocimiento de las obras de Soterrado del Centro Bancario (2019-PE01) y de Santiago (2019-PE02)

Al analizarse las planillas CC donde la ASEP realiza el análisis de las inversiones reportadas anualmente por EDEMET, se observa que no se está reconociendo nada de la inversión realizada en los Soterrados del Centro Bancario y de Santiago. Esto no sería correcto ya que ha sido la propia ASEP quien comunicara a EDEMET a través de la Nota DSAN-2171-22, Ref:170822-06, que si se incluían dentro del plan de Inversiones para el periodo 2022-2026 las obras necesarias para culminar los trabajos eléctricos entonces correspondería incluir en la Base de Capital las obras civiles de estos proyectos. No solo esto, sino que la ASEP se ha equivocado al aplicar el factor de mano de obra 100% como gasto, ya que para las obras civiles todo se registra como mano de obra ya que es prácticamente imposible separar los materiales de la labor en este tipo de construcciones.

Teniendo en cuenta que EDEMET ha cumplido con la inclusión de estos proyectos en el plan de inversiones del IMP, y que en realidad no cabe la menor de las dudas que se trata de obras de infraestructura civil y no de costos operativos, se solicita a la ASEP corregir y reconocer estas inversiones.

8. Cálculo en fórmula de los factores Postes y Conductor en planillas CC

En el Anexo A de la Metodología de Cálculo del IMP, páginas 15 y 16, dónde se listan los criterios aplicados para la Etapa 1 de la revisión de las inversiones, se expresa lo siguiente:

"5) Poste min: cuentas de líneas áreas con menos de dos postes, típico de reemplazo por falla o accidentes, se consideran costos operativos"

"6) Conductor min: cuentas de líneas áreas. Si la cantidad de conductor es menor a 50 metros, se determina que se trata de casos típicos de reemplazos por cortes o roturas, y se considera un costo operativo. Para líneas subterráneas, se toma como mínimo para la aplicación del criterio, 20 metros".

De lo anterior, vale destacar que la condición para considerar una inversión como un gasto es que la cantidad de postes sea menor a dos postes o menor a 50 metros. Sin embargo, en las planillas CC, columnas AE y AF de las hojas "Datos", se calculan los factores Postes y Conductor aplicando el criterio de que si la cantidad de postes, o longitud de conductor, es "menor o **igual**" al parámetro correspondiente (indicados en el párrafo anterior), entonces el factor es igual a cero. Para que sea coherente con la metodología del Anexo A, las fórmulas debieran corregirse para incluir solo la condición de "menor".

Por lo tanto, se solicita a ASEP corregir en el Excel para no penalizar inversiones que tienen efectivamente una cantidad igual al mínimo establecido para considerarse inversión.

9. Desacuerdo al considerar como gasto las inversiones en nuevos suministros

Un número importante de obras que EDEMET realiza se refieren a nuevos suministros o inversiones en calidad que efectivamente requieren menos de 50 metros de conductor y/o menos de 2 postes, por ejemplo en el caso de obras que utilizan postes existentes o que tienen tramos de distinta sección, que se reportan en forma separada y con una porción de la longitud total de la acometida que sea menor al límite impuesto por ASEP. Este injusto criterio de castigo lleva a que obras esenciales para el desarrollo de la red y la conexión de nuevos clientes sean penalizadas en un 100% al ser consideradas un gasto.

Por lo anterior, solicitamos que la ASEP efectúe una detenida revisión de la metodología que se utilizó para la determinación Criterio de Castigo para las inversiones necesarias para los nuevos suministros, ya que en algunos casos implica desconocer el total de lo invertido. Este es aplicado erróneamente en muchas obras que por su naturaleza requieren de pocos postes o pocos metros de conductor. También es erróneamente aplicado cuando se castigan partes de una obra cuando otra parte de la misma obra es considerada inversión; no analiza las obras de modo integral, sino que lo hace de modo parcial, desconsiderando la obra en su conjunto.

Un análisis individual de cada proyecto de nuevo suministro permite confirmar lo importante que es el reconocimiento total de la inversión para mantener la suficiencia financiera y estabilidad de la Empresa y poder atender las solicitudes de todos los clientes que así lo soliciten.

Por esto, será muy importante a la hora de realizar las valoraciones, considerar métodos capaces de permitir remunerar el retorno sobre estas inversiones.

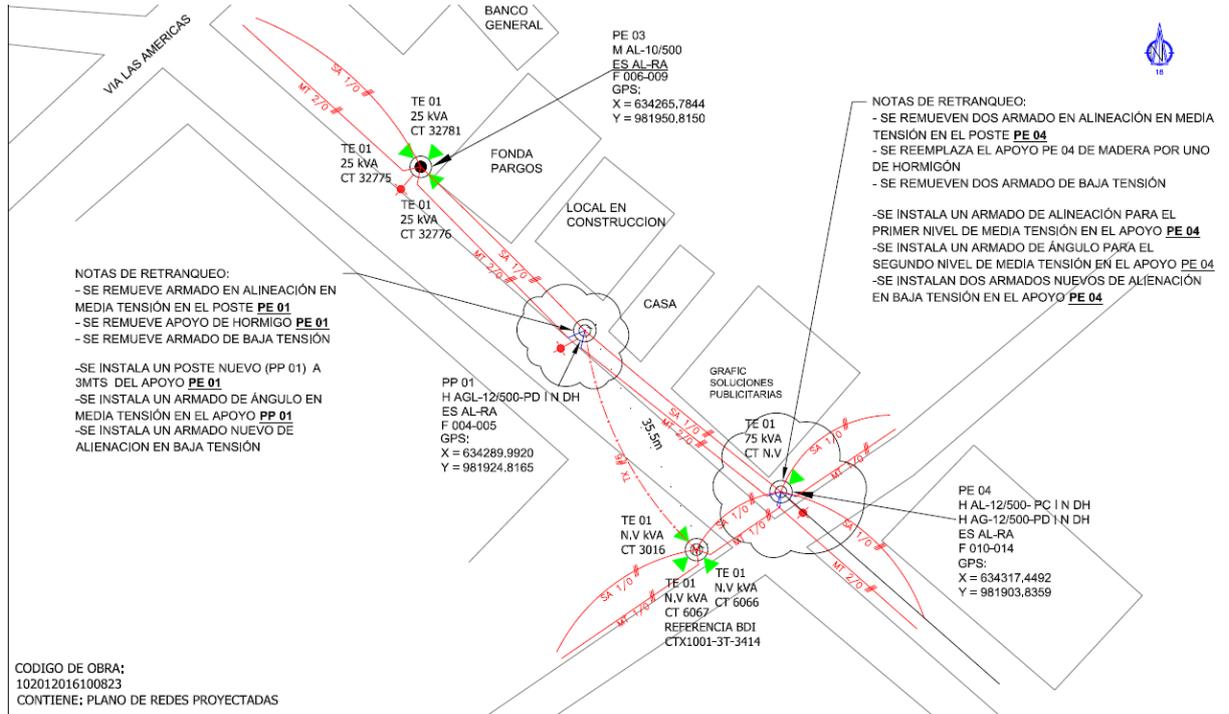
Todo suministro independientemente de la cantidad de postes, longitud de conductor y demás, debe ser reconocido en su totalidad ya que forman parte de las acciones obligatorias por regulación, donde la Empresa espera obtener un rendimiento económico que le permita continuar con la operación de forma sostenida.

Ante esta situación de desconocer el total de lo invertido para los nuevos suministros que afecta gravemente la sostenibilidad Financiera, se solicita la ASEP atienda los argumentos planteados.

A continuación, presentamos algunos ejemplos seleccionados al azar con no más de dos postes y menos de 50 metros, donde se demuestra claramente que la metodología utilizada por la ASEP pone en riesgo la Suficiencia Financiera de la Empresa, ya que no tendrá la rentabilidad mínima para satisfacer la demanda de los nuevos clientes.

Solicitud de Suministro 1. – Cliente: Xingquan

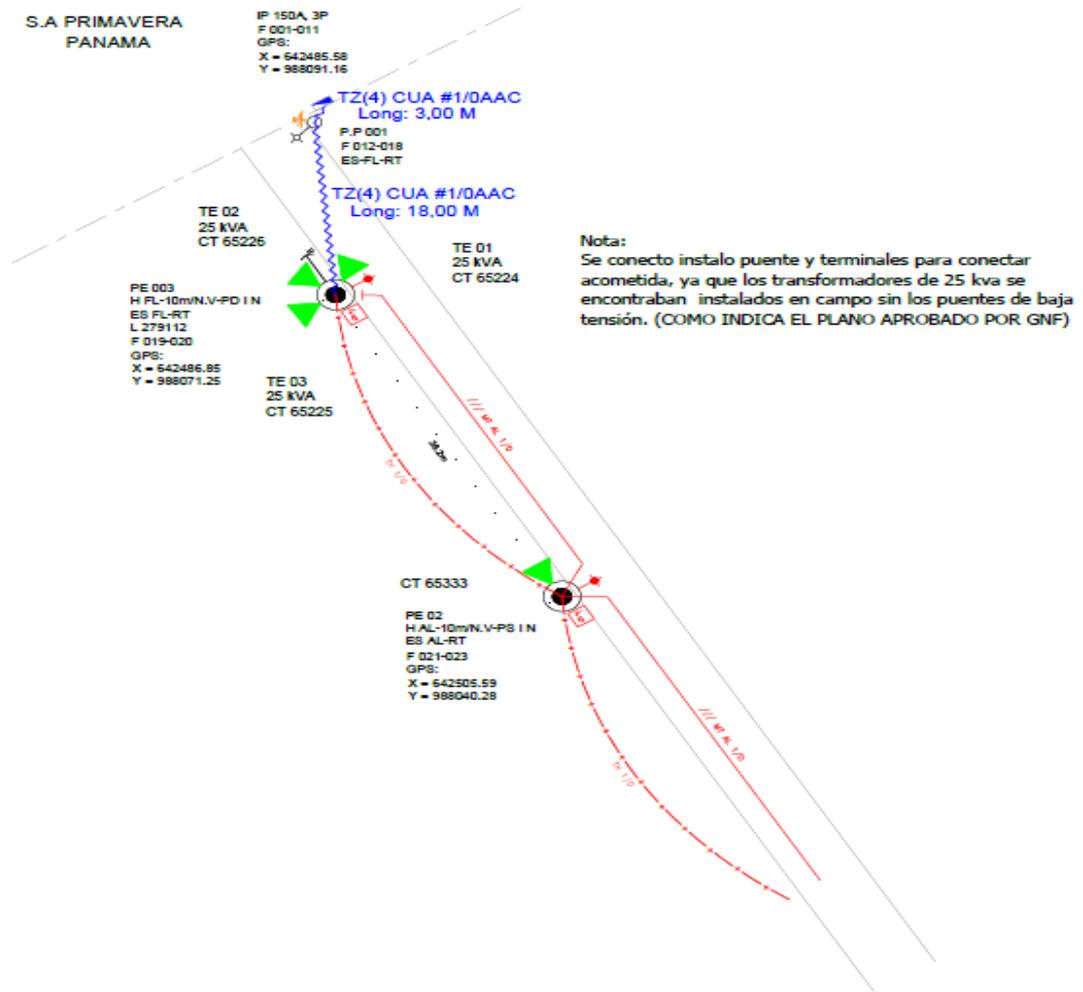
En el dibujo que representa el diseño de esta obra, se instalan dos postes (uno de reemplazo y otro nuevo) se remueven dos armados en alineación en media tensión y dos armados en baja tensión. Se instalan armados en alineación en el apoyo 04 en media tensión y otro en ángulo para el segundo nivel. Para baja tensión dos armados nuevos de alineación. Similar se da para el apoyo 01.



CUADRO DE CONVENCIONES				CONVENCIONES GENERALES			
EXISTENTE	CONVENCIONES	PROYECTADO	EXISTENTE	CONVENCIONES	PROYECTADO		
▲	Transformador Monofásico Auto-Prot	▲	—	Línea Primaria MT	—	Nomenclatura de apoyo: H: Hormigón, M: Madera	
⊕	Conexión de toma a Tierra	⊕	—	Línea Secundaria BT	—	Tipo de sujeción o disponer en el apoyo con la siguiente nomenclatura: PC: Alisadores tipo poste instalados en cruceta, PE: Alisadores tipo poste instalados en cruceta máx., PS: Alisadores tipo poste instalados en soporte, CD: Alisador tipo soporte de suspensión.	
⊙	Poste Primario Hormigón	⊙	—	Lámpara de Alumbrado Público	—	Ejemplo: H: AL - 10,5/300 - PS I N	
⊙	Poste Secundario Metálico	⊙	—	Interruptor Principal	—	Nivel de aislamiento I (3, 2 kV), II (4, 8 kV), III (10, 17, 20 kV), IV (24, 36 kV), V (52, 72, 110 kV)	
⊙	Poste Secundario de Madera	⊙	—	Retardada a Tierra	—	Nivel de aislamiento I (3, 2 kV), II (4, 8 kV), III (10, 17, 20 kV), IV (24, 36 kV), V (52, 72, 110 kV)	
⊙	Poste Primario de Madera	⊙	—	Transformador de Gabinete	—	Nivel de aislamiento I (3, 2 kV), II (4, 8 kV), III (10, 17, 20 kV), IV (24, 36 kV), V (52, 72, 110 kV)	
⊙	Poste Primario de Metálico	⊙	—	Cámara de Paso MT	—	Nivel de aislamiento I (3, 2 kV), II (4, 8 kV), III (10, 17, 20 kV), IV (24, 36 kV), V (52, 72, 110 kV)	
—	Línea Secundaria subterránea	—	—	Línea Subterránea	—	Nivel de aislamiento I (3, 2 kV), II (4, 8 kV), III (10, 17, 20 kV), IV (24, 36 kV), V (52, 72, 110 kV)	

Solicitud de Suministro 2. – Cliente: S.A. La Primavera Panamá

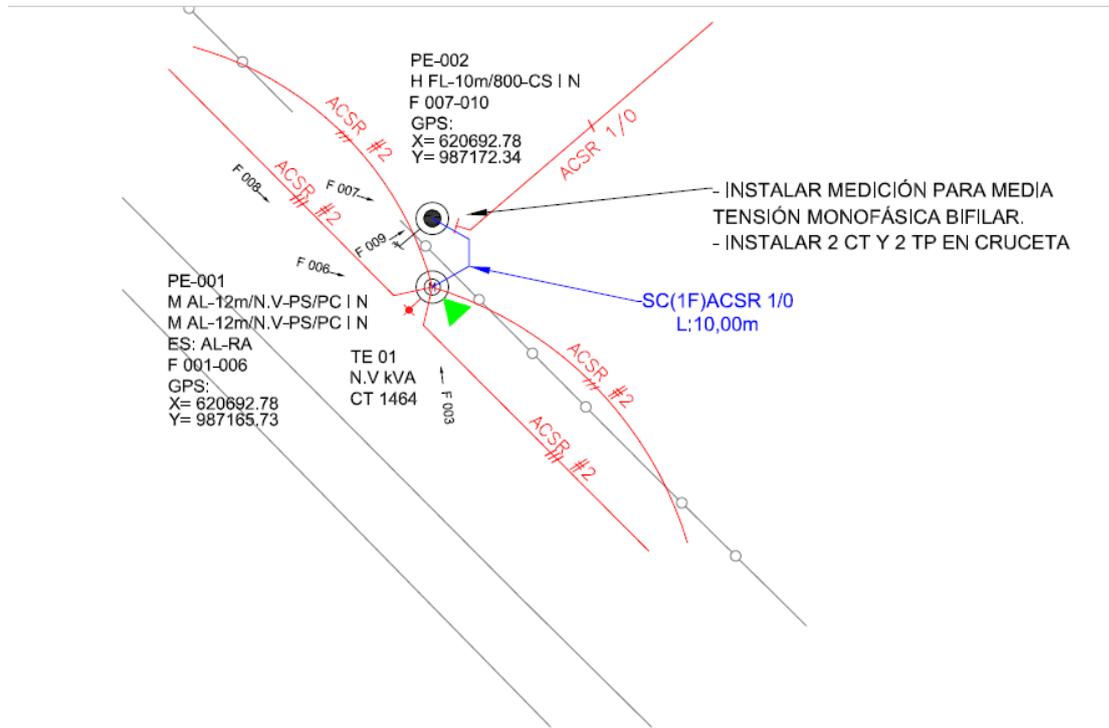
Consiste en la extensión de 21m de línea BT con conductor trenzado aluminio triplex #2, con la conexión de los puentes y terminales para los transformadores de 25 KVA, instalados para darle suministro al cliente.



LEYENDA				S.A.PRIMAVERA PANAMA - PLANO PROYECTADO			
<p>PROYECTOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ▲ Bateria de transformadores ▲ Línea de 10m N.V ○ Punto de conexión ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables 	<p>PROYECTOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ▲ Bateria de transformadores ▲ Línea de 10m N.V ○ Punto de conexión ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables 	<p>PROYECTOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ▲ Bateria de transformadores ▲ Línea de 10m N.V ○ Punto de conexión ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables 	<p>PROYECTOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ▲ Bateria de transformadores ▲ Línea de 10m N.V ○ Punto de conexión ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables 	<p>PROYECTOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ▲ Bateria de transformadores ▲ Línea de 10m N.V ○ Punto de conexión ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables 	<p>PROYECTOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ▲ Bateria de transformadores ▲ Línea de 10m N.V ○ Punto de conexión ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables 	<p>PROYECTOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ▲ Bateria de transformadores ▲ Línea de 10m N.V ○ Punto de conexión ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables 	<p>PROYECTOS</p> <ul style="list-style-type: none"> ▲ Bateria de transformadores ▲ Línea de 10m N.V ○ Punto de conexión ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables ○ Punto de conexión de cables
<p>PROYECTO: S.A.PRIMAVERA PANAMA</p> <p>LOCALIZACIÓN: ARRABAL - VIEJO ALBOR</p> <p>EDIFICIO: URBANA</p>				<p>PROYECTADO: 10/20/2017</p> <p>REVISADO: 10/20/2017</p> <p>APROBADO: 10/20/2017</p>			
<p>gasNatural</p> <p>fenosa</p>							

Solicitud de Suministro 4. – Cliente: Corporación Alcarisa, Finca Carolina.

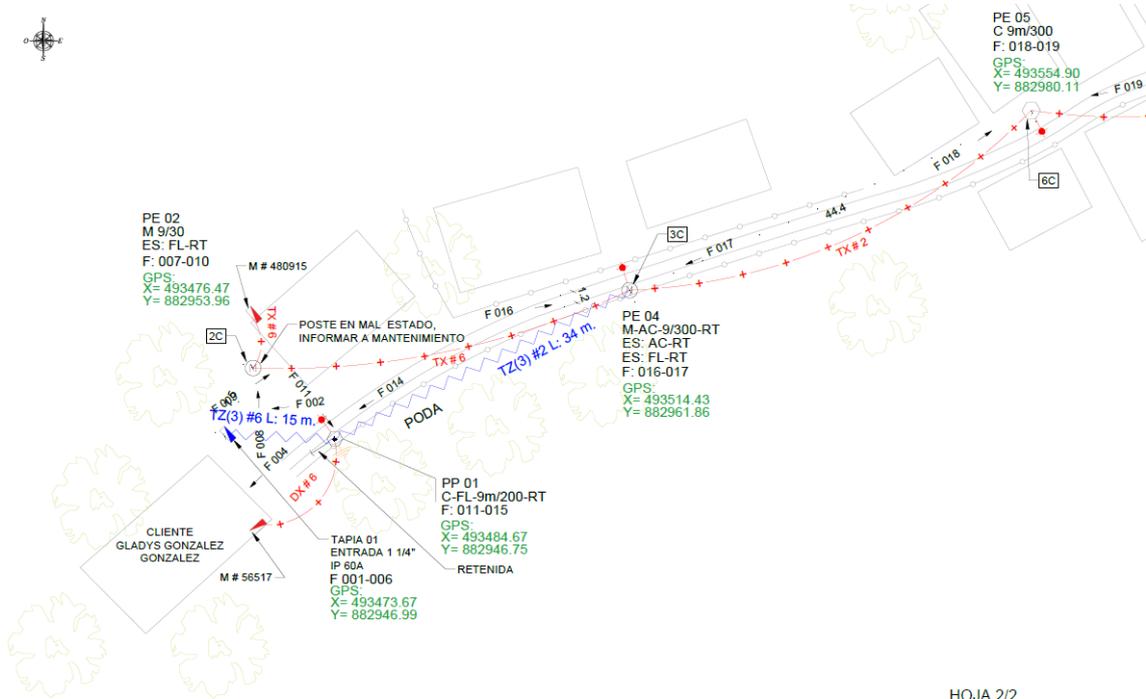
Consiste en la extensión de 10m de línea MT, monofásico con cable #1/0 ACSR, con todos sus instrumentos de medición, armado MT, 2 transformadores de corriente, 2 transformadores de potencial, todo con montaje en cruceta.



CONEXIONES GENERALES			CORP ALCARISA FINCA CAROLINA - PLANO DE REDES PROYECTADAS	
CÓDIGO	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CÓDIGO DE OBRA	PROYECTANTE
1		Transformador Monofásico Auto-Ind	102012018020287	gasNatural
2		Conexión de tierra a Tierra		jenosa
3		Medidor eléctrico monofásico		
4		Medidor de tensión monofásico		
5		Medidor de corriente monofásico		
6		Armado de línea		
7		Cable de transmisión		
8		Poste de línea		
9		Armado de línea		
10		Armado de línea		

Solicitud de Suministro 6. – Cliente: Gladys González González.

Consiste en la extensión de 2 vanos de línea Monofásica BT; 34 y 15 M, con cable triplex trenzado #2 y #6, ACSR, se instala un poste metálico.



HOJA 2/2

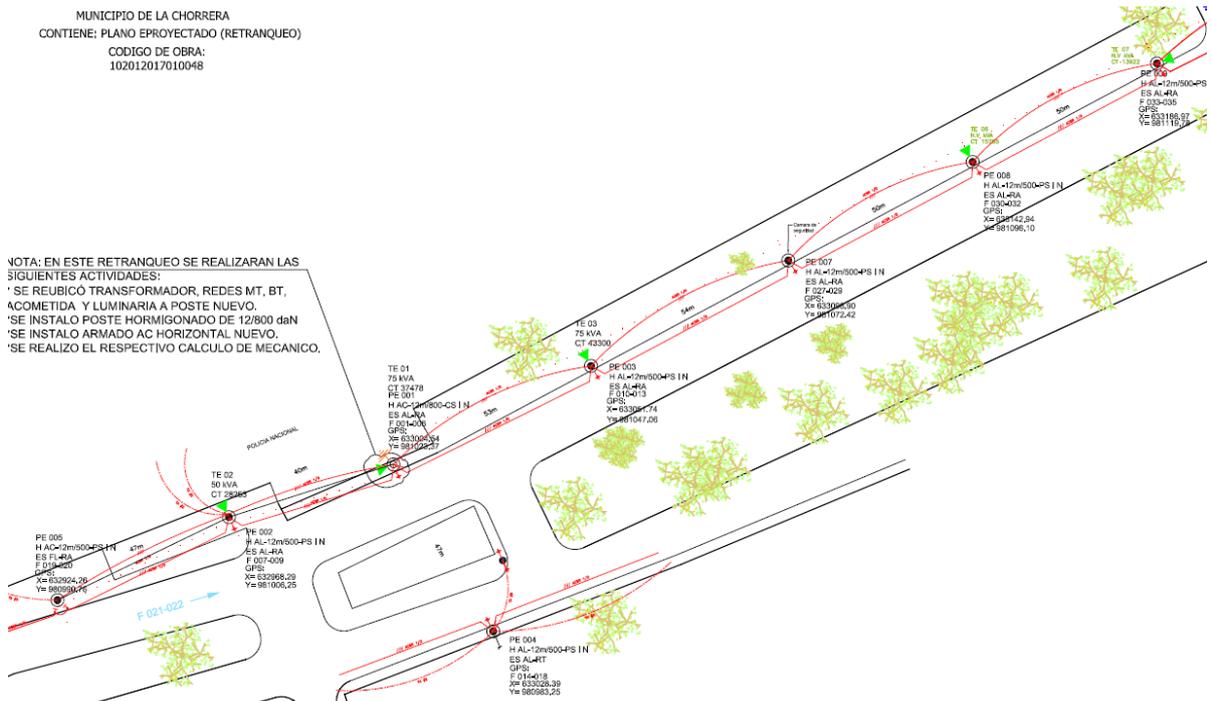
ESQUEMA		COMERCIONES		CONVENIONES GENERALES		20102201809024 - PLANO DE RED PROYECTADA			
ESQUEMA	COMERCIONES	PROYECTADO	EXISTENTE	COMERCIONES	PROYECTADO	PROYECTO: GLADYS GONZALEZ GONZALEZ LOCALIZACIÓN: VERAGUAS - MONTUJO CAB. ZONA/AREA: RURAL DISPERSA			
COMERCIONES	PROYECTADO	EXISTENTE	COMERCIONES	PROYECTADO	PROPIETARIO: GAS NATURAL FENOSA CODIGO DE OBRA: 20102201809024 LOCALIZACIÓN: VERAGUAS - MONTUJO CAB. ZONA/AREA: RURAL DISPERSA				
PROYECTADO	EXISTENTE	COMERCIONES	PROYECTADO	COMERCIONES	PROYECTADO	PROYECTADO	PROYECTADO	PROYECTADO	PROYECTADO

Solicitud de Suministro 8. – Cliente: Municipio de La Chorrera

Reubicación de transformador de 75 KVA, redes MT con conductor #1/0 ACSR, BT, poste de hormigón, acometida del Cliente luminaria de sodio de 100 W, montaje, armados y puesta a tierra.

MUNICIPIO DE LA CHORRERA
CONTIENE: PLANO EPROYECTADO (RETRANQUEO)
CODIGO DE OBRA:
102012017010048

NOTA: EN ESTE RETRANQUEO SE REALIZARAN LAS SIGUIENTES ACTIVIDADES:
* SE REUBICÓ TRANSFORMADOR, REDES MT, BT, ACOMETIDA Y LUMINARIA A POSTE NUEVO.
* SE INSTALO POSTE HORMIGONADO DE 12/800 daN
* SE INSTALO ARMADO AC HORIZONTAL NUEVO.
* SE REALIZO EL RESPECTIVO CALCULO DE MECANICO.

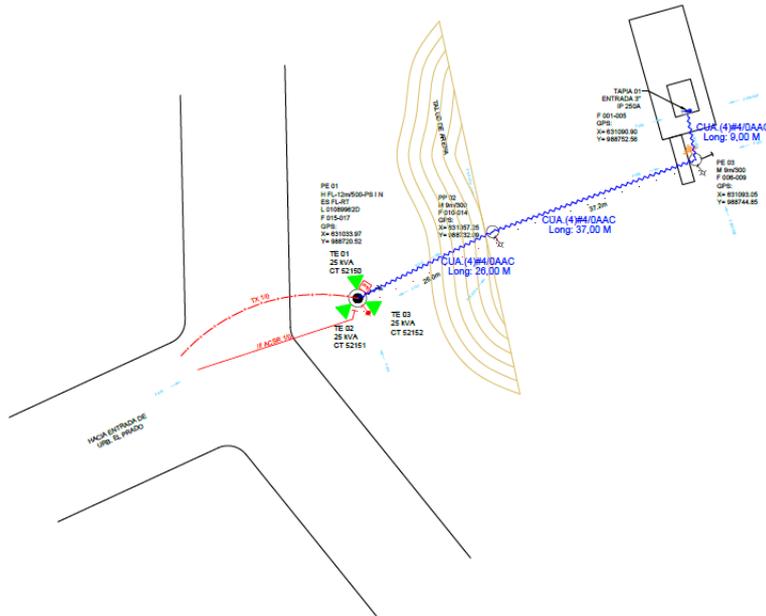


CUADRO DE CONVENCIONES				CONVENCIONES GENERALES			
EXISTENTE	CONVENCIONES	PROYECTADO	EXISTENTE	CONVENCIONES	PROYECTADO		
▲	Transformador Monofásico Auto-Prot	▲	—	Línea Primaria MT	—	Nomenclatura de apoyo:	Tipo de sujeto a disponer en el apoyo con la siguiente nomenclatura:
●	Conexión de toma a Tierra	●	—	Línea Secundaria BT	—	AL: Alambre tipo poste instalado en concreto.	1. Nivel de aislamiento I (15, 2 kV).
○	Poste Primario Hormigón	○	—	Lámpara de Alambrado Público	—	AS: Apoyo de ángulo.	2. Nivel de aislamiento II (24, 9 kV).
○	Poste Secundario Metálico	○	—	Interruptor Principal	—	AM: Apoyo de media.	3. Nivel de aislamiento III (CA, 2 kV).
○	Poste Secundario de Madera	○	—	Transformador de Gabinete	—	FL: Apoyo de fluj de riles.	4. Aislamiento reforzado.
○	Poste Primario de Madera	○	—	Cámara de Paso MT	—	Ejemplo:	
○	Poste Primario de Metálico	○	—	Línea Subterránea	—	H AL - 10,5/300 - PS I N	

NOMBRE DEL PROYECTO: MUNICIPIO DE LA CHORRERA
LOCALIZACIÓN: PANAMA + MARCO EUCLES
CONTIENE PLANO PROYECTADO (RETRANQUEO)
PROPIETARIO: LAS NATURAL PISCAS
ZONA: REDESUBURBANO

Solicitud de Suministro 9. – Cliente: Desarrollo El Prado S.A.

Consiste en la extensión de 72 m de línea BT, monofásico con cable #4 trenzado, colocación de 2 poste de hormigón, montaje y armados, montaje de medida indirecta.



CONEXIONES		CONEXIONES PROYECTADO	
	Transformador Interfazión APT-PT		Línea Tronco HT
	Cableado de Terna a Terna		Línea tronco BT
	Punto de Entrada de Energía		Montaje de Armado PA&A
	Punto de Salida de Energía		Montaje de Armado
	Punto de Entrada de Medida		Montaje de Armado
	Punto de Salida de Medida		Montaje de Armado
	Punto de Entrada de Medida		Montaje de Armado
	Punto de Salida de Medida		Montaje de Armado

CONEXIONES PROYECTADO		CONEXIONES GENERALES	
	Línea Tronco HT		Línea Tronco BT
	Montaje de Armado PA&A		Montaje de Armado
	Montaje de Armado		Montaje de Armado
	Montaje de Armado		Montaje de Armado

CONEXIONES GENERALES	
	Línea Tronco HT
	Línea Tronco BT
	Montaje de Armado PA&A
	Montaje de Armado
	Montaje de Armado
	Montaje de Armado

CONEXIONES GENERALES	
	Línea Tronco HT
	Línea Tronco BT
	Montaje de Armado PA&A
	Montaje de Armado
	Montaje de Armado
	Montaje de Armado

CONEXIONES GENERALES	
	Línea Tronco HT
	Línea Tronco BT
	Montaje de Armado PA&A
	Montaje de Armado
	Montaje de Armado
	Montaje de Armado

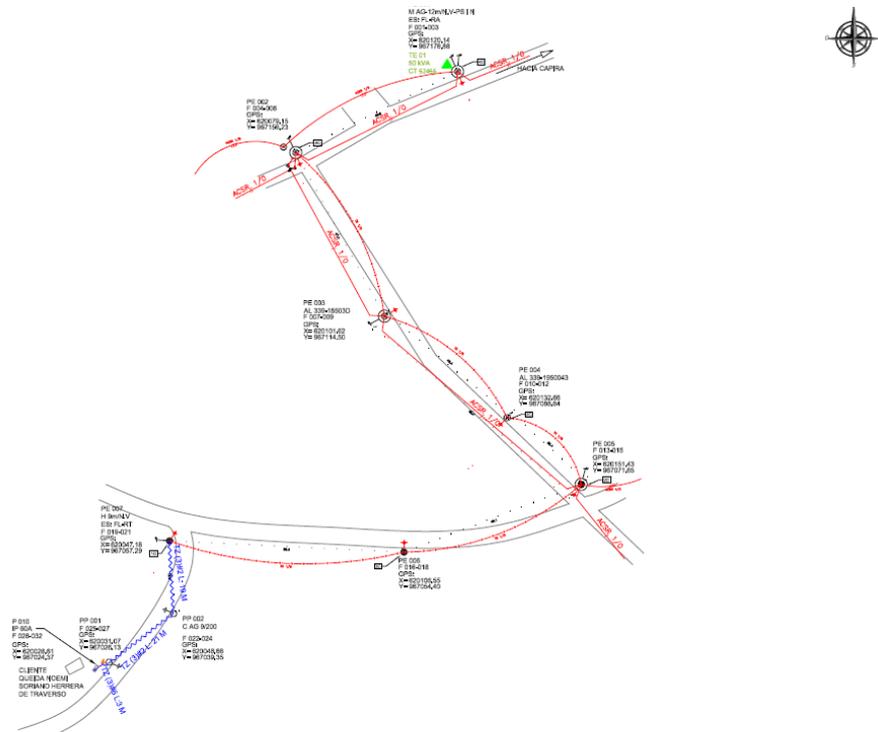
S.A. DESARROLLO EL PRADO - PLANO PROYECTADO
102012017040214

PROYECTO:	S.A. DESARROLLO EL PRADO - PLANO PROYECTADO	PROPIETARIO:	GAS NATURAL FENOSA
LOCALIZACIÓN:	LA CHORRERA - HERRERA - URB. EL PRADO	COORDENADAS:	UTM 18Q UTM 18Q
REVISOR:	W. MENDOZA	FECHA:	09/05/2017
REVISOR:	X.000000	ESCALA:	N/A



Solicitud de Suministro 10. – Cliente: Residencia Queida Noemí Soriano

Consiste en la extensión de 40 m de línea BT, monofásica con cable trenzado #2 trenzado, 3 m de línea BT, monofásica con cable trenzado #6 colocación de 2 postes metálicos, luminaria de sodio 100W, armado, conexión acometida.

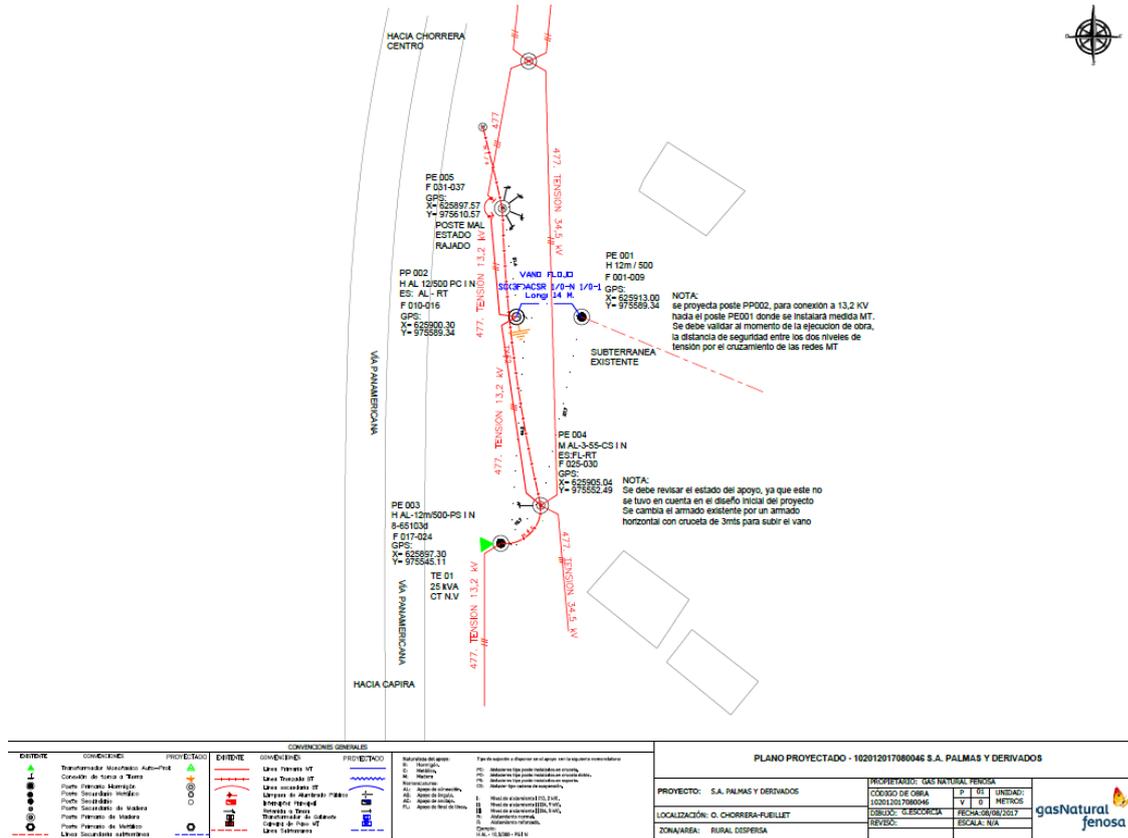


CONEXIONES		CONEXIONES		CONEXIONES		CONEXIONES		CONEXIONES	
EXISTENTE	PROYECTADO	EXISTENTE	CONEXIONES	PROYECTADO	EXISTENTE	CONEXIONES	PROYECTADO	EXISTENTE	CONEXIONES
Transformador Monofásico Auto-Prot	Transformador Monofásico Auto-Prot	Línea Troncal BT							
Conexión de tierra a Tierra	Conexión de tierra a Tierra	Línea secundaria BT							
Puente Fiberoptico	Puente Fiberoptico	Línea de distribución pública							
Puente Secundario Metálico	Puente Secundario Metálico	Interruptor Térmico							
Puente Secundario	Puente Secundario	Relé de Tierra							
Puente Secundario de Madera	Puente Secundario de Madera	Transformador de potencia							
Puente Fiberoptico de Madera	Puente Fiberoptico de Madera	Cable de Fase HT							
Puente Fiberoptico de Madera	Puente Fiberoptico de Madera	Línea Subterránea							
Puente Fiberoptico de Madera	Puente Fiberoptico de Madera								
Línea Secundaria subterránea	Línea Secundaria subterránea								

RESIDENCIA QUEIDA NOEMI SORIANO - PLANO PROYECTADO			
CÓDIGO DE OBRA: 102012017060926			
PROYECTO:	RESIDENCIA QUEIDA NOEMI SORIANO HERRERA DE TRAVERSO	PROPIETARIO:	GAS NATURAL FENOSA
LOCALIZACIÓN:	OLCHORRERA + CAPRA CAB	CODIGO DE OBRA:	F 1 01
ZONA/AREA:	RURAL DISPERSA	FECHA DE EMISIÓN:	Y 1 0
		EDIFICIO:	FECH 04/04/07/2017
		REVISOR:	ESCALA: N/A

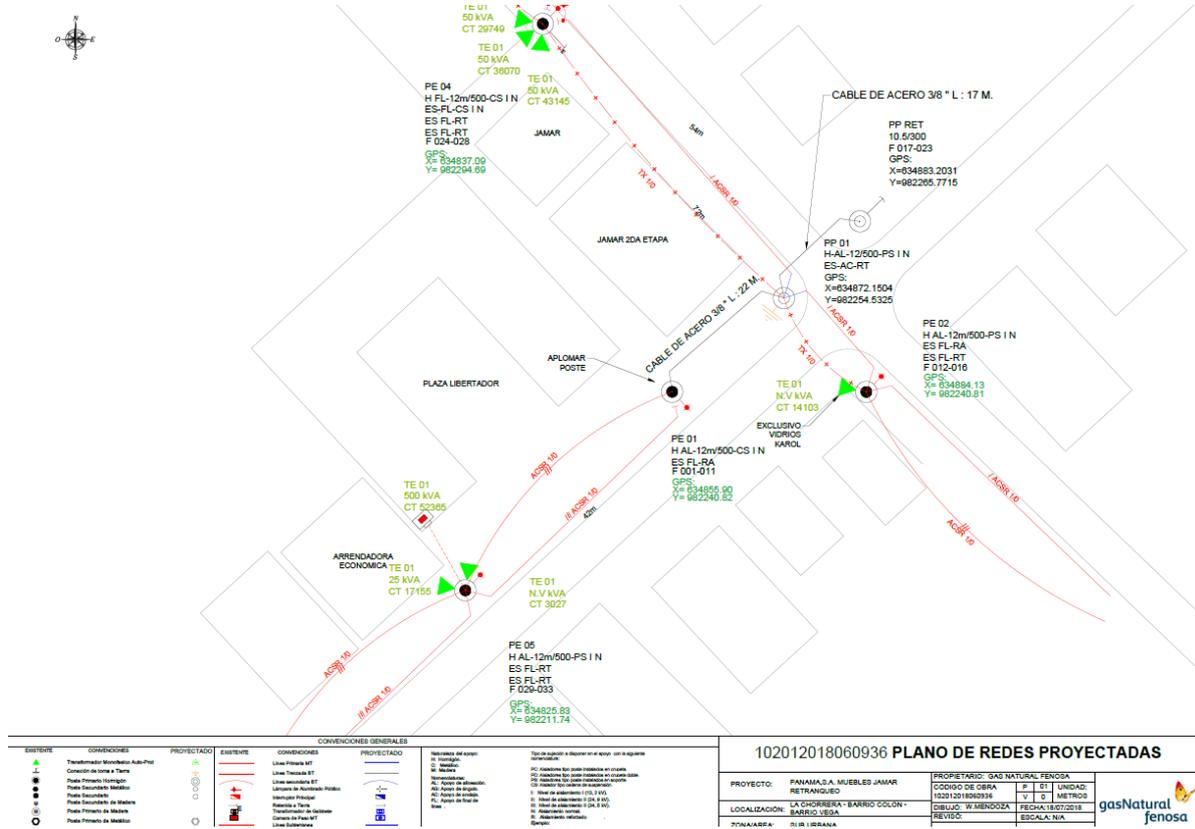
Solicitud de Suministro 12. – Cliente: Palmas y Derivados S.A.

Consiste en la extensión de 14 m de línea MT, monofásico con cable # 1/0 ACSR, colocación de 1 poste hormigón, montaje de medida indirecta, armado, conexión acometida.



Solicitud de Suministro 13. – Cliente: Muebles Jamar, Panamá S.A.

Consiste en el tendido de 39 m de cable de acero 3/8" D, colocación de 2 postes de hormigón, montaje de medida indirecta, armado, conexión acometida.

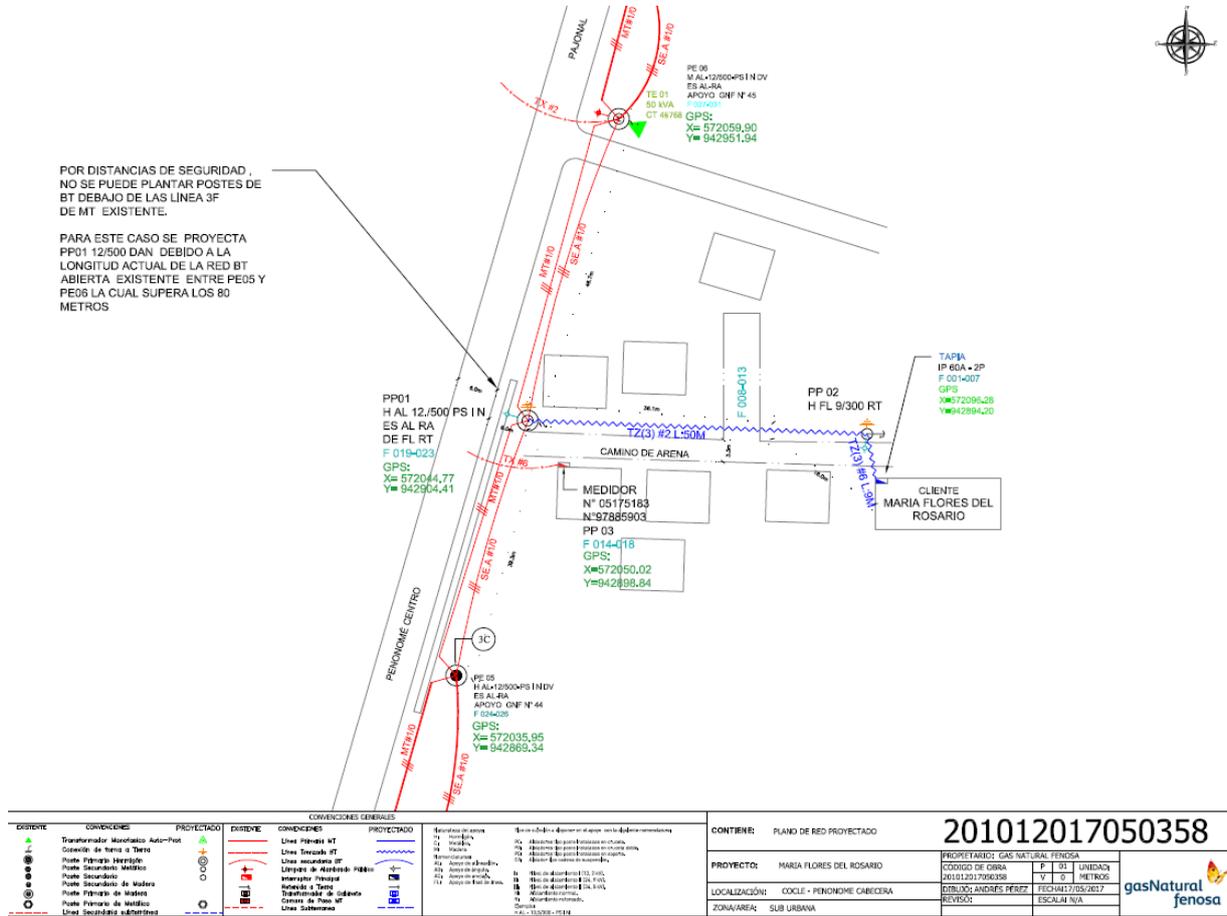


Solicitud de Suministro 14. – Cliente: María Flores del Rosario

Consiste en la extensión 50 m de cable de trenzado triplex #2, 9 m de cable de trenzado triplex #6, colocación de 1 poste de hormigón, 1 poste metálico, montaje de medida, armado, luminaria de sodio de 100 W, conexión acometida.

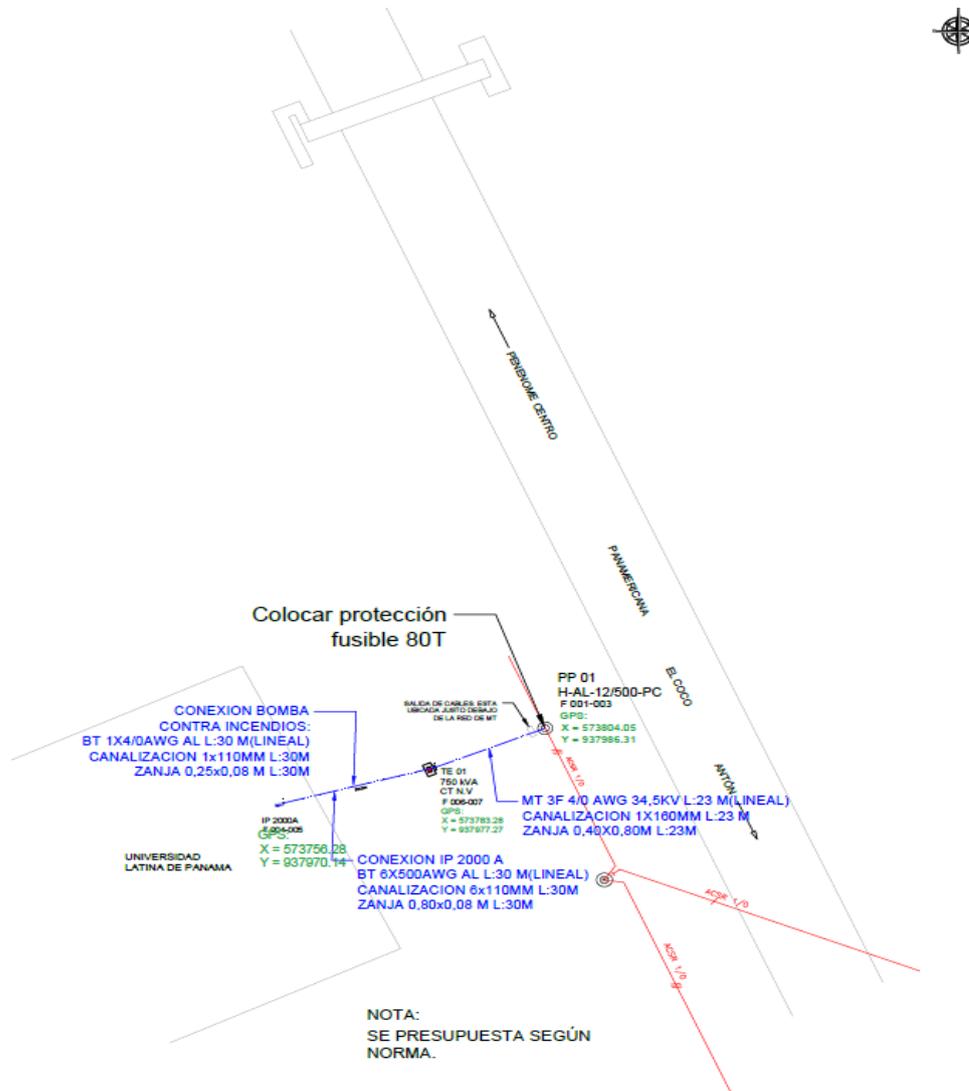
POR DISTANCIAS DE SEGURIDAD, NO SE PUEDE PLANTAR POSTES DE BT DEBAJO DE LAS LINEA 3F DE MT EXISTENTE.

PARA ESTE CASO SE PROYECTA PP01 12/500 DAN DEBIDO A LA LONGITUD ACTUAL DE LA RED BT ABIERTA EXISTENTE ENTRE PE05 Y PE06 LA CUAL SUPERA LOS 80 METROS



Suministro 16. – Cliente: Universidad Latina de Panamá

Consiste en la instalación de un transformador de gabinete trifásico de 750 KVA, tendido de 256 M de 3 conductores BT, #500, 6 M de acometida subterránea trifásica, colocación de 1 poste de hormigón, montaje de medida indirecta, armado, conexión acometida.



LEGENDA		CONEXIONES GENERALES		PROYECTO	
PROYECTO	CONEXIONES GENERALES	PROYECTO	CONEXIONES GENERALES	PROYECTO	CONEXIONES GENERALES
PROYECTO	CONEXIONES GENERALES	PROYECTO	CONEXIONES GENERALES	PROYECTO	CONEXIONES GENERALES

PLANO DE REDES PROYECTADAS

PROYECTO: DE PANAMA, LA UNIVERSIDAD LATINA

UBICACION: COLÉ - EL COCO

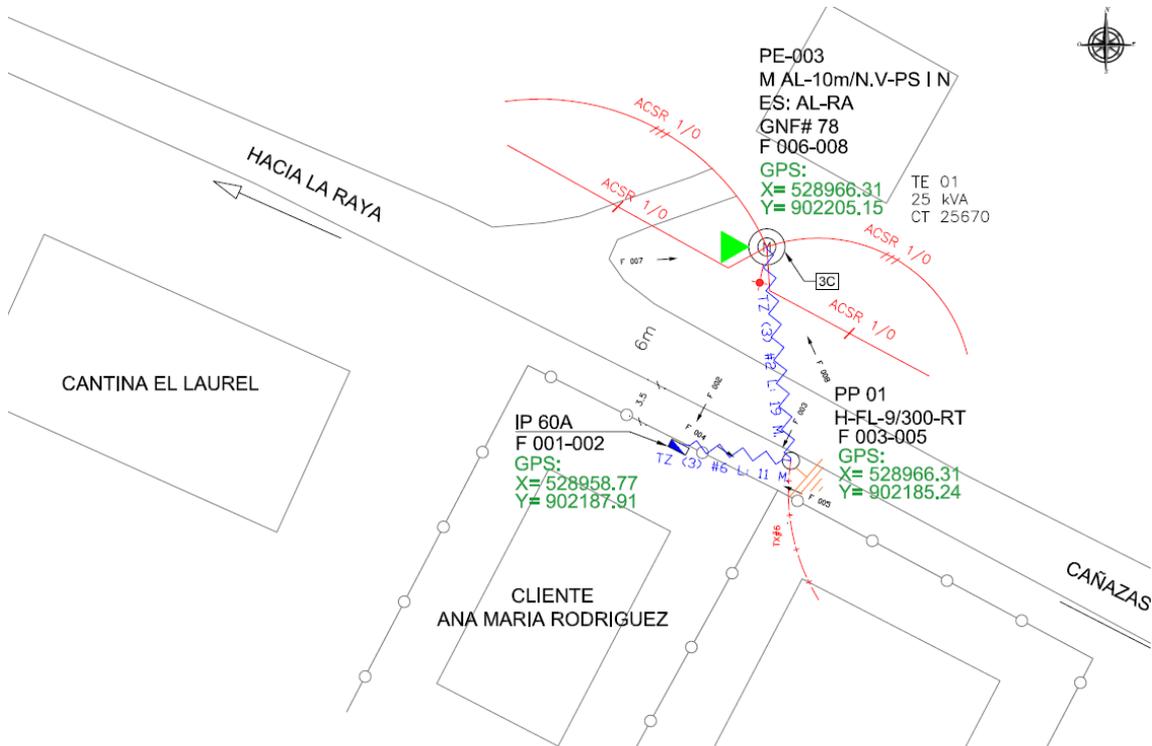
ZONAS: AERIAL, SUBTERRANEA

PROYECTADO POR: [Logo]

gasNatural fenosa

Solicitud de Suministro 17. – Cliente: Ana María Rodríguez

Consiste en el tendido 19 m de cable de trenzado triplex #2, 11 m de cable de trenzado triplex #6, colocación de 1 poste de hormigón, montaje de medida, armado, conexión acometida.

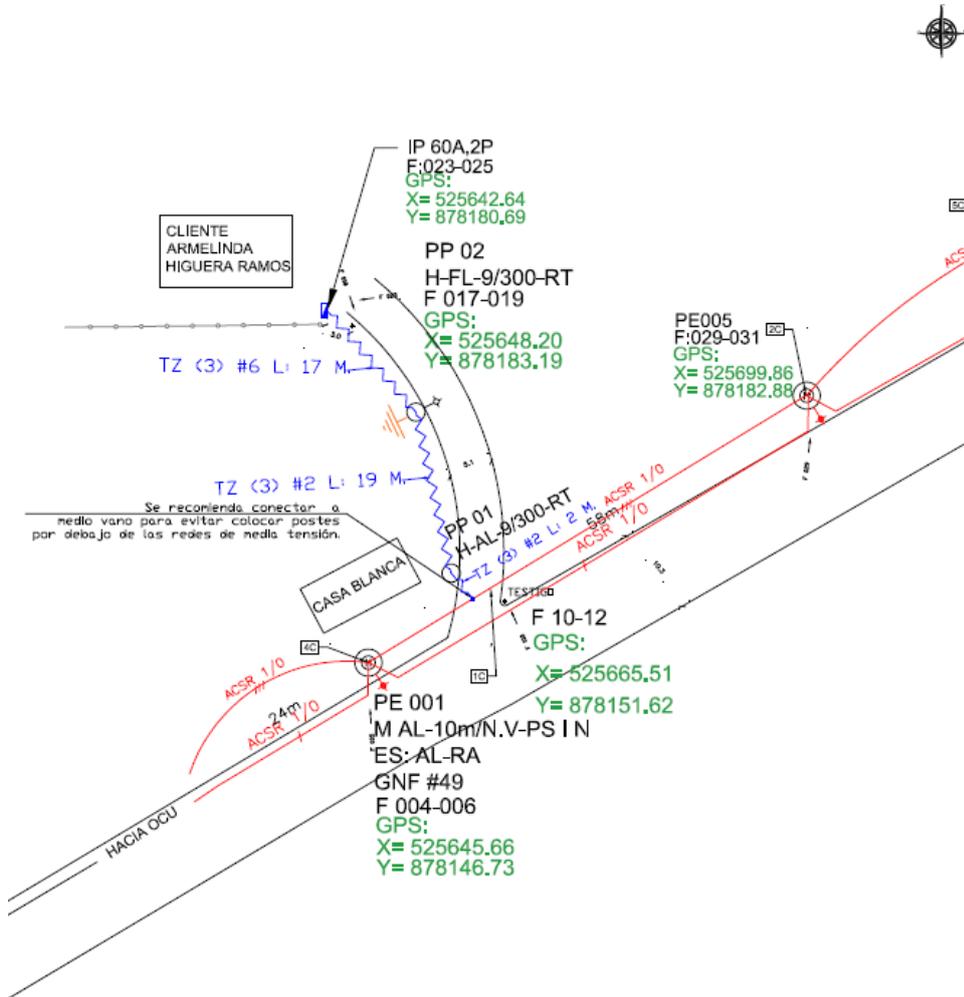


CONVENIONES GENERALES		CONVENIONES GENERALES		CONVENIONES GENERALES	
EXISTENTE	CONVENIONES	PROYECTADO	CONVENIONES	PROYECTADO	CONVENIONES
▲	Transformador Monofásico Auto-For	▲	Línea Perforada 4T	▲	Medidor de potencia
■	Cableado de tierra o Tierra	▲	Línea Triplax 1F	▲	Medidor de potencia
●	Punto Primario Monofase	▲	Línea secundaria 1F	▲	Medidor de potencia
●	Punto Secundario Monofase	▲	Línea de Alimentación FEMSA	▲	Medidor de potencia
●	Punto Secundario de medida	▲	Alimentación Triplax	▲	Medidor de potencia
●	Punto Primario de medida	▲	Medidor de potencia	▲	Medidor de potencia
●	Punto Primario de medida	▲	Medidor de potencia	▲	Medidor de potencia
○	Línea Secundaria subterránea	▲	Medidor de potencia	▲	Medidor de potencia

PLANO DE REDES PROYECTADAS 201012018010722			
PROYECTO:	ANA MARIA RODRIGUEZ	PROPIETARIO:	GAS NATURAL TENESA
LOCALIZACIÓN:	VERAGUAS + LA BAYA STA. INEEM LA HUACA	COORDENADOR:	RODRIGUEZ
ZONA/AREA:	RURAL DISPERSA	REVISOR:	ESCALA: N/A

Solicitud de Suministro 18. – Cliente: Armelinda Higuera Ramos

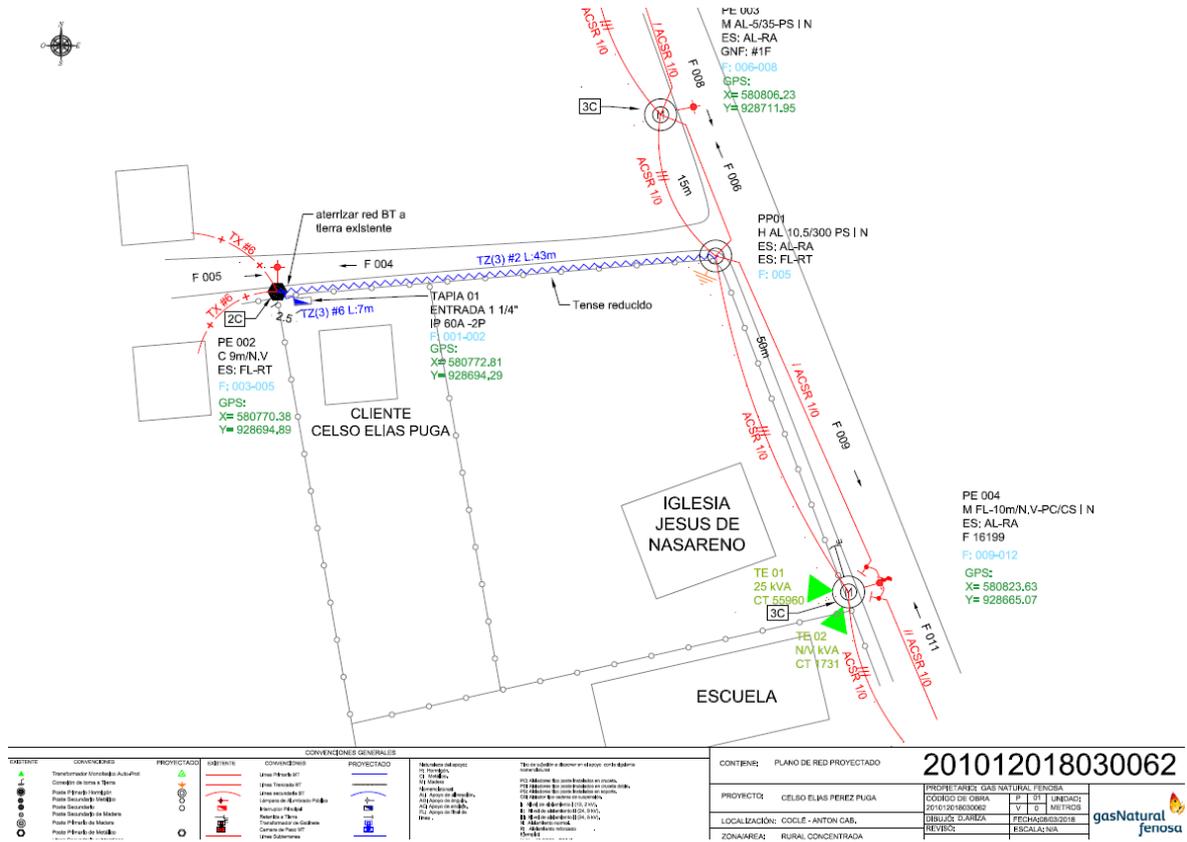
Consiste en el tendido 21 m. de cable de trenzado triplex #2, 17 m de cable de trenzado triplex #6, colocación de 2 postes de hormigón, montaje de medida, armado, conexión acometida.



LEGENDA		PROYECTO		PLANO DE REDES PROYECTADAS 2-2	
●	Transformador	●	Poste	201012018020130	
○	Interruptor de línea	○	Cable	PROYECTO:	ARMELINDA HIGUERA RAMOS
○	Pole	○	Linea	CLIENTE:	ARMELINDA HIGUERA RAMOS
○	Pole	○	Linea	FECHA:	201012018020130
○	Pole	○	Linea	PROYECTADO POR:	gasNatural
○	Pole	○	Linea	REVISADO POR:	fenosa
○	Pole	○	Linea	APROBADO POR:	
○	Pole	○	Linea	PROYECTO:	ARMELINDA HIGUERA RAMOS
○	Pole	○	Linea	CLIENTE:	ARMELINDA HIGUERA RAMOS
○	Pole	○	Linea	FECHA:	201012018020130
○	Pole	○	Linea	PROYECTADO POR:	gasNatural
○	Pole	○	Linea	REVISADO POR:	fenosa
○	Pole	○	Linea	APROBADO POR:	

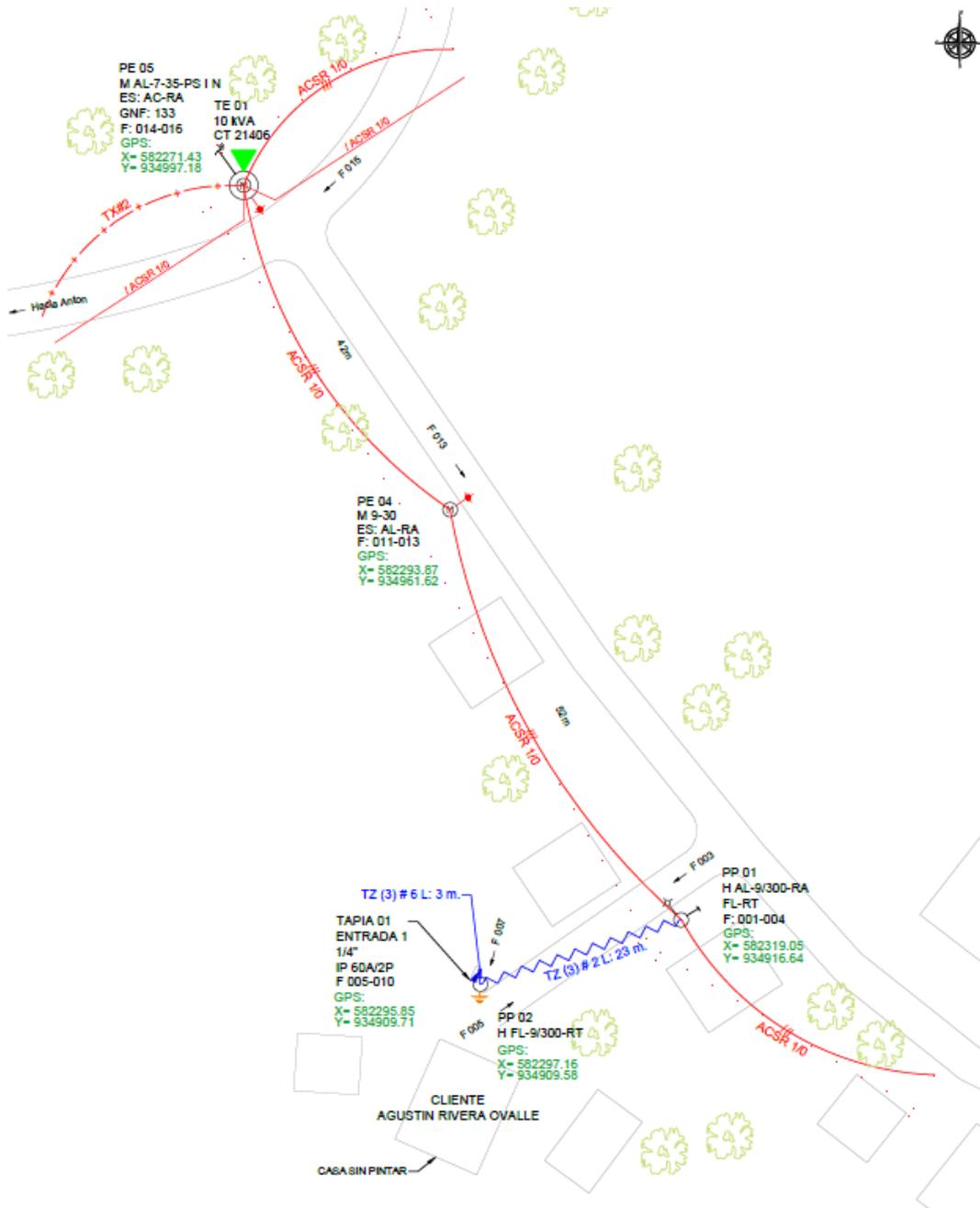
Solicitud de Suministro 19. – Cliente: Celso Elías Pérez Puga

Consiste en el tendido 43 m. de cable de trenzado triplex #2, 7 m de cable de trenzado triplex #6, colocación de 1 poste de hormigón, remoción de 50 m de líneas BT, reubicación de cable de servicio, montaje de medida, armado, conexión acometida.



Solicitud de Suministro 20. – Cliente: Agustín Rivera Ovalle

Consiste en el tendido 23 m. de cable de trenzado triplex #2, 3 m de cable de trenzado triplex #6, colocación de 2 postes de hormigón, remoción de 2 apoyos de madera, montaje de medida, armado, conexión acometida.



LEGENDA		CONEXIONES		PROYECTOS	
<p>PROYECTOS</p> <ul style="list-style-type: none"> Proyecto de Suministro Trabajo de 10KV a 10KV Trabajo de 10KV a 20KV Trabajo de 20KV a 10KV Trabajo de 20KV a 20KV Trabajo de 20KV a 30KV Trabajo de 30KV a 20KV Trabajo de 30KV a 30KV 	<p>CONEXIONES</p> <ul style="list-style-type: none"> Linea Nueva Linea Existente Linea a Retirar Linea a Retirar (10KV) Linea a Retirar (20KV) Linea a Retirar (30KV) Linea a Retirar (40KV) Linea a Retirar (50KV) Linea a Retirar (60KV) Linea a Retirar (70KV) Linea a Retirar (80KV) Linea a Retirar (90KV) Linea a Retirar (100KV) 	<p>PROYECTOS</p> <ul style="list-style-type: none"> Proyecto de Suministro Trabajo de 10KV a 10KV Trabajo de 10KV a 20KV Trabajo de 20KV a 10KV Trabajo de 20KV a 20KV Trabajo de 20KV a 30KV Trabajo de 30KV a 20KV Trabajo de 30KV a 30KV 	<p>CONEXIONES</p> <ul style="list-style-type: none"> Linea Nueva Linea Existente Linea a Retirar Linea a Retirar (10KV) Linea a Retirar (20KV) Linea a Retirar (30KV) Linea a Retirar (40KV) Linea a Retirar (50KV) Linea a Retirar (60KV) Linea a Retirar (70KV) Linea a Retirar (80KV) Linea a Retirar (90KV) Linea a Retirar (100KV) 	<p>PROYECTOS</p> <ul style="list-style-type: none"> Proyecto de Suministro Trabajo de 10KV a 10KV Trabajo de 10KV a 20KV Trabajo de 20KV a 10KV Trabajo de 20KV a 20KV Trabajo de 20KV a 30KV Trabajo de 30KV a 20KV Trabajo de 30KV a 30KV 	<p>CONEXIONES</p> <ul style="list-style-type: none"> Linea Nueva Linea Existente Linea a Retirar Linea a Retirar (10KV) Linea a Retirar (20KV) Linea a Retirar (30KV) Linea a Retirar (40KV) Linea a Retirar (50KV) Linea a Retirar (60KV) Linea a Retirar (70KV) Linea a Retirar (80KV) Linea a Retirar (90KV) Linea a Retirar (100KV)

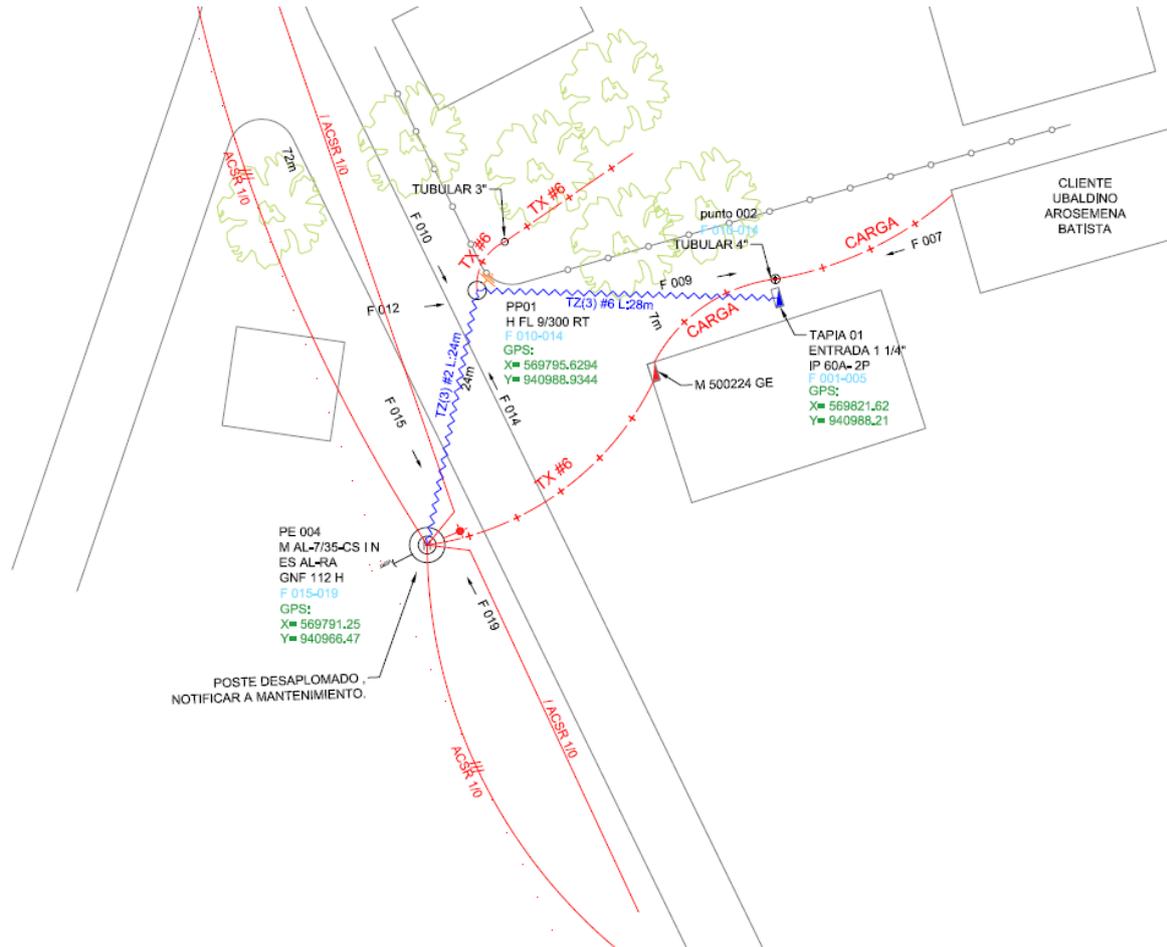
201012018040983 PLANO DE REDES PROYECTADAS

PROYECTO:	AGUSTIN RIVERA OVALLE	PROYECTADO:	INGENIERO EN ELECTRICIDAD
LOCALIDAD:	COCHABAMBA	REVISADO:	INGENIERO EN ELECTRICIDAD
FECHA:	2010/12/01	APROBADO:	INGENIERO EN ELECTRICIDAD

gasNatural
fenosa

Solicitud de Suministro 21. – Cliente: Ubaldino Arosemena

Consiste en el tendido 24 m. de cable de trenzado triplex #2, 28 m de cable de trenzado triplex #6, colocación de 1 poste de hormigón, remoción y reubicación de cables de servicio, montaje y armados, conexión acometida.



CONEXIONES ESTÁNDAR			
PROYECTADO	EXISTENTE	CONEXIONES	PROYECTADOS
<ul style="list-style-type: none"> Transecto de tubería de acero Conexión de línea a línea Poste de tipo "T" simple Poste de tipo "T" con cable Poste de tipo "T" con cable y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería y tubería y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería y tubería y tubería y tubería 	<ul style="list-style-type: none"> Transecto de tubería de acero Conexión de línea a línea Poste de tipo "T" simple Poste de tipo "T" con cable Poste de tipo "T" con cable y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería y tubería y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería y tubería y tubería y tubería 	<ul style="list-style-type: none"> Transecto de tubería de acero Conexión de línea a línea Poste de tipo "T" simple Poste de tipo "T" con cable Poste de tipo "T" con cable y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería y tubería y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería y tubería y tubería y tubería 	<ul style="list-style-type: none"> Transecto de tubería de acero Conexión de línea a línea Poste de tipo "T" simple Poste de tipo "T" con cable Poste de tipo "T" con cable y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería y tubería y tubería Poste de tipo "T" con cable y tubería y tubería y tubería y tubería y tubería

CONTIENE: PLANO DE RED PROYECTADO		201012018051188	
PROYECTO:	UBALDINO AROSEMENA BATISTA	PROPIETARIO:	GAS NATURAL FENOSA
LOCALIZACIÓN:	COCLE - PENONOME CAB.	COORDENADAS:	201012018051188
ZONA/AREA:	SUB URBANA	FECHA:	12/08/2018

Solicitud de Suministro 22. – Cliente: Edilda Eizel Pinzón Castillo

Consiste en el tendido 27 m. de cable de trenzado triplex #2, 14 m de cable de trenzado triplex #6, colocación de 2 postes metálicos, montaje de lámpara de sodio de 100 W, montaje y armados, conexión acometida y medida.

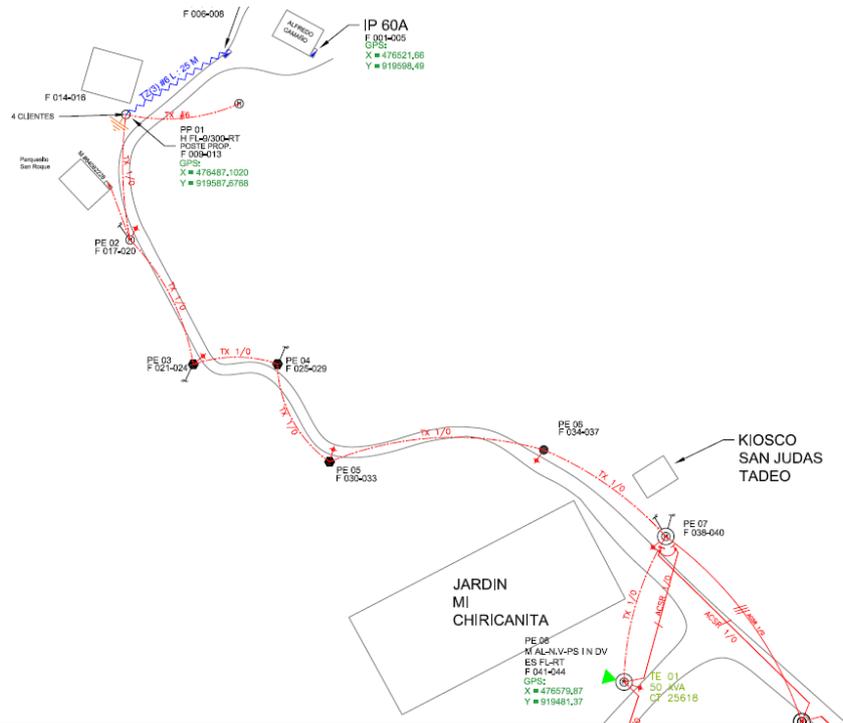


CONVENCIONES GENERALES			
EXISTENTE	CONVENCIONES	PROYECTADO	CONVENCIONES
<ul style="list-style-type: none"> Transformador Monofásico Auto-Post Cableado de línea a Torre Poste Píntado Horizontal Poste Suspendido Simple Poste Suspendido de Hacerse Poste Píntado de Madera Poste Píntado de Metalico Línea Suspendida subterránea 	<ul style="list-style-type: none"> Línea Fibra Óptica Línea Telecom BT Línea Telecom FT Línea Suspendida BT Línea Suspendida FT Línea de Aluminio Pórtico Alumbrado Píntado Alumbrado Torre Alumbrado de Calleada Alumbrado de Poste-FT Línea Suspendida 	<ul style="list-style-type: none"> Medidor de Energía Interruptor Medidor Alumbrado de Calleada Alumbrado Torre Alumbrado de Calleada Alumbrado de Poste-FT Línea Suspendida 	<ul style="list-style-type: none"> Alumbrado de Calleada Alumbrado Torre Alumbrado de Calleada Alumbrado de Poste-FT Línea Suspendida

201012018060506-PLANO DE REDES PROYECTADAS 1-2	
PROYECTO: EDILDA EIZEL PINZÓN CASTILLO	PROPIETARIO: GAS NATURAL PENOSA
LOCALIZACIÓN: COCLÉ - EL PALMAR - EL PALMAR	CODIGO DE OBRA: 201012018060506
ZONA/ÁREA: RURAL DISPERSA	FECHA: 22/07/2018
	UNIDAD: METROS
	REVISOR: JSCALANIA
	FECHA: 22/07/2018
	ESCALA: 1:100

Solicitud de Suministro 23. – Cliente: Alfredo Camao Pérez

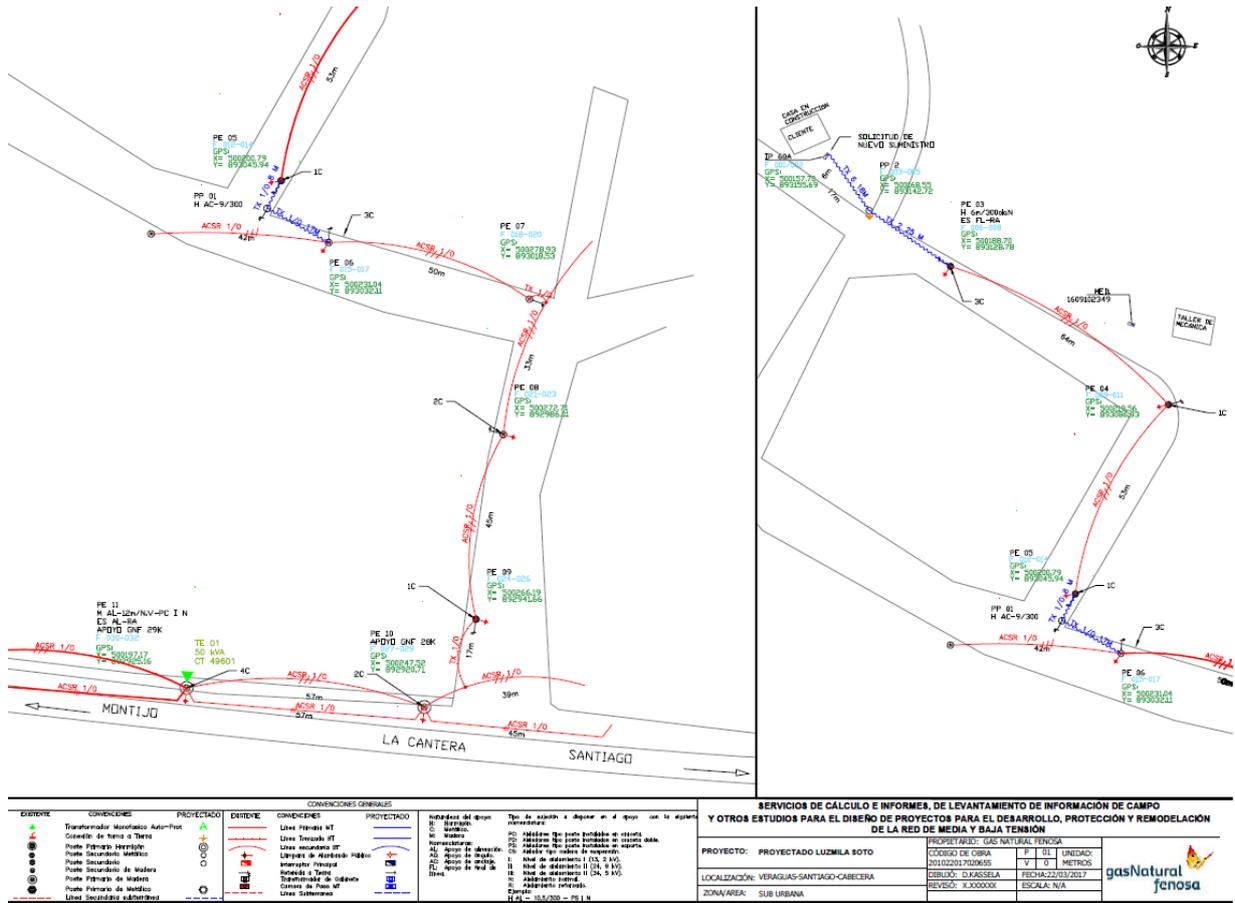
Consiste en el tendido 25 m. cable trenzado triplex #6, remoción de apoyo de madera, colocación de 1 poste de hormigón, remoción y reubicación de cables de servicio, montaje y armados, conexión acometida.



CUADRO DE CONVENCIONES				CONVENCIONES GENERALES			
EXISTENTE	CONVENCIONES	PROYECTADO	EXISTENTE	CONVENCIONES	PROYECTADO	CONVENCIONES GENERALES	
	Transformador Monofásico Auto-Prot			Línea Primaria MT		Tubo de tubería a disponer en el apoyo con la siguiente nomenclatura:	
	Conexión de toma a Tierra			Línea Trenzado BT		Tubo de tubería a disponer en el apoyo con la siguiente nomenclatura:	
	Poste Primario Hormigón			Línea secundaria BT		Tubo de tubería a disponer en el apoyo con la siguiente nomenclatura:	
	Poste Secundario Metálico			Lámpara de Alumbrado Público		Tubo de tubería a disponer en el apoyo con la siguiente nomenclatura:	
	Poste Secundario de Madera			Interruptor Principal		Tubo de tubería a disponer en el apoyo con la siguiente nomenclatura:	
	Poste Primario de Metálico			Baterías a Tierra		Tubo de tubería a disponer en el apoyo con la siguiente nomenclatura:	
	Línea Secundaria subterránea			Transformador de Gabinete		Tubo de tubería a disponer en el apoyo con la siguiente nomenclatura:	
				Línea Subterránea		Tubo de tubería a disponer en el apoyo con la siguiente nomenclatura:	

Solicitud de Suministro 24. – Cliente: Luzmila Soto

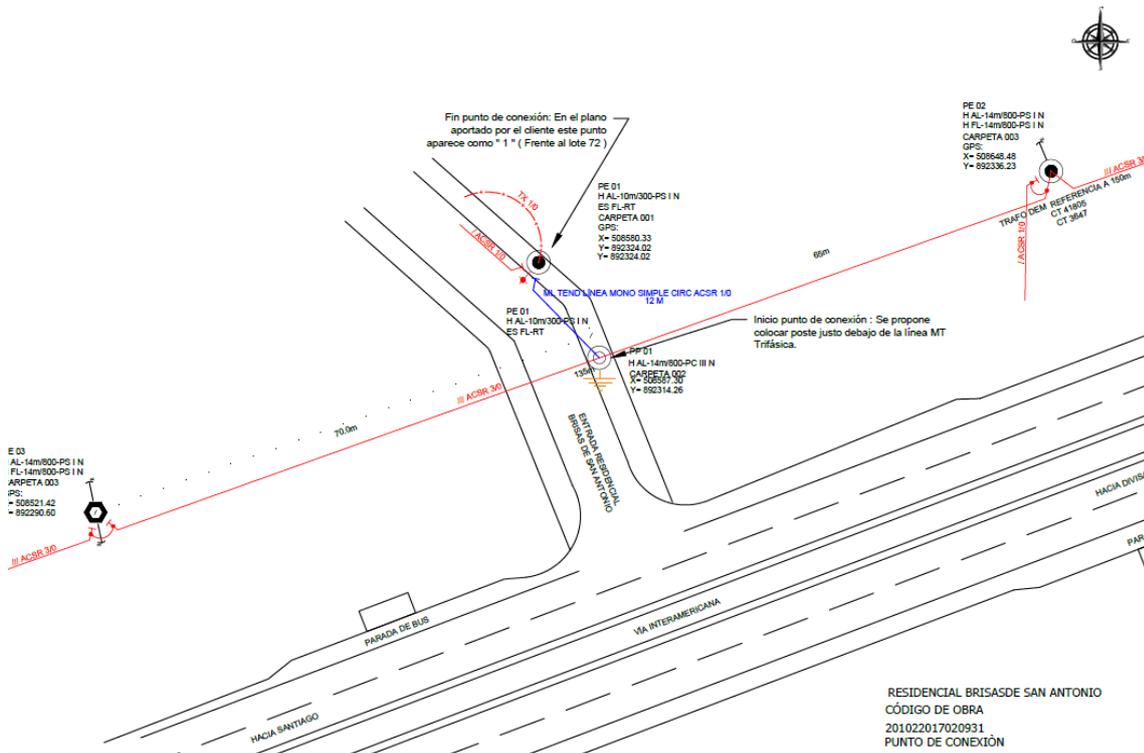
Consiste en el tendido 25 m. de cable de trenzado triplex # 1/0, 25 m de cable de trenzado triplex #2, 18 m de cable de trenzado triplex #6, colocación de 2 postes hormigón, montaje y armados, conexión acometida y medida.



CONVENIONES		CONVENIONES PROYECTADO		CONVENIONES GENERALES		SERVICIOS DE CÁLCULO E INFORMES, DE LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DE CAMPO Y OTROS ESTUDIOS PARA EL DISEÑO DE PROYECTOS PARA EL DESARROLLO, PROTECCIÓN Y REMODELACIÓN DE LA RED DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN	
EXISTENTE Transformador monofásico Auto-Post Cosecha de riego o tierra Poste Pilón de distribución Poste Secundario de Media Tensión Poste Secundario de Baja Tensión Poste Pilón de Medida Poste Pilón de subestación	PROYECTADO Transformador monofásico Auto-Post Cosecha de riego o tierra Poste Pilón de distribución Poste Secundario de Media Tensión Poste Secundario de Baja Tensión Poste Pilón de Medida Poste Pilón de subestación	EXISTENTE Línea Tendido HT Línea Tendido MT Línea secundaria BT Línea de distribución Pólvora Intercambio Pólvora Señalización de Tránsito Conexión de Poste HT Línea Subterránea	PROYECTADO Línea Tendido HT Línea Tendido MT Línea secundaria BT Línea de distribución Pólvora Intercambio Pólvora Señalización de Tránsito Conexión de Poste HT Línea Subterránea	Unidades del dibujo H: metros C: centímetros M: milímetros S: milímetros A: milímetros P: milímetros T: milímetros D: milímetros E: milímetros F: milímetros G: milímetros I: milímetros J: milímetros K: milímetros L: milímetros M: milímetros N: milímetros O: milímetros P: milímetros Q: milímetros R: milímetros S: milímetros T: milímetros U: milímetros V: milímetros W: milímetros X: milímetros Y: milímetros Z: milímetros	Tipo de acoplamiento a disponer en el dibujo con la siguiente nomenclatura AC: Acoplamiento de cable a poste AD: Acoplamiento de cable a poste AE: Acoplamiento de cable a poste AF: Acoplamiento de cable a poste AG: Acoplamiento de cable a poste AH: Acoplamiento de cable a poste AI: Acoplamiento de cable a poste AJ: Acoplamiento de cable a poste AK: Acoplamiento de cable a poste AL: Acoplamiento de cable a poste AM: Acoplamiento de cable a poste AN: Acoplamiento de cable a poste AO: Acoplamiento de cable a poste AP: Acoplamiento de cable a poste AQ: Acoplamiento de cable a poste AR: Acoplamiento de cable a poste AS: Acoplamiento de cable a poste AT: Acoplamiento de cable a poste AU: Acoplamiento de cable a poste AV: Acoplamiento de cable a poste AW: Acoplamiento de cable a poste AX: Acoplamiento de cable a poste AY: Acoplamiento de cable a poste AZ: Acoplamiento de cable a poste	PROYECTO: PROYECTADO LUZMILA SOTO LOCALIZACIÓN: VERAGUAS-SANTIAGO-CABECERA ZONARIA: SUB URBANA	PROPIETARIO: GAS NATURAL TERCERA CODIGO DE OBRA: 20102201700055 LIBRO: 00455654 FECHA: 22/05/2017 DISEÑO: R. RODRIGUEZ ESCALA: 1:NA

Solicitud de Suministro 25. – Cliente: Residencial Brisas de San Antonio

Consiste en el tendido 233 m. de cable de trenzado triplex # 1/0, 92 m. de línea monofásica MT, ACSR #1/0, colocación de 8 postes hormigón, transformador de 25 KVA, montaje de 7 luminarias de sodio de 100 W, montajes y armados.



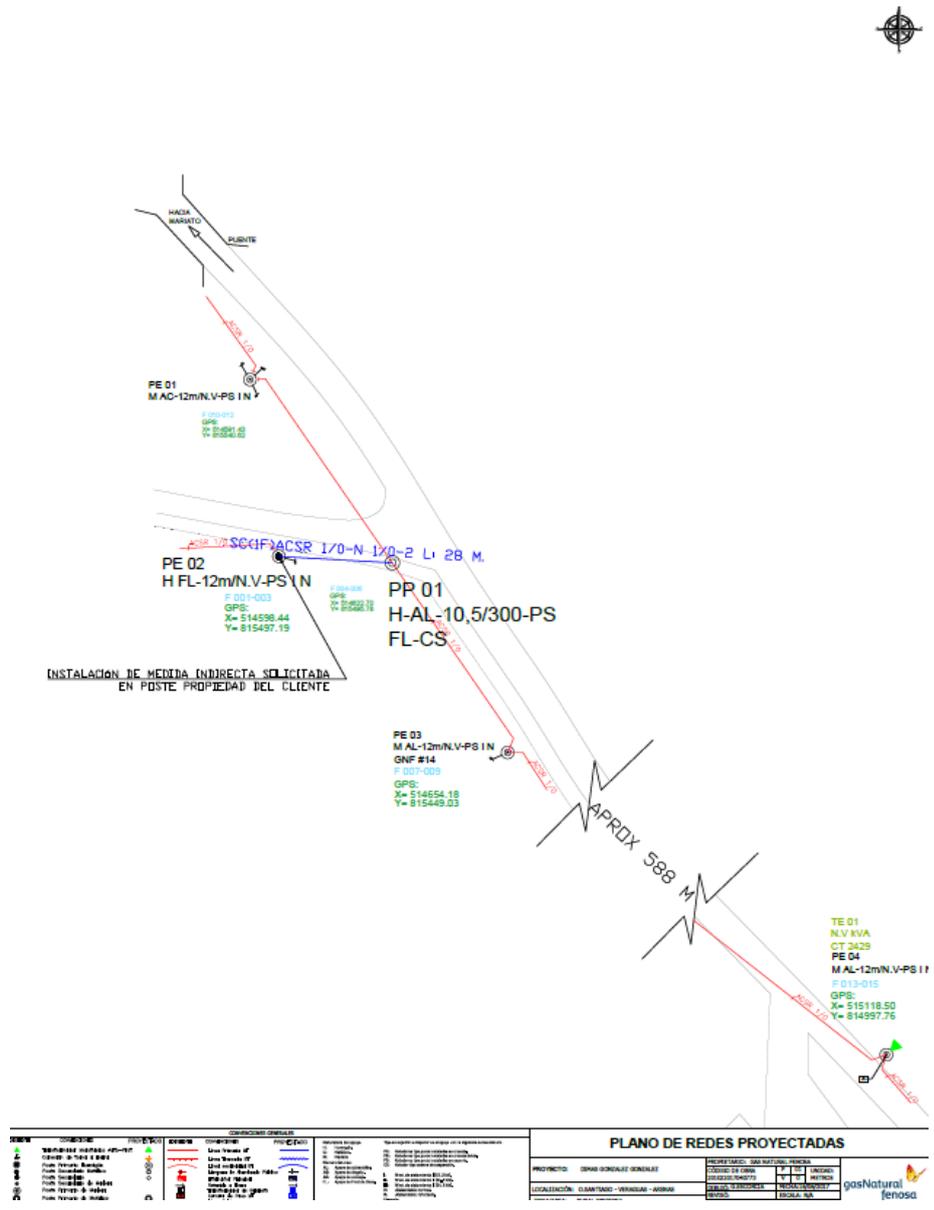
RESIDENCIAL BRISASDE SAN ANTONIO
 CÓDIGO DE OBRA
 201022017020931
 PUNTO DE CONEXIÓN

CONEXIONES		PROYECTADO		CONEXIONES		PROYECTADO	
▲	Diagrama de Interfaz Auto-Prot	▲	Linea Tensores MT	▲	Linea Tensores MT	▲	Linea Tensores MT
●	Conector de Tercer Orden	●	Linea Tensores MT	●	Linea Tensores MT	●	Linea Tensores MT
○	Punto de Conexión	○	Linea Tensores MT	○	Linea Tensores MT	○	Linea Tensores MT
□	Punto de Conexión de Suelo	□	Linea Tensores MT	□	Linea Tensores MT	□	Linea Tensores MT
◇	Punto de Conexión de Suelo	◇	Linea Tensores MT	◇	Linea Tensores MT	◇	Linea Tensores MT
⊙	Punto de Conexión de Suelo	⊙	Linea Tensores MT	⊙	Linea Tensores MT	⊙	Linea Tensores MT

SERVICIOS DE CALCULO E INFORMES, DE LEVANTAMIENTO DE INFORMACION DE CAMPO Y OTROS ESTUDIOS PARA EL DISEÑO DE PROYECTOS PARA EL DESARROLLO, PROTECCION Y REMODELACION DE LA RED DE MEDIA Y BAJA TENSION			
PROYECTO:	RESIDENCIAL BRISASDE SAN ANTONIO (punto de conexión)	PROPIETARIO:	GAS NATURAL PENÍNSULA
LOCALIZACIÓN:	VIGARASA - SANTIAGO GAR - RESIDENCIAL BRISAS DE SAN ANTONIO	CÓDIGO DE OBRA:	201022017020931
		Escala:	1" = 10' METROS
		FECHA:	25/03/2017
		ESTADO:	W. MENDOZA
		ESQUEMA:	ESCALA: N/A

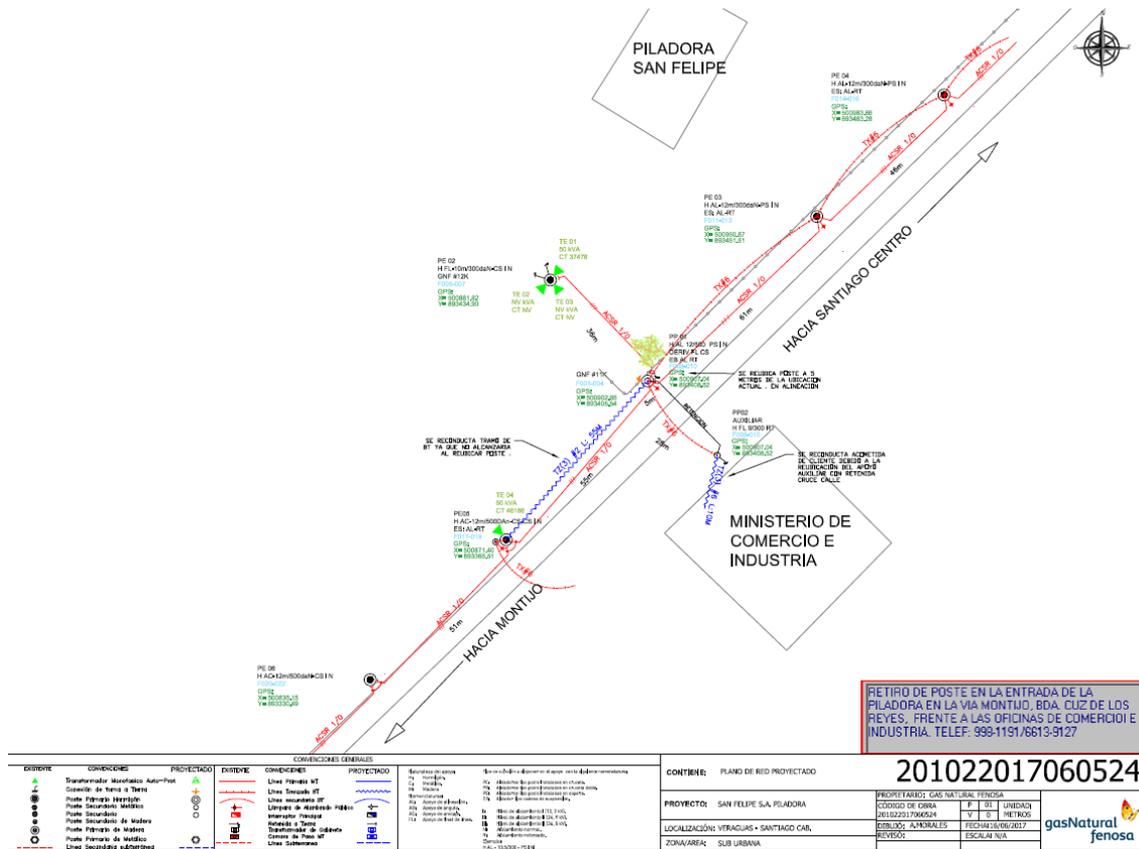
Solicitud de Suministro 26. – Cliente: Dimas González González

Consiste en el tendido 28 m. de línea monofásica MT, ACSR #1/0, colocación de 1 poste de hormigón, montaje de media MT (1 PT y 1 CT) en cruceta, montajes y armados de los elementos de la instalación.



Solicitud de Suministro 27. – Cliente: Piladora San Felipe S.A.

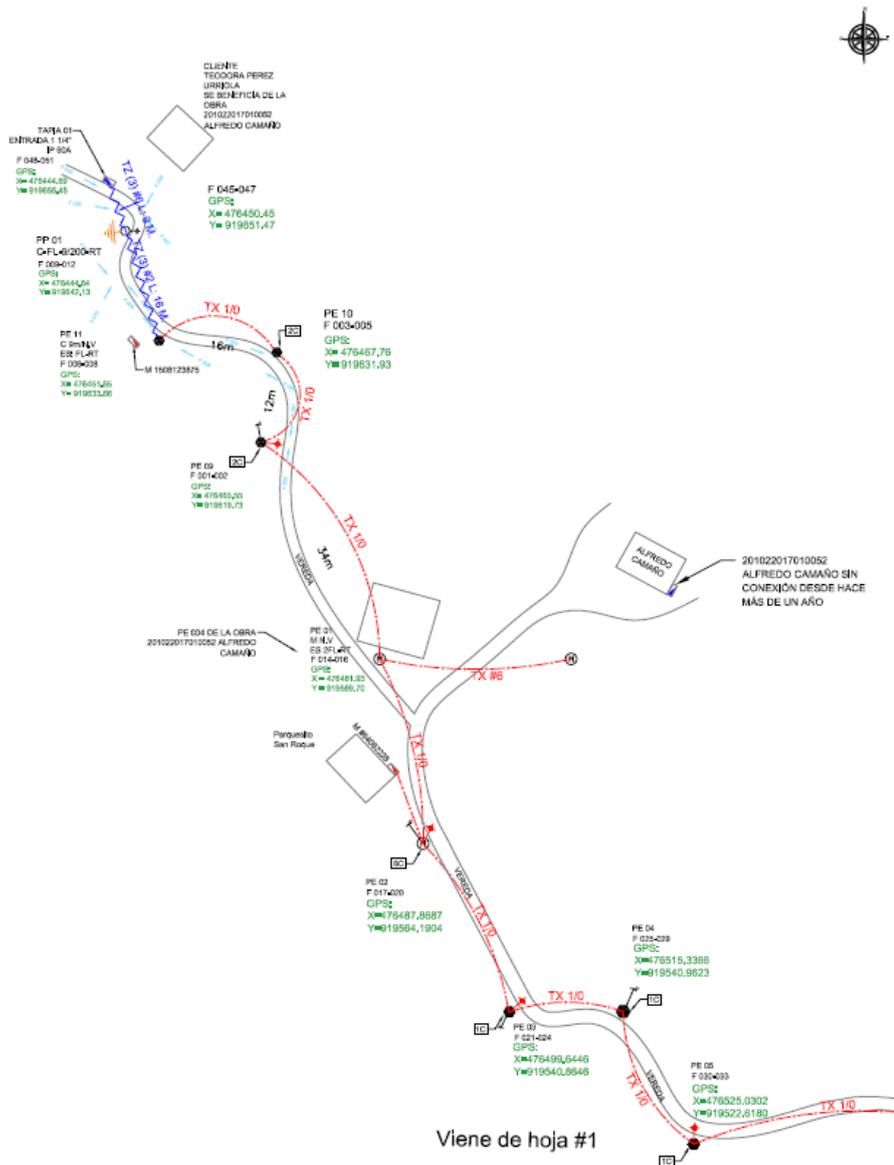
Consiste en el tendido 55 m. de cable de trenzado triplex #2, 6 m de cable de trenzado triplex #6, tendido de 2 m. de línea trifásica MT, ACSR #1/0, colocación de 1 poste de hormigón, remoción de 1 apoyo de hormigón, armados y montajes de elementos de la instalación.



CONEXIONES		CONEXIONES GENERALES	
CONEXIONES Transformador autoelevado Auto-Post Cables de línea a tierra Poste Fiberoptico Poste Secundario Poste Secundario de Madres Poste Fiberoptico de Madres Poste Fiberoptico de Madres Linea Secundaria subterránea	PROYECTADO 	CONEXIONES GENERALES Linea Primaria MT Linea Secundaria MT Interruptor triplex Armadura de Tensión Separador de cables Conector de Tensión Linea Subterránea	PROYECTADO
CONTENIDO: PLANO DE RED PROYECTADO			
PROYECTO: SAN FELIPE S.A. PILADORA		201022017060524	
LOCALIZACIÓN: VIÑARAJAS - SANTIAGO CAR.		PROPIETARIO: GAS NATURAL VIÑEDA	
ZONA/AREA: SUB URBANA		CODIGO DE OBRA: 201022017060524	
		REVISION: KANONIKLES	
		FECHA: 08/08/2017	
		REVISOR: ESCALANIA	

Solicitud de Suministro 29. – Cliente: Teodora Pérez Urriola

Consiste en el tendido 16 m. de cable de trenzado triplex #2, 9 m de cable de trenzado triplex #6, colocación de 1 poste metálico, colocación de luminaria de sodio de 100W, conexión de acometida con su medición, armados y montajes de elementos de la instalación.

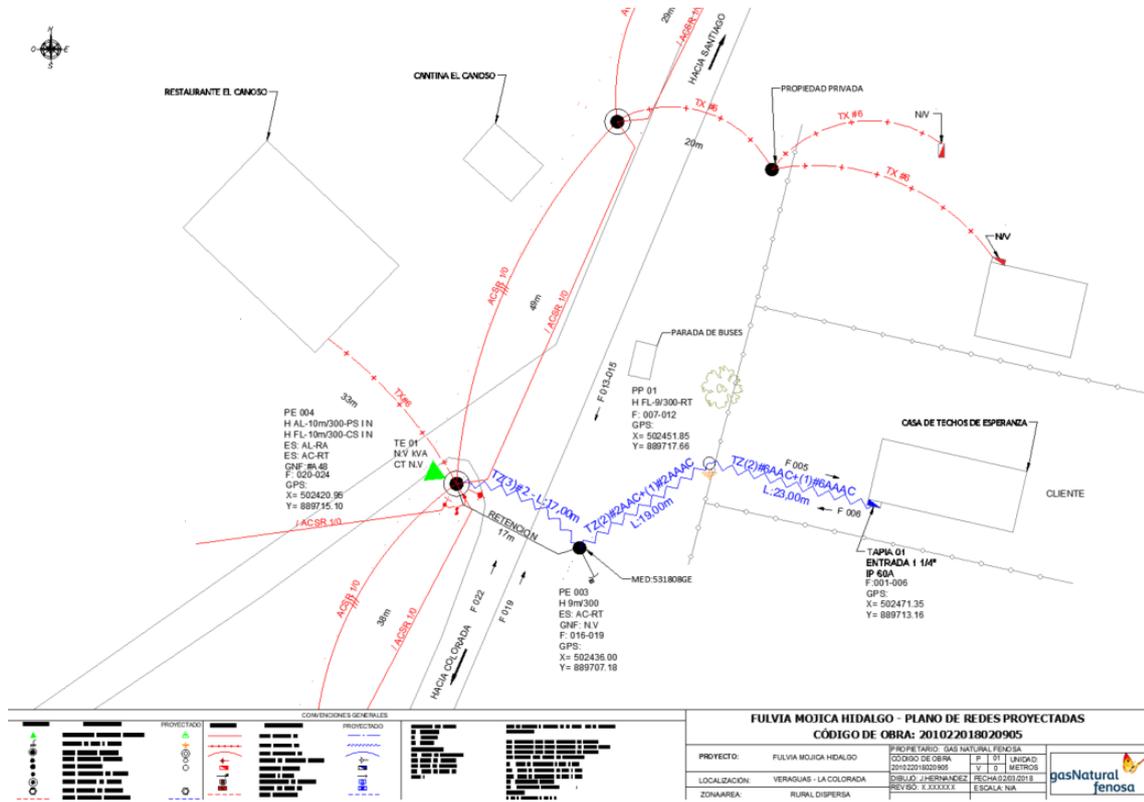


LEGENDA		CONEXIONES		PROYECTOS	
+	Transformador de potencia	—	Linea de alta tensión	—	Linea de alta tensión
+	Entrada de línea	—	Linea de media tensión	—	Linea de media tensión
+	Poste transformador	—	Linea de baja tensión	—	Linea de baja tensión
+	Poste de distribución	—	Linea de acometida	—	Linea de acometida
+	Poste de alumbrado	—	Linea de acometida	—	Linea de acometida
+	Poste de medición	—	Linea de acometida	—	Linea de acometida
+	Poste de medición	—	Linea de acometida	—	Linea de acometida
+	Poste de medición	—	Linea de acometida	—	Linea de acometida

PLANO DE REDES PROYECTADAS 2-2			
20/1022017010002			
PROYECTO:	TEODORA PEREZ URRIOLA	ESTADO DE OBRAS:	PROYECTO
PROYECTADO POR:	INGENIERO EN ELECTRICIDAD	ESTADO DE OBRAS:	PROYECTO
COMUNICACION:	RURAL, EXPRESA	ESTADO DE OBRAS:	PROYECTO

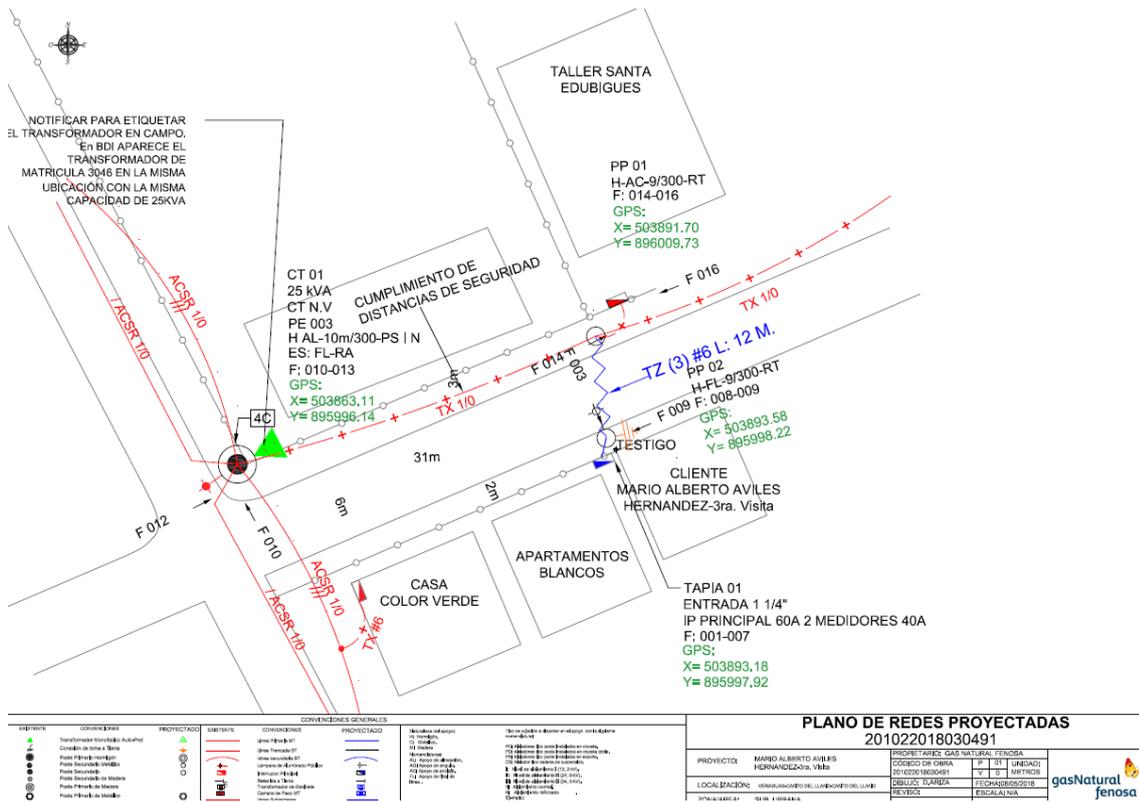
Solicitud de Suministro 30. – Cliente: Fulvia Mojica Hidalgo

Consiste en el tendido 36 m. de cable de trenzado triplex #2, 23 m de cable de trenzado triplex #6, colocación de 1 poste de hormigón, reubicación de 35 m de línea BT y cable de servicio, conexión de acometida con su medición, armados y montajes de elementos de la instalación.



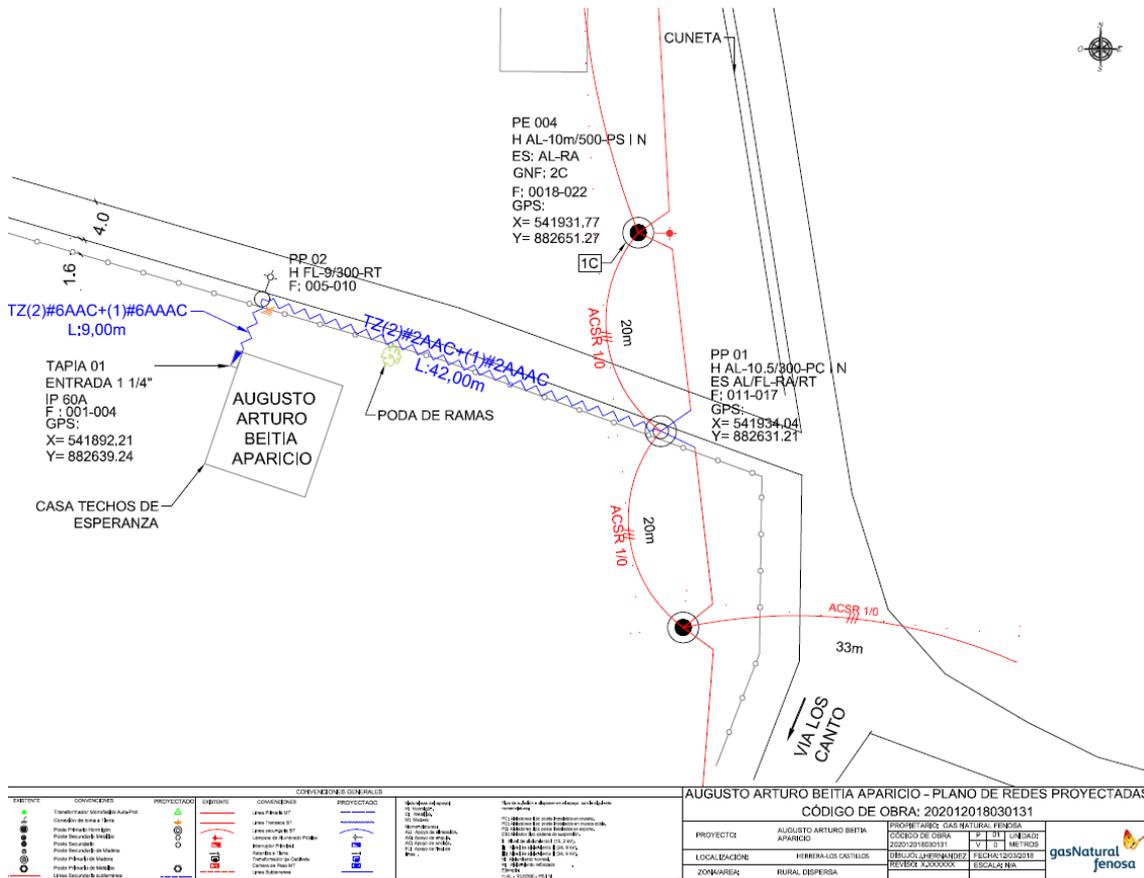
Solicitud de Suministro 31. – Cliente: Mario Alberto Avilés Hernández

Consiste en el tendido 12 m. de cable de trenzado triplex #2, colocación de 2 postes de hormigón, reubicación de línea BT triplex #6 y cable de servicio, montaje de luminaria de sodio de 100 W., conexión de acometida con su medición, armados y montajes de elementos de la instalación.



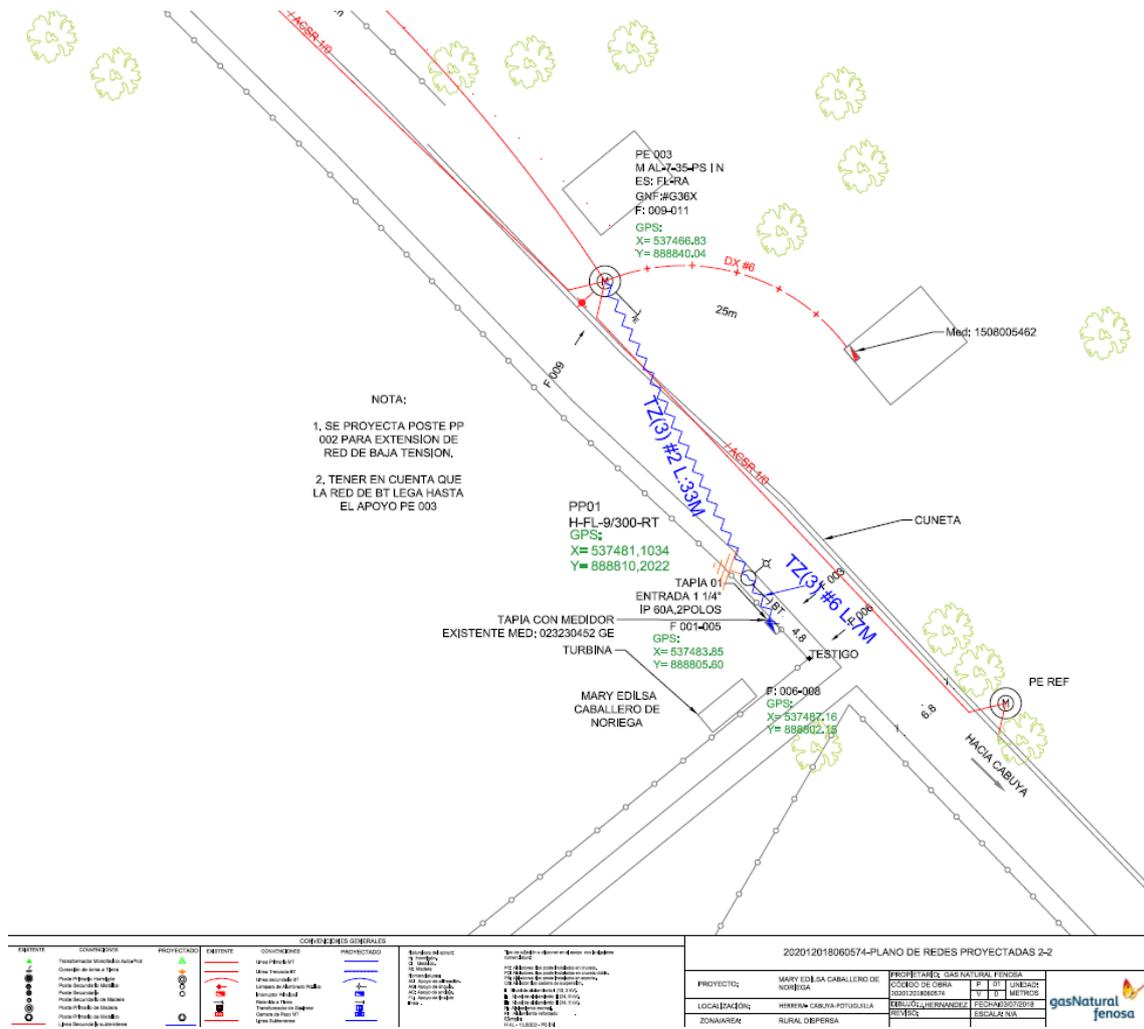
Solicitud de Suministro 33. – Cliente: Arturo Augusto Beitia Aparicio

Consiste en el tendido 42 m. de cable de trenzado triplex #2, 9 m. de cable de trenzado triplex #6, colocación de 2 postes de hormigón, montaje de luminaria de sodio de 100 W., conexión de acometida, armados y montajes de elementos de la instalación.



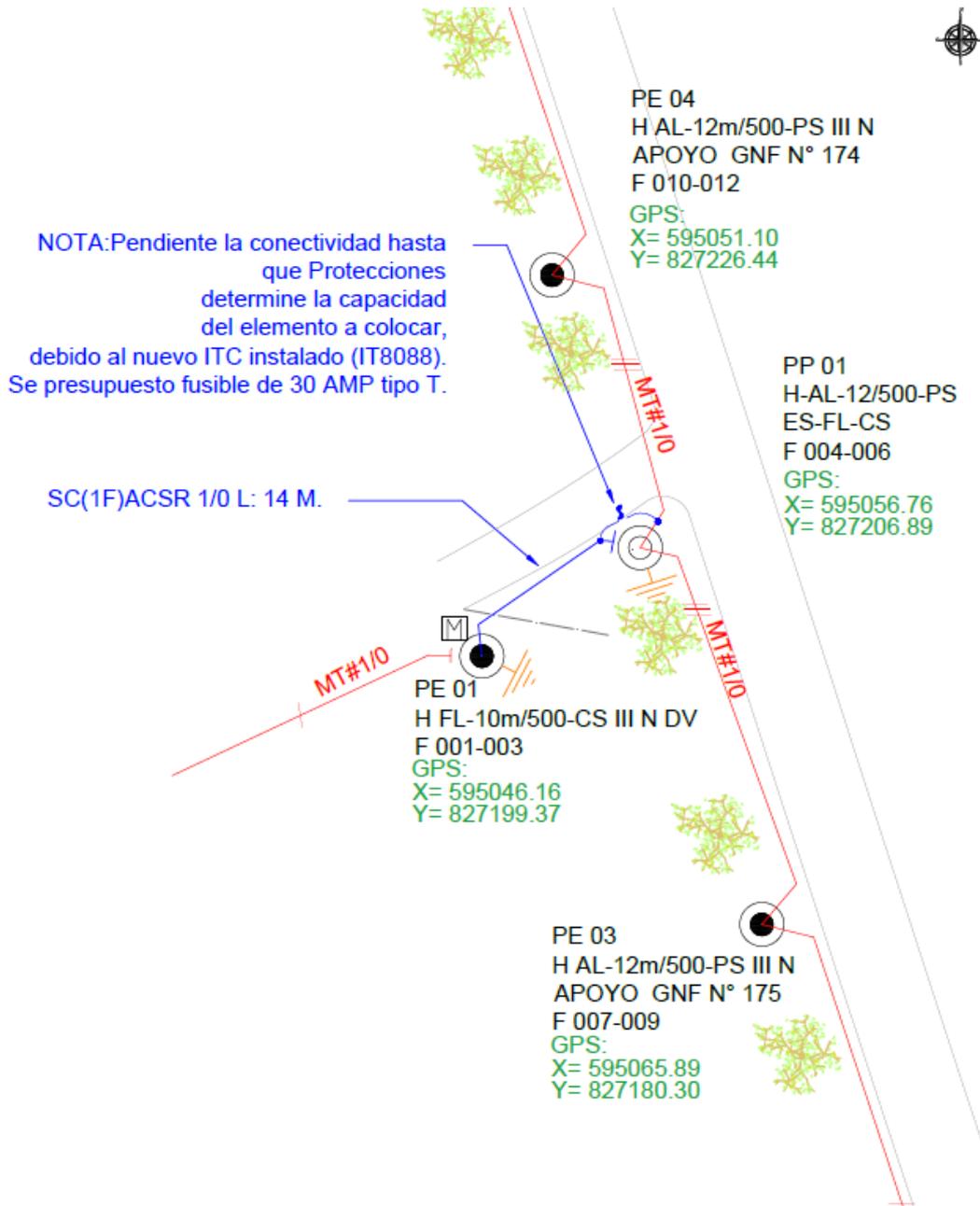
Solicitud de Suministro 34. – Cliente: Mary Edilsa Caballero de Noriega

Consiste en el tendido 33 m. de cable de trenzado triplex #2, 7 m. de cable de trenzado triplex #6, colocación de 1 poste de hormigón, montaje de luminaria de sodio de 100 W., conexión de acometida, armados y montajes de elementos de la instalación.



Solicitud de Suministro 35. – Cliente: Gregory Stephen Fricke

Consiste en el tendido de 14 m. de línea monofásica MT, ACSR #1/0, colocación de 1 poste de hormigón, instalación de medida indirecta monofásica, armados y montajes de elementos de la instalación.



LEGENDA		CONEXIONES		PROYECTOS		PLANO DE REDES PROYECTADAS	
	Pole		Line		Project		Network
	Pole		Line		Project		Network
	Pole		Line		Project		Network

Solicitud de Suministro 36. – Cliente: Josefina Cano de Domínguez

Consiste en el tendido 34 m. de cable de trenzado triplex #2, 7 m. de cable de trenzado triplex #6, colocación de 1 poste de hormigón, conexión de acometida, montaje e instalación de medida, armados y montajes de elementos de la instalación.

Conclusiones

Las obras eliminadas por la ASEP por considerarlas gastos operativos, cuando en realidad no lo son como ha sido demostrado con ejemplos anteriores, representan una erogación importante para la Empresa que no han sido reconocidas, lo que afecta de forma crítica las Finanzas que complica atender el programa de inversiones del cual forman parte los nuevos suministros.

Destacamos que este criterio de evaluación de no reconocer inversiones que no queda la menor duda de que se tratan de obras de inversión, si no tienen más de 50 metros y más de 2 postes, no es correcto. Esto implica que sería un gasto y haría cero todo monto invertido, sin posibilidad de obtener el retorno esperado sobre esta inversión real.

La Regulación establece, que las empresas no pueden negarse a dar un suministro donde están incluidas las obras con menos de dos postes y menos de 50 metros, sin embargo, de la ASEP mantener este criterio, no quedará otra alternativa de negar el suministro cuando se trate de este tipo de obra, lo que No parece razonable, pero la ASEP debe ser consistente.

Sin embargo, debido a las circunstancias actuales, donde debido a este criterio de la ASEP, no se garantiza la suficiencia financiera, ya que no es posible la recuperación de las inversiones, imprescindibles para seguir atendiendo a los nuevos suministros no podremos atender las solicitudes con obras con menos de dos postes y menos de 50 metros.

10. Inconsistencia al considerar como gasto parte de una obra mayor que es considerada inversión

En el análisis de inversiones realizado por la ASEP se comete otro desacierto metodológico al aplicar un Factor de Inversión nulo sobre elementos de una obra que en forma global es considerada como una inversión. Esto constituye un error de cálculo ya que es perfectamente posible, con la metodología de SRUC y la información suministrada por la empresa, realizar un agrupamiento de los elementos por proyecto para convertirlos en obras reales y así determinar que se trata efectivamente de una inversión. Al no realizar este control, se produce una inconsistencia ya que lleva a que una porción de los elementos de una obra sea tratada como gasto y penalizada.

Adicionalmente, la ASEP considera como gasto algunos elementos de obras complejas que, al ser analizados individualmente, no tienen costo de material o de mano de obra. Dichos costos deben analizarse integralmente a nivel de obra, realizando la agrupación que se prevé en la metodología de SRUC.

Se solicita a ASEP considerar las obras en forma integral y no aplicar estos criterios de penalización para estos casos.

A continuación, se presentan casos ilustrativos de esta inconsistencia.

Proyectos Especiales

Mostramos ejemplos de proyectos importantes donde también la aplicación del criterio de OyM muestra que es muy errático e injusto porque castiga inversiones en Calidad de Servicio reales

y provisiones de servicios que la distribuidora no pueden negarse a brindar. Así, tenemos, por ejemplo, los siguientes proyectos de relevancia:

201022014080677 – Alberto Martinelli Vado del ALAMO S.A. (2018)

Costo Total 61.608,44 – Castigo 33.141,22

Código Descriptivo	Costo Total Elemento	Coef. Eficiencia Elemento	Costo Eficiente	Castigo elemento	Penalidad	Factor O&M
0	28.403,55	0%	-	28.403,55	Mano de Obra	0%
DLSMT345T100069ZB0480B02SLACUC500500	12.697,85	90%	11.428,07	1.269,79		100%
DLSMT345T100069ZB0480B02SLAALA4/04/0	12.398,18	90%	11.158,36	1.239,82		100%
DTRMB345M10010IP001	3.820,17	90%	3.438,15	382,02		100%
DLSMT345M100007ZB0800B06SLAALC500000	1.361,83	90%	1.225,65	136,18		100%
DLSMT345M100007ZB0150B01SLAALA4/01/3	1.352,21	90%	1.216,99	135,22		100%
DLAMT138M100011P001HOCASA004	757,33	0%	-	757,33	Postes y Conductor	0%
DLAMT345T100013P000HOCASC266	473,77	0%	-	473,77	Postes y Conductor	0%
DLAMT345T100010P000HOCASA1/0	343,55	0%	-	343,55	Postes y Conductor	0%

En el año 2018 se completó y se colocó en servicio la obra que consiste en el servicio en media tensión asociado al circuito 34-33, que requería instalación de 1 poste y la extensión de 17 metros de red trifásica en conductor ACSR desnudo 1/0 AWG, además de la estructura y colocación de reguladores. En los distintos trabajos en los que se divide esta obra, se contemplan materiales y mano de obra correspondientes a la actividad.

Sin embargo, se castiga el trabajo asociado con la construcción de la infraestructura de los reguladores, como es la confección de la base y cerca para el banco.

201012020120861 – Carlos Alberto Martínez Gonzalez (2021)

Costo Total 9.594,54 – Castigo 6.971,97

Código Descriptivo	Costo Total Elemento	Coef. Eficiencia Elemento	Costo Eficiente	Castigo elemento	Penalidad	Factor O&M
DLAMT138M100009P000HOCASA1/0	6.351,96	0%	-	6.351,96	Postes y Conductor	0%
DLABTM100163P003HOC3ALA002	2.913,97	90%	2.622,57	291,40		100%
DLABTM100018P000HOC3ALA006	328,61	0%	-	328,61	Postes y Conductor	0%

Obra ubicada en Aguadulce, se trata de una solicitud de nuevo suministro para 60 amperios 2 polos 120/240 desde transformador existente circuito 13-22 Para la ejecución de esta obra se instalaron 2 postes nuevo de 10.5 metros, extensión de acometida 150 mts de LABT con conductor tríplex #2.

No se reconocen los trabajos asociados con los materiales (instalación de postes incluidos), en la ejecución de la obra.

102012018050653 – CONCEPTO SOLAR (2018)

Costo Total 11.778,30 – Castigo 7.163,35

Código Descriptivo	Costo Total Elemento	Coef. Eficiencia Elemento	Costo Eficiente	Castigo elemento	Penalidad	Factor O&M
DLAMT345T100045P001HOCOOC477	6.650,58	0%	-	6.650,58	Postes y Conductor	0%
DLAMT345T100061P000HOCASC266	2.942,76	90%	2.648,48	294,28		100%
DLAMT138M100061P000HOCASA1/0	2.184,96	90%	1.966,46	218,50		100%

Obra ubicada en Bejuco (Chame), se trata de una solicitud de nuevo suministro para 60 amperios 2 polos 120/240 desde transformador existente circuito 34-4, para la ejecución de esta obra se instaló 1 poste de 14 metros, extensión de 55 metros de LAMT con conductor 1/0 y conductor ACSR 266.

No se reconoce el trabajo asociado con materiales, al castigarlo en un 100%.

101012019070097 – ENVIRONMENTAL SOLUTIONS (2019)

Costo Total 41.046,43 – Castigo 26.183,70

Código Descriptivo	Costo Total Elemento	Coef. Eficiencia Elemento	Costo Eficiente	Castigo elemento	Penalidad	Factor O&M
DTRMB024T11000IG001	23.281,47	0%	-	23.281,47	Mano de Obra	0%
DLSBTT100110ZB0320B02C4ALC500	10.235,58	90%	9.212,02	1.023,56		100%
DLSMT138T100048ZB0480B02SLAALA4/04/0	6.278,57	90%	5.650,71	627,86		100%
DLAMT138T100013P002HOCASA1/0	1.250,81	0%	-	1.250,81	Postes y Conductor	0%

Obra ubicada en La Boca, se trata de una solicitud en el circuito B-28 que involucra la extensión de LSMT 4/0 AWG, transformador de 1000 KVA y LSBT con conductor 500 MCM.

Se está penalizando el trabajo asociado con el costo del material del transformador del gabinete al no reconocer el mismo al 100%, además de la parte de mano de obra asociada a su instalación.

201022018090840 – NESSIN SANTOS CAMPINES (2019)

Costo Total 12.696,53 – Castigo 9.440,17

Código Descriptivo	Costo Total Elemento	Coef. Eficiencia Elemento	Costo Eficiente	Castigo elemento	Penalidad	Factor O&M
DLABTM100044P000HOC3ALA006	9.078,35	0%	-	9.078,35	Postes y Conductor	0%
DLABTM100110P002HOC3ALA002	3.618,18	90%	3.256,36	361,82		100%

Obra ubicada en Santiago, se trata de una obra de nuevo suministro para 60 amperios 2 polos 120/240, instalación de 2 postes y extensión de 140 metros de LABT conductor tríplex #6 desde transformador existente en el circuito 34-33.

No se reconoce el trabajo asociado con materiales, al castigarlo en un 100%.

101012016040322 – TOWER CORP. EVOLUTION (2018)

Costo Total 544.353,55 – Castigo 406.472,97

Código Descriptivo	Costo Total Elemento	Coef. Eficiencia Elemento	Costo Eficiente	Castigo elemento	Penalidad	Factor O&M
DLSMT138T100420ZB0480B02SLAALC750750	76.011,20	90%	68.410,08	7.601,12		100%
DLSBTT100662ZB0320B02C4ALC500	66.775,96	90%	60.098,36	6.677,60		100%
DLSMT138T100035ZB0480B02SLACUC5004/0	10.413,49	90%	9.372,14	1.041,35		100%
DLAMT345M100000P002HOCASA1/0	1.712,58	0%	-	1.712,58	Postes y Conductor	0%

Obra ubicada en Calle 50 (Panamá), se trata de una obra de suministro mayor de 500kw, instalación de 3 transformadores sumergibles de 2500 kva, extensión de LSMT 365 metros de conductor 750 AL trifásico, 2 postes de 14 metros, extensión de LSBT 576 metros de 4x500 BT.

Se está penalizando el trabajo asociado con el costo del material de los transformadores de gabinete al no reconocer el mismo al 100%, además de la parte de mano de obra asociada a la instalación de cada uno.

11. Desacuerdo en el uso del Costo Laboral Relativo (CLR) para convertir el costo eficiente asociado a Mano de Obra

La ASEP comete un grave desacuerdo en la utilización del CLR, ya que implica aplicar por duplicado un ajuste por productividad o eficiencia. Dado que los costos que arrojan las Ecuaciones de Eficiencia ya tienen incorporada la mayor productividad de las empresas de la FERC, no corresponde aplicar una segunda corrección por diferencia de productividad de la mano de obra de los EE.UU. y de Panamá. La única reducción que corresponde realizar al costo eficiente de la mano de obra de EE.UU. es por la diferencia de poder adquisitivo de los salarios.

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

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

Dónde:

CT_{PA} son los costos referidos en Panamá.

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

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

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

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

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

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

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

$$CLR = PPP_{PA}^{EEUU} \times \frac{\frac{SalarioProm_{PA}}{PIB_{persona_empleada_{PA}}}}{\frac{SalarioProm_{EEUU}}{PIB_{persona_empleada_{EEUU}}}}$$

Donde:

PPP_{PA}^{EEUU} : El factor de conversión de la paridad del poder adquisitivo entre Panamá y Estados Unidos

$SalarioProm_{PA}$: Salario promedio bruto en Panamá

$PIB_{persona_empleada_{PA}}$: Producto interno bruto por persona empleada en Panamá

$SalarioProm_{EEUU}$: Salario promedio bruto en Panamá

$PIB_{persona_empleada_{EEUU}}$: Producto interno bruto por persona empleada en Panamá

Por lo tanto, se observa que la ASEP realizó un ajuste sobre el costo de Mano de Obra mediante el producto de dos factores:

- a) El PPP¹ para ajustar por diferencia de poder adquisitivo de salarios entre Panamá y EE.UU.
- b) La Relación de Salarios/PIB per Cápita para ajustar por diferente Productividad.

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

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

En síntesis, se solicita a ASEP desconsiderar el CLR en la fórmula de ajuste, ya que lo correcto es que el ajuste del costo de mano de obra sea realizado directamente por PPP, y no por CLR.

Como prueba adicional a los conceptos microeconómicos de Productividad Laboral aportados, a continuación, se presenta el desarrollo analítico del ajuste del Costo de Mano de Obra por diferencia del nivel salarial.

Proceso para ajustar costos eficientes según poder adquisitivo del salario

El siguiente diagrama demuestra paso a paso que el único ajuste que corresponde realizar a los costos que arrojan las Ecuaciones de Eficiencia está dado por el PPA.

¹ La Paridad del Poder Adquisitivo o PPP (por sus siglas en inglés) mide el costo relativo de una canasta representativa de bienes y servicios entre un país determinado y los EE.UU.

1) Costo de la empresa de USA (considerada eficiente):

$$\text{Costo Empresa USA con MdO}^{USA} = \alpha \times \text{Demanda}_{USA}$$

2) Costo de la empresa de Panamá

Con Eficiencia empresa de Panamá
Con salario poder adquisitivo de Panamá

$$\text{Costo Empresa Panamá con MdO}^{Panamá} = \beta \times \text{Demanda}_{Panamá}$$

3) Costo de la empresa de Panamá Eficiente

Con Eficiencia empresa de USA
Con salario poder adquisitivo de USA

α empresa de USA:

- a) Tiene en cuenta costo MdO y
- b) Eficiencia de USA

$$\text{Costo Empresa Panamá Eficiente con MdO}^{USA} = \alpha \times \text{Demanda}_{Panamá}$$

4) Costo de la empresa de Panamá Eficiente

Con Eficiencia empresa de USA
Con salario poder adquisitivo de Panamá

$$\text{Costo Emp Panamá Eficiente con MdO}^{Panamá} = (\alpha \times \text{Demanda}_{Panamá}) \times \text{PPA}^{Panamá}$$

Parte del Costo vinculado a la Ecuación de Eficiencia

Ajuste diferencia poder adquisitivo de salarios

En síntesis, para trasladar el costo de la Empresa Eficiente de los EE.UU. a las de Panamá, se multiplica el costo que arroja la Ecuación de Eficiencia por el PPA de Panamá.

La demostración anterior se ilustra con el siguiente ejemplo.

Ejemplo: Datos de una Empresa Eficiente en EE.UU. y otra en Panamá

	Empresa USA	Empresa Panamá	Empresa Panamá Eficiente
Demanda (unidades/mes)	3,000	2,000	2,000
Cantidad operarios	6.0	8.0	4.0
PPA	1	0.60	0.60
Costo Laboral por Unidad de Tiempo \$/mes	2,200	1,200	1,320
Costo mano de obra mensual	13,200	9,600	5,280
Coeficiente de la Función de Costo	4.40	4.80	2.64

Los pasos que tenemos que seguir para determinar el costo eficiente de la Empresa Panameña son:

Paso 1: $\text{Costo Empresa USA con MdO}^{USA} = \alpha \times \text{Demanda}_{USA} = 4.4 \times 3,000 = \$13,200$

Paso 2:

$$\text{Costo Empresa Panamá con MdO}^{Panamá} = \beta \times \text{Demanda}_{Panamá} = 4.80 \times 2,000 = \$9,600$$

Paso 3:

$$\text{Costo Empresa Panamá Eficiente con Mdo}^{\text{USA}} = \alpha \times \text{Demanda}_{\text{Panamá}}$$

$$\text{Costo Empresa Panamá Eficiente con Mdo}^{\text{USA}} = 4.4 \times 2,000 = \$8,800$$

Paso 4:

$$\text{Costo Emp Panamá Eficiente con Mdo}^{\text{Panamá}} = (\alpha \times \text{Demanda}_{\text{Panamá}}) \times \text{PPA}^{\text{Panamá}}$$

$$\text{Costo Emp Panamá Eficiente con Mdo}^{\text{Panamá}} = (4.4 \times 2,000) \times 0.60 = \$5,280$$

Como puede observarse nuevamente, sólo es necesario multiplicar el resultado de la Ecuación de Eficiencia por el PPA.

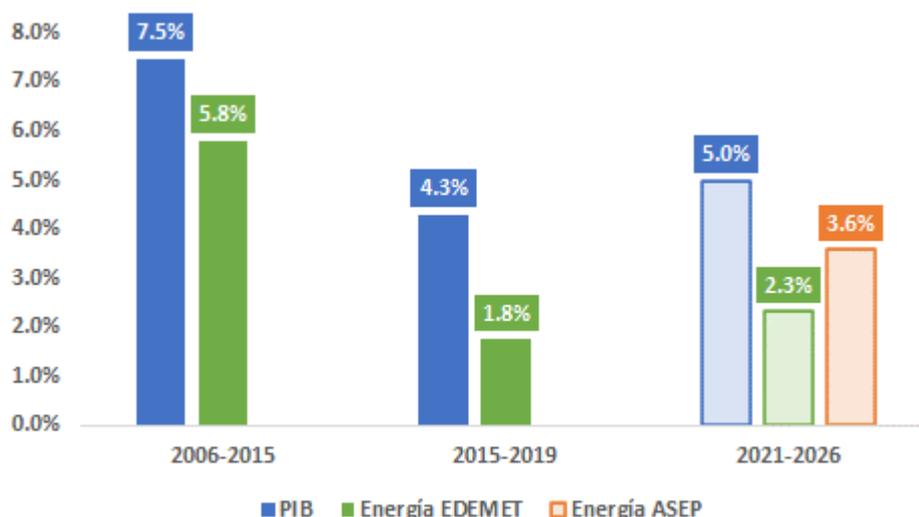
12. Injustificado optimismo en el pronóstico del crecimiento de las ventas

La proyección del crecimiento esperado de la energía facturada total para el periodo tarifario 2022-2026 es una variable sumamente importante para el recupero del IMP y que debe ser calculada con la mayor rigurosidad posible. En este sentido, debe destacarse que no resulta equivalente la propuesta metodológica presentada por ASEP y la que presenta EDEMET. En efecto, la proyección de energía total propuesta por ASEP se basa en un único modelo de proyección que busca estimar el Consumo de Energía Total EDEMET, a partir del PIB y del consumo del período anterior. Por otra parte, EDEMET presentó a la ASEP un Estudio de Proyección de Demanda para el período 2022-2026, el cual contiene una metodología sumamente detallada que contempla, entre otros, Modelos Económicos en función de la actividad económica para el grupo General (Comercio, Industria, Gobierno), Modelos de Consumo Residencial basados en crecimiento demográfico, ahorro energético e impacto de clientes rurales, Modelos de Alumbrado Público considerando impacto de tecnología LED, Impacto de nuevos clientes de Autoconsumo.

En este contexto, ASEP propone utilizar su propia proyección, lo cual implica esperar una tasa de crecimiento del 3.58% entre 2022-2026, basándose en una única ecuación que vincula comportamiento histórico de la evolución de la demanda y del crecimiento económico de Panamá, sin considerar otros efectos sumamente relevantes. Sin embargo, un análisis más minucioso muestra que este crecimiento resulta demasiado optimista a la luz de la evidencia de los últimos años.

La ASEP justifica su decisión en que sus proyecciones son consistentes con la evolución observada de la demanda de energía y el crecimiento del PIB de Panamá durante el periodo de 2006 a 2021. Sin embargo, extraer esa conclusión a través de una ventana temporal tan amplia deja fuera una serie de factores que son relevantes para el análisis, y que ameritan separar esa ventana de tiempo en dos partes. En el gráfico siguiente se presenta la evolución la tasa de crecimiento promedio anual del PIB y de la energía facturada para diferentes subperiodos.

Tasas de crecimiento promedio anual – PIB a precios constantes y energía facturada



Entre el 2006 y 2015 la tasa de crecimiento de la economía fue considerablemente alta, del 7.5% promedio anual. En ese mismo periodo, el crecimiento promedio de la energía facturada también fue elevado, siendo del 5.8% promedio anual, mostrando una elasticidad del consumo con el PIB cercana a 1. Posteriormente, en el período 2015-2019, se observa que la economía panameña se desaceleró, pasando a una tasa promedio de crecimiento del PIB del 4.3% anual, y tal como era de esperar la demanda de energía también se redujo, pero lo hizo de forma más pronunciada, creciendo solo al 1.8% anual². Esto muestra que ante un mayor crecimiento de la economía la demanda energética aún crece, pero a una tasa cada vez menor. Esta diferencia está explicada por el efecto de mejoras de eficiencia en el consumo eléctrico, tanto a nivel residencial, como comercial, y de alumbrado público, y al crecimiento de clientes que generan su propia energía para autoconsumo. Estos factores no son tenidos en cuenta en el modelo econométrico simplificado de la ASEP, haciendo altamente probable que dicho modelo sobrestime el crecimiento de la demanda para los próximos años.

Efectivamente, este problema del modelo de ASEP se observa claramente al evaluar la proyección del período 2022-2026, ya que frente a un pequeño aumento de la tasa de crecimiento del PIB (que según el FMI pasa de 4.3% en 2015-2019 al 5% para 2022-2026), el modelo de ASEP predice un 3.6% de crecimiento del consumo, que es el doble de crecimiento que el 1.8% observado en el período 2015-2019. Claramente esto implica una sobre estimación del crecimiento del consumo en relación con el PIB, generada por no considerar efectos de eficiencia energética y autoconsumo evidentes desde 2015 en adelante.

Por otra parte, la propuesta de proyección de EDEMET, que si considera los fenómenos particulares de cada tipo de consumo, predice que para el crecimiento del PIB del 5%, el crecimiento esperable será del 2.3% promedio anual. Esta proyección refleja más coherencia con lo observado en el período 2015-2019. En este contexto, considerar una tasa de crecimiento de la demanda de energía de 3.6% como propone ASEP resulta evidentemente optimista y riesgoso.

² Se excluyó del análisis los años 2020 y 2021 por considerarse atípicos por el acontecimiento de la pandemia COVID-19. De todos modos, incluir esos años no modifica las conclusiones del análisis.

De la misma forma como hemos presentado nuestro análisis separando en 2 periodos los datos estadísticos de facturación y PIB, se podrían hacer otras simulaciones tomando incluso menor cantidad de años y se llegará a la misma conclusión: que utilizar un rango tan amplio sobredimensiona el crecimiento de la demanda por los próximos años sin considerar otros efectos.

Por todo lo anterior, a fin de considerar adecuadamente el impacto del ahorro energético y de la creciente penetración del autoconsumo, se solicita a la ASEP considerar la proyección de energía facturada provista por EDEMET.

Con esta nueva proyección, igualmente se deberá revisar y recalcular las fórmulas para la proyección de Energía Ingresada y revisar el Costo de la Energía en Mercado Mayorista.

13. Incorrecta utilización de factores de eficiencia en cálculo de desvío por subejecución de inversiones

La subejecución de inversiones tiene por objetivo corregir la obtención de un costo de capital diferente del aprobado en el IMP por causa de desvíos en el cumplimiento del plan de inversiones. Desde su aplicación en 2014, este dato se ha calculado teniendo en cuenta las inversiones realmente desembolsadas por la empresa. Sin embargo, en la actual propuesta de IMP la ASEP desconoce el monto realmente erogado por las empresas y se basa en un valor castigado por criterios de eficiencia y/o asimetría. Este ajuste o castigo es inédito, y aplicarlo en el cálculo del descuento por subejecución de inversiones constituye un grave desacierto ya que implica desconocer que la empresa efectivamente ha realizado esos pagos.

Por esta razón, se solicita calcular este concepto respetando la lógica aplicada en el cálculo de los IMP de 2014-2018 y 2018-2022, y considerando el 100% de las inversiones realizadas y reportadas.

14. Revisión del Plan de Inversiones No Contempladas en Ecuaciones de Eficiencia

Del análisis del plan de inversiones no contempladas en las ecuaciones de eficiencia que ASEP ha puesto a consideración, hemos detectado una serie de ajustes requeridos para que dicho plan se adecue correctamente a la realidad. Estos ajustes son:

- 1) Incluir la inversión asociada a la Subestación Bella Vista, los cuales por fueron presentados por EDEMET en la presentación del Plan de Inversión a la ASEP pero que por alguna razón no han sido incluidos en esta Consulta Pública.
- 2) En vista de la incorporación por parte de ASEP de una inversión importante en materia de electrificación rural, se han optimizado los planes para alinearnos mejor con la capacidad operativa de ejecutarlos. Cabe destacar que la capacidad financiera de ejecutarlos dependerá del IMP final resultante para el período 2022-2026.

Proyecto	TOTALES	2022	2023		2024		2025		2026
		2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM	2° SEM	1° SEM
Nueva Subestación Bella Vista y LATS (230/115/13.8 kV)	4,600	3,600	1,000						
Arquitectura de red MT de subestación Bella Vista	5,000	1,500	2,000	1,500					
LAT Bella Vista – Segunda Línea 115 kV	2,600						1,300	1,300	
Nueva Línea AT Divisa – La Arena en 115kV	10,043	4,558	4,605	880					
Conexión al T2 de SE Chorrera	435	435							
LAT SE Chorrera – SE El Torno 115 (Segunda Línea)	3,300						1,650	1,650	
Ampliación SE Burunga 230/115/34.5 kV	18,101	481	1,673	2,453	3,309	2,874	5,515	1,796	
Arquitectura de Red Subestación El Torno y JDA	3,580		200	1,300	1,300	380	300	100	
LAT Burunga - Howard en 115 kV	17,490	100	150	1,579	6,137	5,714	3,810		
Nueva Subestación Howard 115/12 kV	11,890	750	500	402	5,725	3,207	1,306		
Arquitectura Howard	1,000						500	500	
Nueva Subestación Santiago 2 230/115/34.5 kV.	24,301		1,000	500	125	3,272	13,090	4,915	1,399
Arquitectura de red de subestación Santiago 2	6,000				2,000	2,000	2,000		
Nueva SE La Floresta 115/12 kV	18,000	100	1,500	3,000	3,000	6,400	4,000		
Arquitectura de red de la subestación La Floresta	3,000				1,500	1,500			
Ampliación de subestación Pocrí	6,299	500	750	1,297	2,626	1,126			
Nueva LAT Llano Sánchez – Pocrí en 115kV	7,044				800	4,005	1,106	1,133	
Ampliación de SE El Higo (T4)	4,600	650	750	1,500	1,100	600			
Nueva Línea El Higo - Coronado (34.5 kV) Forrada	1,412	100	656	656					
Ampliación de SE JDA (Segundo Transformador de Potencia)	1,427			1,427					
Nueva SE El Coco 230/ 34.5 kV	8,095				4,047	4,048			
Transformador para la subestación Santiago en 4.16kV	585	100	485						
Transformador para la subestación Ocu	515	515							
Transformador para subestación Arraján	630	630							
Nuevos Transformadores Zig-Zag SE El Torno	410	410							
Transformador para subestación Farallón	1,000				1,000				
Transformador para subestación Pesé	500				500				
Transformador para subestación Sabanagrande	500							500	
Ampliación de SE Las Tablas	3,547	700	2,386	461					
Soterrado Obrarrio/Eléctrico Etapa I y II	11,500		2,000	2,000	2,000	2,000	3,500		
Soterrado Santiago/Eléctrico	3,500		845	1,208	1,194	253			
Alumbrado Público (Crecimiento Vegetativo)	14,820	1,853	1,853	1,853	1,853	1,852	1,852	1,852	1,852
Plan de Calidad									
Círculo 34-6B La Arenosa	5,294	1,950	2,196	1,127	21				
Círculo 16-16	350	350							
Círculo 16-19	350	350							
Círculo 34-7C Las uvas - El Valle	5,070	100	994	994	994	994	994		
Círculo 34-33B SE Santiago- SE Soná	10,047	100	1,418	1,418	986	987	1,512	1,512	2,114
Círculo 34,5 kV (Respaldo Santiago - Montijo)	4,510				50	50	1,123	1,123	2,164
Plan de Implantación de Telemedida	4,900	650	500	500	650	650	650	650	650
TOTAL INVERSIONES EDEMET	226,245	20,482	27,461	26,055	40,917	41,912	44,208	17,031	8,179

Se solicita a la ASEP considerar este nuevo plan de inversiones, el cual se adjunta también en formato Excel.

15. Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas de Energía

15.1 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas Técnicas de Energía

La siguiente tabla muestra los porcentajes de pérdidas eficientes aprobados por la ASEP para EDEMET.

TABLA 36 PÉRDIDAS EFICIENTES EN DISTRIBUCIÓN – EDEMET

Pérdidas	JUL22/ JUN23	JUL23 / JUN24	JUL24 / JUN25	JUL25/ JUN26
Pérdidas Ecuación de eficiencia	7.06%	7.06%	7.06%	7.05%

La ASEP determina las pérdidas reconocidas para las empresas de distribución de Panamá según una ecuación de pérdidas que no tiene en cuenta las variables que determinan el nivel de pérdidas que puede alcanzar una empresa de distribución como lo son: configuración de las redes, longitud e las redes, niveles de tensión desde los cuales se distribuye la energía y se sirven los clientes, patrón de consumo de los clientes, etc.

No es correcto utilizar un método como el que actualmente se está utilizando para determinar el porcentaje de pérdidas, el cual es uno de los factores de costos más importantes para las empresas de distribución. Como se hace en la mayoría de los países de Latinoamérica, el organismo regulador debería basar el reconocimiento de pérdidas teniendo como piso las que resulten de estudios de pérdidas técnicas particulares de cada empresa. Podría hacer esto la ASEP auditando los estudios con que cuenta cada empresa. En este sentido EDEMET envió a solicitud de la ASEP el estudio de pérdidas técnicas por nivel de tensión, sin embargo, no recibimos ningún tipo de comentarios sobre el mismo.

No es técnicamente justo ni regulatoriamente de buena práctica que la ASEP desconozca el porcentaje de pérdidas técnicas que tienen las empresas de distribución de Panamá con una metodología de cálculo que es definitivamente de mucho menor precisión que los estudios con que cuentan las empresas. Si la ASEP determinara las pérdidas de energía con una metodología sólida y de acuerdo con las buenas prácticas en esta materia, las empresas de distribución se podrían comprometer con planes de inversión a una reducción razonable de estas, pero partiendo siempre de valores razonables. La forma como la ASEP determina las pérdidas reconocidas en la actualidad no corresponde con una metodología técnica que de un resultado justo y correspondiente con la actividad de distribución de energía eléctrica en Panamá.

Reiteramos como lo hemos hecho en revisiones anteriores, que las características del mercado que atiende EDEMET son muy distintas a las de las empresas de la FERC. EDEMET tiene alimentadores muy extensos con demandas en puntas y por tanto de altas pérdidas. Esto hace que las redes de EDEMET sean radiales y transiten varios kilómetros hasta servir los clientes. Otra diferencia importante entre las redes de EDEMET y las de las empresas de la FERC es que la mayoría de la energía de EDEMET se sirve del nivel de Baja Tensión, mientras que las empresas de la FERC entregan gran cantidad de energía en niveles de tensión superiores. Este hecho hace, que por la dispersión de los clientes, se requiera de un número mucho mayor de transformadores para clientes individuales que las empresas comparadoras, y esto hace que las pérdidas en vacío o en el núcleo de los transformadores de media a baja tensión sea mucho mayor lo que provoca pérdidas técnicas superiores a empresas del FERC que de seguro no tienen este tipo de mercado tan disperso. Es por esta razón que resulta, casi imposible o sería muy oneroso intentar bajar las pérdidas técnicas a valores inferiores a 7.06% como lo ha previsto la ASEP. De los proyectos que se han ejecutado en EDEMET se ha podido determinar que para poder bajar un punto de pérdidas técnicas en las redes de distribución, se requiere una inversión promedio de más de 150 Millones de Dólares. Como se puede ver, serían inversiones que impactarían la tarifa final, y que técnicamente tampoco son posibles de ejecutar por los menos de forma inmediata o en un periodo de 4 años que es lo que propone la ASEP en esta consulta.

Todo esto hace que el porcentaje de Pérdidas Técnicas mínimas que puede alcanzar EDEMET sea mucho mayor al promedio de las empresas de la FERC. De acuerdo con el último estudio de Pérdidas Técnicas realizado con datos del año 2021 y enviado a la ASEP mediante nota CM-236-2022, por medio de la contratación de una empresa extranjera experta en las áreas de transmisión y distribución de la energía eléctrica, la cual brinda servicios de consultoría especializada y comercialización de productos de ingeniería para los sectores público y privado, las Pérdidas Técnicas de EDEMET resultaron 9.11% tal como fue reportado a la ASEP a través de la Nota CM-236-22 como parte de la información histórica solicitada. Cabe destacar que los estudios de pérdidas técnicas siempre arrojan resultados inferiores a la realidad porque no se toman en cuenta, factores como fugas de corriente en los aisladores y pararrayos, posibles contactos de ramas con las líneas, aumento de la resistencia por metro de los conductores por obsolescencia y calentamientos durante la vida útil, etc.

La Nota en comento fue enviada el 13 de abril de 2022 a la ASEP conforme al correo adjunto. Durante el periodo de recopilación de información previo a la celebración de la consulta que nos ocupa, solo recibimos una solicitud de ampliación con respecto a un punto particular. No así el resto de la información.

resp. DSAN 588

Cinthya Camargo
Para: 'electricidad'; Rodrigo Rodríguez; JDalorenzo; Rebeca Flores; Luciana Chen; Noemí Tile de Pimentel; 'rsanson@asep.gob.pa'

Mensaje reenviado el 09/03/2023 2:09 p. m.

CM-236-22 Respuesta DSAN-588 envio 01 info RTI 2022-2026.pdf
140 KB

Estimados,

En atención a su Nota No. DSAN-588-2022 recibida el 16 de marzo de 2022, donde nos solicita información para la revisión de las tarifas de distribución y comercialización, que regirán para el periodo julio 2022-junio 2026, tenemos a bien indicarle el detalle de la información que podrán encontrar adjunto a esta nota, que se remite mediante enlace de one drive.

Saludos cordiales y Feliz Semana Mayor.

Cinthya Camargo Saavedra

Secretaría de las Juntas Directivas
Dirección de Servicios Jurídicos
NATURGY

Para que EDEMET reduzca el porcentaje de Pérdidas Técnicas mencionado debería realizar inversiones tan elevadas que sería antieconómico para los clientes. Por lo tanto, puede afirmarse que el porcentaje de Pérdidas Técnicas Óptimo de EDEMET está muy cercano al 9.11% que resulta del estudio mencionado. Con lo cual, no es justo que el porcentaje de Pérdidas Totales que se apruebe para la empresa sea inferior al óptimo posible. Cada punto porcentual de pérdidas de energía no reconocido representa un costo anual muy elevado. Por lo tanto, fijar un porcentaje de pérdidas tan bajo e inalcanzable para la empresa, representara un castigo económico muy gravoso que pone en riesgo la Suficiencia Financiera de la empresa.

Se adjunta a este documento, el Informe del Estudio de Pérdidas Técnicas de EDEMET-EDECHI sobre el cual se hace mención como parte de estos comentarios, para su rápida referencia.

Con el objetivo de establecer un porcentaje de Pérdidas adecuado, se solicita reconocer un porcentaje de pérdidas técnicas adicional por sobre las de las ecuaciones de eficiencia, a fin de que las pérdidas técnicas aprobadas sean del 9.11%.

15.2 Insuficiente Reconocimiento de Pérdidas No Técnicas de Energía

Teniendo en cuenta las rigurosas sanciones contra el fraude y la favorable situación socioeconómica de Estados Unidos en relación a Panamá, es evidente que las empresas de la FERC no presentan Pérdidas no Técnicas comparables con las de las empresas de Panamá. Por lo tanto, es necesario incorporar un ajuste a las Pérdidas Reconocidas derivadas de las Ecuaciones de Eficiencia para que incorporen Pérdidas no Técnicas según la situación propia

de Panamá y de cada área de concesión en particular (existencia de Zonas Rojas y Asentamientos Informales). Este principio es reconocido por la ASEP en su Informe (*Apartado 1.3. PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN*) presentado a la Consulta Pública:

“Adicionalmente, la empresa en su informe de pérdidas ha señalado que su pérdida adicional por zona roja e invasiones es de 3.09%, de acuerdo con lo presentado en el Anexo IV. Esta Autoridad ha determinado reconocer de manera especial para el período tarifario Julio 2022 a Junio 2026, un adicional por pérdidas no gestionables del 45% de las pérdidas no técnicas estimadas para zonas rojas e invadidas.

De esta manera a las pérdidas eficientes determinadas a partir de las ecuaciones de eficiencia se adiciona 1.39% para cada año tarifario. Este porcentaje se traduce en un ingreso adicional que pagarán los clientes y que debe ser usado por la empresa para invertir en programas de reducción de pérdidas.”

Sin embargo, este monto resulta insuficiente ya que no permite recuperar el costo total de las pérdidas no técnicas que no pueden gestionarse (zonas rojas), sino que tampoco incluye un componente mínimo por la pérdida no técnica que si es gestionable, pero cuyo límite mínimo es económicamente eficiente. Esto se explica a continuación.

Las Pérdidas no Técnicas se originan por dos causas principales:

- Pérdidas no Técnicas Gestionables: Fraudes, hurtos, conexiones clandestinas
- Pérdidas no Técnicas no Gestionables: Imposibilidad de facturar y cobrar en Zonas Peligrosas (Zonas Rojas y Asentamientos Informales)

Respecto de las Pérdidas No Técnicas Gestionables la práctica regulatoria internacional reconoce una parte de ellas con el objeto de no premiar la ineficiencia de la empresa en esta gestión y al mismo tiempo para dar una señal de incentivo a mejorar la eficiencia.

Por el contrario, las Pérdidas No Técnicas No Gestionables deben ser reconocidas en su totalidad, porque su reducción está fuera del alcance de la gestión de la empresa.

15.3 Pérdidas No Técnicas Gestionables

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

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

Analizando los estudios de tarifas en distintos países de Latinoamérica se observa que se reconocen porcentajes que van del 2% al 4% sobre la energía ingresada en las líneas de Baja Tensión.

Durante estos últimos 4 años, se han realizado más de 600,000 revisiones de suministros e inspecciones en las instalaciones eléctricas de nuestros clientes, para combatir el incremento de las pérdidas no técnicas. La realización de este volumen de acciones ha tenido un costo de cerca de 6.5 MUSD.

Solicitud

Teniendo en cuenta lo anterior, se solicita a la ASEP que se reconozca lo siguiente:

1. Para el año 1 del periodo tarifario 2022-2026 un 1.44% de pérdidas no técnicas gestionables
2. Para los años posteriores, una senda de bajada de 35%, hasta llegar al 0,57% en el cuarto año del IMP.

15.4 Insuficiente reconocimiento de pérdidas de zonas rojas de imposible reducción

Las pérdidas de zona roja representan un costo adicional que la empresa no puede gestionar para su reducción por diversas razones. En el IMP 2018-2022 ASEP reconoció un 60% de este costo, lo cual claramente resulta insuficiente ya que la empresa no tiene herramientas para evitarlo. En la actual propuesta de IMP, ASEP propone incluso reducir este reconocimiento al 45%, lo cual implica deteriorar aún más el ingreso necesario para operar la red. Se solicita por lo tanto reconocer el 100% de este costo.

En el detalle mostrado a continuación, las pérdidas en las zonas rojas y asentamientos informales en la zona de concesión de EDEMET, específicamente en Metro y Oeste, representan una energía perdida de 151,1 GWh que equivalen al 3,09% de las pérdidas de EDEMET.

Energía Perdida en las ZZRR y Asentamientos Ilegales	
Descripción	Cierre 2021
Zona Roja Panamá Metro	59,9
Zona Roja Panamá Oeste	65,5
Asentamientos Ilegales en Panamá Oeste	25,8
Total (GWh)	151,1
Energía Ingresada EDEMET (GWh) 4888,1	
Pérdidas No Técnicas ZZRR y Asentamientos (%)	3,09%

La normalización de zonas rojas y asentamientos informales no es un asunto de solamente de las empresas distribuidoras, se trata de un tema de carácter social donde el gobierno y las autoridades tienen que tomar partido, de lo contrario es imposible normalizar clientes. Esto es así porque:

1. No se puede acceder a los lugares sin la compañía de la policía nacional y sin la autorización de autoridades competentes
2. Además, se requiere de las autoridades municipales (alcaldías, juzgados de paz y juntas comunales) para que medien ante los residentes en los edificios de las zonas rojas
3. Se requiere de la autorización de la ASEP para proceder con el corte masivo de las zonas rojas.
4. En asentamientos ilegales, se requiere de la legalización de las propiedades, trazado de carretera, lotificación de la urbanización por parte del Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial. Sin esta legalización la empresa distribuidora no puede construir redes en las áreas tomadas por los asentamientos.
5. Es necesaria la participación del Banco Hipotecario para que autorice o certifique la propiedad de los apartamentos en zonas rojas.
6. Se requiere de la autorización de los Bomberos para poder instalar el suministro y firmar contratos de suministros.

El claro ejemplo de la situación descrita es el proyecto prepago Cabo Verde, que para la consulta 2018-2022 se presentó como uno de los casos cuya normalización había sido imposible de finalizar en años anteriores por razones externas a la distribuidora y que lamentablemente, por la mismas razones, a la fecha no se ha podido culminar. A pesar de los múltiples esfuerzos por parte de EDEMET, nos toca presentar 4 años después en la consulta Pública IMP 2022-2026, dicho proyecto sin avance alguno debido a la falta de apoyo de parte de las autoridades. A continuación, se presentan vistas del Proyecto Cabo Verde:



Imagen 1: Protestas en contra de la normalización de los suministros en las Áreas Rojas de Panamá Metro



Imagen 2: Adecuación por parte de EDEMET de las instalaciones eléctrica internas de edificios en Cabo Verde



Imagen 3: Instalaciones eléctricas luego de ser vandalizadas por residentes de Cabo Verde



Imagen 4: Algunas de las reuniones realizadas por EDEMET en el año 2022 con la finalidad de normalizar la situación en Cabo Verde, ya no como proyecto prepago sino como pospago para intentar lograr algún avance.

Ha sido demostrado e informado a la ASEP mediante las notas CM-712-21, CM-717-21 y CM-867-21, que ninguno de los puntos citados arriba, han sido posible en los últimos 10 años y éstos se han agravado en los últimos 4 años, pero lo más grave es que no se prevé que esto pueda cambiar a futuro, por lo menos en un cercano horizonte de 10 años vista. En conclusión, la propia ASEP ha sido testigo y parte de la imposibilidad de normalizar los suministros en estas zonas y por tanto el argumento de reconocer solo el 45% de las pérdidas en zonas rojas y asentamientos ilegales se aparta de la realidad por lo menos en los próximos años de vigencia del próximo régimen tarifario de distribución. No es justo que sea sólo la empresa la que soporte el costo de estas pérdidas. Por lo que el 100% de este costo debería ser reconocido en las tarifas.

La propuesta de la empresa es mantener fijo el porcentaje reconocido por este concepto en los dos primeros años, dada la alta complejidad de la gestión y el hecho de que ya no es posible adecuar la red de forma inmediata. Luego una senda de bajada en los dos últimos años.

Solicitud

Teniendo en cuenta lo anterior, se solicita a la ASEP que se reconozca lo siguiente:

1. Para el año 1 del periodo tarifario 2022-2026 el 100% de las pérdidas correspondientes a las Zonas Rojas y Asentamientos Informales (3,09% de pérdidas), ya que la gestión no depende de las distribuidoras sino del concurso y determinación de las autoridades que hasta la fecha han actuado en sentido contrario, y sobre todo brindando un escaso apoyo con las autoridades policiales y administrativas que intervienen en la solución de esta problemática de orden social.
2. Para los años posteriores, una senda de bajada de 35%, hasta llegar al 1,39% de zonas rojas en el cuarto año del IMP.

La siguiente tabla detalla los porcentajes solicitados para pérdidas no técnicas:

Pérdidas	Jul22/Jun23	Jul23/Jun24	Jul24/Jun25	Jul25/Jun26
PNT Gestionables (1,44% de BT)	1,44%	1,15%	0,86%	0,57%
PNT No Gestionables ZR	3,09%	2,49%	1,89%	1,39%

16. Exagerado castigo de las inversiones por Asimetría

Al evaluar la incorporación de las inversiones realizadas por EDEMET entre 2018 y 2022, ASEP aplica un castigo en concepto de Asimetría que está representado en un factor de 0.9. Esto quiere decir que de los USD 400 millones invertidos por EDEMET durante el periodo tarifario

pasado, será desconsiderado un 10% y no podrá formar parte de la Base de Capital para ser recuperado en concepto de depreciaciones ni generar rentabilidad.

Este factor de asimetría presenta dos graves problemas. En primer lugar, que la justificación del castigo radica en una situación imposible de modificar: EDEMET siempre será quien tenga que darle la información a la ASEP para ejercer su rol de fiscalizador. Dado que EDEMET tiene su información almacenada en distintos sistemas de información cuyo fin es la operación del negocio, no siempre será sencillo satisfacer los requerimientos de información exactamente como la ASEP los solicita. No obstante, la dificultad natural de esta situación, EDEMET siempre ha mostrado total predisposición para enviar información complementaria y explicar cualquier consulta que la ASEP efectúe respecto de la información presentada. Sin embargo, más allá de todo esfuerzo que EDEMET realice siempre podrá existir alguna pregunta que por falta de tiempo no pueda ser respondida, y que este hecho genere la aplicación de un castigo generalizado para todas las inversiones resulta sumamente gravoso.

En segundo lugar, y que agrava aún más el punto anterior, es el castigo del 10% de modo generalizado que resulta sumamente gravoso para el recupero de costos de capital, ya que implica directamente reducir un 10% la tasa de rentabilidad que aplica sobre la base de capital neta. Claramente, esto dificulta seriamente el acceso a fondos necesarios para cubrir el importante plan de inversiones que Panamá tiene por delante en el sector de Distribución de Energía Eléctrica, y que EDEMET viene ejecutando y planifica ejecutar en el período 2022-2026.

Por estos motivos, se solicita a ASEP suspender la aplicación generalizada de un castigo tan elevado como el 10% sobre las inversiones, y basarlo en una revisión aplicada solamente en los proyectos de inversión donde efectivamente se evidencie alguna inconsistencia insalvable en la información presentada.

17. Reconocimiento de inversiones sustentadas con Procesos de Concurrencia

Le recordamos a la ASEP que cumpliendo con lo establecido en los artículos 24 y 26 del Título IV Reglamento de Distribución y Comercialización, Régimen Tarifario, la empresa distribuidora presentó un resumen de los procesos de concurrencia que fueron llevados a cabo para las inversiones capitalizadas para el periodo 2018-2022, así como la Declaración Jurada que certificaba esta información.

Asimismo, se presentó una apertura adicional de los principales procesos de libre concurrencia que fueron solicitados por la ASEP, incluyendo desde las propuestas económicas, hasta el informe de adjudicación.

En tal sentido, y tal como lo indican los artículos 24 y 26 del RDC, solicitamos a la ASEP que para los costos de estas inversiones se les reconozca como costo eficiente el resultado de los procesos de concurrencia y esto es, sin aplicarle ningún descuento o castigo adicional.

18. Actualización de la metodología de cálculo propuesta IMP

Con base en la Resolución AN No. 18256-Elec del 28 de febrero de 2023, se hace necesario que en el documento final de Metodología de Cálculo de la Propuesta de Ingreso Máximo Permitido (IMP) se elimine el CAPÍTULO III ANÁLISIS DE LOS COSTOS OPERATIVOS REALES DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN al no ser relevante en esta Consulta Pública ni es utilizado para los cálculos del IMP y así evitar malinterpretaciones por parte de cualquier

lector de este documento e inconsistencias con lo planteado en el Título IV. Régimen Tarifario del Reglamento de Distribución y Comercialización.

Panamá, 9 de marzo de 2023

CINTHYA CAMARGO SAAVEDRA

Anexo 1. Nota UFINET Panamá 48, 2023 de 8 de marzo de 2023

Anexo 2. Informe en Excel y en Archivo Comprimido de Materiales – Compras Internacionales y Nacionales

Anexo 3. Nota CM- 236-22 e Informe de Pérdidas Técnicas.