



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 2290-8000; Fax: (502) 2290-8002

Sitio web : www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

En la Ciudad de Guatemala, siendo las 16 horas con 04 minutos del día 28 de noviembre de dos mil dieciocho, en **Diagonal 6, 10-50 zona 10, Edificio Interamericas, Torre Sur, Nivel 14**, NOTIFIQUÉ la **Resolución CNEE-229-2018 y su anexo** de fecha **veintisiete de noviembre de dos mil dieciocho**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, a **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, por medio de cédula de notificación que entrego a Eliza Mejía, quien de enterado SI () – NO () firma. DOY FE.

REGULACIÓN Y TARIFAS
ENERGUATE ELISA MEJIA
Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.
Fecha: 28/11/18 Hora: 16:04

(f) Notificado

Doc.: GTTE-18-11
CNEE-229-2018 4 folios
Anexo 250 folios

(f) Notificador

Comisión Nacional de Energía Eléctrica
PROCURADOR - NOTIFICADOR
WATTEN CASTANEDA



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Resolución CNEE-229-2018

Guatemala, 27 de noviembre de 2018

LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 4, establece que es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, entre otras, cumplir y hacer cumplir la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones a los adjudicatarios y concesionarios; proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias y definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación de acuerdo a la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 6, define, entre otros, al Adjudicatario, como la persona individual o jurídica a quien el Ministerio otorga una autorización para el desarrollo de las obras del transporte y distribución de energía eléctrica y que está sujeto al régimen de obligaciones y derechos que establece la citada Ley; al Distribuidor, como la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica; y como Servicio de Distribución Final, el suministro de energía eléctrica que se presta a la población, mediante redes de distribución, en condiciones de calidad de servicio y precios aprobador por la Comisión.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 59, estipula que están sujetos a regulación, entre otros, los precios del suministro de energía eléctrica que se presta a Usuarios del Servicio de Distribución Final; mientras que en el artículo 60, establece que los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de construcción de empresas eficientes. En concordancia con lo anterior, dicha ley, en el artículo 71, preceptúa que el VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en los artículos 61 y 76, preceptúa que las tarifas a usuarios del servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión, estructurando un conjunto de tarifas para cada Adjudicatario, a través de adicionar los componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución, con los componentes de costos eficientes de distribución estructurándolas de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector; tarifas que deberán reflejar, en forma estricta, el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica; estableciendo además que, en ningún caso, los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en el artículo 67, indica que el Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere. Por su parte, el artículo 73, entre otras estipulaciones, establece que la anualidad constante del costo de capital, correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente, será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

CONSIDERANDO:

Que la Ley General de Electricidad, en los artículos 74 y 75, entre otras consideraciones, establece que cada distribuidor deberá calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-, mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión. Los términos de referencia del o de los estudios del VAD serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de los mismos. Asimismo, la Comisión revisará los estudios efectuados y podrán formular observaciones a los mismos. Por su parte, en el artículo 77, se estipula que la metodología para la determinación de las tarifas será revisada por la Comisión cada cinco (5) años.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 82, establece que los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobadas por la Comisión mediante resolución y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. No se incluirán, según el artículo 83 de dicho reglamento, como costos de suministro, para el cálculo de las tarifas base, los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 84, preceptúa lo siguiente: "Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente." Así mismo, dicho reglamento, en el artículo 85, establece que: "...Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período. Finalmente, en el artículo 90, indica que en los factores de pérdidas en baja tensión se incluirán además de las pérdidas técnicas, un porcentaje de pérdidas no técnicas correspondiente a una empresa eficiente, en base a los criterios que establecerá la Comisión.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 95, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cada cinco años fijará tarifas, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias, así como los cargos por corte y reconexión para Usuarios del Servicio de Distribución Final y estos tendrán una vigencia de cinco años. Por su parte, en el artículo 97 del referido reglamento, se estipula entre otras consideraciones, que los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular los componentes del Valor Agregado de Distribución. Dichos estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución. La Comisión, determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD y clasificará a las distintas distribuidoras, o partes de las distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia.

CONSIDERANDO:

Que el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en el artículo 98, determina que, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de la empresa consultora especializada; que, cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes, las justificaciones por cada renglón de costo a incluir y las respectivas fórmulas de ajuste, así como el respectivo informe de respaldo; y que la Comisión en el plazo de dos meses resolverá sobre la



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores, formulando las observaciones que considere pertinentes, con lo cual el Distribuidor, a través de la empresa consultora, analizará las observaciones, efectuará las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de 15 días de recibidas las observaciones.

CONSIDERANDO:

Que, para el caso específico del Estudio del Valor Agregado de Distribución de **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, a la que podrá denominarse indistintamente la "Distribuidora", la Comisión le emitió los correspondientes Términos de Referencia -TDRs-, por medio de la Resolución CNEE-4-2018, de fecha veintitrés de enero de dos mil dieciocho, los cuales rigen la realización del referido estudio.

CONSIDERANDO:

Que **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, con fecha veintiocho de septiembre de dos mil dieciocho remitió a esta Comisión mediante nota identificada como GG-323-2018-09-28, el Estudio Tarifario, con el objeto que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica analice el contenido del mismo, de conformidad con los Términos de Referencia para la realización del Estudio del Valor Agregado de Distribución y la normativa legal vigente; análisis que se encuentra contenido en el dictamen técnico identificado como GTTE-Dictamen-619, elaborado por la Gerencia de Tarifas de esta Comisión, el cual obra dentro del expediente identificado como GTTE-18-11.

CONSIDERANDO:

Que del estudio presentado por la Distribuidora, al ser analizado por el personal técnico de esta Comisión, se determinó que el mismo se apartó de lo estipulado en los lineamientos establecidos en la Ley General de Electricidad, su reglamento y los Términos de Referencia aprobados, ya que entre otras inconsistencias detectadas se verificó que no se presentó la totalidad de la información de sustento correspondiente y sus respectivas memorias de cálculo; que las bases de datos contenían información que imposibilitaba su trazabilidad o que contenía costos y valores injustificados e incongruentes; que no se consideró la modelación de la empresa eficiente de referencia; que en los relevamientos de instalaciones presentó información inconsistente y diferente a sus instalaciones reales. Por ello, y en virtud de lo expuesto, dadas las inconsistencias, falta de justificaciones, sobrevaloraciones, contradicciones e información incompleta detectada en el estudio presentado por la Distribuidora, no es posible su aprobación, toda vez, que el mismo, limita el análisis para la determinación de la empresa eficiente de referencia y el Valor Nuevo de Reemplazo de los bienes físicos de la autorización, óptimamente dimensionadas y económicamente adaptados y justificados para prestar el servicio requerido, pudiendo inducir al reconocimiento de sobrevaloraciones, ineficiencias y costos excesivos en las tarifas; hecho contrario a lo ordenado en la normativa, en perjuicio de los usuarios finales.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en lo considerado y en los artículos 4, 6, 59, 60, 61, 71, 74, 75, 76, 77 y 78 de la Ley General de Electricidad, y los artículos 80, 82, 83, 92, 93, 95, 97, 98 y 99 del Reglamento de la Ley General de Electricidad,

RESUELVE:

- I. Declarar improcedente el Estudio Tarifario presentado por **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima** y formular las observaciones contenidas en el dictamen técnico identificado como GTTE-Dictamen-619, las cuales se adjuntan, como anexo a la presente resolución.
- II. **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, a través de la empresa consultora, deberá analizar y atender todas las observaciones formuladas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y efectuar las correcciones y ajustes al estudio mencionado en el numeral anterior, cumpliendo estrictamente con lo establecido en la Ley General de Electricidad, su reglamento y en los Términos de Referencia contenidos en la Resolución CNEE-4-2018; debiendo



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

enviarlo nuevamente a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, dentro del plazo de quince (15) días de recibidas las observaciones notificadas mediante la presente resolución.

- III. La Consultora de **Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima**, deberá atender únicamente las observaciones que se consignan en el anexo de la presente resolución; por lo que, no podrá incorporar cambios, ampliaciones, modificaciones o adiciones a sus informes, modelos, memorias de cálculo y demás documentación de soporte, que no sea objeto de observación en el referido anexo.

Notifíquese. -

Ingeniero Minor Estuardo López Barrientos
Presidente

Ingeniero Miguel Antonio Santizo Pacheco
Director

Ingeniero Julio Baudillo Campos Bonilla
Director



Licenciado David Estuardo Herrera Bejarano
Secretario General a.i.

SECRETARIO GENERAL a.i.



Anexo de la Resolución CNEE-229-2018
Observaciones al Informe de Etapa G.1 – Estudio Tarifario
Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.

ETAPA A – ESTUDIO DE LA DEMANDA

Proyección de la Demanda – Etapa A1

1. Datos Históricos

Los Términos de Referencia en su numeral 3.2, establecen que "El análisis de proyección de la demanda deberá efectuarse con datos históricos de diez años como mínimo. Para este caso el período mínimo corresponde al rango 2007-2016."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora, utiliza para su análisis los datos históricos de clientes y energía vendida desde el año 2002 hasta el año 2017, lo cual no cumple con los TDRs al utilizar un año posterior al año base del Estudio.

En la imagen a continuación, contenida en la hoja "Modelos analíticos" del archivo Excel "DR_Proj Global y Espacial.xlsb", se observa que las proyecciones de energía se realizan a partir del año 2018.

Año	2002	2003	2004	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
EDSS Total MWh	230,891	254,592	238,157	496,736	496,491	512,358	524,410	536,173	548,036	560,284
Crec. %		10.3%	-6.4%	3.8%	0.0%	3.2%	2.4%	2.2%	2.2%	2.2%
EUBISS MWh		0.69	-19.0%	0.22	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
Crec. %										
EDSS Normal Total MWh	86,841	95,756	127,477	142,867	245,426	259,679	273,775	287,908	301,880	315,607
Crec. %		10.3%	33.1%	10.3%	1.4%	5.8%	5.4%	5.2%	4.9%	4.5%
EUBISSN MWh		7.12	32.6%	3.97	4.49	9.85	9.85	9.74	9.71	9.50
Crec. %										
EUBIS Total MWh	117,732	150,348	165,674	739,603	741,918	772,037	758,186	824,081	849,916	875,890
Crec. %		10.8%	4.4%	8.8%	0.3%	4.1%	5.4%	9.2%	3.1%	3.1%
EDTDp MWh	5,834	5,246	4,250	61,046	58,040	54,955	51,812	48,650	45,504	42,405
Crec. %		-10.4%	-17.8%	2.7%	-5.3%	-5.7%	-6.1%	-6.5%	-6.8%	-7.1%
EMTDp MWh	61,917	75,058	79,798	71,895	78,092	84,303	89,475	94,578	99,583	104,474
Crec. %		21.2%	6.2%	-11.2%	8.2%	7.5%	6.1%	5.7%	5.3%	4.9%
EAP sin balasto MWh	38,428	48,027	58,128	81,203	68,328	61,482	58,810	56,661	54,545	52,468
Crec. %		25.0%	21.2%	1.4%	-15.6%	-10.0%	-4.6%	-3.7%	-3.7%	-3.7%
EMTDp MWh	514	241	534	1,831	1,819	1,483	1,508	1,522	1,537	1,552
Crec. %		-53.0%	132.4%	7.0%	-1.7%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
EMTDp MWh	74,362	65,358	5,293	47,741	31,503	31,808	32,115	32,425	32,738	33,054
Crec. %		-12.1%	-95.0%	-24.6%	-34.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
EPejeFT_MT MWh	98,534	86,080	51,260	145,990	167,310	168,936	170,557	172,208	173,866	175,545
Crec. %		-12.6%	-42.9%	28.4%	14.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%

La inclusión de la energía del año 2017, dentro de la serie histórica con la cual se realizan las proyecciones, resulta en una desaceleración del crecimiento en las proyecciones de los subsiguientes años marcado por un aumento de las pérdidas según la información presentada por la Distribuidora, no así si se analiza el consumo total en la entrada de la



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

red de la Distribuidora. Lo anterior es contradictorio e incongruente con lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora referente a revertir la situación de las pérdidas, como lo propone en el próximo quinquenio, misma que la Distribuidora proyecta alcanzar mediante los planes de Gestión de Pérdidas No Técnicas. La inclusión de este efecto de aumento de las pérdidas durante el año 2017, sesga el resultado de la proyección al introducir esta tendencia creciente de las pérdidas, en los posteriores años proyectados y una subestimación del crecimiento del consumo de energía en la red de la Distribuidora, lo cual evidencia los resultados inesperados e inconsistentes.

Por otro lado no se observa que el Consultor de la Distribuidora haya realizado la proyección de la energía y potencia máxima a nivel de la entrada de Distribuidora (registros AMM), como lo indica la literal d del numeral 3.4 de los TDRs, esto implica que el Consultor debe realizar sus proyecciones considerando la energía y potencia máxima a la entrada de las redes del Distribuidor, valor que debe ser coincidente con lo reportado por el Sistema de Medición Comercial (SMEC) del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), así mismo, se detectó que el Consultor de la Distribuidora, no incluye la totalidad de la demanda de usuarios conectados a la distribuidora en función del transportista (Empresas Eléctricas Municipales), por lo que se requiere incluya todos los usuarios de peajes en función del transportista (Grandes Usuarios, Empresas Eléctricas Municipales, entre otros) conectados a la red de la Distribuidora, toda vez que dichos usuarios utilizan la red de la Distribuidora y ésta les cobra por el servicio de peaje en función de transportista, por lo que dicha demanda de potencia y energía deberá ser considerada en el análisis para la distribución de los costos del Valor Agregado de Distribución.

A continuación se presenta a manera de ejemplo los cuadros de energía y potencia para el año 2016, y a manera de ejemplo se presenta una imagen de la facturación que la Distribuidora emite a una Empresa Eléctrica Municipal por el servicio de peaje en función del transportista.

Mes	Energía kWh	Potencia MW
ene-16	115,447,534	256.4
feb-16	108,398,075	265.9
mar-16	127,443,157	278.1
abr-16	126,100,355	272.6
may-16	128,942,927	268.9
jun-16	118,615,875	266.4
jul-16	122,355,454	261.2
ago-16	123,932,396	265.1
sep-16	117,831,830	260.0
oct-16	122,569,434	266.9
nov-16	118,063,569	272.7
dic-16	125,328,909	271.9



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002



DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A.
DIAGONAL 6 10-50 ZONA 10 INTERAMERICAS WORLD CENTER TORRE SUR NIVEL 14 OF 1401
R.T. 1094620-3

REIMPRESIÓN

Factura No.: ORR0000000056110

INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN RUTA 4 IT. 3
GUATEMALA, ZONA 09, 07 AVENIDA, 2 -29 S-1, INDE
MED. INDE000009

N.I.S.

5078439

Oficina Comercial

N. I. R.

Mes de la Factura

Fecha de Emisión

Fecha Vencimiento

TECULUTAN

0 5078439.01 13/02/2014

ENERO

13/02/2014

03/03/2014

Dirección del Suministro

Titular del Contrato

N.I.T.

ZACAPA, ZONA 0, CALLE PRINCIPAL

INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

245540-4

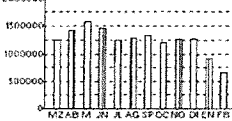
Tipo de Consumo	No. de Medidor	Lectura Anterior	Lectura Actual	Multiplic.	Consumo	Conceptos de facturación	Importe en Q.
Activa kWh	INDE0000009	65067470	65715170	1	647,700	Recargo de Factor Potencia con IVA	1,315.40
Demanda kW	INDE0000009	1,427,744	1,427,744	1	1,427,744	Cobro Por VAD con IVA	96,162.33
Reactiva kVARh	INDE0000009	18976667	19299843	1	322,976	Cobro por Pérdidas de Energía con IVA	30,377.47
						Total Factura	132,855.20

Periodo de Lectura	Tarifa	No. de Contrato	Código Actividad Económica
Desde 30/12/2013 Hasta 30/01/2014	PIH	1104000726	PEAJE NO GRUPO UF

Información Complementaria

Cobro en F:	0.89	Importe sin IVA	120,000.00
Cobro Por VAD	DAVA	Importe sin IVA	1,315.40
1,427,744	60,116,087	Importe sin IVA	96,162.33
Cobro por Pérdidas	DAVA	Importe sin IVA	30,377.47
647,700	0,548,768	31,587,03	

Historial de Consumo



Detalle de la Morosidad			Saldo de Convenio de Pago
90 días o más	60 días	30 días	
0,00	0,00	0,00	0,00
Total Deuda			132,855.20

SU CONSUMO MEDIO DURANTE LOS ULTIMOS 12 MESES HA SIDO DE Q. / DIA 8.377,68

NUESTRO TELEFONO DE ATENCION CLIENTE

2385-2222

ESTIMADO CLIENTE

Gracias por mantener su pago al día

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 3.2 de los Términos de Referencia (TDRs), se requiere al Consultor de la Distribuidora que rectifique la propuesta de proyección de la demanda a manera de no incluir en su análisis los datos de clientes y energía vendida del año 2017, utilizando únicamente los datos históricos hasta el año 2016, considerando que el año base del Estudio del Valor Agregado de Distribución es el año 2016. Así, las proyecciones deben realizarse iniciando en el año 2017. Asimismo, las tasas de proyección de energía y potencia que entregue el Distribuidor deberán calcularse considerando lo reportado por el Sistema de Medición Comercial (SMC) del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), lo cual debe incluir las mediciones de todos los usuarios regulados y usuarios de peajes en función del transportista (Grandes Usuarios, Empresas Eléctricas Municipales entre otros); a manera de retirar del análisis de la proyección de crecimiento de la demanda, las distorsiones que causa el aumento de pérdidas al utilizar como base de proyección las ventas reportadas por la Distribuidora.

2. Metodología – Proyección de la Demanda

Los Términos de Referencia en su numeral 3.3.1 establecen que "Los cálculos de las proyecciones de la demanda de energía, se realizarán por tres enfoques complementarios: a) modelos autorregresivos, b) modelos estructurales, comúnmente denominados modelos de espacio-estado, y c) modelos analíticos. Si bien, estas metodologías pueden conducir a diferentes resultados, se requiere la utilización de tres métodos con el fin de comprobar la robustez de los resultados obtenidos más allá del método utilizado."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

La selección del modelo econométrico más adecuado estará basada en los resultados obtenidos del conjunto de Estadísticos de Precisión (Error Absoluto y Porcentual de la Media "MAD y MAPE", Error Cuadrático de la Media "MSE", Raíz del Error Cuadrático de la Media "RMSE") para un horizonte de proyección de n períodos. Se deberá seleccionar aquel modelo que permita minimizar el conjunto de los estadísticos de precisión, entre las distintas alternativas consideradas. Si en dado caso se considera pertinente utilizar otro método estadístico de proyección, éste deberá ser presentado a la CNEE para su evaluación y aprobación. Finalmente el modelo a utilizar será aquel que mejor explique las variables que se desean proyectar.

Para plantear los diversos modelos se tendrán en cuenta las propiedades estadísticas de las variables bajo estudio (presencia de raíz unitaria, cambios estructurales, etc.). Del mismo modo, en todos los casos se deberá evaluar la inclusión de variables explicativas, tales como, los costos de la energía y/o alguna variable que refleje el nivel de producción de la economía para calcular proyecciones de la demanda y variables demográficas para las proyecciones del número de clientes; siempre que su incorporación al modelo de pronósticos produzca una mejora en la calidad de las proyecciones, traducido en una reducción del error de pronóstico. La evaluación de la inclusión de variables explicativas a los modelos de pronóstico, así como los resultados y conclusiones del Consultor en cuanto a su inclusión, deberán presentarse dentro del contenido del Informe de Etapa."

Sin embargo, haciendo caso omiso a lo establecido en los Términos de Referencia, el Consultor de la Distribuidora únicamente presenta dentro de su informe, apartados como el siguiente (numeral 6.4.2.3, página 56 modelos empleados para la categoría MTD) en donde indica respecto a los Modelos Analíticos lo siguiente:

6.4.2.3. Modelo analítico

Se evaluaron distintos modelos tendenciales, pero no fue posible la obtención de resultados satisfactorios debido al comportamiento irregular de la serie histórica de venta de energía.

Se aplicó directamente la tasa histórica 2002 – 2017.

El ECM del modelo seleccionado es 0.53981

En el mismo sentido, dentro de la única memoria de cálculo presentada en el archivo "DR_Proj Global y Espacial.xlsx", no se presenta ninguna referencia de cálculo alguno para estos modelos analíticos.

Este tipo de modelos consisten en dilucidar los mecanismos causales, físicos y económicos que determinan el comportamiento de la variable a proyectar y vinculan las variables a ser explicadas (usuarios, consumo unitario, energía, entre otros) con sus causas materiales concretas, en forma cuasi determinista, por ejemplo, en el caso del Sector Residencial (BTS en general):

- i. BASE - Proyecciones de población (habitantes) de una fuente confiable.
- ii. VIVIENDAS - Población dividido por el índice de cohabitación proyectado (habitantes/viviendas).
- iii. USUARIOS - Viviendas por el grado de electrificación proyectado (GE).

Es muy poco probable contar con un estudio analítico de los consumos unitarios, sin embargo, conforme lo analizado en un punto anterior, es posible proyectarlos teniendo en



cuenta los rendimientos decrecientes en función de la tendencia de los nuevos usuarios a conectar.

Por otra parte en sus proyecciones, según el mismo Consultor, se utilizan curvas de ajuste independientes para la cantidad de usuarios y energía, tanto en las categorías BTD como MTD, y se omite verificar el comportamiento de la variable-indicador consumo unitario, cociente de las anteriores, cuestión que es básico controlar en una prospectiva analítica.

En rigor, en una metodología de tipo analítico se debería analizar primero cómo se espera que evolucionen los usuarios de la categoría en estudio, vinculándola, por ejemplo, con la población, con su participación en el conjunto, entre otros.

Seguidamente, se debe evaluar el comportamiento histórico de los consumos unitarios de ese sector, si vienen aumentando por la presencia de clientes cada vez mayores o viceversa, o han fluctuado en torno a un valor promedio.

Hasta este momento, debería obtenerse la energía como producto de ambas series anteriores y ahora analizar cómo evoluciona esa variable resultante con respecto a la energía histórica y a su participación en el conjunto.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 3.3.1 de los Términos de Referencia (TDRs), se requiere al Consultor de la Distribuidora proceda a realizar sus proyecciones de demanda iniciando en el año 2017, considerando los modelos analíticos que se requieren en los TDR, con la finalidad de verificar la robustez de los métodos de cálculo utilizados.

3. Datos Utilizados para la Proyección – Variables Explicativas

Los Términos de Referencia en su numeral 3.3.1 establecen que *"Para plantear los diversos modelos se tendrán en cuenta las propiedades estadísticas de las variables bajo estudio (presencia de raíz unitaria, cambios estructurales, etc.). Del mismo modo, en todos los casos se deberá evaluar la inclusión de variables explicativas, tales como, los costos de la energía y/o alguna variable que refleje el nivel de producción de la economía para calcular proyecciones de la demanda y variables demográficas para las proyecciones del número de clientes; siempre que su incorporación al modelo de pronósticos produzca una mejora en la calidad de las proyecciones, traducido en una reducción del error de pronóstico. La evaluación de la inclusión de variables explicativas a los modelos de pronóstico, así como los resultados y conclusiones del Consultor en cuanto a su inclusión, deberán presentarse dentro del contenido del Informe de Etapa."*

3.1 Evolución histórica y proyectada de Población:

El Consultor de la Distribuidora presenta en el archivo "DR_Proj Global y Espacial.xlsx", hoja "Total" la evolución histórica y proyectada de Población según datos y estimaciones del Instituto Nacional de Estadística (INE), período 2008-2020, sin embargo, en el Informe del Consultor, Capítulo 3, numeral 3 (página 9), se indica que:

Ante la falta de un censo más reciente en el tiempo, se ha tomado la proyección de la CEPAL que permite corregir levemente la proyección realizada por el INE para el periodo 2008 – 2020, siendo que la de la CEPAL permite cubrir todo el periodo hasta el 2024.



Dado que el Consultor de la Distribuidora indica que no se cuenta con información histórica ni referencias confiables, ni para el INE ni para la CEPAL, es responsabilidad del Consultor haber tomado una decisión razonable, también basado en criterios analíticos, no en datos exógenos no explicados, ni validados. Por ejemplo, observando el crecimiento histórico de los usuarios residenciales en el período 2006-2016, de casi el 4% anual en DEORSA.

El Consultor debería haber estado en condiciones de realizar una proyección tendencial amortiguada con base en datos históricos, del mismo modo que la hace con las variables eléctricas.

Producto de este ajuste, sin ningún sustento razonable, el Consultor de la Distribuidora proyecta la población del área de autorización de la Distribuidora con una tasa interanual de 2.2% que se va reduciendo hasta alcanzar 2024 con 2.0%.

El crecimiento interanual de la población que surge de las estimaciones del INE, considerando estrictamente el área de servicio de DEORSA, habría sido el siguiente:

Periodo:	Tasa de Crecimiento Interanual
Años 2002 a 2008	3.50%
Años 2008 a 2014	2.63%
Años 2014 a 2020	2.56%

Bajo esta perspectiva, no es consistente que el Consultor de la Distribuidora haya previsto una reducción tan brusca del crecimiento poblacional en un área donde históricamente ha sido muy dinámico, por lo que el descenso desde 2.56% a 2.10%, no puede ser considerado como el Consultor de la Distribuidora lo indica "corregir levemente la proyección realizada por el INE...".

3.2 Inclusión de Variables Explicativas en los Modelos de Proyección:

El Consultor de la Distribuidora, estima los modelos Autorregresivos y Estructurales del tipo univariante, es decir, considerando para su estimación y a los fines predictivos sólo la información contenida en la variable bajo análisis. Este tipo de modelos constituye un paso inicial para el análisis que se requiere, pero en sí mismos son de utilidad limitada dado que no tienen en cuenta la influencia que pueden ejercer otras variables (típicamente exógenas), como el aumento de pérdidas en las ventas de la Distribuidora. Los modelos propuestos, son modelos útiles para predicciones de corto plazo, pero no recomendables para el análisis de mediano y largo plazo ya que no proporcionan información estructural acerca de la relación de esta variable con otras variables explicativas.

Sin embargo, carecen en absoluto de una explicación conceptual de cuál es el criterio rector de este tipo de modelos, qué procuran representar y cuáles son las diferencias entre los diferentes tipos.

En particular falta toda explicación de cómo se vinculan las formulaciones matemáticas expuestas con las variables a proyectar: usuarios, consumos, consumos unitarios, entre otros, y con sus fuentes históricas explicativas. Es decir, se trata de una exposición en abstracto que no desciende a los términos concretos del proceso que intenta resolver.

El Consultor de la Distribuidora indica en su informe que:

"El énfasis de este método de predicción esta puesto en el análisis de las propiedades probabilísticas, o estocásticas, de las series de tiempo económicas. En estos modelos, la explicación viene dada por los valores pasados o rezagados de la propia variable independiente, y por los términos de error estocásticos.

Cabe notar que los modelos ARIMA no pueden ser derivados de teoría económica alguna. Los modelos ARIMA puros, como los utilizados en el informe presentado por ENERGUATE tienen la ventaja que, al no incluir variables socioeconómicas explicativas, son objetivos.

(...) Estos modelos permiten estimar la demanda de energía a partir del análisis de la estructura intrínseca de la serie en el pasado, y como tal, resultan absolutamente válidos para el pronóstico.

De lo anterior es posible indicar que:

- i. La exclusión de variables socioeconómicas explicativas debilita el análisis técnico de las proyecciones al basar los resultados únicamente en un modelo estrictamente matemático que no considera variables más allá de sus propiedades estadísticas intrínsecas.
- ii. Lo anteriormente indicado cobra mayor sentido al considerar que la demanda de electricidad depende de los hábitos eléctricos de las personas, de su poder de pago, del crecimiento de la cantidad de personas que la usan, entre otro; las cuales son variables socioeconómicas que exceden el simple cálculo de un modelo matemático.
- iii. El estudio de las tendencias es importante sobre todo en el comportamiento de las variables que determinan el consumo, que pueden ser múltiples y con diverso grado de evolución, pero el estudio de las tendencias no puede ser "ciego" sino que debe tener en cuenta la variación de los escenarios históricos y futuros, considerando factores como la "ley de los rendimientos decrecientes" que se produce entre el auge y la saturación de un fenómeno.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 3.3.1 de los Términos de Referencia (TDRs), se requiere al Consultor de la Distribuidora que:

- A. Explicar y fundamentar el abrupto descenso que propone para el crecimiento de la población, el cual sin duda alguna tiene consecuencias en las tasas de crecimiento de la tarifa BTS y, de modo indirecto, en las de toda la Distribuidora.
- B. La estimación de modelos multivariante, en los que se pueden incluir retardos de la variable endógena (modelos autorregresivos de diferente orden) además de la inclusión de variables explicativas que puedan explicar las tasas de crecimiento propuestas.
- C. Desarrollar en su informe los modelos utilizados, de manera que cualquier lector pueda entender el porqué de la selección de ciertas variables para pronosticar el comportamiento de los consumos y los usuarios en próximo quinquenio.

4. Proyección Usuarios Residenciales (BTS y BTSS)

Los Términos de Referencia, en su numeral 3.3.2.1 establecen que "Para el cálculo de proyecciones del número de clientes se evaluará la incorporación de información referida a indicadores demográficos (cantidad de habitantes, cantidad de hogares, etc.) y socioeconómicos para el período de análisis. Cabe destacar que estos datos auxiliares son estimados para los períodos intercensales y están disponibles con periodicidades anuales y desagregadas geográficamente hasta el nivel de departamento.

Además, para estos clientes se plantearán diversos escenarios referidos a la normalización de usuarios con conexión irregular, con bajos consumos iniciales para el efecto de estimar el impacto de esta política sobre el nivel de demanda proyectado.

Deberá efectuarse una proyección de la cantidad de usuarios y su consumo individual. A partir de estas estimaciones deberá determinarse la demanda total de energía proyectada para este segmento.

Se deberá considerar además el saldo entre el ingreso de nuevos usuarios y la desconexión de usuarios existentes.

Para la proyección de usuarios residenciales se deberá utilizar los datos promedio de cada año bajo análisis."

El Consultor de la Distribuidora prevé un sensible descenso en los usuarios de esta categoría de usuarios (BTS y BTSS), similar al descenso de la tasa de la población mencionado en la observación anterior.

Por su parte, el crecimiento previsto de los consumos sufre una disrupción muy difícil de sustentar, donde la tasa de evolución anual se reduce bruscamente a la mitad de la histórica de todo el decenio. Nuevamente, cabe mencionar que el Consultor de la Distribuidora, de manera contradictoria, utiliza dentro de su proyección el efecto que causa el aumento de las pérdidas dentro de la información base para su proyección creando una tendencia de desaceleración del crecimiento de las mismas, y por otro lado, propone un plan de reducción de Pérdidas No Técnicas cuyo efecto lógico es el incremento de las ventas. Por lo que, el Consultor de la Distribuidora debe corregir dicha incongruencia planteada en sus proyecciones.

Tasa de Crecimiento	Periodo 2006-2016	Periodo 2006-2017	Periodo 2011-2016	Periodo 2017-2024 (Propuesta Consultor de la Distribuidora)
Ventas de Energía	5.9%	5.4%	6.1%	2.7%
Usuarios	3.3%	3.4%	3.8%	3.0%

En cuanto a los consumos unitarios, al observar el periodo 2017-2024 se deduce un ligero crecimiento de los consumos unitarios, coincidente con el crecimiento sostenido de este indicador todo el decenio pasado.

El área de la Distribuidora, aún con muy bajos consumos unitarios, paulatinamente va desarrollando sus hábitos eléctricos.

Sobre lo anterior se observa que:

- a. Cuando se incluye el año 2017 como dato histórico, dentro del análisis, se observa una ligera caída de los consumos unitarios en el período 2016-2024. Sin embargo, si se elimina la influencia singular del año 2017, éstos crecerían durante el período 2017-2024, confirmando que el área de DEORSA, aunque con consumos por usuario algo mayores que los de DEOCSA, tiene aún margen para el desarrollo potencial de sus hábitos eléctricos.
- b. El Informe del Consultor de la Distribuidora, en su numeral 4.1, al calificar estas series crecientes de consumo unitario, expresa:

"...registra un comportamiento creciente en el periodo histórico alcanzándose un máximo en 2016, registrando en 2017 una tasa negativa".

En rigor y desde un punto de vista metodológico y estadístico válido para esta clase de análisis, no se justifica considerar un único año con crecimiento negativo, y precisamente el año 2017 (donde la Distribuidora informa que se produjo un incremento de las pérdidas, y no así una desaceleración del crecimiento de la energía consumida en la red de la Distribuidora), que no debe ser considerado dentro del periodo de datos históricos, para deducir de ello una "tendencia", sobre todo si los años precedentes tuvieron crecimientos significativos, como en el caso de la Distribuidora. En la serie de 14 años se suceden años de gran crecimiento con otros de escasa evolución, sin que ello dé derecho a definir una tendencia. Prueba de ello, los dos años previos al decenio (2004; 2005) decrece el consumo unitario, sin embargo luego sigue un período de buen crecimiento. Lo que sucede en uno o dos años particulares no alcanza para establecer una tendencia: un crecimiento más alto o más bajo puede obedecer a múltiples razones puntuales, climáticas, económicas, sociales, entre otros, que los diferencian del año anterior y se revierten al año siguiente.

- c. El Consultor de la Distribuidora expone una serie de razones sobre los presuntos motivos de tal "cambio de tendencia", entre los que cita, i. La incorporación de nuevos usuarios periféricos de bajos recursos y menores hábitos eléctricos. ii. Incorporación de usuarios de urbanizaciones que tienen hábitos eléctricos desarrollados pero instalan equipos de última generación y mayor eficiencia de consumo.

Sin duda todas esas razones podrían ser válidas para evidenciar la "ley de los rendimientos decrecientes" que se da en todos los órdenes de evolución temporal, del comportamiento de variables. No obstante, no son suficientes para demostrar un "cambio de tendencia", aunque sí considerar una moderación de la tendencia, que es lo que se hace en todas las proyecciones de carácter analítico, pero nunca realiza el análisis atípico del 2017, correspondiente al aumento de las pérdidas, que sesga la tendencia de proyección en los subsiguientes años. Tal como se puede observar, al comparar los resultados presentados respecto al total de la demanda de la Distribuidora (medición AMM) y sus proyecciones presentadas.

Por último, el Informe del Consultor de la Distribuidora presenta otra contradicción, al afirmar que:

"Nuevamente, es válido el comentario realizado al principio respecto a que debe incluirse la información observada más actual, y que no hacerlo aumenta las posibilidades de



cometer errores de pronóstico relevantes debido al comportamiento observado en el consumo en los últimos años."

Esto contradice lo afirmado en relación con la observación "3.2 *Inclusión de Variables Explicativas en los Modelos de Proyección*", donde afirma la objetividad de los modelos estadísticos puros. De un modelo 100% tendencial no sería posible extraer las tasas proyectadas por el Consultor de la Distribuidora. Sobre todo, por las condiciones atípicas de variaciones de pérdidas que la Distribuidora reporta.

Para defender esos resultados tendenciales no alcanzan las explicaciones estadísticas ni los fenómenos puntuales (variación 2016-2017) sino que sería necesaria **una explicación profunda y objetiva de las causales físico-económicas sobretodo de las ventas reportadas por la Distribuidora para el año 2017**, que determinarían esa reducción inesperada y abrupta de los consumos históricos, y si la misma se mantendrá en los siguientes años de proyección de acuerdo a sus mismos análisis que presenta en las siguientes etapas (programa de reducción de pérdidas), y su inconsistencia con las proyecciones de crecimiento de la demanda total de la Distribuidora a nivel de la entrada de la red.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 3.3.2.1 de los Términos de Referencia (TDRs), se requiere al Consultor de la Distribuidora evalúe nuevamente los modelos, correlacione sus resultados con el crecimiento del consumo de energía en la entrada de la red (medición del AMM), con las ventas de energía, así mismo tomar en cuenta el efecto del incremento de las pérdidas que presenta el Consultor de la Distribuidora, mismos que impactan en una reducción de las ventas de energía y que no reflejan en sí una reducción del crecimiento del consumo de energía de los usuarios, así mismo, al incluir los datos atípicos de las ventas del año 2017 (aumento de las pérdidas) distorsiona y modifica la tendencia de crecimiento de la demanda y lo sesga al introducir dentro de la proyección total un aumento constante de pérdidas en el periodo de proyección, en este sentido se requiere que readeque sus resultados de manera que represente lo mejor posible, de forma técnica y sin sesgos, las proyecciones de crecimiento de la demanda, demandas unitarias y cantidades de usuarios de la Distribuidora de las categorías BTS y BTSS, observado estrictamente durante el decenio 2006-2016, considerando los planes propuestos de reducción de pérdidas, y la información del SMEC.

5. Proyección de Alumbrado Público

Los Términos de Referencia, en el numeral 3.3.2.2 establecen que "En cuanto a la energía consumida en concepto de Alumbrado Público (AP), la proyección de consumo se realizará con base en la energía total consumida por dicho sistema (la cual incluirá la demanda de potencia de la bombilla y accesorios de control, arranque y encendido que correspondan), el cual está establecido en los cálculos para la determinación del consumo mensual de energía de lámparas de alumbrado público aprobados por la CNEE.

Para la proyección de Alumbrado Público, se deberán utilizar los datos que se tengan a diciembre de cada año bajo análisis; tomando en consideración que hasta enero de 2014, se registraba únicamente la energía y potencia demandada por la bombilla (no incluía consumo de potencia de accesorios de control, arranque y encendido), por lo que, deberán agregarse los factores de pérdidas de AP aprobados para cada período. A



partir de febrero de 2014 a la fecha, el consumo registrado incluye las pérdidas totales de la lámpara."

Para proyectar esta categoría de Alumbrado Público, el Consultor de la Distribuidora toma en consideración la sustitución de luminarias de mal rendimiento (Mercurio) por otras de tecnología eficiente. Sin embargo, esta propuesta de sustitución de lámparas, es cuestionable en cuanto a las hipótesis de base, que se refiere a un porcentaje importante de sustitución de lámparas de alumbrado público que las corporaciones municipales realizarían cada año; sobre todo, tomando en cuenta los procedimientos burocráticos institucionales y los procedimientos y requerimientos a cumplir de las leyes de adquisiciones del país.

Se parte de asumir una sustitución masiva en 2017, superior al 16% de las luminarias de Mercurio, pero no se aclara si ese dato está realmente relevado o es una hipótesis de trabajo, ya que, en rigor, el inventario de luminarias correspondería al año 2016.

Continúa suponiendo que habrá una sustitución significativa en 2018, que alcanzará al 8% de las luminarias, y luego, paulatinamente irá descendiendo ese porcentaje hasta alcanzar el 2% en el año 2024. La sustitución masiva exige un esfuerzo financiero considerable, que difícilmente los municipios estén en condiciones de encarar por sí mismos, no se observa que analice los crecimientos estacionales de instalaciones de nuevas lámparas de alumbrado público. La Distribuidora sin presentar una base sustentable propone cambios agresivos de lámparas de Alumbrado Público, cuando esto no depende de ella, sino más bien de decisiones, prioridades y capacidades financieras de cada municipalidad. Se desconoce que haya planes de financiación para este particular.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 3.3.2.2 de los Términos de Referencia (TDRs), con respecto a la incorporación de programas de sustitución de las lámparas existentes por otras de menor consumo de potencia y energía, se requiere al Consultor de la Distribuidora que no considere los mismos ya que dicha situación es ajena a la potestad de la Distribuidora y depende de las decisiones económicas, prioridades y capacidades financieras de cada municipalidad.

6. Proyección de Usuarios con Medición de Demanda y Usuarios de Peaje en Función de Transportista

Los Términos de Referencia establecen en el numeral 3.3.2.3 que *"Los usuarios de la Distribuidora con demanda (BTDp, BTDfp, BTH, MTDp, MTDfp, y MTH) y los usuarios de Peaje en Función de Transportista de Baja y Media Tensión que por su magnitud de demanda (kW), localización y/o características atípicas deben ser reportados en forma particular;..."*

"...Se deberá considerar en el análisis la inclusión de variables tanto económicas como explicativas, al modelo de pronósticos para mejorar los resultados..."

"...Para la proyección de usuarios con medición de demanda y usuarios de Peaje en Función de Transportista, se deberán utilizar los datos promedio de cada año bajo análisis."

6.1 Demandas en Baja Tensión - BTD

El Consultor de la Distribuidora propone la siguiente tasa de crecimiento:

Tasa de Crecimiento	Periodo 2006-2016	Periodo 2006-2017	Periodo 2011-2016	Periodo 2017-2024 (Propuesta Consultor de la Distribuidora)
Ventas de Energía	3.4%	3.2%	3.0%	2.1%
Usuarios	3.0%	2.8%	1.4%	-0.6%

6.2 Demandas en Media Tensión – MTD y Peajes

El Consultor de la Distribuidora propone proyectar en forma conjunta los clientes propios de MT con los usuarios de Peaje, ya que existe una permanente transmigración entre ambas categorías. Las series "suma" muestran comportamientos bastante regulares.

En lo presentado por el Consultor de la Distribuidora se observan las siguientes tasas de crecimiento:

Tasa de Crecimiento	Periodo 2006-2016	Periodo 2006-2017	Periodo 2011-2016	Periodo 2017-2024 (Propuesta Consultor de la Distribuidora)
Ventas de Energía	22.3%	20.4%	7.4%	-3.2%
Usuarios	12.0%	12.0%	4.0%	-0.7%

Las proyecciones de usuarios y consumos del sector de tarifas MTD y Peajes, muestran serias disrupciones con la realidad histórica que no son explicadas en el Informe presentado por el Consultor de la Distribuidora, y las cuales se enuncian a continuación:

- El descenso del crecimiento de la cantidad de usuarios entre el último quinquenio parecería demasiado brusco.
- Los consumos han registrado tasas muy dinámicas, aun en el último quinquenio, en sí mismas y con relación al crecimiento de usuarios lo cual no se refleja en la proyección propuesta por el Consultor de la Distribuidora.
- El consumo unitario, en consecuencia, ha venido creciendo velozmente, por lo cual es inexplicable que de pronto se proyecte su caída en forma significativa.
- Nuevamente se indica aquí, la inconsistencia de atribuir el curso futuro de los acontecimientos a un único año atípico, aspecto ya discutido en varios puntos anteriores.

El aceptar la propuesta del Consultor de la Distribuidora significaría que se espera que se desconecten usuarios de la Distribuidora, de manera progresiva y generalizada. En general se requiere los análisis de correlación con los crecimientos a nivel de la entrada de la red de distribución (medición AMM), como se indicó en las observaciones anteriores, así mismo incorporar todos los usuarios de peaje en función de transportista, específicamente Empresas Eléctricas Municipales, conectadas a la red de la Distribuidora.

Por último, hay un elemento que llama la atención: en todas las proyecciones de venta de energía de la Distribuidora de diferentes sectores y categorías se termina previendo una tasa de crecimiento de 2.3%.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 3.3.2.3 de los Términos de Referencia (TDRs), se requiere al Consultor de la Distribuidora evalúe nuevamente los modelos y se readecuen de manera que represente lo mejor posible la realidad del crecimiento de las ventas y consumos unitarios en las categorías BTM, MTD y Peajes observado durante el decenio 2006-2016. Se requiere los análisis de correlación con los crecimientos a nivel de la entrada de la red de distribución (medición AMM), como se indicó en las observaciones anteriores, así mismo incorporar todos los usuarios de peaje en función de transportista, específicamente Empresas Eléctricas Municipales, conectadas a la red de la Distribuidora.

7. Creación de Nuevas Categorías Tarifarias

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 3.2.1 que "A partir de esta Etapa se deberá considerar la creación de las nuevas categorías tarifarias indicadas en el numeral 1.9, así como otras categorías tarifarias que el Distribuidor considere pertinente proponer, para lo cual el Distribuidor deberá incluir las simulaciones de la o las nuevas categorías a partir de esta etapa. El Distribuidor deberá justificar y detallar los criterios para su creación y proyección, a manera que la CNEE pueda analizar la procedencia o no de su inclusión en el estudio."

El Consultor de la Distribuidora propone en su informe la creación de las categorías tarifarias BTS – Autoprodutor; BTM – Autoprodutor; y MTD - Autoprodutor, así como deja planteada la posibilidad de implementar la tecnología prepago para usuarios residenciales.

El comportamiento de los usuarios autoprodutores de la Distribuidora desde el año 2012 y hasta el año 2016, ha sido como se muestra a continuación.

Año	UAEE instalados	KW Instalados	No. UAEE Acumulados	KW acumulados
2012	3	23.0	3	23.02
2013	19	346.2	22	369.22
2014	21	149.9	43	519.133
2015	44	235.7	87	754.818
2016	53	1408.2	140	2,163.00
Total	140	2,163.0		

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora propone lo siguiente para las distintas categorías tarifarias:

En función de lo anterior, se prevé que hacia el final del quinquenio el 1% de los usuarios BTS se conviertan en autoprodutores.

Acumulado de usuarios

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
BTS	113	179	324	556	945	1,645	2,827	4,861	8,391



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Las altas de autoprodutores comenzaron en 2014 con 4 usuarios y al 2017 suman 17, con una tasa de crecimiento en 2016/2017 del 112%. Es de esperar que hacia el 2024, el 10% del total de usuarios BTD presente algún grado de autoproducción.

Acumulado de usuarios

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
BTD	8	17	26	37	53	78	113	165	242

En el caso de las categorías MTD, el Consultor de la Distribuidora indica:

Las altas de autoprodutores comenzaron en 2015 con 1 usuario, llegando a 3 en 2017. Es de esperar que hacia el 2024, la cantidad de usuarios crezca en forma sostenida, considerando la tendencia de las grandes empresas a autogenerarse parte de su consumo a partir de energía limpia. Independientemente de la conveniencia económica, hoy hay una cuestión de imagen que las empresas buscan transmitir a la sociedad por lo que la inversión en autoproducción es una realidad. En el caso de los usuarios MTDp y MTDfp se estima que alrededor del 50% de los usuarios se autogeneren parte de su requerimiento de electricidad hacia el año 2024 mientras que en el caso de los PeajesMT el crecimiento irá más rezagado llegando resultando en un 30% de los usuarios en 2024.

Acumulado de usuarios

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
MTD	2	3	4	6	9	14	21	32	50
PeajeMT			1	2	3	5	9	16	30

De lo anterior se observa, que lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora no es congruente con la realidad de la Distribuidora en el periodo histórico 2012-2016. Tomando en cuenta el año 2016, año base del presente Estudio, se observa que los usuarios autoprodutores instalados en un periodo de cinco años han llegado a ser únicamente 140 usuarios, por lo que no se entiende cómo es posible que de esa cantidad lleguen a aproximadamente 8.7 mil usuarios (el 1% de los usuarios de las tarifas BTS y BTSS). En ese sentido, es necesario analizar el tipo de cliente que tiene el interés y la posibilidad económica, financiera así como acceso al crédito y las condiciones de infraestructura de su vivienda e instalaciones eléctricas para poder instalar este tipo de paneles, ya que de acuerdo al análisis de ahorro que presenta el Consultor de la Distribuidora dentro de su informe, se entiende que el consumo promedio de este tipo de usuarios es como mínimo de 500 kWh/mes. En este mismo sentido, de que la instalación viable para usuarios de alto consumo (500 kWh al mes), y tomando en cuenta las características socioeconómicas de los usuarios de la Tarifa Social y los usuarios que reciben descuentos en sus tarifas (Aporte INDE), los propuestos por el Consultor de la Distribuidora es totalmente incongruente, ya que no existe razonabilidad que usuarios con descuentos en sus tarifas, pierdan esta condición y tengan las capacidades económicas para instalar sistemas de autoproducción, si se analiza a mayor detalle los pocos usuarios que han instalado estos sistemas podrán determinar que la proyección de usuarios solo aplicará a una fracción de usuarios no afectos a la Tarifa Social y estos son 4.8% del total de usuarios de la Distribuidora.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 3.2.1 de los Términos de Referencia (TDRs), se requiere al Consultor de la Distribuidora ajustar sus modelos de manera que en el caso de los usuarios autoprodutores se refleje la tendencia de crecimiento razonable, tomando en cuenta



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

realidad histórica observada en la Distribuidora, es decir, se debe considerar las siguientes tasas de crecimiento de usuarios:

Tarifa	Tasa
BTS autoproduccion	2.90%
BTD autoproduccion	3.43%
MTD autoproduccion	3.47%

La tasa anterior para la tarifa BTS deberá ser aplicada únicamente a usuarios no afectados a la Tarifa Social.

8. Demanda Total de Energía

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 3.3.3 que "Las proyecciones para la demanda total de energía para cada una de las distribuidoras se calcularán, considerando las siguientes dos estrategias:

- Modelo General o Agregado: consiste en la proyección de la Demanda Total de Energía, sin considerar la demanda de los distintos segmentos de mercado (según tarifa de energía eléctrica).*
- Modelo Desagregado: consiste en la proyección de la demanda de energía para cada uno de los segmentos. En todos los casos el horizonte de pronóstico considerado para las proyecciones de la demanda de energía y el número de clientes se extiende hasta el año final de aplicación del Próximo Período Tarifario."*

No obstante que la tasa de proyección de usuarios propuesta por el Consultor de la Distribuidora presenta cierto grado de consistencia respecto a los valores históricos, la tasa de crecimiento del consumo de energía propuesta no se justifica, la cual presenta un quiebre sustancial respecto de una evolución histórica que ha presentado crecimientos estables y sostenidos, los resultados incongruentes presentados, se explican en las observaciones, respecto al haber introducido el sesgo de crecimiento de las perdidas en las proyecciones presentadas, tal como se puede observar en la siguiente tabla:

Tasa de Crecimiento	Periodo 2006-2016	Periodo 2006-2017	Periodo 2011-2016	Periodo 2017-2024 (Propuesta Consultor de la Distribuidora)
Ventas de Energía	6.7%	6.0%	5.1%	2.3%
Usuarios	3.3%	3.4%	3.8%	3.1%

A continuación, se muestra una tabla que contiene los valores de energía en la entrada de la red de la Distribuidora de acuerdo a las mediciones del AMM, en la cual se evidencia y se demuestra nuevamente la inconsistencia en los datos propuestos por el Consultor de la Distribuidora.

Tasa de Crecimiento	Periodo 2008-2016	Periodo 2008-2017	Periodo 2011 - 2016	Periodo 2017-2024 (Propuesta Consultor de la Distribuidora)
Energía	5.72%	5.94%	5.81%	2.3%

En esta tabla se confirma que lo propuesto por el consultor de la Distribuidora es inconsistente e incongruente, frente a los valores históricos de crecimiento estable y sostenido de la energía de la Distribuidora, registrada por la medición comercial del AMM, tal como se explicó en las observaciones anteriores.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 3.3.3 de los Términos de Referencia (TDRs), se requiere al Consultor de la Distribuidora evaluar nuevamente los modelos y readecuar mismos, de manera que representen lo mejor posible la realidad del crecimiento de las ventas totales de la Distribuidora, observado durante el periodo 2006-2016, utilizado para el efecto información de la demanda de la Distribuidora en la entrada de la red (medición AMM). En ningún caso podrán aceptarse tasas de crecimiento significativamente inferiores a las tasas de crecimiento históricas registradas.

9. Proyección de la Potencia Máxima de la Distribuidora

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 3.4 que "Este Informe deberá contener la información base que soporte los datos utilizados para elaborar las proyecciones de esta etapa, desarrollo metodológico, criterios, memorias de cálculo en archivos Excel que sean replicables en su totalidad, y resultados para las siguientes actividades:(...)d. Proyección de energía y potencia máxima a nivel de Distribuidora...".

La evolución prevista por el Consultor de la Distribuidora para la Potencia Máxima simultánea acentúa aún más el escenario de contracción de las proyecciones del consumo total de la Distribuidora (1.7%).

Al analizar los datos históricos de ventas de potencia se observa que se duplica esta previsión:

Tasa de Crecimiento	Periodo 2006-2016	Periodo 2011-2016	Periodo 2017-2024 (Propuesta Consultor de la Distribuidora)
Potencia Máxima calculada*	4.8%	4.5%	1.7%

*Esta potencia es calculada con los factores de caracterización.

A continuación, se muestra una tabla que contiene los valores de potencia máxima en la entrada de la red de la Distribuidora de acuerdo a las mediciones del AMM, en la cual se evidencia nuevamente la inconsistencia en los datos propuestos por el Consultor de la Distribuidora.

Tasa de Crecimiento	Periodo 2008-2016	Período 2011 - 2016	Periodo 2017-2024 (Propuesta Consultor de la Distribuidora)
Potencia Máxima	4.46%	5.54%	1.7%



En esta tabla se confirma que lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora es inconsistente frente a los valores históricos de crecimiento de la potencia de la Distribuidora, registrada por la medición comercial del AMM, debido a los sesgos introducidos en sus proyecciones tal como se estableció en las observaciones anteriores.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 3.4 de los Términos de Referencia (TDRs), se requiere al Consultor de la Distribuidora evaluar nuevamente todos los modelos y readecuar los mismos, de manera que representen valores razonables y acordes a los crecimientos reales de la Distribuidora, tal como lo observado durante el periodo 2006-2016, utilizado para el efecto información de la demanda de la Distribuidora en la entrada de la red (medición AMM). En ningún caso podrán aceptarse tasas de crecimiento significativamente inferiores a las tasas de crecimiento históricas registradas.

10. Exposición de Modelos Matemáticos

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 1.6.3 que "Los Informes de Etapa deberán ser presentados en las fechas límite indicadas en el punto 1.4 e incluir, como mínimo, la descripción, los cálculos, los resultados con su correspondiente evaluación y la información de soporte, según se detalla en la descripción de cada uno.

La información contenida deberá presentarse en conjunto con las correspondientes memorias de cálculo explícitamente desarrolladas y las bases de datos relacionadas y trazables, debiendo proporcionarse los archivos digitales modificables que permitan a la CNEE reproducir cada uno de los procesos o resultados.

Dentro de los informes, deberán incluirse memorias de cálculo, documentación relacionada con el Estudio, actividades, criterios de optimización, modelos matemáticos, etc., con el fin que la CNEE pueda realizar las actividades de supervisión, fiscalización y análisis durante su ejecución y con posterioridad a ella. De igual manera, deberá entregarse copia a la CNEE de toda la información utilizada en los formatos requeridos, tanto en forma impresa como en archivos digitales modificables que permitan a la CNEE replicar los cálculos.

Los informes de Etapa deberán entregarse a la CNEE en formatos de acuerdo a las características de cada Etapa y a la información utilizada por el Distribuidor.

Para los formatos que se presenten como parte de los Informes del Estudio, deberá entregarse el Diccionario de las Bases de Datos que contenga el ID (código de identificación) de cada Campo y la Descripción de los Códigos de la información contenida en cada Variable. Deberán presentarse los formatos en Excel, Access o software similares modificables, con la única excepción para aquellos archivos donde se realicen las simulaciones de flujos de potencia y cálculos de pérdidas de energía y potencia de las redes de distribución propuestas, para lo cual se deberán enviar en formato compatible con el software NEPLAN Versión 5.5.5 o PSS@E Versión 34. Tanto los formatos mencionados como todo cálculo que elabore el Distribuidor deberán ser entregados en un (1) ejemplar impreso, con tamaño de letra no inferior a 12 puntos, y en archivos digitales, sin ningún tipo de protección o claves de acceso, de manera que la CNEE pueda verificar el proceso o cargar la información en hojas de cálculo y/o bases de



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

datos y eventualmente realizar análisis de sensibilidad mediante la modificación de las variables utilizadas..."

En su informe, el Consultor de la Distribuidora expone los modelos estructurales y auto regresivos de manera matemática-estadística, sin presentar las correspondientes memorias de cálculo de cada modelo analizado, es decir presentando únicamente imágenes de las salidas de las pruebas estadísticas realizadas, lo cual no permite su revisión y trazabilidad, tal como se muestra a continuación:

```
DF-GLS for D.lntotal_u                      Number of obs =      7
Maxlag = 7 chosen by Schwarz criterion


```

[lags]	DF-GLS tau Test Statistic	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value
7	.	-3.770	-16.010	-11.635
6	.	-3.770	-9.877	-6.878
5	-2.987	-3.770	-5.895	-3.853
4	-0.563	-3.770	-3.635	-2.203
3	-0.874	-3.770	-2.667	-1.575
2	-1.101	-3.770	-2.560	-1.613
1	-1.724	-3.770	-2.883	-1.960

```
Opt Lag (Ng-Perron seq t) = 0 [use maxlag(0)]
Min SC   = -11.79103 at lag 5 with RMSE  .0011952
Min MAIC = -6.962549 at lag 4 with RMSE  .0042341
```

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de lo establecido en el numeral 1.6.3. de los TDRs, se requiere al Consultor de la Distribuidora presentar todas las correspondientes memorias de cálculo, completamente trazables, explicando claramente cada uno de los algoritmos utilizados, tratando de establecer la lógica requerida no solo para la CNEE sino también para cualquier representante de la población guatemalteca que desee revisar dicho informe.

Distribución Espacial de la Demanda en Áreas Urbanas en Damero y diseño del Resto de Red – Etapa A.2

11. Memorias de Cálculo

Los Términos de Referencia (TDR's) establecen en su numeral 1.6.3 que: "Los Informes de Etapa deberán ser presentados en las fechas límite indicadas en el punto 1.4 e incluir, como mínimo, la descripción, los cálculos, los resultados con su correspondiente evaluación y la información de soporte, según se detalla en la descripción de cada uno.

La información contenida deberá presentarse en conjunto con las correspondientes memorias de cálculo explícitamente desarrolladas y las bases de datos relacionadas y trazables, debiendo proporcionarse los archivos digitales modificables que permitan a la CNEE reproducir cada uno de los procesos o resultados.

Dentro de los informes, deberán incluirse memorias de cálculo, documentación relacionada con el Estudio, actividades, criterios de optimización, modelos matemáticos,



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

etc., con el fin que la CNEE pueda realizar las actividades de supervisión, fiscalización y análisis durante su ejecución y con posterioridad a ella. De igual manera, deberá entregarse copia a la CNEE de toda la información utilizada en los formatos requeridos, tanto en forma impresa como en archivos digitales modificables que permitan a la CNEE replicar los cálculos.

Los informes de Etapa deberán entregarse a la CNEE en formatos de acuerdo a las características de cada Etapa y a la información utilizada por el Distribuidor."

En el Informe presentado por el Consultor de la Distribuidora, y demás archivos de sustento entregados, no se presentó el manual de la memoria de cálculo correspondiente, completamente trazable, para determinar las cuadrículas y posteriormente la demanda y densidades de cada cuadrícula.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 1.6.3 de los Términos de Referencia, se requiere al Consultor de la Distribuidora presentar el manual de todas las memorias de cálculo de las cuadrículas para la determinación de las AUD, así como de la demanda y densidades de cada una de éstas. Todas las memorias de cálculo deben ser presentados completamente trazables.

12. Definición de AUD utilizando el criterio de la densidad poblacional

Los Términos de Referencia (TDR's) establecen en su numeral 3.5 que "...La relación entre la potencia máxima calculada para cada nivel de tensión y el área de la cuadrícula correspondiente, constituirá la densidad de carga por nivel de tensión...".

El Informe del Consultor de la Distribuidora en su numeral 3.2.2 indica que el criterio para considerar una determinada área como AUD es por medio del criterio de densidad poblacional, en dicho punto se indica la metodología utilizada para obtener indicadores para considerar la concentración de habitantes en una determinada zona:

Finalmente se caracterizaron como AUD, los bloques que cumplían con alguna de las dos condiciones: de densidad de carga o de densidad poblacional, y que además se encontraban agrupados en conjuntos de 8 bloques contiguos;

Por ejemplo, para determinar si una AUD es de alta densidad se utilizaron los siguientes criterios:

La calificación preliminar de los Bloques Alta Densidad se realizó a partir de los Indicadores de Densidad de Habitantes y de la Densidad de Demanda. A partir de las características propias del mercado abastecido se han considerado los siguientes límites para calificar a un Bloque como de alta densidad:

$$\text{LimiteDensidadPoblación} = \frac{1000 \text{ Habitales}}{\text{km}^2}$$

Este Indicador considera la concentración de habitantes en una determinada zona.

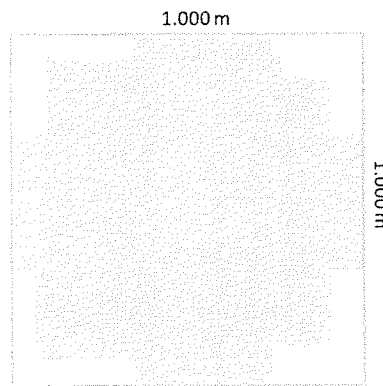
$$\text{LimiteDensidadDemanda} = \frac{250 \text{ kW}}{\text{km}^2}$$

El principal obstáculo que se encuentra es que las Áreas identificadas como AUD por el Consultor de la Distribuidora, no concuerdan con lo establecido en los TDRs ni con la lógica de aplicación de los modelos de optimización de redes urbanas, por las siguientes razones:

- i. Se selecciona un conjunto de áreas que son suburbanas-rurales sin un entramado en damero que permita aplicar esos modelos.
- ii. Algunas de esas áreas son entornos de ciudades importantes que sí son AUD, pero dichos entornos no lo son. Otras contienen pequeñas áreas urbanas que no cumplen la condición de tamaño exigida por los TDRs.
- iii. Se omite una serie de ciudades importantes que sí son AUD a partir de la definición de los TDRs y de sus características de entramado en damero.

Lo anterior se ejemplifica a continuación:

- I. Un único bloque de 1.000 m × 1.000 m podría cumplir el requisito de tamaño de los TDRs a condición de que tuviese un damero urbano definido y delimitado.

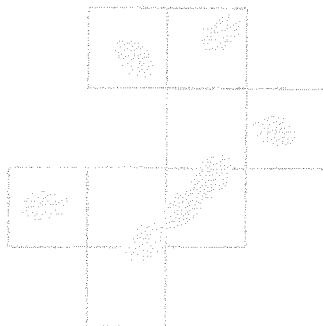


- II. Las condiciones de concentración de población y carga no garantizan que un determinado conjunto de bloques configure un área urbana en damero. Bien puede tratarse de bloques contiguos con concentraciones altas de habitantes y cargas en ciertos puntos, sin que lleguen a configurar un área urbana delimitada.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002



- III. Continúa ausente el concepto de "límite" establecido por los TDRs: *"Deberán delimitarse cada una de la áreas Urbanas en Damero"*.

Asimismo, se verifican las siguientes situaciones en relación con los requerimientos de los TDRs y el análisis conceptual realizado:

I. *Áreas que satisfacen la condición de AUD*

- CHIQUIMULA
- COBÁN
- EL ESTOR
- TECPÁN
- MORALES
- JUTIAPA
- LA LIBERTAD
- POPTÚN
- FLORES-SAN BENITO
- SAN PEDRO CARCHÁ

II. *Áreas de carácter suburbano a lo largo de caminos o de carácter rural*

- SANARATE
- TANCHI (*en realidad no existe población en ese punto*)

Los casos (II.) no constituyen AUD conforme los TDRs y el objetivo de optimización.

Por último, se presenta un tercer caso que llama la atención, integrado por aquellas ciudades que, constituyendo AUD según los TDRs, no han sido consideradas tales en el Informe de la Distribuidora:

III. *Áreas no incluidas en el Informe que deben considerarse AUD*

- DEPARTAMENTO CHIQUIMULA –ESQUIPULAS
- DEPARTAMENTO JALAPA –MONJAS
- DEPARTAMENTO JUTIAPA
 1. ASUNCIÓN MITA
 2. SANTA CATARINA MITA



En el Informe presentado por el Consultor de la Distribuidora, no se encuentra ninguna referencia al tratamiento especial que indican los TDRs que se debe dar a las cargas singulares o usuarios con abastecimientos particulares.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 3.5 de los Términos de Referencia, se requiere al Consultor de la Distribuidora, el estricto cumplimiento del numeral 3.5 de los TDRs para definir las áreas AUD como aquellas áreas que tienen un área mayor a 1 kilómetro x 1 kilómetro (un cuadrado con lados de 1 km).

Asimismo, se requiere al Consultor de la Distribuidora identificar claramente las cargas singulares de la Distribuidora.

Valores Eficientes de Referencia – Etapa B

13. Materiales y Equipo

Los Términos de Referencia establecen en el numeral 4.2.1 que "Respecto a los valores de MATERIALES Y EQUIPOS se deberán aplicar el listado de valores de referencia eficientes aprobados por la CNEE mediante la Resolución CNEE-243-2017 y sus ampliaciones.

Con base en el Artículo 4 de la Resolución CNEE-243-2017, si el Distribuidor requiere la adición de un material al listado deberá seguir el siguiente procedimiento:

Revisar el listado de valores de materiales aprobados por medio de la Resolución CNEE-243-2017, de manera de verificar que dentro de la lista no exista un material equivalente. De no existir material equivalente, justificar la necesidad de incluirlo dentro del listado, atendiendo los lineamientos indicados en el presente oficio.

Indicar, para cada material solicitado, si se ha requerido previamente por parte de la Distribuidora un código de registro y consignar el código que se haya asignado a cada material.

Para que los materiales que se requiera sean considerados como válidos para su análisis, deberá remitirse como mínimo 25 facturas de compras realizadas en los últimos 5 años y con volúmenes de compra acordes a las dimensiones de las instalaciones de la Distribuidora.

Igualmente, deberá presentar para cada material lo siguiente:

- i. Descripción técnica del material, incluyendo todas las características y propiedades mecánicas y eléctricas, códigos propios de la Distribuidora, catálogos, y demás información que la Distribuidora considere pertinente.*
- ii. Justificación sustentada del uso dentro de la unidad constructiva, incluyendo su peso porcentual dentro de la misma y otros datos relacionados que considere importantes para el análisis correspondiente.*
- iii. Incluir como mínimo la ubicación de 50 lugares (coordenadas geográficas), donde actualmente se encuentren instalados cada uno de estos materiales, para que esta Comisión pueda realizar la verificación correspondiente.*



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- iv. Total de compras de cada material, realizadas por la Distribuidora en los últimos 5 años, sustentadas con copias certificadas de las facturas de compra y un resumen (en archivo computarizado modificable, Excel o similar) de los datos de cada factura utilizando de manera puntual, de acuerdo al siguiente formato.

Numero	Correlativo (1, 2, 3,....)
Código	Código CNEE
Tipo Proveedor	Proveedor Local o Extranjero
País Origen	País de origen de la Compra
Proveedor	Nombre de la Empresa que provee el producto
Fecha	Fecha de compra del material
No. Documento	No. De factura u orden de compra (vinculada al pdf o scan de la misma)
Descripción Factura	Descripción del material coincidente con el descrito por la factura u Orden de compra
Peso (kg)	Peso del material
Unidades	Cantidad de elementos comprados del material.
Valor Factura	Valor total de la compra del material
Moneda	Moneda bajo la cual se realizó la compra (USD, GTQ, EUR)
IVA	Sí (Incluye IVA) o No (No incluye IVA)
Incoterm	FCA, CFR, CIF, DDP, DDU, DEQ, DES, EXW, FAS

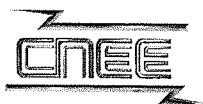
Los materiales menores deberán definirse y considerarse como un peso porcentual dentro del costo de la Unidad Constructiva, por lo que no se consideraran materiales menores dentro del diseño de las Unidades Constructivas, cualquier otra condición deberá ser plenamente justificada. Asimismo, el peso máximo a reconocer de materiales menores, será del 5% del valor de la Unidad Constructiva."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE o Reglamento), en sus artículos 83, 84, y 97, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución. La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia"

Por su parte, la Ley General de Electricidad (LGE), en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73 establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión, a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora presentó dentro del archivo Excel "PreciosMateriales.xlsm" (carpeta "Soportes-EVAD Etapa B DEORSA"), materiales equivalentes y NO aprobados en las Resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018 como se muestra a continuación:

13.1 Materiales no aprobados por la CNEE dentro del listado de Valores Eficientes

El Consultor de la Distribuidora, incumpliendo los TDRs, incluyó 36 materiales dentro de los armados de las Unidades Constructivas (UJCC) de la Distribuidora, ya que los mismos no fueron aprobados por la CNEE dentro del listado de Valores Eficientes:

No.	Código CNEE	Denominación (Referencia "PreciosMateriales.xlsm")
1	CCA71	CABLE INSTRUMENTACION 5 HILOS
2	CCA71	CABLE INSTRUMENTACION 7 HILOS
3	REG12	REGULADOR DE TENSION 13.8 KV 750 AMPERES
4	REG12	REGULADOR DE TENSION 13.8 KV 900 AMPERES



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

5	REG12	REGULADOR DE TENSION 34.5 KV 500 AMPERES
6	REG12	REGULADOR DE TENSION 34.5 KV 600 AMPERES
7	REG12	REGULADOR DE TENSION 34.5 KV 700 AMPERES
8	SEL15	RELE DE PROTECCION DIFERENCIAL
9	TTR99	TRANSFORMADOR MONOF. AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE 13,2 KV 5 KVA
10	TTR02	TRANSFORMADOR MONOF. AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE 13,2 KV 15 KVA
11	TTR04	TRANSFORMADOR MONOF. AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE 13,2 KV 37.5 KVA
12	TTR80	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 34,5 KV 15 KVA
13	TTR83	TRANSFORMADOR MONOF. AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE 34,5 KV 50 KVA
14	TTR86	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 34,5 KV 100 KVA
15	PAP106	TRANSFORMADORES DE POTENCIA - 0.5 MVA
16	PAP106	TRANSFORMADORES DE POTENCIA - 0.7 MVA
17	PAP106	TRANSFORMADORES DE POTENCIA - 2.5 MVA
18	PAP106	TRANSFORMADORES DE POTENCIA - 5 MVA
19	PAP106	TRANSFORMADORES DE POTENCIA - 8.5 MVA
20	PAP106	TRANSFORMADORES DE POTENCIA - 10 MVA
21	MVA123	BASE PARA SECCIONADORES DOBLES
22	MVA255	CONECTOR PARA TUBO BXLT 1"
23	MVA36	FLEJE DE SUJECION 20 X 0,7 MM
24	MVA93	HEBILLA ACERO INOX. 3/8 PLG.
25	MVA93	HEBILLA PARA FLEJE DE SUJECION
26	MVC158	SOPORTE DE BASE PARA SECCIONADOR FUSIBLE
27	MVC158	SOPORTE SECCIONADOR FUSIBLE EN POSTE
28	MVC199	TUBO PORTAFUSIBLES EXPULSION 15 KV
29	MVC200	TUBO PORTAFUSIBLES EXPULSION 36 KV
30	MVC226	ARANDELA DE PRESION 5/8"
31	MVC226	ARANDELA DE PRESION AC. INOX. 1/2"
32	MVC233	ARANDELA PLANA REDONDA 5/8"
33	MVC75	GANCHO ABIERTO 5/8" X 10"
34	ACEPOR	ESTRUCTURA METALICA GALVANIZADA EN CALIENTE PARA PORTICO DE CELOSIA, ACERO TIPO A-36
35	TUBO1	TUBO BXLT 1"
36	MVA225	CAJA CONTADOR TIPO INTEMPERIE

El Consultor de la Distribuidora argumenta el uso de estos materiales no incluidos en las resoluciones referidas, debido a que: a) estos materiales estuvieron incluidos en el listado del Estudio Tarifario anterior 2014-2019; b) son equipos incluidos en las planillas de cálculo que dan respaldo a la determinación del Costo Anual de Transmisión (CAT) de la ETCEE (Resoluciones CNEE-3-2017, CNEE-4-2017 y CNEE-11-2017) y por ende se encuentran en la lista de materiales utilizados en el CAT. Argumentos que no corresponden al procedimiento para la adición de materiales establecido en los TDRs.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

13.2 Materiales no aprobados en la revisión del informe de etapa B por la CNEE e incluidos por el Consultor de la Distribuidora

No obstante que en la revisión del informe de etapa B, CNEE no autorizó la inclusión de los siguientes materiales, dado que el Consultor de la Distribuidora no cumplió a plenitud el procedimiento establecido en los TDRs, éste incluyó dichos precios dentro de las UCC incumpliendo los TDR, los cuales se listan a continuación:

No.	Material	Cantidad de Facturas Certificadas Presentadas
1	CABLE CONCENTRICO AL 2X6 60A 600 V	10
2	CABLE CONCENTRICO AL 2X6+6 60A 600V	9
3	CABLE CONCENTRICO AL 2X10MM2, 50A-600V	18
4	CABLE CONCENTRICO AL 2X10+10MM2 50A-600V	11
5	CORTACIRCUITO 3 DISPAROS 15KV 110KV BIL	6
6	CORTACIRCUITO DE REPETICIÓN 38KV, 200A	3

De la documentación de respaldo (facturas de materiales y listado certificado de las mismas), presentada por el Consultor de la Distribuidora, se pudo constatar que no cumple con los TDR en los siguientes aspectos:

- i. No se remitieron las facturas de respaldo (mínimo 25), con volúmenes de compras considerables realizadas entre los años 2014 al 2017.
- ii. No se presentó la justificación del uso de los materiales indicados, en las unidades constructivas correspondientes, ni la descripción técnica de dichos materiales, incluyendo todas las características y propiedades mecánicas y eléctricas, catálogos, y demás información que la Distribuidora considere pertinente que demuestre técnicamente la razón por la cual se considera que el uso de estos materiales sea eficiente.
- iii. Al revisar las facturas y la certificación presentadas por el Consultor de la Distribuidora, se encontraron las siguientes inconsistencias:
 - a) La certificación no incluye nombre de quien certifica, únicamente se hace referencia al número de identificación tributaria del contador de la Distribuidora.
 - b) Se presentan facturas que no están incluidas en la certificación.
 - c) Los datos en varias facturas emitidas por Importadora de Materiales Eléctricos S.A. son ilegibles o no se encuentran adjuntas.
 - d) La cantidad de facturas totales (certificadas y no certificadas) para cada material nuevo es insuficiente para cumplir con los TDRs.

13.3 Equipos, Obras, y Terrenos de Subestaciones

Otro grupo de materiales para los que el Consultor de la Distribuidora no tuvo en cuenta la Resolución CNEE-243-2017, ni la CNEE-56-2018, fueron los componentes de comunicación, medición y obra civil de las subestaciones de distribución 34.5/13.8kV. Para valorizar estos materiales, el Consultor de la Distribuidora, valorizó los activos existentes sin presentar respaldo ni justificaciones de la metodología utilizada, ni el respaldo de las facturas de compra de materiales y obras ejecutadas para validar la inclusión de estos precios como



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

valores que puedan ser determinados como eficientes y poder ser considerados para la determinación del VNR óptimo y económicamente adaptado.

En cuanto a los terrenos a considerar para cada subestación, el Consultor de la Distribuidora indica en su informe que, ante la falta de información de los terrenos propiedad de la Distribuidora, lo cual es inaceptable, ya que como propietario de dichos inmuebles no puede alegar desconocimiento de su valor, ya que los mismos los debe tener registrados en su contabilidad por ley. Por lo que, no se será aceptada la propuesta de utilizar el valor por metro cuadrado asignando correspondiente a costos de adquisición de terrenos propiedad de la empresa de transporte RECSA.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 4.2.1 de los Términos de Referencia, de los artículos 83, 84 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y de los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora para la definición de los materiales y equipos, lo siguiente:

- i. Excluir del estudio los valores contenidos en las Resoluciones CNEE-223-2012, CNEE-03-2013 y CNEE-49-2013, toda vez que actualmente ya no están vigentes, puesto que fueron derogadas por medio de las Resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018.
- ii. Excluir del cálculo de las unidades constructivas de las etapas C y E del presente estudio, todos aquellos materiales equivalentes y no aprobados, utilizados por el Consultor de la Distribuidora indicados anteriormente, deberán ser excluidos del cálculo de las unidades constructivas de las etapas C y E del presente estudio.
- iii. En cuanto al uso de los siguientes materiales:

No.	Material	Cantidad de Facturas Certificadas Presentadas
1	CABLE CONCENTRICO AL 2X6 60A 600 V	10
2	CABLE CONCENTRICO AL 2X6+6 60A 600V	9
3	CABLE CONCENTRICO AL 2X10MM2, 50A-600V	18
4	CABLE CONCENTRICO AL 2X10+10MM2 50A-600V	11
5	CORTACIRCUITO 3 DISPAROS 15KV 110KV BIL	6
6	CORTACIRCUITO DE REPETICIÓN 38KV, 200A	3

Se le indica que los mismos, así como el costo asociado, a su utilización podrán ser considerados para su inclusión dentro de los cargos por distribución de la Distribuidora siempre y cuando se cumpla estrictamente con lo establecido en el numeral 5.7 de los TDRs, y demuestre que son eficientes y económicamente justificados, para que el costo de los mismos pueda ser considerado en el cálculo de tarifas, en etapas posteriores a la fijación del pliego base quinquenal 2019-2024, de lo contrario, deberá excluirlos.

- iv. En cuanto a los equipos, transformadores de potencia, obras, y terrenos de subestaciones de distribución 34.5/13.8 kV, se requiere presentar, sin excepción, toda la información técnica y listado de equipos, materiales e instalaciones que componen cada una de estas subestaciones **en la red real de la Distribuidora**, así como toda la

documentación técnica y contable de respaldo de acuerdo a lo indicado en el numeral 4.2.1 de los TDRs, literal c.

- v. Respecto al valor de los terrenos propiedad de la Distribuidora, se requiere remitir la geoposición de cada una de estas subestaciones de distribución de 34.5/13.8 kV, plano de la planta de la subestación, indicando la disposición de los equipos e instalaciones, así como las medidas y el área de terreno requerida; remitir copia de las escrituras de propiedad de los terrenos, los documentos contables que acrediten el valor de compra, o los valores registrados en la contabilidad de la distribuidora certificados por el contador general de la distribuidora. En caso no se presente la información antes indicada, no será posible el reconocimiento de estas instalaciones o terrenos.

14. Mano de Obra

Los Términos de Referencia establecen en el numeral 4.2.2 que: "Los valores eficientes que se reconocerán para mano de obra, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución, corresponderán a valores de mercado que una Empresa Eficiente de Referencia debería pagar. Para el efecto, la Distribuidora deberá utilizar encuestas salariales nacionales de firmas especializadas de primera línea. Los resultados que se utilizarán de estas encuestas salariales corresponderán a los valores promedios totales obtenidos.

Para establecer el costo horario de remuneraciones, se utilizará el sueldo base mensual de la encuesta salarial indicada anteriormente, teniendo el cuidado de no incluir cargas sociales que le correspondan al patrono y que se incluyan en el siguiente cuadro. Seguidamente, se deberán adicionar a cada integrante del personal de trabajo, las siguientes cargas sociales:

Concepto	Valor
IRTRA	1%
INTECAP	1%
IGSS	10.67%
AGUINALDO	8.33%
BONO 14	8.33%
BONO DECRETO 7-2000 (Q/MES)	250.00

Para establecer el porcentaje que corresponde a indemnizaciones, la Distribuidora deberá presentar las políticas de indemnizaciones aplicadas a sus empleados junto con un informe pormenorizado donde se detalle el total de personas que han dejado de laborar en la empresa Distribuidora en los últimos 5 años; indicando a cuáles se ha pagado la indemnización y a cuáles no, indicando los montos erogados para cada uno. Las indemnizaciones promedio a reconocer corresponderá a multiplicar la indemnización anual equivalente al 8.33% por el cociente de trabajadores a los cuales se les ha pagado la indemnización y el total de los trabajadores que han dejado de laborar en la empresa Distribuidora.

Para la determinación del costo horario de mano de obra, se debe considerar únicamente los siguientes conceptos: el tiempo de descanso de acuerdo al Código de Trabajo (artículo 119) y vacaciones (artículo 130 del Código de Trabajo). Para la



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

determinación del costo de mano de obra del personal de construcción se adicionará un tiempo razonable para el desplazamiento dentro de la obra, considerando que para construir a nuevo todas las instalaciones de distribución, dadas la dimensiones hipotéticas del proyecto lo óptimo es que los trabajadores se presenten al lugar de la obra y no incurran en demoras movilizándose primero a la sede y luego al proyecto, lo cual resultaría ineficiente. Para las cuadrillas de operación y mantenimiento deberán definirse los tiempos de movilización, en ambos casos la Distribuidora deberá presentar un informe estadístico de los últimos 5 años justificando dichos tiempos, para su aprobación e inclusión dentro de los costos de la mano de obra.

Asimismo, deberá presentar una tabla comparativa de los valores propuestos y los valores promedios efectivamente pagados en el Año Base por la Distribuidora o contratistas, definiendo las funciones de cada puesto. Para el efecto deberá presentar la documentación contable que respalde dichos valores. La CNEE se reserva el derecho de realizar las verificaciones o estudios que considere pertinentes.

Los costos de mano de obra deberán considerarse como no transables."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE o Reglamento), en sus artículos 83, 84, 85 y 97, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución, La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia"

Por su parte, la Ley General de Electricidad (LGE), en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73 establece que:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión, a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

No obstante lo anterior, al revisar la documentación e información remitida por el Consultor de la Distribuidora, fue posible concretar los siguientes hallazgos:

14.1 Valorización de la Mano de Obra

- i. El Consultor de la Distribuidora no presentó la tabla comparativa de los valores propuestos y los valores promedio, efectivamente pagados a la mano de obra por la Distribuidora o contratistas, en el año base, así como la documentación contable que sustente los valores efectivamente pagados. De igual forma, el Consultor de la Distribuidora no remitió la definición de las funciones de cada puesto. La omisión en la presentación de esta información, entorpece la labor de verificación y fiscalización por parte de la CNEE, para la valorización de la mano de obra propuesta por el Consultor de la Distribuidora y la determinación de los costos de personal que pueden ser considerados en la empresa eficiente de referencia.
- ii. El Consultor de la Distribuidora indica en su informe que, para el cálculo del costo de la mano de obra, utiliza únicamente la encuesta elaborada por Price Waterhouse Coopers (PWC), segmento "Resumen General", lo cual incluye a empresas multinacionales y nacionales, incumpliendo con lo establecido en los TDRs y lo establecido en el artículo 85 del RLGE, en cuanto a que los niveles de eficiencia no podrán ser inferiores a la operación real de la empresa.

- iii. Por otra parte, en la propuesta actual del Consultor de la Distribuidora, se observa un considerable incremento salarial, al comparar dicha propuesta con las categorías equivalentes de la revisión tarifaria anterior, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Perfil PWC	Descripción PWC	Salario mensual (GTQ)	Salario anual (GTQ)	Revisión tarifaria actual		Revisión tarifaria anterior		Incremento Salarial	
				Personal Contratista	Personal Propio	Personal Contratista	Personal Propio	Personal Contratista	Personal Propio
				Valor hora (USD al 31/12/2016)	Valor hora (USD al 31/12/2016)	Valor hora (USD al 31/12/2011)	Valor hora (USD al 31/12/2011)	%Actual/Anterior	%Actual/Anterior
350022	Supervisor de Mantenimiento	11,536	138,434	13.33	16.39	10.02	10.81	33%	52%
350060	Técnico Especializado	6,696	80,354	7.82	10.01	4.84	5.44	62%	84%
350085	Mecánico Industrial	5,332	63,990	6.27	8.22	3.24	3.77	94%	118%
360083	Operador de Equipo Pesado	3,985	47,821	4.74	6.44	4.33	4.90	9%	31%
320084	Peón agrícola	2,950	35,400	3.56	5.08				
Incremento Salarial Promedio								49%	71%

En promedio, se observa que el incremento salarial para el personal propio fue del 71% y para el personal contratista o tercerizado del 49%, respecto a la revisión tarifaria anterior, valores que se consideran excesivos y no justificados para la determinación de los costos de la empresa eficiente de referencia. Al considerar la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), entre los años 2011 y 2016 (años de referencia de los EVAD), en todo caso, la variación de salarios debería ser aproximadamente del 19%, de acuerdo a la siguiente tabla:

IPC a Diciembre 2011	106.20
IPC a Diciembre 2016	126.83
Variación IPC 2016/2011	1.1943

14.2 Integración de la cuadrilla:

El Consultor de la Distribuidora utiliza las siguientes equivalencias de puestos de la encuesta PWC para integrar al personal de las cuadrillas de trabajo de construcción y operación y mantenimiento:

Puesto Cuadrilla	Puesto PWC	Descripción del Puesto PWC
Jefe de Cuadrilla	Supervisor de Mantenimiento	Dirige y coordina continuamente el trabajo desarrollado por un grupo de trabajadores que llevan a cabo el mantenimiento de maquinaria, vehículos, equipos y/o instalaciones.
Oficial	Técnico especializado	Realiza reparaciones y/o da mantenimiento en la técnica de su dominio a maquinaria, vehículos y equipo. Realiza trabajos de reparación o mantenimiento complejos que requieren de lectura de planos y conocimientos técnicos.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Operario	Mecánico Industrial	Examina la maquinaria y los equipos mecánicos complementarios que presentan irregularidades, para descubrir sus defectos y fallos y realiza los ajustes y correcciones necesarios. También puede ayudar en el perfeccionamiento, construcción, montaje, mantenimiento y reparación de instalaciones y equipo eléctrico. Corrige desperfectos y fallas de carácter general de maquinaria y equipos de índole industrial.
Chofer	Operador de Equipo pesado	Atiende, acciona, conduce y vigila máquinas especializadas para trabajos agrícolas, forestales o industriales. Se incluye en esta categoría maquinaria de movimiento de tierras, aparatos elevadores y equipos similares utilizados para desplazar materiales y mercancías pesadas.
Peón	Peón agrícola	

De la tabla anterior es posible señalar las siguientes inconsistencias:

- i. La cantidad de integrantes de la cuadrilla planteada por el Consultor de la Distribuidora (5 integrantes) no corresponde con la cantidad indicada en el numeral 4.2.2 de los TDRs, (4 integrantes). Lo anterior deriva de la inclusión de un "Chofer" el cual no está considerado en los TDRs, y no es requerido, de acuerdo a las prácticas de construcción de redes de distribución en Guatemala y el tipo de vehículo que se requiere operar (camión-grúa), el cual es operado por uno de los integrantes de la cuadrilla y es de las características y conocimientos que dicho personal debe tener.
- ii. No es posible validar la propuesta de adecuación óptima de los puestos de la cuadrilla con los equivalentes tomados de la Encuesta utilizada por el Consultor de la Distribuidora, ni con las eficiencias de la operación real de la distribuidora, dado que éste no remitió la definición de las funciones reales de cada puesto de la cuadrilla, sino que en su lugar remitió la descripción de los puestos de la Encuesta de PWC que considera equivalentes, y de igual forma omitió el envío de la tabla comparativa de los valores propuestos y los valores promedio efectivamente pagados a la mano de obra en el año base por la Distribuidora o contratistas, así como la documentación contable que sustente los valores efectivamente pagados, incumpliendo con lo establecido en los TDRs y lo establecido en el artículo 85 del RLGE, en cuanto a que los niveles de eficiencia no podrán ser inferiores a la operación real de la empresa.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

14.3 Cargas Sociales incluidas al costo de mano de obra

El Consultor de la Distribuidora presenta en el archivo "Análisis costos MO.xlsx", hoja "Generales", el resumen del factor de cargas sociales que aplica en sus cálculos para determinar el costo de la mano de obra:

Cargas sociales			
Cargas Sociales	Personal		Referencia
	Contratista	Propio	
IRTRA (Instituto de Recreación de los trabajadores)	1.00%	1.00%	Ley de Creación (Decreto 1528)
INTECAP (Instituto de Capacitación y Productividad)	1.00%	1.00%	Ley Orgánica INTECAP
IGSS (Instituto de Seguridad Social de Guatemala)	10.67%	10.67%	Ley IGSS
AGUINALDO	8.33%	9.17%	Decreto 76-78
BONO 14	8.33%	8.33%	Decreto 42-92
INDEMNIZACIONES	8.33%	8.11%	Art. 82 del Código de Trabajo
TOTAL	37.67%	38.28%	
Bono incentivo (Quetzales por mes)	250	1,373	Decreto 7-2000 y Decreto 78-89
Bono desempeño		12.0%	de desempeño (sobre 14 salarios)
Bono desempeño gerencial		17.0%	de desempeño (sobre 14 salarios)

Con base en lo anterior y en el resto de información adicional presentada por el Consultor de la Distribuidora, es posible indicar las siguientes inconsistencias:

- i. El Consultor de la Distribuidora, dentro del archivo "Análisis costos MO.xlsx", hoja "Indemnización", presenta un histórico de los puestos indemnizados en los últimos 5 años por las Distribuidoras DEOCSA y DEORSA. El cuadro incluye personal que se ha retirado voluntariamente, de mutuo consentimiento, por despido con causa justa, por despido injustificado, y por fallecimiento, a los cuales se les ha pagado indemnización, según lo indicado por el Consultor de la Distribuidora:

Empresa	Id personal que ha dejado de trabajar	Mes de la desvinculación	Año de la desvinculación	Puesto	Área	Antigüedad	Razón de la desvinculación	Salario base	Monto de indemnización	Monto de Indemnización	Monto de Prestaciones laborales (bono 14, aguinaldo, vacaciones) *
DR	50925	Agosto	2012	GESTIÓN DE CALIDAD	SEGURIDAD, MEDIO AMBIENTE Y CALIDAD	4.75	Despido Injustificado	10,699.00		82,503.86	16,343.21
DR	51003	Julio	2014	MEDIO AMBIENTE	SEGURIDAD, MEDIO AMBIENTE Y CALIDAD	1.97	Despido Injustificado	14,779.00		52,502.52	23,128.83
DR	51007	Febrero	2015	MONTADOR MANTENIMIENTO	OPERACIONES	2.56	Despido con Causa Justa	6,581.00		0.00	9,495.09
DR	51048	Septiembre	2016	ANALISTA COBRANZA	COMERCIAL	3.17	Renuncia Voluntaria	11,025.00		0.00	20,732.02
DR	51135	Diciembre	2017	OPERACIÓN LOCAL	COMERCIAL	0.87	Mutuo Consentimiento	6,500.00		0.00	8,127.72

Si bien se presenta el dato del personal indemnizado en los últimos 5 años, en el informe presentado por el Consultor de la Distribuidora se indica que:

- El porcentaje de indemnizaciones corresponde con el establecido en el artículo 82 del Código de Trabajo (equivalente a un mes de salario por cada año trabajado). Para llegar al porcentaje de 8% (en el caso del personal propio) se consideró el siguiente procedimiento a los efectos de cumplir con las premisas definidas por los TdR:
 - Porcentaje base 8.33% (Art. 82 - "...el patrono debe pagar a éste una indemnización por tiempo servido equivalente a un mes de salario por cada año de servicios continuos ...")

- Factor de corrección del % a considerar por indemnización debido a que no todo el personal, que finaliza su relación laboral, es indemnizado. Se adjunta en anexo (Análisis costos MO.xlsx) el cálculo de este factor **83.46%**. El porcentaje se fundamenta en el cociente entre el monto total pagado por la empresa en concepto de indemnizaciones dividido el monto que tendría que haber pagado en caso se hubiera tenido que indemnizar a la totalidad de empleados que finalizaron su relación laboral con la empresa. El % resulta de la estadística 2012 – 2017. Las razones de las desvinculaciones son las siguientes:
 - Renuncia Voluntaria
 - Mutuo Consentimiento
 - Despido Injustificado
 - Despido con Causa Justa
 - Fallecimiento

Como se observa, el procedimiento utilizado por el Consultor de la Distribuidora para el cálculo de indemnizaciones no se ajusta a lo estipulado en los TDRs.

- ii. Adicionalmente, el Consultor de la Distribuidora incluye dentro de las "cargas sociales", el bono por desempeño para todo el personal propio, tanto para nivel operativo (12%) como jerárquico (17%), indicando que obedece al cumplimiento del Pacto Colectivo artículo 27:

Artículo 27

Bonificación Anual por Desempeño

La Bonificación Anual por Desempeño está ligada a la actuación concreta de cada trabajador y a lo que consigue con esa actuación, determinada mediante criterios homogéneos a través del proceso de Gestión del Desempeño. Por su naturaleza no es consolidable.

Esta bonificación se calcula como un doce por ciento (12%) de la retribución fija bruta anual de El Trabajador, multiplicada por el resultado de su desempeño anual.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 4.2.2 de los Términos de Referencia, a los artículos 83, 84, 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora lo siguiente:

- i. Remitir la definición de las funciones reales desempeñadas para cada puesto de la cuadrilla, certificada mediante declaración jurada. En caso no se presente esta información y tomando en consideración que el Consultor de la Distribuidora no remitió la definición de las funciones reales de cada puesto de la cuadrilla, sino que remitió la descripción de puestos de la Encuesta de PWC, siendo imposible validar su propuesta, se requiere que para la conformación de la cuadrilla, utilice los siguientes puestos con su valor promedio salarial de acuerdo a la encuesta PWC para el "Segmento: Tipo de Organización – Nacional", para realizar la comparación con las

eficiencias de la operación real de la Distribuidora (costos reales de remuneraciones), determinando a partir de esto los valores eficientes y acordes a la función que desempeña cada integrante dentro de la cuadrilla, como se listan a continuación:

Cargo	EQUIVALENCIA PWC	Código PWC	Salario ¹ (Q/mes)	DESCRIPCIÓN PWC
Capataz	Especialista en Mantenimiento	350050	9,650.80	Mecánico de gran conocimiento de los equipos que produce o comercializa la empresa. Por el entrenamiento especializado recibido en la casa matriz o distribuidora, asesora al personal de menor nivel en mantenimiento en el desarrollo de las actividades complejas de mecánica automotriz, electrónico, metalmeccánica, etc.
Oficial	Mecánico Industrial	350085	5,274.89	Examina la maquinaria y los equipos mecánicos complementarios que presentan irregularidades, para descubrir sus defectos y fallos. Realiza los ajustes y correcciones necesarios. También puede ayudar en el perfeccionamiento, construcción, montaje, mantenimiento y reparación de instalaciones y equipo eléctrico. Corrige defectos y fallas de carácter general de maquinaria y equipos de índole industrial.
Operario	Mecánico Especialista	350063 ²	4,280.26 ²	Realiza reparaciones y/o da mantenimiento en la técnica de su dominio a maquinaria, vehículos y equipo. Realiza trabajos de reparación o mantenimiento medianamente complejos que pueden requerir de lectura de planos y conocimientos técnicos.

- ii. Presentar la tabla comparativa de los valores propuestos y los valores promedios efectivamente pagados en el año base por la Distribuidora o contratistas, presentando la documentación contable certificada por el contador general de la distribuidora que respalde dichos valores, por lo que en función del artículo 85 del RLGE, el Consultor de la Distribuidora deberá utilizar el mínimo de los valores antes comparados, ya que son valores que pueden ser alcanzados por la empresa eficiente de referencia, el utilizar valores mayores significan sobrecostos y por consiguiente pérdida de eficiencia, por lo que únicamente podrán ser considerados costos eficientes para la determinación de la empresa eficiente de referencia. Esta documentación de respaldo deber acompañarse de una declaración jurada del contador general de la empresa y representante legal indicando que dicha información es verídica.

¹ No incluye prestaciones ni bono decreto 7-2000

²Puesto contenido en el listado de la Encuesta Salarial PWC SEIS I 2017. Valores a marzo de 2017.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- iii. Presentar copia de la encuesta salarial completa utilizada en el Estudio de la Distribuidora, incluyendo toda la documentación que indique la metodología utilizada para la elaboración de la encuesta, empresas participantes, reportes de salarios, detalle de remuneraciones por puestos, la descripción de puestos, entre otros. Para la determinación de los salarios de la mano de obra, utilizar el "Segmento: Tipo de Organización – Nacional" de la encuesta de PWC, con sus valores promedio, es decir no incluir dentro de su cálculo a empresas multinacionales.
- iv. Eliminar el puesto "chofer" de la cuadrilla, ya que los camiones grúa que se utilizan para la construcción, operación y mantenimiento, de las instalaciones de distribución son operados por un integrante de la cuadrilla, tal como es la practica en Guatemala, por lo que adicionar un puesto que no se utiliza es un sobrecosto y por lo tanto es una ineficiencia que no puede ser considerada en las tarifas.
- v. Derivado que la distribuidora no ha demostrado que tanto su personal como el personal tercerizado cuenta con indemnización universal (que se paga la indemnización independientemente de la causa del cese de la relación laboral), se requiere al Consultor de la Distribuidora cumplir con los TDRs, y realizar el cálculo del porcentaje por aplicar en concepto de indemnizaciones, tanto para personal propio como del contratista, de acuerdo a lo establecido en los TDRs del Estudio, es decir multiplicando la indemnización anual equivalente al 8.33%, por el cociente de trabajadores a los cuales se les ha pagado indemnización y el total de los trabajadores que han dejado de laborar en la Distribuidora, lo cual de acuerdo al archivo "Análisis costos MO.xlsx" hoja "Indemnizaciones" celda F305, el valor a utilizar es de $8.33\% \times 65\% = 5.44\%$.
- vi. Presentar un informe pormenorizado de los montos efectivamente pagados a cada persona listada en el archivo "Análisis costos MO.xlsx", hoja "Indemnizacion", con su correspondiente documentación de respaldo (copia de los documentos de pago) certificada por el contador general de la distribuidora. Caso contrario no se podrá reconocer ningún porcentaje en concepto de indemnizaciones.
- vii. Respecto al "Bono por desempeño" y "Bono por desempeño gerencial", estos conceptos corresponden a la equiparación de los salarios reales de la distribuidora, a salarios competitivos del mercado, adicionalmente la aplicación de los mismos dependerá de los resultados que pueda o no alcanzar cierta persona dentro de la Distribuidora, siendo esto una probabilidad baja o media y no una realidad, que cae dentro del campo especulativo. Por tal motivo no pueden adicionarse a los salarios medios competitivos de una encuesta salarial que ya incluye sus propias particularidades y corresponden a datos representativos de una muestra estadística, por lo que este tipo de ventajas salariales (bonos) corresponden a una particularidad parcial característica del salario de la empresa rea, lo correcto como se estableció en los TDRs, y se requiere en las presentes observaciones, es una comparación de las encuestas salariales y los salarios reales (incluyendo sus particulares como los bonos indicados), para la determinación del costo eficiente por remuneraciones, lo pretendido por el Consultor de la Distribuidora, es una distorsión de los resultados de la encuesta salarial al adicionar a conveniencia bonos y otras prebendas a dicha encuesta sin considerar una comparación integral entre ambas fuentes de análisis. Ya que por ejemplo, entre su política salarial, podría buscar equiparar a precios de mercado sus salarios reales efectivamente pagados a su personal a través de la



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

aplicación o adición de dichos conceptos (bonos). Por lo tanto, se requiere al Consultor de la Distribuidora cumplir con los TDRs y la normativa.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

15. Horas de Trabajo de la Mano de Obra

Los términos de referencia establecen en el numeral 4.2.2 que: *Para la determinación del costo horario de mano de obra, se debe considerar únicamente los siguientes conceptos: el tiempo de descanso de acuerdo al Código de Trabajo (artículo 119) y vacaciones (artículo 130 del Código de Trabajo). Para la determinación del costo de mano de obra del personal de construcción se adicionará un tiempo razonable para el desplazamiento dentro de la obra, considerando que para construir a nuevo todas las instalaciones de distribución, dadas la dimensiones hipotéticas del proyecto lo óptimo es que los trabajadores se presenten al lugar de la obra y no incurran en demoras movilizándose primero a la sede y luego al proyecto, lo cual resultaría ineficiente. Para las cuadrillas de operación y mantenimiento deberán definirse los tiempos de movilización, en ambos casos la Distribuidora deberá presentar un informe estadístico de los últimos 5 años justificando dichos tiempos, para su aprobación e inclusión dentro de los costos de la mano de obra.*

El Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE o Reglamento), en sus artículos 84, 85 y 97, establece que:

"Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución, La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia"

Por su parte, la Ley General de Electricidad (LGE), en sus artículos 60, 67 y 71 establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

No obstante lo anterior, el Consultor de la Distribuidora presenta en el archivo "Análisis costos MO.xlsx", hoja "Generales", el cálculo de las horas teóricas de trabajo:

Horas al año

	Personal operativo	
	Contratista	Propio
Días al año (52 sem. x 5.5 días)	286	286
Horas al año	2288	2288
Días feriados	12	15
Horas relativas a días feriados	96	120
Días laborables al año	274	271
Horas laborables al año	2192	2168
Vacaciones	15	23
Horas relativas a vacaciones	120	184
Días teóricos de trabajo	259	248
Horas teóricas de trabajo	2,072	1,984

Al analizar esta información y los demás datos presentados por el Consultor de la Distribuidora, se han concretado los siguientes hallazgos:

1. El Consultor de la Distribuidora presenta en el archivo "Análisis costos MO.xlsx", hoja "Generales", el cálculo de las horas efectivas diarias de la mano de obra, y el ajuste sobre tiempos:

Análisis Mensual

	Personal operativo	
	Contratista	Propio
Horas laborables mes	172.67	165.33
Ausentismo mensual (horas_mes)	5.15	5.15
Capacitación mensual (horas_mes)	6.58	6.58
Horas efectivas mes	160.93	153.60
Horas efectivas día	7.46	7.43
Tiempos refrigerio - art.119 - (Hs/DIA)	0.50	0.50
Tiempos de desplazamiento (Hs/DIA)	3.41	3.18
Horas de refrigerio y desplazamiento día	3.91	3.68
Ajuste sobre tiempos	110.5%	98.2%

Con relación a la tabla anterior, el Consultor de la Distribuidora indica en su informe que:

- i. Se calculan las horas mensuales de "ausentismo" de los empleados considerando causas como enfermedad, accidentes, licencias o permisos, entre otros, y presenta como sustento del valor propuesto un estudio desarrollado por la empresa ADECCO, para el país de España, el cual efectuó levantamiento de datos en países desarrollados de Europa y Norte America.

Pais	Días perdidos por trabajador_ año
Suiza	9.7
España	9.2
Finlandia	9.2
Estonia	7.5
Dinamarca	7.3
Canada	7.5
USA	3.7
Promedio	7.73
Promedio sin USA	8.4

- ii. Adicionalmente, en cuanto a las horas mensuales propuestas por el Consultor de la Distribuidora para el rubro de "capacitación", éste indica que se toma en cuenta un estudio elaborado por el departamento de Economía de la UCA (Universidad Católica Argentina), los cuales se basan en las estadísticas publicadas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).
- iii. Para el rubro de "tiempos de desplazamiento", el Consultor de la Distribuidora indica en su informe:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

En cuanto a los tiempos de desplazamiento, los mismos se basaron en datos reales de la empresa distribuidora, los cuales son propios de empresas distribuidoras que operan predominantemente en regiones rurales (de mayor dispersión).

El tiempo por desplazamiento por jornada diaria de 8 horas es de **3.41** horas para personal de brigadas de Obra y **3.18** horas para personal dedicado a actividades operativas. El cálculo puede auditarse en archivo "Análisis costos de MO" y está basado en registros de tiempos obtenidos a partir de **6612** obras y **5192** órdenes de trabajo durante el año 2018.

Actividad	No. Obras evaluadas	Recorridos Promedios (km) por Obra	Velocidad promedio, considerando tipo de carreteras en área urbana-rural (km/h)	Tiempo estimado de recorrido de sede a obra y de obra a sede (hrs)	Tiempos de alistamiento (h)	Total (h/jornada)
Obra de Desarrollo	6,612	110.95	32.50	3.41	-	3.41
Brigada de mantenimiento	5,192	103.46	32.50	3.18	-	3.18

De acuerdo solicitado por CNEE, se tomaron registro de desplazamientos y tiempos de las brigadas, a partir de las informaciones registradas en los GPS de los vehículos utilizados. Del análisis de estas informaciones se obtuvo una velocidad promedio de desplazamiento de **32.5** km/h. El detalle de cálculo puede verificarse en archivo Velocidades Promedio GPS.xls adjunto como respaldo.

- El Consultor de la Distribuidora, con el objeto de justificar los tiempos de traslado considerados en el cálculo del costo de mano de obra de construcción, operación y mantenimiento, presenta dos tablas con los desplazamientos efectuados en obras terminadas:

Desplazamiento Obras

Microsoft Excel - Analisis costos MO.xls

Advertencia de seguridad: Se ha deshabilitado la actualización automática de los vínculos.

Formula: =RA12(K6/3.1426)*0.5

COD_OBRA	MUNAL_EXP	DESCR_TYPD	REGION	ZONA	DIRECCION	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	ESTADO_OBRA	DEPLAZAMIENTO SEDEAMUNICIPAL	AREAEN	DEPLAZAMIENTO MUNICIPAL	DEPLAZAMIENTO TOTAL (HRS)		
6	F10020101000189	F10020101000189	DR949-40-200	MTE	PS CTRO OCC	DENITE	OCCIDENTE	LA VIE RANCHO GRANDE FAYANACHEL	SOLULA	REFECCIONADA	62.00	7.98	69.98	
7	F10020101000194	F10020101000194	DR949-40-200	MTE	PS CTRO ORIENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	TIERRA LINDA CHISEE	ALTA VERAPAZ	REFECCIONADA	74.00	1,789.67	11,93	
8	F10020101000194	F10020101000194	DR949-40-200	MTE	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA BUENA VISTA SAN PEDRO NECTA	HUEHUETENANGO	REFECCIONADA	59.00	131.32	2.23	59.38
9	F10020101000194	F10020101000194	DR949-40-200	MTE	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA LALIVIA CAMUTAN	CHIGUIMLA	REFECCIONADA	31.00	233.67	4.31	36.37
10	F10020101000194	F10020101000194	DR949-40-200	MTE	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA NARANJALES COLDTENANGO	HUEHUETENANGO	REFECCIONADA	36.00	63.82	2.25	38.77
11	F10020101000194	F10020101000194	DR949-40-200	MTE	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	PROL SAN SEBASTIAN	HUEHUETENANGO	REFECCIONADA	14.00	27.92	1.19	25.79
12	F10020101000194	F10020101000194	DR949-40-200	MTE	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA KEMAL COLDTENANGO	HUEHUETENANGO	REFECCIONADA	38.00	63.82	2.25	38.70
13	F10020101000468	F10020101000468	DR949-40-200	MTE	PS CTRO OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	STA AVENIDA ZONA 1 LA ESPERANZA	QUETZALTENANGO	REFECCIONADA	6.00	16.14	1.13	7.16
14	F10020101000497	F10020101000497	DR949-40-200	MTE	PS CTRO OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	LA AV. REGADO RASPE COMITANCILLO	SAN MARCOS	REFECCIONADA	72.00	138.14	3.33	74.00
15	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS CTRO OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	GARDON CODIM TOTOXCAPAN	TOTONUCAPAN	REFECCIONADA	17.00	254.25	4.59	32.50
16	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS CTRO OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	CHUHUC QUINTEPEQUE	QUETZALTENANGO	REFECCIONADA	6.00	93.39	1.64	13.87
17	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS SUR ORIENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA PALO BLANCO CONGUACO	JUTIAPA	REFECCIONADA	71.00	152.19	3.48	75.18
18	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	EL BENEGAL LA LIBERTAD	HUEHUETENANGO	REFECCIONADA	64.00	226.30	4.24	69.09
19	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA GARCON CHIXALTA	HUEHUETENANGO	REFECCIONADA	6.00	955.06	6.71	13.26
20	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	CHIXALTA CHIXALTA	HUEHUETENANGO	REFECCIONADA	6.00	955.06	6.71	13.26
21	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA EL CUATE SAN JUAN ATITAN	HUEHUETENANGO	REFECCIONADA	35.00	57.26	2.13	37.56
22	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA KEMAL COLDTENANGO	HUEHUETENANGO	REFECCIONADA	36.00	63.82	2.25	38.70
23	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS CTRO ORIENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	BARRIO SAN LUCAS CHIHUAL	ALTA VERAPAZ	REFECCIONADA	154.00	440.36	5.92	161.10
24	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS FETEN	OCCIDENTE	OCCIDENTE	EL FARRAC SAN LUIS	FETEN	REFECCIONADA	125.00	2,450.69	13.96	143.76
25	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS SUR ORIENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA EL SALITRE SANTA ROSA DELIMA SANTA ROSA	REFECCIONADA	15.00	120.21	2.09	20.71	
26	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS CTRO ORIENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	BARRIO SAN LUCAS CHIHUAL	ALTA VERAPAZ	REFECCIONADA	154.00	440.36	5.92	161.10
27	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	BARRIO GRANDE LA DEMOCRACIA	HUEHUETENANGO	REFECCIONADA	71.00	166.36	3.64	75.37
28	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA KEMAL COLDTENANGO	HUEHUETENANGO	REFECCIONADA	36.00	63.82	2.25	38.70
29	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS CTRO ORIENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	BARRIO SANTA MARIA CHIHUAL	ALTA VERAPAZ	REFECCIONADA	154.00	440.36	5.92	161.10
30	F10020101000498	F10020101000498	DR949-40-200	MTE	PS SUR ORIENTE	OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA EL BERAN CONGUACO	JUTIAPA	REFECCIONADA	71.00	152.19	3.48	75.18

Desplazamiento Mantenimiento



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Análisis costos MO.xlsx - Microsoft Excel

Advertencia de seguridad Se ha deshabilitado la actualización automática de los vínculos. Habilitar contenido

K347 F =RAIZ(1347/3.1416)*0.5

COD OBRA	TIPO OBRA	REGION	ZONA	DIRECCION	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	ESTADO OBRA	DEPLAZAMIENTO SEGUN MUNICIPIO (HRS)	AREA AMP (M2)	DEPLAZAMIENTO MUNICIPAL (HRS)	DEPLAZAMIENTO TOTAL (HRS)	Distancia (M)
347	004012013030105	REF MITO MT	MITO SUR ORIENTE	ORIENTE	EL CACAHOITO	TAXICO	SANTA ROSA	RECEPCIONADA	50.00	473.82	52.14	106.14
348	001012013030155	REF MITO MT	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	A EL ZONA 1	JALAPA	CHIQUIMULA	RECEPCIONADA	30.00	261.45	26.30	64.42
349	008012013030205	REF MITO MT	MITO PETEN	ORIENTE	DESF DE ELLENCO	PETEN	SAN ANDRES	RECEPCIONADA	12.00	6,690.55	26.30	48.30
350	002012013030206	REF MITO MT	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	ASUNCION MITA	JUTAPA	JUTAPA	RECEPCIONADA	31.00	502.37	6.33	37.33
351	002012013030259	REF MITO MT	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	LARJACA	SAN JUAN CHAMELCO	JUTAPA	RECEPCIONADA	32.00	207.42	4.26	36.06
352	004012013030219	REF MITO MT	MITO SUR ORIENTE	ORIENTE	EL QUEQUEQUE	TAXICO	SAN RAFAEL LAS FLOR	RECEPCIONADA	52.00	38.56	2.66	95.66
353	00402012013030202	ADCELUACION/RENOV	MITO SUR ORIENTE	ORIENTE	SANTA MARIA TIXUL	SANTA MARIA TIXUL	SANTA ROSA	RECEPCIONADA	22.00	164.66	3.62	28.62
354	002012013030402	REF MITO MT	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	EL PROGRESO	JUTAPA	JUTAPA	RECEPCIONADA	11.00	109.67	2.35	34.95
355	0040120130301489	CONFECCION DE CABLE	MITO SUR ORIENTE	ORIENTE	0013-0705	SAN JUAN CHAMELCO	JUTAPA	RECEPCIONADA	21.00	131.05	3.11	45.31
356	004012013030287	REF MITO MT	MITO SUR ORIENTE	ORIENTE	FINCA DE TAXICO	TAXICO	SANTA ROSA	RECEPCIONADA	50.00	473.82	6.14	95.14
357	003012013030189	REF MITO MT	MITO CTRD ORIENTE	ORIENTE	CANTON LAS CASAS	COBAN	ALTA VERAPAZ	RECEPCIONADA	-	2,021.30	12.60	10.60
358	002012013030159	REF MITO MT	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	LALIBERTADA	COBAN	ALTA VERAPAZ	RECEPCIONADA	-	2,021.30	12.60	10.60
359	002012013030187	REF MITO MT	MITO CTRD ORIENTE	ORIENTE	FINCA CHUJUL	SAN JUAN CHAMELCO	ALTA VERAPAZ	RECEPCIONADA	9.00	29.51	0.32	12.32
360	002020130302002	REF TRAFICO DAÑO E	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	BARRIO ESTACION	SAN JOSE LA APADA	CHIQUIMULA	RECEPCIONADA	16.00	101.94	3.12	39.12
361	002012013030281	REF MITO MT	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	ALDEA GERRITOS SECT	SAN RAFAEL	EL PROGRESO	RECEPCIONADA	82.00	153.13	3.49	85.49
362	002012013030149	REF MITO MT	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	ALDEA CERRO DE VIVO	ABUNDANCIA MITA	JUTAPA	RECEPCIONADA	31.00	502.37	6.33	37.33
363	002020130302051	ADCELUACION COTTY	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	SAN MIGUEL COMANC	BARAHATE	EL PROGRESO	RECEPCIONADA	36.00	293.75	4.83	59.83
364	003012013030249	REF MITO MT	MITO PETEN	ORIENTE	BARRIO SANTA FELIX	FOPTUN	PETEN	RECEPCIONADA	105.00	1,646.74	11.11	115.11
365	001020130302627	CAMBIO TRAFICO DAÑO	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	ALDEA EL TISON	CONFECCION LAS MAN	CHIQUIMULA	RECEPCIONADA	48.00	212.77	4.15	100.19
366	002012013030279	REF MITO MT	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	ALDEA CERRO ALCOB	JALAPA	JALAPA	RECEPCIONADA	59.00	644.24	7.16	80.16
367	002012013030276	CAMBIO TRAFICO DAÑO	MITO CTRD ORIENTE	ORIENTE	SAN MIGUEL CHUCA	SAN MIGUEL CHUCA	BAJA VERAPAZ	RECEPCIONADA	109.00	239.35	4.83	119.88
368	002020130302684	ADCELUACION COTTY	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	BARRIO CAHELUS	SAN CARLOS ALDATAB	JALAPA	RECEPCIONADA	54.00	62.65	2.56	56.66
369	003012013030140	REF MITO MT	MITO CTRD ORIENTE	ORIENTE	BARRIO CENTRO	SAN JERONIMO	BAJA VERAPAZ	RECEPCIONADA	82.00	281.83	4.74	86.74
370	002012013030219	REF MITO MT	MITO NOR ORIENTE	ORIENTE	EL CARPIALITO	SAN PEDRO PINULA	JALAPA	RECEPCIONADA	70.00	527.27	6.40	76.40

Respecto de la información proporcionada por el Consultor de la Distribuidora sobre el tema "tiempos de desplazamiento", cabe señalar lo siguiente:

- El registro de obras presentadas corresponde solamente al año 2018 y no presenta documentación de respaldo de los valores reportados, por ejemplo: órdenes de trabajo recibidas por la Distribuidora.
- De acuerdo a la fórmula utilizada el Consultor de la Distribuidora está suponiendo que las instalaciones de distribución están localizadas en toda el área del municipio, lo cual no es necesariamente válido ya que existen muchas áreas despobladas que no tienen redes de distribución, así mismo no queda clara la metodología usada para determinar los tiempos de desplazamiento.
- El valor del desplazamiento utilizado en el cálculo corresponde al promedio de la información unificada de DEOCSA y DEORSA.
- El Consultor de la Distribuidora no entregó los recorridos promedio de los vehículos para actividades en Áreas Urbanas en Damero y el Resto de Red, con base a estadísticas reales (de los últimos 5 años) debidamente documentadas para poder comparar con los valores que está proponiendo para este cálculo.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 4.2.2 de los Términos de Referencia, a los artículos 84, 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 67 y 71 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora lo siguiente:

- De acuerdo a lo establecido en el artículo 85 del RLGE, utilizar el valor de 0 horas para el rubro de "ausentismo mensual", en consecuencia con el criterio de no aplicar valores inferiores a las eficiencias alcanzadas en el período anterior. Adicionalmente la distribuidora no tiene la obligación de pagar los días que las

personas se ausentan de sus labores y por consiguiente no pueden trasladarse a las tarifas de los usuarios finales el pago de salarios por actividades no realizadas.

- ii. De acuerdo a lo establecido en el artículo 85 del RLGE, utilizar el valor de 0 horas para el rubro de "capacitación", en consecuencia, con el criterio de no aplicar valores inferiores a las eficiencias alcanzadas en el período anterior. Adicionalmente se considera que los perfiles de puestos reconocidos en la encuesta salarial, corresponden a personal ya capacitado y especializado en la tarea que realiza.
- iii. En cuanto a los tiempos de "desplazamiento" propuestos:
 - a) No se acepta la metodología propuesta por el Consultor de la Distribuidora, dado que se requiere no utilizar la misa dado que presenta inconsistencias en su aplicación para las actividades de construcción, y de operación y mantenimiento (donde se establecen rutas de trabajo).
 - b) De acuerdo a lo establecido en el artículo 85 del RLGE, no podrá utilizarse un valor superior a 1.94 horas para el rubro de "Tiempos de desplazamiento (Hs/DIA)", en consecuencia con el criterio de no aplicar valores inferiores a las eficiencias alcanzadas en el período anterior. Este valor ya incluye desplazamiento hasta y desde el lugar donde se registró la incidencia o el montaje, tiempos de manipulación de materiales (carga, descarga, devolución), tiempos de instrucciones y coordinación de trabajos, de acuerdo a lo indicado por el mismo Consultor de la Distribuidora.

La aplicación de los comentarios anteriormente vertidos, da como resultado los valores que se consignan en la siguiente tabla, los cuales se requiere al Consultor de la Distribuidora, utilizar para el cálculo de las "Horas de Trabajo Efectivas al día para la Mano de Obra y Ajuste sobre Tiempos":

Horas al año	Personal operativo	
	Contratista	Propio
Días al año (52 sem. x 5.5 días)	286	286
Horas al año	2288	2288
Días feriados	12	15
Horas relativas a días feriados	96	120
Días laborables al año	274	271
Horas laborables al año	2192	2168
Vacaciones	15	23
Horas relativas a vacaciones	120	184
Días teóricos de trabajo	259	248
Horas teóricas de trabajo	2,072	1,984

Análisis Mensual

	Personal operativo	
	Contratista	Propio
Horas laborables mes	172.67	165.33
Ausentismo mensual (horas_mes)	-	-
Capacitación mensual (horas_mes)	-	-
Horas efectivas mes	172.67	165.33
Horas efectivas día	8.00	8.00
Tiempos refrigerio - art.119 - (Hs/DIA)	0.50	0.50
Tiempos de desplazamiento (Hs/DIA)	1.94	1.94
Horas de refrigerio y desplazamiento día	2.44	2.44
Ajuste sobre tiempos	43.8%	43.8%

16. Herramientas asignadas a la mano de obra

Los Términos de Referencia establecen en el numeral 4.2.2 que: "Adicionalmente, se deberá incluir un monto correspondiente a herramientas y equipos de seguridad eficiente para cada integrante de las cuadrillas de trabajo que realizan, tanto las actividades de construcción del Distribuidor (por ejemplo cuadrillas para quitar vegetación, cuadrillas de instalación de acometidas y medidores, cuadrillas de construcción de redes de media y baja tensión, etc.), como las actividades de operación y mantenimiento de la red (por ejemplo cuadrillas para aplomado de postes, cuadrillas para tensado de retenidas, cuadrillas para conexión de transformadores, cuadrillas para inspección de medidores, etc.). Para la asignación de estos costos deberá discriminarse las herramientas comunes para: i. Grupos de trabajo ii. Cuadrillas. iii. Individuales. Estos costos de herramientas y equipos de seguridad deberán asignarse estrictamente de acuerdo a las funciones y actividades que realice cada operario. Para la inclusión de estos costos en la mano de obra deberá determinarse la anualidad de la inversión considerando una vida útil promedio de diez años y una tasa equivalente a la TAI (7%). La Distribuidora deberá presentar los resultados para personal de: i. Construcción. ii. Operación. iii. Mantenimiento. De acuerdo al siguiente formato:

Integrante	Herramientas y equipos de seguridad de uso individual	Herramientas y equipos de seguridad comunes	Costos (USD)	Porcentaje para construcción
Peón				
Operario				
Oficial				
Capataz				

Para la definición del porcentaje de la tabla anterior, se utilizará la anualidad de las herramientas que corresponda a cada operario y su base salarial anual (sin incluir cargas sociales), se debe presentar a la CNEE para su validación e inclusión en el estudio, las memorias de cálculo y toda la documentación de respaldo. Los costos que se reconocerán provendrán de precios reales de los últimos cinco (5) años y deberán ser






COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

sustentados con: facturas, contratos con empresas tercerizadas, órdenes de compras o documentos contables de compra. Adicionalmente, la Distribuidora deberá justificar fehacientemente las herramientas utilizadas para cada operario, cuadrilla y grupo de trabajo de acuerdo a las condiciones reales de construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución. La Comisión fiscalizará la veracidad de dicha información haciendo las inspecciones que considere pertinentes. Los costos a reconocer deberán corresponder a valores eficientes para la determinación de la Empresa Eficiente de Referencia. Se deberá presentar el análisis de la inclusión de las herramientas dentro del costo de las cuadrillas de dos formas: i) como un porcentaje del salario anual de los integrantes de la cuadrilla; ii) como el valor monetario resultante del total de la anualidad de la inversión de las herramientas por tipo de cuadrilla."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE o Reglamento), en sus artículos 83, 84, 85 y 97, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución, La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia"

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

Por su parte, la Ley General de Electricidad (LGE), en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73 establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión, a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el

artículo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, al analizar la información remitida por el Consultor de la Distribuidora, se determinaron las siguientes inconsistencias:

a. Determinación del Precio Eficiente de las Herramientas

El Consultor de la Distribuidora, para la determinación del precio eficiente de las herramientas, presenta y utiliza un único documento de respaldo (una sola factura u orden de compra), el cual no refleja los volúmenes de compra reales de la Distribuidora, ni refleja el costo medio de compra de la distribuidora, sesgando los resultados, con lo cual se imposibilita el utilizar el procedimiento para el cálculo de los valores eficientes establecido en las Resoluciones CNEE-217-2012 y CNEE-261-2012.

b. Vida Útil asignada a las Herramientas

Asimismo, el Consultor de la Distribuidora no presenta justificaciones técnicas debidamente documentadas, para sustentar los valores de las vidas útiles de herramientas utilizados en sus memorias de cálculo. Al respecto se observa que los valores utilizados por el Consultor, corresponden a vidas útiles muy cortas.

c. Herramientas Eficientes Asignadas

Sobre este tema, es necesario indicar lo siguiente:

El Consultor de la Distribuidora asigna, dentro de las herramientas de la cuadrilla: una "Lámpara tipo reflector recargable", "Lámpara intermitente tipo "B" con su base/trípode (la base se debe poder insertar dentro del cono) con baterías o con una longitud adecuada del cable de alimentación" y "Lampara de cabeza 60 lumens". Considerando que el horario de trabajo que propone el Consultor es diurno, estas herramientas no son necesarias para la labor que se realiza.

Por otra parte, tomando como base la información remitida por el Consultor de la Distribuidora, esta Comisión realizó verificaciones en campo acerca de la efectiva asignación a las cuadrillas, de los equipos y herramientas propuestas por el Consultor de la Distribuidora. De dicha fiscalización se tienen las siguientes imágenes:

Victor Myroy

SUBSTACION: 045 - CHIQUIMULA	SOLICITUD DESCARGO No: 75769
SMT: 4504 - EL INGENIERO	OBRA: 123000001898; ... 1899; ... 1900
UNIDAD: MANTENIMIENTO	TIPO DE OBRA: RETANQUEOS HALLAZGOS CNEE
REGION: NOR	

PROGRAMACION DE EJECUCION DE LOS TRABAJOS:

DESDE EL: jueves, 11 de octubre de 2018	DE: 08:00 HORAS	POTENCIA TOTAL AFECTADA: 190 KVA
HASTA EL: jueves, 11 de octubre de 2018	A: 17:00 HORAS	RURAL: 190 KVA
		URBANA: 0 KVA

MANIOBRAS GENERALES DE ZONA PROTEGIDA	LOCALIDADES AFECTADAS
Subestación: 045 CHIQUIMULA SMT: 4504 EL INGENIERO KVA afectados: 190	Localidades que serán afectadas todo el tiempo
08:00 horas. Comunicación con el COR para apertura del SC99 4504, circuito El Ingeniero con rampetargas. <i>6:51:00</i>	De 8:00 A 17:00 horas.
08:15 horas. Aplicación y verificación de las cinco reglas de oro. Instalación de Puestas a Tierra en el TR41-4504. Principio y Fin del descargo. (Se utilizará la misma de la zona de trabajo "A"). <i>08:14:00</i>	Departamento de Chiquimula Municipio de Chiquimula:
16:40 horas. Comunicación con el COR, para solicitud de autorización del retiro de Puestas a Tierra en el TR41-4504. Principio y Fin del descargo.	ALDEA: PETAPILLA. ANTENAS RADIALES, TELEVISIVAS Y TELECOMUNICACIONES SITUADAS EN LA ALDEA DESCRITA DEL MUNICIPIO DE CHIQUIMULA.
17:00 horas. Comunicación con el COR para cierre del SC99 4504.	LOTIFICACIONES: LA CAÑADA.
	SECTOR: VIVERO EL BARRIAL.

Mnt. 90915 - 90876

NOMBRE DEL PLANIFICADOR DEL DESCARGO: CRISTIAN ORELLANA	TELEFONO: 3280-7535	FIRMA: CRISTIAN ORELLANA
NOMBRE DEL AGENTE DEL DESCARGO: AMILCAR VARGAS	TELEFONO: 3176-1390	FIRMA: AMILCAR VARGAS

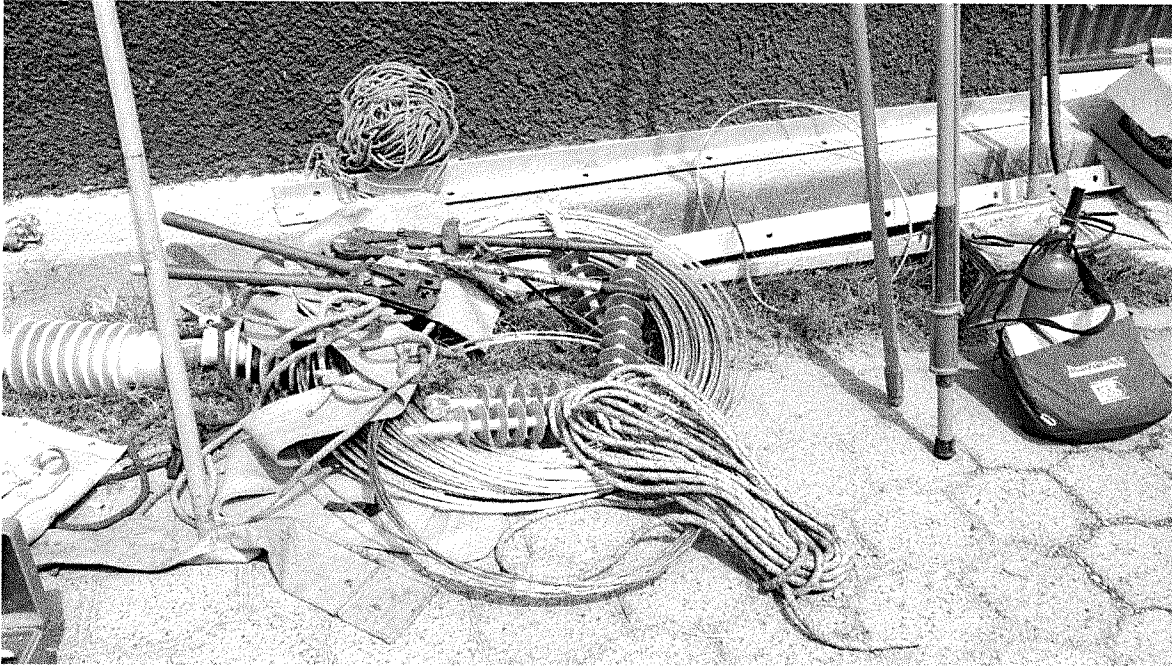
Ejemplo de cuadrilla fiscalizada



Personal sin la totalidad del equipo de protección mínimo







Herramientas y equipos asignados a la cuadrilla no coinciden con lo reportado por la Distribuidora



Herramientas y equipos asignados a la cuadrilla no coinciden con lo reportado por la Distribuidora

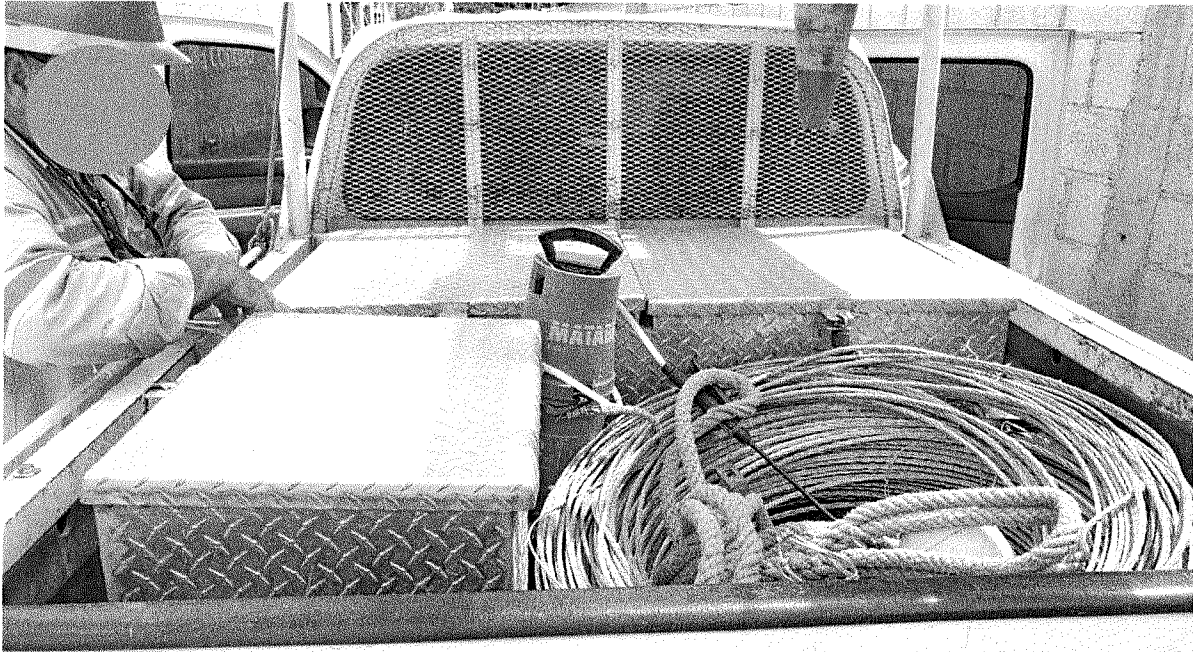


Otras herramientas y equipos observados



Otras herramientas y equipos observados





Otras herramientas y equipos observados

De las imágenes tomadas por personal de campo de esta Comisión, se puede observar lo siguiente:

- i. No todo el personal de la cuadrilla cuenta con equipos de protección mínimos requeridos para las brigadas de operación y mantenimiento de redes (pantalla de protección contra impactos y arco eléctrico, barbiquejo, cubrenucas adecuada para la actividad, otros).
- ii. No todo el personal cuenta con la totalidad de herramientas indicadas por el Consultor de la Distribuidora, no obstante, se presentó una declaración jurada del Representante Legal de la Distribuidora indicando que todo su personal contaba con las herramientas indicadas por su Consultor.

d. Cálculo de la Anualidad de las Herramientas

Para realizar el cálculo de la anualidad de las herramientas, el Consultor de la Distribuidora utiliza una tasa del 10% y no la Tasa de Actualización de la Inversión (TAI) del 7%, como lo estipulan los TDRs.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 4.2.2 de los Términos de Referencia, a los artículos 83, 84, 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora lo siguiente:

- i. Utilizar los siguientes valores para las herramientas que se listan a continuación, únicamente para las personas que requieran el material específico para la tarea que desempeñan:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

No.	Equipo DC	Propuesta (Q)
1	Casco de seguridad dieléctrico	154.60
2	Guantes de cuero	80.00
3	Gafas de protección contra impactos (OSHA 29 CRF 1910.133, ANSI Z87.1)	19.64
4	Calzado de seguridad Dieléctrico (ASTM F 2412 y ASTM F 2413 o ANSI Z41)	392.86
5	Barbiquejo para caso de seguridad dieléctrico (Mínimo dos puntos de apoyo)	33.50
6	capa nucas	58.93
7	Camisa de algodón con logotipo y reflectivo	96.34
8	Pantalón lona	83.33
9	Bandola de seguridad	887.90
10	Maneas para liniero (10 mts de cable poli. 3/4")	6.62
11	Arnés de seguridad completo con cinturón integrado	1,029.00
12	Línea de vida con absorbente de impacto	490.65
13	Alicate aislado de 10"	62.21
14	Llave ajustable (cangrejo) de 10"	150.00
15	Navaja para electricista	36.53
16	Destornillador de 6"	29.86
17	Línea de mano (20 mts de cable poli. 1/2")	2.33
18	Cinta métrica 5m	47.01
19	Capa impermeable	150.53
20	Botiquín de primeros auxilios	2,443.98
21	Conos de señalización	80.00
22	Traje protector de abejas	519.19
23	Tensador de cadena (mica) 1 tonelada	1,000.09
24	Tensador de cadena (mica) 3 toneladas	1,709.09
25	Comelon de No.1/0 - 4/0	1,242.12
26	Comelon para Ag 3/8	495.50
27	Garrucha doble de poleas triples, 16lbs, soga de 1/2"	2,967.98
28	Corta cable para ACSR No.2 - 477 mcm	2,535.58
29	Almagana de 3 lbs	55.84
30	Barreta de 8 pies	180.70
31	Caimanete mecánico para conectores de compresión	2,345.27
32	Cinta métrica 50m	110.87
33	Extintor para fuego ABC (Mayor o igual a 5 lb. cargado)*	325.73
34	Rollo de cinta con leyenda "PRECAUCIÓN".	80.00
35	Escalera dieléctrica multiusos de 6' o 8' con dispositivo antivuelco	1,462.06
36	Caimanete mecánico para conectores nema 1	1,593.58
37	Comelón de No. 2 - 1/0	968.30
38	Pala excavadora manual (para hacer hoyos para postes)	32.35
39	Equipo de puesta a tierra trifásico	9,653.35
40	Detector de voltaje	3,446.58
41	Bolsa protectora de guantes dieléctricos (Clase 2 / Clase 4)	198.52
42	Pértiga Telescópica (extensible hasta 35 pies)	1,649.85
43	Pantalla de protección contra impactos y arco eléctrico	656.28



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

44	Flejadora para cinta de acero de 3/8" a 1/2"	524.88
45	Cámara fotográfica digital (16 mega pixeles / memoria 8 GB) y estuche de cámara	814.43
46	Arco de sierra (con sierra)	81.04
47	Cepillo para limpieza de conductores (Universal en "U")	546.62
48	Rompecargas 34.5kv (portación obligatoria en brigadas que trabajen en este voltaje)	17,083.97
49	Machete	66.01
50	Arnés de Tala y Poda	1,400.00
51	Eslinga móvil 120 cm	154.00
52	Motosierra para poda	1,856.00
53	Motosierra para Tala	3,400.00
54	Sierra universal para poda	446.79
55	Destornillador phillips 1/4x4	85.00
56	Destornillador plano 1/4x4	85.00
57	Guantes de 500V	265.00
58	Gafete de identificación (con asignación de puesto)	42.71
59	Anclaje móvil tipo tie off 1.5 mts	224.76
60	Caja porta herramientas	238.88
61	Poleas (rescate)	163.55
62	Mosquetones (rescate)	123.12
63	Spray repelente de perros 1.5 Onz.	59.43
64	Spray repelente contra abejas y avispas 14 Onz.	94.98
65	Cuerda semiestática de 30 m (rescate)	654.21
66	Descensor tipo 8 tipo hongo (ANSI Z359.1)	271.67
67	Maletín impermeable para resguardo de equipo de rescate en alturas	321.08
68	Recipiente para almacenaje de agua para consumo (1 Gal.)	94.98
69	Cuñas para llantas de vehículo (de caucho) (10" x 8" x 6")	151.96
70	Lámpara intermitente tipo "B" con su base/trípode (la base se debe poder insertar dentro del cono) con baterías o con una longitud adecuada del cable de alimentación.	123.47
71	Señales Informativas (1 m x 1 m, naranja, vinil reflectivo, base de aluminio plegable); con la leyenda: "Trabajadores Adelante"	569.85
72	Señales Informativas (1 m x 1 m, naranja, vinil reflectivo, base de aluminio plegable); con la leyenda: "Carril derecho cerrado" de un lado y "Carril izquierdo cerrado" del otro	569.85
73	Banderola (46 cm X 46 cm, color naranja, franja diagonal blanca)	129.95
74	Guantes de alto voltaje 40kv**	1,417.66
75	Pértiga de gancho articulada (tipo pistola) de 10 pies**	1,926.98
76	Pértiga de universal de 10 pies con accesorio de desconexión**	868.64
77	GPS	1,150.00
78	GPS vehículo	1,839.39
79	Estructura para vehículo de brigadistas (ver diseño y especificaciones elaboradas por ENERGUATE)	13,975.32
80	Multímetro digital de gancho CAT. IV	1,526.76
81	Carteles de señalización con leyenda "Bloqueado No Accionar" (lámina galvanizada)	168.26



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

82	Guía de ascenso	949.75
83	Rompecargas 13.8kv (portación obligatoria en cada brigada)	12,899.96
84	Sierra para poda	474.83
85	Kit contra derrames de aceite	462.06
86	Drone Profesional	15,179.00
87	IPAD	2,100.00
88	GoPRO	1,400.00
89	Megger	13,300.00
90	Chaparreras anticorte	862.00
91	Orejeras	134.00
92	Pantalla de Malla	100.00
93	Cuerda Semi estática 70 metros	1,633.33
94	Cordón con alma de acero	1,530.00
95	Grigri 2 Descensor	970.00
96	Puño ascensor	660.00
97	Mosquetón doble acción acero	120.98
98	Mosquetón doble acción aluminio	198.00
99	Polea	160.71
100	Descensor piraña aluminio	256.00
101	Mosquetón con seguro rosca	176.00
102	Micrograb bloqueador	530.00
103	Motosierra para Extensible	2,700.00
104	Recipiente para almacenar inflamables	542.00
105	Pértiga lanzamiento Big Shot	1,400.00
106	Kilo voltímetro	18,170.00
107	Pinza Amperimétrica	14,850.00
108	Ultra sonido	74,100.00
109	Cámara Termográfica	63,796.00
110	Impresora Zebra	2,741.00
111	Binoculares	80.00
112	FibroscoPIO para interior instalaciones	1,700.00
113	Carga de Prueba	1,500.00
114	Cronometro	100.00
115	Barreno eléctrico	1,107.14
116	Caja Motocicleta	1,100.00
117	Casco para motorista	350.00
118	Chumpa para motorista	630.00
119	Rodilleras	250.00
120	Guantes para motorista	305.00
121	Cubre botas hule	108.00
122	Traje Impermeable	468.00
123	Gorra (con cubre nuca)	175.00
124	Celular	No aplica



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

125	Power Bank para celular ³	200.00
126	Protector solar	75.00
127	Slider	900.00
128	Mochila	200.00

- ii. Utilizar los siguientes valores para el tiempo de vida útil de las herramientas que se listan a continuación, únicamente para las personas que requieran el material específico para la tarea que desempeñan:

No.	Equipo individual	VIDA UTIL AÑOS
1	Gafas de protección contra impactos (OSHA 29 CRF 1910.133, ANSI Z87.1)	1
2	Arnés de seguridad completo con cinturón integrado	5
3	Línea de vida con absorbente de impacto	5
4	Anclaje móvil tipo tie off 1.5 mts	3
5	Bandola de seguridad	3
6	Guantes de cuero	1
7	Maneas para liniero (10 mts de cable poli. 3/4")	3
8	Llave ajustable (cangrejo) de 10"	10
9	Navaja para electricista	5
10	Destornillador de 6"	10
11	Cinta métrica 50m	8
12	Caja porta herramientas	10
13	Botiquín de primeros auxilios	3
14	Conos de señalización	5
15	Traje protector de abejas	10
16	Tensador de cadena (mica) 1 tonelada	5
17	Tensador de cadena (mica) 3 toneladas	5
18	Comelon de No.1/0 - 4/0	5
19	Comelon para Ag 3/8	5
20	Garrucha doble de poleas triples, 16lbs, sogá de 1/2"	10
21	Corta cable para ACSR No.2 - 477 mcm	10
22	Barreta de 8 pies	15
23	Caimanete mecánico para conectores de compresión	5
24	Extintor para fuego ABC (Mayor o igual a 5 lb. cargado)*	20
25	Escalera dieléctrica multiusos de 6' o 8' con dispositivo antivuelco	10
26	Caimanete mecánico para conectores nema 1	5
27	Comelón de No. 2 - 1/0	5
28	Recipiente para almacenaje de agua para consumo (1 Gal.)	3
29	Pala excavadora manual (para hacer hoyos para postes)	10

³ Los equipos son otorgados con la adquisición de los planes de servicio telefónico



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

30	Equipo de puesta a tierra trifásico	10
31	Detector de voltaje	5
32	Guantes de alto voltaje 40kV**	3
33	Bolsa protectora de guantes dieléctricos (Clase 2 / Clase 4)	3
34	Pértiga de gancho articulada (tipo pistola) de 10 pies**	5
35	Pértiga de universal de 10 pies con accesorio de desconexión**	5
36	Pértiga Telescópica (extensible hasta 35 pies)	10
37	Pantalla de protección contra impactos y arco eléctrico	3
38	Flejadora para cinta de acero de 3/8" a 1/2"	5
39	Cámara fotográfica digital (16 mega pixeles / memoria 8 GB) y estuche de cámara	5
40	GPS	10
41	GPS vehículo	10
42	Estructura para vehículo de brigadistas (ver diseño y especificaciones elaboradas por ENERGUATE)	10
43	Arco de sierra (con sierra)	5
44	Multímetro digital de gancho CAT. IV	5
45	Cepillo para limpieza de conductores (Universal en "U")	5
46	Machete	5
47	Arnés de Tala y Poda	5
48	Eslinga móvil 120 cm	5
49	Motosierra para poda	15
50	Motosierra para Tala	15
51	Sierra universal para poda	5
52	Destornillador phillips 1/4x4	10
53	Destornillador plano 1/4x4	10
54	Barreno eléctrico	10
55	Detector de Voltaje 1000V	5

Los demás materiales mantendrán el valor de vida útil propuesto por el Consultor de la Distribuidora.

- iii. Eliminar del cálculo de las herramientas lo siguiente: "Lámpara tipo reflector recargable", "Lámpara intermitente tipo "B" con su base/trípode (la base se debe poder insertar dentro del cono) con baterías o con una longitud adecuada del cable de alimentación" y "Lámpara de cabeza 60 lumens".

En cuanto a las herramientas que el Consultor indica que debe utilizar la cuadrilla en general, se considera que lo eficiente es aplicar un porcentaje de utilización de aquellas herramientas de uso específico, correspondiente a la utilización de las mismas en la construcción de las redes utilizadas por la Distribuidora.

- iv. Utilizar la Tasa de Actualización de la Inversión (TAI) del 7% para el cálculo de la anualidad de las herramientas.

17. Remuneraciones

Los Términos de Referencia establecen en el numeral 4.2.3 que "Los valores eficientes que se reconocerán para remuneraciones de los puestos corporativos y operativos de la empresa, corresponderán a valores de mercado que una Empresa Eficiente de Referencia debería pagar. Para el efecto, la Distribuidora deberá utilizar encuestas salariales nacionales de firmas especializadas de primera línea. Los resultados que se utilizaran de estas encuestas salariales corresponderán a los valores promedios totales obtenidos.

Para establecer las remuneraciones se utilizará el sueldo base de la encuesta salarial indicada anteriormente, debiendo excluir las cargas sociales que le correspondan al patrono. En ningún caso se deberán duplicar beneficios laborales, por lo que, se deberá detallar lo que se incluye en la encuesta salarial; si se incluyen los beneficios adicionales de la referida encuesta, no podrán incluirse otros beneficios adicionales durante el desarrollo del estudio. A los valores anteriores únicamente se adicionará las siguientes cargas sociales:

Concepto	Valor
IRTRA	1%
INTECAP	1%
IGSS	10.67%
AGUINALDO	8.33%
BONO 14	8.33%
BONO DECRETO 7-2000 (Q/MES)	250.00

Para establecer el porcentaje que corresponde a indemnizaciones, la Distribuidora deberá presentar las políticas de indemnizaciones aplicadas a sus empleados junto con un informe pormenorizado donde se detalle el total de personas que han dejado de laborar en la empresa Distribuidora en los últimos 5 años; indicando a cuales se ha pagado la indemnización y a cuáles no. Las indemnizaciones promedio a reconocer corresponderá a multiplicar la indemnización anual equivalente al 8.33% por el cociente de trabajadores a los cuales se les ha pagado la indemnización y el total de los trabajadores que han dejado de laborar en la empresa Distribuidora.

Asimismo deberá presentar una tabla comparativa de los valores propuestos y los valores promedios efectivamente pagados en el Año Base por la Distribuidora o contratistas. Para el efecto deberá presentar la documentación contable que respalde dichos valores. La CNEE se reserva el derecho de realizar las verificaciones o estudios que considere pertinentes.

Dentro de los costos del personal de los servicios que se tercerizan (contratistas y subcontratistas) de construcción, operación, mantenimiento y otros, no se incluirán los beneficios considerados en los pactos colectivos de condiciones de trabajo del personal propio de la Distribuidora. Lo anterior aplica también para el personal de propio de la Distribuidora que no esté incluido para recibir los beneficios de dicho pacto.

Los costos de remuneraciones deberán considerarse como no transables."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

Por su parte, la Ley General de Electricidad en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión, a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

El Consultor de la Distribuidora indica en su informe que, para el cálculo del costo de la mano de obra, utiliza la encuesta elaborada por Price Waterhouse Coopers (PWC), segmento "Resumen General", lo cual incluye a empresas multinacionales y nacionales.

Adicionalmente el Consultor de la Distribuidora indica en su informe que dado el nivel de especialización que requieren los puestos gerenciales, jefaturas y profesionales, se recomienda la utilización del percentil 75 (P75) para la determinación de su salario:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Así mismo, debe considerarse que una empresa eficiente de la magnitud de Energuate que opera en el mercado eléctrico requiere un alto nivel de especialización para los puestos gerenciales por lo que para que la misma pueda cumplir con los estándares de eficiencia mediante una gestión por personal competente y concordante con la recomendación de PWC se adopta el P75 para dichos puestos (gerentes), para el resto de los puestos que engloba la mayor parte de la fuerza de trabajo (jefes, profesionales, técnicos, asistentes, secretarías y auxiliares) se adopta el valor promedio.

Por último, el Consultor de la Distribuidora no presenta dentro de su informe la tabla comparativa de los valores propuestos y los valores promedio efectivamente pagados en el año base por la Distribuidora o contratistas. También omite la presentación de la documentación contable que sustente los valores efectivamente pagados por la Distribuidora a sus empleados para el año base. Por lo que se requiere al Consultor de la Distribuidora cumplir con los TDRs, y realizar la comparación entre los valores adecuados en las encuestas salariales y con las eficiencias en las remuneraciones de la operación real de la distribuidora (costos reales de remuneraciones), determinando a partir de esto los valores eficientes, que podrán ser utilizados para la determinación de la empresa eficiente de referencia.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 4.2.3. de los TDRs, del artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y de los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- i. Utilizar para el cálculo de las remuneraciones de todos los puestos de la empresa eficiente de referencia, únicamente el valor promedio de los puestos homologados de la encuesta salarial correspondiente al segmento "Tipo de Organización – Nacional", tal como lo establece el numeral 4.2.3. de los TDRs, y que corresponden a valores eficientes que podrán ser reconocidos en tarifas o los valores con un grado mayor eficiencia que ha logrado alcanzar la empresa real, tal como lo establece el artículo 85 del RLGE, para comprobar dicha eficiencia deberá enviar la información que se requiere en el siguiente numeral.
- ii. Presentar una tabla comparativa de los valores propuestos y los valores promedios efectivamente pagados en el año base por la Distribuidora o contratistas. Para el efecto deberá presentar el detalle de la documentación contable (facturas, estados financieros, asientos contables, planillas, vouchers de pago, planillas y solvencias del IGSS, entre otros), que respalden dichos valores, por lo que en función del artículo 85 del RLGE el Consultor de la Distribuidora deberá utilizar el mínimo de los valores antes comparados, ya que son valores que pueden ser alcanzados por la empresa eficiente de referencia, el utilizar mayores valores y por consiguiente pérdida de eficiencia, por lo que únicamente podrán ser considerados costos eficientes para la determinación de la empresa eficiente de referencia. Esta documentación de respaldo deberá acompañarse de una declaración jurada del contador general y el representante legal de la Distribuidora indicando que dicha información es verídica y comprobable. El no remitir dicha información establecida en los TDRs limitaría y entorpecería la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, por parte de esta Comisión.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

18. Otros Costos Reconocidos - Costos Indirectos

Los Términos de Referencia establecen en el numeral 4.3.2 "Los costos indirectos engloban todos los costos adicionales a los costos directos de material, mano de obra, vehículos y equipos de montaje. Se trata de costos de inversión asociados a la ejecución de un proyecto que, al igual que los directos, deben tenerse en cuenta en el cálculo de la anualidad de los activos y asignarse a los distintos componentes de la instalación. En general, son aquellos relacionados con tareas desarrolladas en oficinas, fuera del sitio de instalación propiamente dicho o bien, en la obra; pero por personal no organizado en forma de brigadas de montaje. Dentro de estos costos también se incluyen los intereses intercalares los cuales representan el costo de financiamiento de las obras hasta su puesta en servicio.

Se tomarán como referencia los siguientes valores de Costos Indirectos:

- i. Beneficio del Contratista: es la utilidad que incluyen las empresas contratistas por prestar sus servicios. Se reconocerá como eficiente un valor máximo de 10% neto, el cual se aplicará sobre los costos de mano de obra, vehículos y equipos de montaje.
- ii. Estructura de Contratista: se utilizará un 10% aplicado sobre mano de obra, vehículos y equipo de montaje, el cual incluye todos los costos de ingeniería, inspección y administración del contratista.
- iii. Intereses intercalares: Se han definido los intereses intercalares de acuerdo a la duración de los distintos tipos de obras.

	Obras de BT	Obras de MT
Intereses intercalares	0.78%	1.39%

En todos los casos, dicho porcentaje se aplica sobre el costo de materiales, mano de obra, vehículos y equipos de montaje.

Se debe corroborar que los porcentajes anteriores sean incluidos una sola vez en la conformación de las unidades constructivas.

Teniendo en cuenta que las redes se construyen a lo largo de vías públicas, en general, no requieren el pago de servidumbres. En consecuencia, no deberá asignarse costo alguno por tal concepto a las Unidades Constructivas. En el Estudio se podrán justificar casos especiales los cuales, deberán ser plenamente documentados, mediante contrato de servidumbres, acta notarial y escritura de inscripción en el Registro General de la Propiedad, así como los documentos de respaldo de los pagos realizados por este concepto.

A manera de simplificación, se considerará que todos estos "otros costos" pertenecen a la categoría de bienes no transables.

Para el reconocimiento de costos de suministro se deberá atender lo estipulado en el artículo 83 del RLGE."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

Por su parte, la Ley General de Electricidad en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión, a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

El Consultor de la Distribuidora indica en su informe que incluye, adicional a lo establecido en los TDR, por concepto de ingeniería, inspección de obra y generales un 8% aplicado sobre materiales, mano de obra, vehículos y equipo de montaje:

Ingeniería, inspección de obra y generales: Este concepto es mencionado como parte de la introducción en el numeral 4.3.2 de los TdR. Se considera un valor de 8% y aplica sobre el costo de materiales, mano de obra y vehículos y equipos de montaje. Este porcentaje considera los costos asociados a ingeniería, supervisión y administración de obras. Son costos en los que la empresa distribuidora debe incurrir, tendientes a examinar las obras y vigilar el costo, el tiempo

y la calidad con que los trabajos son realizados por el contratista. También el porcentaje mencionado incluye los costos en que se incurre en materia de estudios de prefactibilidad y factibilidad de obras, tales como:

- Proyecto Ejecutivo (Ejecución de planimetría, Planos de mensura, Gestión de permisos, Aprobación de planos, Inscripción de la servidumbre administrativa en el registro de la propiedad, Planos Conforme a Obra).
- Fundaciones (Estudios de suelos y ensayos)
- Obras Complementarias (Poda y tala, Terminaciones (señalización de piq., limpieza, etc.), Puesta a tierra en alambrados y/o instalaciones dentro de la franja de servidumbre)



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Adicionalmente, es de hacer notar que muchas de las actividades indicadas, no son necesarias o de uso generalizado para la construcción de redes de distribución, de acuerdo a las instalaciones físicas de la distribuidora.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 4.3.2 de los TDRs, del artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y de los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere a la Distribuidora eliminar el 8% en concepto de costos de ingeniería, inspección de obra y generales, dado que este costo es considerado dentro del 10% del costo de la Estructura del Contratista.

Optimización de la Red del Distribuidor y Anualidad de la Inversión – Etapa C

19. Aplicación de costos indirectos

Sobre este tema, los Términos de Referencia en el numeral 4.3.2 establecen que: "...Los costos indirectos engloban todos los costos adicionales a los costos directos de material, mano de obra, vehículos y equipos de montaje. Se trata de costos de inversión asociados a la ejecución de un proyecto que, al igual que los directos, deben tenerse en cuenta en el cálculo de la anualidad de los activos y asignarse a los distintos componentes de la instalación.

Se tomarán como referencia los siguientes valores de Costos Indirectos:

Beneficio del Contratista: es la utilidad que incluyen las empresas contratistas por prestar sus servicios. Se reconocerá como eficiente un valor máximo de 10% neto, el cual se aplicará sobre los costos de mano de obra, vehículos y equipos de montaje.

Estructura de Contratista: se utilizará un 10% aplicado sobre mano de obra, vehículos y equipo de montaje, el cual incluye todos los costos de ingeniería, inspección y administración del contratista.

Intereses intercalares: Se han definido los intereses intercalares de acuerdo a la duración de los distintos tipos de obras".

	Obras de BT	Obras de MT
Intereses intercalares	0.78%	1.39%

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 82, 83, 84, 85, 91 y 97, establece que:

"Costos de Suministro. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente." y su inciso b: "Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente."

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Período de Vigencia de las Tarifas. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente."

Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Valor Agregado de Distribución. Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

"...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el

cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, al revisar los archivos presentados por el Consultor de la Distribuidora se observa que en el archivo "Unidades Constructivas DR" se está aplicando un porcentaje del 8% correspondiente a "costos de ingeniería" sobre los costos de materiales, mano de obra, vehículos y equipos de montaje. Este rubro ya está incluido o definido dentro del 10% de la Estructura del Contratista tal como lo establecen los TDRs, con lo cual se estarían incrementando o sobrevalorando los costos asociados debido a la aplicación de estos porcentajes sobre el costo de materiales, mano de obra, vehículos y equipos de montaje.

OTROS COSTOS					COSTOS INDIRECTOS			
Stock	Equipos de protección y herramientas	Estructura Contratista	Beneficio Contratista	Imprevistos	Ingeniería	GASTOS GENERALES	Intereses Intercalares (BT)	Intereses Intercalares (MT)
4.5%	11.8%	10.0%	13.3%	5.0%	8.00%	0%	0.78%	1.39%

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2, a los artículos 82, 83, 84, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora eliminar del cálculo de las unidades constructivas el porcentaje asociado a "ingeniería" del 8%, aplicado sobre los costos de materiales, mano de obra, vehículos y equipos de montaje.

20. Selección de tecnologías óptimas

Los TDR's en sus numerales 5.4.2, y 5.4.3 indican que: *"Como resultado deberá elaborarse un cuadro resumen comparativo de las cantidades totales y desagregadas de instalaciones eficientes adaptadas a la demanda respecto de las actualmente existentes y calcularse el VNR de ambas. Estos cuadros serán presentados por circuito individual, detallando: calibres y fases de conductores por nivel de tensión, cantidades y tipos de postes, transformadores, medidores, equipos de protección y maniobra, otros".*

Por su parte, la Ley General de Electricidad (LGE), en sus artículos 60 y 67 establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora entrega únicamente la información contenida en el archivo "Resultados Optimizacion DR 14.08" por tipo de red, no entregándola por circuito individual.



OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, 5.4.2. y 5.4.3., y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora elaborar y presentar el cuadro resumen comparativo de las cantidades totales y desagregadas de instalaciones eficientes y económicamente adaptadas y justificadas a la demanda respecto de las actualmente existentes y calcularse el VNR de ambas. Estos cuadros deberán ser presentados por circuito individual, detallando: calibres y fases de conductores por nivel de tensión, cantidades y tipos de postes, transformadores, medidores, equipos de protección y maniobra, y otros. Se requiere que este detalle sea presentando de la misma forma en que se presentó el archivo "ModeloOptimizacionMT" en la revisión tarifaria anterior del año 2013-2014.

21. Relevamiento de la muestra de la red de baja tensión

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 3.6. establecen que: *"En caso la Distribuidora demuestre y justifique fehacientemente a la CNEE que no cuenta con toda la información georeferenciada del Resto de Red o parte de esta, la CNEE podrá autorizar la utilización de una metodología de redes representativas. Para el efecto, la Distribuidora deberá establecer una muestra aleatoria de circuitos completos (red MT, BT, CTs y acometidas), estadísticamente representativos del universo de los circuitos del Resto de Red, los cuales serán determinados en función de variables explicativas, como: número de usuarios, kilómetros totales, kVA instalados, porcentaje de demanda del Resto de Red, u otros. En la realización del sorteo de los circuitos que se utilizarán para definir las redes representativas, deberá estar presente un representante de la CNEE. La muestra seleccionada deberá alcanzar valores estadísticamente representativos, y adecuados respecto al nivel de error y confiabilidad. Una vez seleccionados estos circuitos, se recopilará toda la información característica (física y eléctrica) del total de instalaciones que compone el circuito, incluyendo la red de media y baja tensión, centros de transformación, transformadores, acometidas y medidores. Para el efecto, la Distribuidora deberá presentar a esta Comisión lo siguiente:*

- a. Informe que contenga lo siguiente:
 - i. *Justificación de las instalaciones para las cuales no cuenta con la información técnica necesaria para la optimización del total del Resto de Red.*
 - ii. *Detalle de las redes o instalaciones (red de media tensión, centros de transformación, red de baja tensión y acometidas) para las cuales será necesario utilizar la metodología de redes representativas.*
- b. Informe donde se describa las variables que serán utilizadas para determinar la muestra representativa y sus valores estadísticos de error y confianza, para la adecuada representación y valorización del Resto de Red, detallando el procedimiento estadístico para la determinación de la muestra.
- c. Cronograma general del trabajo a desarrollar y descripción detallada de la metodología a seguir para realizar el levantamiento de información de los circuitos representativos del Resto de Red.
- d. Organigrama funcional, incluyendo la lista de personal asignado que participará en dichas actividades, identificado plenamente con nombre y cargo.
- e. Incluir dentro del informe, toda la información que la Distribuidora tenga disponible del Resto de Red (geoposición de circuitos de media tensión, centros de transformación, etc.).



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

La información a relevar de las redes representativas, y que formará parte del Informe de Etapa C (numeral 5), es la siguiente:

Geoposición de cada uno de los elementos de la red representativa. Para el efecto, el levantamiento deberá hacerse para el total de los circuitos. Éste deberá incluir: redes de media tensión, centros de transformación, redes de baja tensión, acometidas y medidores.

Características de dichas instalaciones. La Distribuidora deberá enviar en los formatos de la Resolución CNEE-50-2011, lo siguiente: redes de media tensión, centros de transformación, transformadores, redes de baja tensión, equipos de protección y maniobra, acometidas y medidores. Esta información se deberá complementar con la información requerida la tabla del Apéndice 3.

La CNEE fiscalizará la veracidad de la información; en caso de encontrar un número considerable de inconsistencias entre lo reportado por la Distribuidora y lo verificado, la CNEE indicará a la Distribuidora los circuitos representativos no válidos y requerirá el levantamiento de nuevos circuitos representativos, sin perjuicio de las acciones administrativas que correspondan".

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Al respecto de los activos de la red de la Distribuidora, es importante indicar que desde la emisión de la Resolución CNEE-50-2011, en el año 2011, la distribuidora ha incumplido con remitir de manera reiterada durante 7 años, la información de activos requerida en la misma, específicamente para el inventario de redes de baja tensión, acometidas y medidores. Adicionalmente, desde la emisión de dicha Resolución, en ningún envío semestral de información, la Distribuidora ha incluido la información de las redes de baja tensión, acometidas y medidores que ha instalado en este periodo de tiempo. Derivado de ello se han realizado procesos sancionatorios en contra de la Distribuidora por incumplir la referida Resolución. A pesar de los procesos sancionatorios, la Distribuidora ha sido renuente a completar la información y realizar o remitir dicho inventario, entorpeciendo las actividades de fiscalización de esta Comisión.

Ante este incumplimiento reiterado y la falta de inventarios de instalaciones de distribución, la CNEE en el numeral 3.6 de los TDRs estableció que se debían realizar de muestreos de redes representativas, en el caso que la Distribuidora demostrara que no contaba con toda la información de su red georeferenciada, derivado de esto sucedieron los siguientes eventos:

- i. La Distribuidora estaba enterada de este requerimiento de relevamiento de instalaciones desde la fecha en que fueron notificados los TDRs (en el mes de enero de 2018), ya que no contaba o no había entregado dichos inventarios de instalaciones.
- ii. Dada la omisión de entrega de información de las instalaciones de

distribución en los reportes requeridos por la resolución CNEE-50-2011 desde el año 2011, la Distribuidora no entregó la información georeferenciada de su red de baja tensión, acometidas y medidores. Por lo que debió cumplir con lo indicado en los TDRs para realizar el muestreo de circuitos representativos. Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora tampoco entregó la información para dichos muestreos, en los plazos establecidos en los TDRs.

- iii. Derivado de lo anterior, y por la importancia que reviste para la realización del estudio contar con dichos muestreos para poder estimar las obras y bienes físicos de la distribuidora, de acuerdo a lo que establece el artículo 67 de la LGE, la CNEE reiteró el requerimiento de la realización de los mismos, habiendo la Distribuidora manifestado su desacuerdo en su realización (siete meses después de haber recibido los TDRs con este requerimiento específico). Finalmente, dichos muestreos se efectuaron de forma tardía, con un tamaño de muestra, tiempo y alcance menores a los requeridos por los TDRs.
- iv. Debido al incumplimiento de la Distribuidora y con el afán de sustentar técnicamente este tema del estudio, la CNEE accedió a que la Distribuidora realizara el muestreo con las limitaciones indicadas.
- v. Con relación a los resultados de dicho muestreo, es importante indicar que al analizar el archivo "2.m - i, ii y iii - Cantidades DR.xlsx" remitido por el Consultor de la Distribuidora, se encontraron varias incongruencias, falencias e inconsistencias en el relevamiento realizado por la Distribuidora, tales como:

Inconsistencia	Ejemplos
Relevamiento de Centros que no fueron seleccionados en la muestra	El total de centros no seleccionados en el sorteo de la muestra es de 158 de un total de 414 relevados, siendo esto un 38% de la muestra. La distribuidora al utilizar elementos distintos a los resultantes en el sorteo, con criterios desconocidos y totalmente distintos a lo que establece la técnica de selección aleatoria de la muestra, contamina totalmente la muestra y pierde su representatividad. Adicionalmente al analizar estas unidades no consideradas en el sorteo, resultó que son los que presentan volúmenes mayores de instalaciones, los cuales resultaron en un sesgo importante de los resultados de la muestra e indujeron a un error de sobreestimación de las instalaciones. Entre estos centros se encuentran se encuentran los siguientes ejemplos: 40119072, 40155409, 40157838, 40155636, 40162991, 40150742, 40149567, 40010744, 40010688.
Coordenadas del centro relevado a más de 1 km de distancia del mismo	Existen centros que fueron relevados, a una distancia mayor a 1 km, de las coordenadas indicadas durante la selección del muestreo y del relevamiento, de estos centros, tales como: 40150742.
Repetición de centros muestreados con diferentes ubicaciones	Hay algunos centros que tienen el mismo identificador, y que al momento de ubicarlos en un mapa se encuentran en lugares distintos. Al tabular dicha información el Consultor de la Distribuidora, suma bajo un mismo número de identificador las longitudes de los centros con un mismo número de identificación, e integrándolos como si fuera un único centro







COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

	de transformación, lo cual da como resultado un sobredimensionamiento en la longitud de baja tensión por centro de transformación. Ejemplo de esto son los identificadores: 40010763, 40010688, entre otros.
La información presentada no es fiable	La CNEE, con el corto tiempo para la verificación y fiscalización, dado los retrasos inducidos por la Distribuidora, procedió a fiscalizar un grupo de centros de transformación y relevó los activos asociados al mismo, al compararlos con los resultados presentados por la Distribuidora, se encontraron incongruencias e importantes sobredimensionamientos e inclusión de activos que no correspondían o no existen. Ejemplo de esto son los identificadores: 40149567, 40154940, 40155798, 40014804, entre otros. Nuevamente estas inconsistencias resultaron en un sesgo importante de los resultados de la muestra e indujeron a un error de sobre-estimación de las instalaciones.

Cómo se puede observar, existen inconsistencias evidentes y falta de fiabilidad en el relevamiento de la muestra efectuado por la Distribuidora, lo que conlleva a que los resultados presentados por el Consultor de la Distribuidora no sean confiables, sesgando la muestra a un sobredimensionamiento ficticio. Cabe resaltar, la casualidad, que todas estas inconsistencias y sesgos derivan en resultados que incrementan artificialmente las redes de baja tensión de la Distribuidora, con el correspondiente incremento de costos que ello implica.

Cabe mencionar también, la importancia que tiene el conocer la longitud real de los tramos de la red de baja tensión y su ubicación, así como de los equipos y usuarios asociados a los mismos, dentro del cálculo del VNR de la Distribuidora de acuerdo a lo establecido en el artículo 67 de la LGE, siendo el 92% de sus redes RDR, para las cuales bajo la metodología del EVAD, se debe respetar su traza real.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 5.4.3.2. y artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se le requiere al Consultor de la Distribuidora:

- i. Dadas las inconsistencias evidentes y falta de fiabilidad en el relevamiento de la muestra efectuado por la Distribuidora, descarte totalmente los resultados del relevamiento de la muestra de la red de baja tensión realizados en el 2018 para el cálculo del VNR de la Distribuidora.
- ii. Ante el reiterado incumplimiento de la resolución CNEE-50-2011 y de los TDRs por parte de la Distribuidora y su Consultor, deberá en cumplimiento al artículo 85 del RLGE, utilizar como máximo los datos de relevamiento de baja tensión de los años 2008 y 2012 para el cálculo del VNR de la Distribuidora, lo cual corresponde a un valor de 450 metros/centro de transformación.

22. Criterios de selección del material del poste óptimo

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 5.2. establecen que: "se deberán justificar las tecnologías óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas a utilizar para el desarrollo de las Redes eficientes en función de los



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

requerimientos para cada una de las densidades resultantes del Estudio de la Demanda con las particularidades del área atendida. Se deberán analizar los costos anuales de inversión, operación, mantenimiento, pérdidas y de energía no suministrada, correspondiente a cada una de las redes, haciendo análisis comparativos con las diferentes alternativas tecnológicas disponibles en el mercado y las tecnologías utilizadas actualmente por la Distribuidora."

Por otra parte, los TDR's en el punto 5.4.7 indican que: "En el Estudio se deberá incluir una reducción de inversiones por la utilización de un porcentaje a definir de estructuras compartidas por líneas de AT, MT, BT y dobles circuitos. Para la definición del porcentaje se deberá tomar en cuenta lo informado en la Resolución CNEE-50-2011 o la información relevada de los muestreos de campo cuando estos sean aprobados. De esta información se establecerán las siguientes relaciones sobre la base de la red existente:

- a. Cantidad total de estructuras de AT o MT compartidas con líneas de BT dividida entre la suma de esas estructuras y la cantidad total de postes de BT,
- b. Cantidad total de estructuras de AT compartidas con líneas de MT dividida entre la suma de esas estructuras y la cantidad total de postes de MT."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Con base en el análisis de la información disponible presentada, referente a la selección del material del poste óptimo, se concretaron los siguientes hallazgos:

- a. El Consultor de la Distribuidora define que la tecnología óptima para los armados de las Unidades Constructivas de Media y Baja Tensión tanto en áreas urbanas como rurales, corresponde a la utilización de postes de hormigón o concreto únicamente, excluyendo los postes de madera. Sin embargo, como se puede observar en el archivo "DR_Postes MT y BT.xlsx", el poste óptimo de MT y BT resulta ser el poste de madera. A continuación se presenta el comparativo elaborado por el Consultor de la Distribuidora, en donde se demuestra que el poste de madera es más económico.

COSTOS X KM	FUNCIÓN DEL APOYO	CANT.	HORMIGÓN			MADERA		
			% anual	TIPO (CLASE/LONGITUD)	COSTO UNIT.	% anual	TIPO (CLASE/LONGITUD)	COSTO UNIT.
CAE (USD/km/año)					673.93			569.25
MANTENIMIENTO								
Reimpregnación (unid./km/año)		9.6	0.00%		0.00	15.00%		60.00
Reposición anual anticipada (unid./km/año)		9.6	0.07%		551.31	0.05%		378.69
Reaplomado (unid./km/año)		9.6	0.04%		70.00	0.07%		70.00
Retensado retenidas (unid./km/año)		8.2	0.23%		53.00	0.90%		53.00
Total mantenimiento (USD/km/año)					5.04			91.98
TOTAL (USD/km/año)					678.97			661.23

Cuadro 14: Costo anual total postes MT

COSTOS X KM	FUNCIÓN DEL APOYO	CANT.	HORMIGÓN			MADERA		
			% anual	TIPO (CLASE/LONGITUD)	COSTO UNIT.	% anual	TIPO (CLASE/LONGITUD)	COSTO UNIT.
CAE (USD/km/año)					919.22			780.48
MANTENIMIENTO								
Reimpregnación (unid./km/año)		15.2	0.00%		0.00	15.00%		60.00
Reposición anual anticipada (unid./km/año)		15.2	0.07%		494.23	0.05%		349.09
Reaplomado (unid./km/año)		15.2	0.04%		70.00	0.07%		70.00
Retensado retenidas (unid./km/año)		9.7	0.23%		53.00	0.90%		53.00
Total mantenimiento (USD/km/año)					7.01			145.07
TOTAL (USD/km/año)					926.24			925.54

Cuadro 33: Costo anual total postes BT

Asimismo se observa que el Consultor de la Distribuidora utiliza una vida útil distinta a la indicada en el numeral 5.4.1, en el cual se define que para las redes de Media Tensión la vida útil es de 30 años y para redes de Baja Tensión la vida útil es de 25 años, tal como se observa en las siguientes imágenes:

COSTOS X KM	FUNCIÓN DEL APOYO	CANT.	HORMIGÓN			MADERA		
			% anual	TIPO (CLASE/LONGITUD)	COSTO UNIT.	% anual	TIPO (CLASE/LONGITUD)	COSTO UNIT.
CAPITAL								
Poste instalado (material, mano de obra y equipos)	Alineación	5.2	-	CLASE 2000/35' (890 daN/10,5 m)	788.12	-	CLASE 3/35' (870 daN/10,5 m)	592.93
	Especial (con retenidas)	4.3	-	CLASE 1000/35' (500 daN/10,5 m)	601.45	-	CLASE 5/35' (550 daN/10,5 m)	456.33
Costo total (USD/km)		9.6		TOTAL	6,724.09			5,075.30
Vida útil (años)					30			20
CAE (USD/km/año)					673.93			569.25

Cuadro 13: CAE postes MT

COSTOS X KM	FUNCIÓN DEL APOYO	CANT.	HORMIGÓN			MADERA		
			% anual	TIPO (CLASE/LONGITUD)	COSTO UNIT.	% anual	TIPO (CLASE/LONGITUD)	COSTO UNIT.
CAPITAL								
Poste instalado (material, mano de obra y equipos)	Alineación	6.7	-	CLASE 1000/35' (500 daN/10,5 m)	601.45	-	CLASE 5/35' (550 daN/10,5 m)	456.33
	Especial (con retenidas)	8.5	-	CLASE 1000/35' (500 daN/10,5 m)	601.45	-	CLASE 5/35' (550 daN/10,5 m)	456.33
Costo total (USD/km)		15.2		TOTAL	9,171.48			6,958.55
Vida útil (años)					30			20
CAE (USD/km/año)					919.22			780.48

Cuadro 32: CAE postes BT

- b. El Consultor de la Distribuidora en los Cuadros 14 y 33: "Costo anual total postes MT y BT" presentado en la página 24 y 40 del Informe de Etapa C "DR_Informe Etapa C - Modulo C1", utiliza los siguientes criterios para encontrar cuál es el material óptimo de los postes a utilizar en los armados de las UUCC de MT y BT: "Reposición anual anticipada", "Reaplomado", "Retensado de retenidas" y "Reimpregnación de postes" (Unid/km/año), diferenciadas las mismas por tipo de poste (concreto, madera). En estos criterios se observan las siguientes inconsistencias:
- i. El Consultor de la Distribuidora considera una tasa para la actividad "Cantidad anual de reimpregnación de postes", durante la vida útil del poste de madera; sin embargo, al revisar las actividades de mantenimiento informadas por la Distribuidora en sus reportes requeridos en la Resolución CNEE-50-2011 para el primer y segundo semestre del 2016, se observa que la actividad de **reimpregnación de postes nunca ha sido realizada** por la Distribuidora, tal como se muestra en las siguientes tablas.

**Actividades de Mantenimiento. Primer Semestre 2016
Reportes Res. CNEE-50-2011**

NOM_ACTIVIDAD	METRICA_DE_ACTIVIDAD
Anclajes	908
Aplomado de postes	126
Cambio de aisladores	3139
Cambio de Bajadas de centro transformación	258
Cambio de conductor por deterioro	364740.3
Cambio de Conectores	16971
Cambio de cortacircuitos	642
Cambio de cruceros	339
Cambio de Fusible	31252
Cambio de pararrayos	232
Cambio de Poste	2663
Cambio de Retenidas	1069
Cambio de transformadores	13686.5
Inspección de línea	9444
Km de poda y tala de arbolado	16096
Limpieza de aisladores	722
Limpieza de conductores	9
Medición de tierras	86
Mejora de tierras	2137
Reconductorado	19730
Reparación Acometida	1002
Retranqueos	70891.15
Revisión de centros transformación y suministros	1724
Total general	557866.95

**Actividades de Mantenimiento. Segundo Semestre 2016
Reportes Res. CNEE-50-2011**

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO	METRICA DE ACTIVIDAD
Anclajes	1544
Aplomado de postes	157
Cambio de aisladores	5501
Cambio de Bajadas de centro transformación	418
Cambio de conductor por deterioro	411970
Cambio de Conectores	20735
Cambio de cortacircuitos	662
Cambio de cruceros	557
Cambio de Fusible	37204
Cambio de pararrayos	328
Cambio de Poste	3475
Cambio de Retenidas	2165
Cambio de transformadores	10409
Inspección de línea	8801
Km de poda y tala de arbolado	18436
Limpieza de aisladores	0
Limpieza de conductores	18
Medición de tierras	132
Mejora de tierras	2730
Reconductorado	36272
Reparación Acometida	1168
Retranqueos	78959
Revisión de centros transformación y suministros	1967
Total general	643608

Analizando lo anterior, se puede indicar que el Consultor de la Distribuidora está incluyendo en su análisis, el costo de la actividad de reimpregnación **la cual no es realizada por la Distribuidora según sus reportes requeridos por la Res. CNEE-50-2011 ni observado en la fiscalización que esta Comisión realiza a las actividades de operación y mantenimiento**, dando como resultado, con esta inclusión, el incremento del costo los postes de madera y por consiguiente el incremento del VNR de la Distribuidora.

Adicionalmente es importante señalar que, lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora, referente a incluir costos de actividades inexistentes (como la reimpregnación), puede inducir al reconocimiento de ineficiencias, contraviniendo lo estipulado en la normativa referente al traslado a tarifas de costos eficientes de actividades económicamente justificada y adaptadas para el servicio que se requiere.

- c. En la integración de las UCC de redes, para el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo, el Consultor de la Distribuidora ha excluido completamente los postes de madera como se observa en la siguiente tabla resumen de la hoja "Datos relevamiento" del archivo "Unidades Constructivas DR":

ARMADO		MT		BT		
		U	R	U	R	
Alineación y ángulo < 5° Ángulo de 5° a 20° Anclaje y ángulo de 5° a 90° Anclaje y ángulo de 20° a 60° Ángulo de 60° a 90° Fin de línea	Simple circuito	73%	55%	33%	44%	
		2%	12%	0%	0%	
		0%	0%	5%	5%	
		7%	15%	0%	0%	
		4%	5%	0%	0%	
		13%	13%	62%	51%	
Alineación y ángulo < 5° Ángulo de 5° a 20° Anclaje y ángulo de 20° a 60° Ángulo de 60° a 90° Fin de línea	Doble circuito	0%	0%	0%	0%	
		0%	0%	0%	0%	
		0%	0%	0%	0%	
		0%	0%	0%	0%	
		0%	0%	0%	0%	
Po 30' C 1500 Po 30' C 1000 Po 30' C 750 Po 30' C 500	Postes					
Po 35' C 3500 Po 35' C 3000 Po 35' C 2500 Po 35' C 2000 Po 35' C 1500 Po 35' C 1000 Po 35' C 750						
RETENIDA 3/8"		0%	10%	92%	85%	
DOBLE RETENIDA 3/8"		93%	88%	8%	12%	
RETENIDA VERTICAL 3/8"		0%	1%	0%	0%	
RETENIDA CON APOYO 3/8"		7%	1%	0%	1%	
Vano medio [m]			75.9	104.7	35.8	65.6
Apoyos x km			13.2	9.6	28.0	15.2
Postes exclusivos de BT			-	-	47%	58%
Longitud acometidas [m]			-	-	22.4	24.5
HORMIGONADO PARA APOYO	19%					
SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA	11%					
CADENAS DE AMARRE DE PORCELANA	8%					
CADENAS DE AMARRE DE COMPOSITE	92%					
DISPOSICIÓN CENTRAL	75%					
DISPOSICIÓN BANDERA	25%					

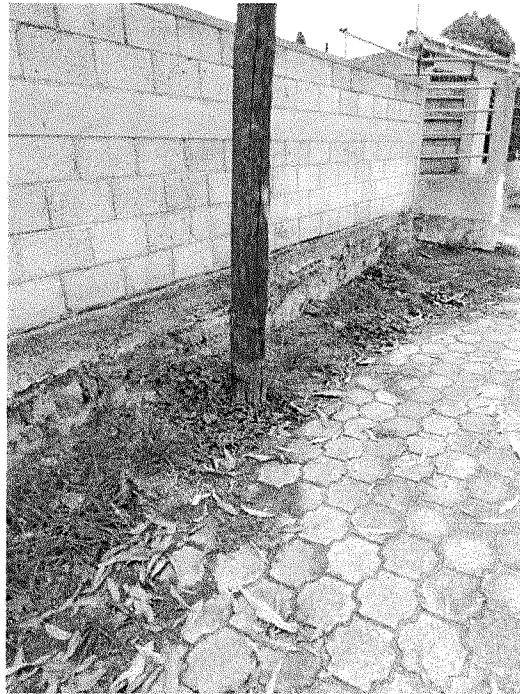
En este punto es importante mencionar que, la información de la tabla anterior, toma los datos de porcentajes de utilización de postes (apoyos) contenidos en el archivo "DR_Verificación de los apoyos", los cuales corresponden a valores tipo texto (pegados) sin documentación de soporte, por lo cual dichos valores no son trazables ni sustentados.

De lo anterior es posible indicar que el criterio aplicado por el Consultor de la Distribuidora, referente a la exclusión de los postes de madera para la integración de las UUCC, carece de sustento sólido, si a lo expuesto se agrega la evidente y amplia utilización en sus instalaciones de este tipo de material (postes de madera) en los apoyos, así como el resultado del análisis de selección de tecnologías óptimas de postes que realizó el Consultor de la Distribuidora en donde el poste óptimo es el de madera. En las siguientes imágenes se observan ejemplos de la amplia utilización de postes de madera en las redes de la Distribuidora:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002



De una muestra que realizó personal de campo de la CNEE en varios puntos de la red de la Distribuidora, se encontraron los siguientes porcentajes de utilización de postes de madera:

Material del poste	DEORSA
Concreto	58
Madera	88
Otros	3
Total general	149

%Material del poste	DEORSA
% Postes Concreto	38.93%
% Postes Madera	59.06%

Adicionalmente, de acuerdo a la información reportada por la Distribuidora, para cumplir parcialmente con la Resolución CNEE-50-2011, se puede observar que **en el quinquenio 2012 – 2016 (año de referencia) el 31% de las compras de postes de la Distribuidora corresponden a postes de madera** de diferentes alturas y clases, como se muestra en la siguiente tabla:

Compras de Postes 2012 - 2016 DEORSA, reporte de Distribuidora, Res. CNEE-50-2011

Tipo de poste	Cantidad	%
<u>Postes de madera</u>	<u>10,514</u>	<u>31%</u>
Postes de concreto	23,377	69%
Total	33,891	100%

Lo anterior refleja que la Distribuidora en la actualidad sigue utilizando ampliamente los postes de madera como una opción técnica-económica para el soporte de sus redes.

Por otra parte, en zonas rurales, donde la Distribuidora tiene la mayor parte de sus redes (más del 90%), existen áreas de muy difícil o inexistente acceso para los vehículos que transportan postes, lo cual dificulta su transporte, y eleva la probabilidad de daño a la estructura de los postes de concreto en su transporte, siendo el poste de madera la opción viable en estas condiciones.

Derivado de lo anterior, es posible indicar que el criterio del Consultor de la Distribuidora referente a la selección del poste de concreto como material óptimo de poste, es inconsistente con sus propios cálculos, es incongruente con los criterios de construcción y selección óptima de postes que se evidencian en la red de la Distribuidora, así como también es incongruente con los volúmenes de compra de postes y con las condiciones de ruralidad de la mayor parte de sus instalaciones.

OBSERVACIÓN:


En cumplimiento a los numerales 5.2. y 5.4.7. de los TDRs, y a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora atender para la selección del material del poste óptimo, lo siguiente:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- a. En cumplimiento a lo establecido en el artículo 67 de la Ley General de Electricidad en el que se indica que se deben utilizar las tecnologías disponibles en el mercado para construir las obras y bienes físicos de la autorización, la Distribuidora debe utilizar postes de madera, los cuales como se ha visto, se encuentran disponibles en el mercado y son ampliamente utilizados por la Distribuidora en sus instalaciones, lo que se demuestra también con las compras realizadas en los años 2012 a 2016 por ésta.
- b. Asimismo, de acuerdo a lo observado en el análisis de tecnologías óptimas, el Consultor de la Distribuidora determinó que el poste óptimo a utilizar es el de madera, con vista en ello se requiere que en congruencia con los resultados de su análisis, el Consultor de la Distribuidora utilice el poste de madera en todas las UCC de redes de media y baja tensión.
- c. Se requiere eliminar el rubro de la "Cantidad anual de reimpregnación de postes" dado que al adquirir los postes nuevos de madera, los mismos vienen impregnados con preservantes y químicos que hacen que el poste resista durante todo el tiempo de su vida útil como se observa en la siguiente factura:



ECOPOSTES, SOCIEDAD ANONIMA
ECOPOSTES
20 CALLE 19-75, ZONA 10
GUATEMALA, GUATEMALA
PBX: 2366-5657 • FAX: 2366-5634
www.ecomadera.com
NIT: 4929405-9

FACTURA SERIE "A"
Nº 2804
FECHA: 25 abril 2,014

Distribuidora de Electricidad
de Oriente, S. A. DEORSA NIT: 1494620-3
DIRECCIÓN: Diagonal 6 10-50 Z. 10 Edif. Interamericas
TELÉFONO: World Center, Torre Sur Niv. 14 of. 1401 FORMA DE PAGO: Credito

CANT.	TIPO	MEDIDA	RETENCIÓN	MEDIDA FINAL	PIES TARJARES	PRECIO Y PIES	PRECIO Y PIEZA	TOTAL EN QUETZALES
200	Unidades de	30	pies, Clase 5		Q.	1,178.80	Q.	235,760.00

NIT: 801866-9 - DEL 001 AL 4,000

AUTORIZADO SEGUN RESOLUCION No. 2008

- d. No se deben considerar costos relacionados a reimpregnaciones ya que tal como se observa en las tablas enviadas por medio de la Resolución CNEE-50-2011 y en las fiscalizaciones que esta Comisión realiza a las actividades de operación y mantenimiento de la Distribuidora, la misma no lleva a cabo esta actividad.
- e. Asimismo, en cumplimiento al numeral 5.4.1 de los TDRs el Consultor de la Distribuidora para el análisis de tecnologías óptimas de postes deberá utilizar para redes de media tensión (postes de concreto y madera) una vida útil de 30 años y para redes de baja tensión (postes de concreto y madera) una vida útil de 25 años.

23. Tipo de apoyo utilizado en redes de Baja Tensión

Sobre este tema, los Términos de Referencia establecen en su numeral 5.3.2 que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – hombre, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que pueden estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, luego de la revisión del tipo de apoyo utilizado para las redes de Baja Tensión presentado por el Consultor de la Distribuidora, dentro de los armados definidos en el archivo "Unidades Constructivas DR", hoja "Armados x UC", se observa el sobredimensionamiento en la altura y clase de los postes que incluye en este tipo de unidades constructivas, datos que provienen de la hoja "Datos relevamiento", tal y como se observa a continuación:

Apoyos en Baja Tensión

		Duplex									
		URBANA					RURAL				
		4/0	1/0	#2	#4	#6	4/0	1/0	#2	#4	#6
Clase	Rotura [daN]	UD4/0	UD1/0	UD2	UD4	UD6	RD4/0	RD1/0	RD2	RD4	RD6
Po 30' C 1500	600	-					-				
Po 30' C 1000	400	-					-				
Po 30' C 750	300	-					-				
Po 30' C 500	200	-					-				
Po 35' C 3500	1500	-					-				
Po 35' C 3000	1300	-					-				
Po 35' C 2500	1100	-					-				
Po 35' C 2000	800	-					-				
Po 35' C 1500	600	-					-				
Po 35' C 1000	400	-	33%				-	44%			
Po 35' C 750	300	-	67%	100%	100%	100%	-	56%	100%	100%	100%

		Triplex									
		URBANA					RURAL				
		4/0	1/0	#2	#4	#6	4/0	1/0	#2	#4	#6
Clase	Rotura [daN]	UT4/0	UT1/0	UT2	UT4	UT6	RT4/0	RT1/0	RT2	RT4	RT6
Po 30' C 1500	600										
Po 30' C 1000	400										
Po 30' C 750	300										
Po 30' C 500	200										
Po 35' C 3500	1500										
Po 35' C 3000	1300										
Po 35' C 2500	1100										
Po 35' C 2000	800										
Po 35' C 1500	600	33%					44%				
Po 35' C 1000	400		33%	33%				44%			
Po 35' C 750	300	67%	67%	67%	100%	100%	56%	56%	100%	100%	100%

Cuadruplex											
URBANA							RURAL				
Clase	Rotura [daN]	4/0	1/0	#2	#4	#6	4/0	1/0	#2	#4	#6
		UC4/0	UC1/0	UC2	UC4	UC6	RC4/0	RC1/0	RC2	RC4	RC6
Po 30' C 1500	600										
Po 30' C 1000	400										
Po 30' C 750	300										
Po 30' C 500	200										
Po 35' C 3500	1500										
Po 35' C 3000	1300										
Po 35' C 2500	1100										
Po 35' C 2000	800										
Po 35' C 1500	600	33%					44%				
Po 35' C 1000	400		33%	33%				44%			
Po 35' C 750	300	67%	67%	67%	100%	100%	56%	56%	100%	100%	100%

De lo anterior se puede observar que el Consultor de la Distribuidora únicamente propone la utilización de un tipo de poste para definir el 95% de las redes de baja tensión y dos tipos de poste para el porcentaje restante (tríplex 4/0, 1/0 urbano, tríplex 4/0, 1/0 rural y cuádruplex 4/0, 1/0rural).

Resultado de esta asignación el Consultor propone una sobrevaloración en el diseño de las UCC de baja tensión, si se considera los datos de los relevamientos realizados durante el 2008 y 2012 tal y como se puede observar a continuación:

Postes exclusivos de BT		47%	58%
		BT	
		Urbano	Rural
Tipo de Postes asignados / Postes por km		10.1	9.4
Poste de concreto de (30') Clase 500 (9.00 metros 227 DAN)		0	0
Poste de concreto de (30') Clase 750 (9.00 metros 300 DAN)		0	0
Poste de concreto de (35') Clase 750 (10.50 metros 300 DAN)		2,554	2,391
Poste de concreto de (35') Clase 1000 (10.50 metros 500 DAN)		0	0
Poste de concreto de (40') Clase 750 (12.00 metros 300 DAN)		0	0
Poste de concreto de (40') Clase 1000 (12.00 metros 500 DAN)		0	0
Poste de concreto de (40') Clase 1000 (12.00 metros 500 DAN)		0	0
Poste de concreto de (45') Clase 1000 (14.00 metros 500 DAN)		0	0
Costo total postes propuestos por km		\$2,554	\$2,391
Costo total postes relevados (reales) por km		\$1,966	\$1,736
Diferencia por error de asignación		\$588	\$655
Diferencia %		30%	38%

Se puede observar que al valorizar el costo medio por kilómetro de las líneas de baja tensión, tanto para área rural como urbana, con los errores de asignación el Consultor de la Distribuidora propone sobrecostos entre el 30% y 38% respecto de valorizar las líneas con los tipos y precios correctos de acuerdo a los relevamientos realizados por el Distribuidor durante los años 2008 y 2012.

Por otro lado, si se analiza la verificación que realizó el Consultor de la Distribuidora en el archivo "DR_Verificación de los apoyos.xlsx", hoja "Verificación BT" para el conductor tríplex #6, se tiene que para postes de alineación, los valores son:

Apoyo de alineación	Unid.	Zona	
		Urbana	Rural
Poste		Po 35' C 750	Po 35' C 750
Altura total	m	10.67	10.67
Altura útil	m	9.10	9.10
Carga de rotura	daN	333.7	333.7
Material	-	Concreto	Concreto
Factor de resistencia	-	1.00	1.00
Carga útil	daN	334	334
Conductores			
Calibre	-	T#6	T#6
Altura de montaje	m	8.80	8.80
Factor de reduc. a la cima	-	0.97	0.97
Verificación geométrica			
Flecha máxima vertical	m	1.34	4.39
Libranza mínima	m	4.70	4.70
Libranza	m	7.47	4.41
Margen	m	2.77	-0.29
Verificación mecánica (esfuerzos reducidos a la cima)			
Viento sobre el poste			
Diámetro en la cima	m	0.18	0.18
Conicidad	m/m	0.015	0.015
Velocidad del viento	km/h	120	120
Presión (P _v)	daN/m ²	69.1	69.1
Factor de sobrecarga	-	2.50	1.75
Esfuerzo aplicado	daN	177	124
Tiro y viento sobre conductores			
Esfuerzo aplicado	daN	104	123
Esfuerzo total	daN	281	247
Margen	daN	52	87

Los resultados anteriores de cálculos mecánicos son producto que el Consultor de la Distribuidora utiliza un coeficiente de seguridad de resistencia para el tiro de conductores de 25%, cuando lo viable técnicamente debería ser la utilización de un coeficiente igual al 30% para el diseño de las redes de baja tensión. Adicionalmente, el cálculo de la






COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"Carga de rotura" de los postes está incompleto, ya que en Guatemala los postes son diseñados y dentro de la información comercial su clase incluye un factor de seguridad igual a 2, adicional a los contenidos en las NTDOID. Es decir, si el poste que se utiliza es clase 500, este tiene una capacidad de soportar hasta 1000 libras de esfuerzo último en la punta, con lo cual el Consultor de la Distribuidora al no considerar dicho factor en sus cálculos, sobredimensiona la clase de postes que está proponiendo utilizar. Por último, el Consultor utiliza una velocidad de viento de 120 km/h, la cual de acuerdo a la Figura No. 8 de las NTDOID es aplicable a las zonas norte del país, en este caso a la Distribuidora le afecta en los municipios de Petén, Alta Verapaz, Baja Verapaz, parte de Puerto Barrios y El Progreso y una pequeña parte de Zacapa; se hace ver que la Distribuidora también es afectada por otras dos zonas de viento (de 100 y 80 km/h) en su área de concesión, por lo cual utilizar únicamente 120 km/h para el diseño de sus redes se considera incorrecto.

Tomando en cuenta lo anterior, al utilizar un coeficiente de seguridad de 30% para las zonas urbana y rural, y una velocidad promedio del viento de 100 km/h es posible utilizar un poste de 30 pies y clase 500 (o su equivalente en madera) donde los márgenes de flecha y esfuerzo total se mantienen en los límites permitidos por la NTDOID y el mismo poste:

Apoyo de alineación	Unid.	Zona	
		Urbana	Rural
Poste		Po 30' C 500	Po 30' C 500
Altura total	m	9.14	9.14
Altura útil	m	7.73	7.73
Carga de rotura	daN	445.0	445.0
Material	-	Madera	Madera
Factor de resistencia	-	0.65	0.85
Carga útil	daN	289	378
Conductores			
Calibre	-	T#6	T#6
Altura de montaje	m	7.43	7.43
Factor de reduc. a la cima	-	0.96	0.96
Verificación geométrica			
Flecha máxima vertical	m	0.80	2.59
Libranza mínima	m	4.70	4.70
Libranza	m	6.63	4.84
Margen	m	1.93	0.14
Verificación mecánica (esfuerzos reducidos a la cima)			
Viento sobre el poste			
Diámetro en la cima	m	0.16	0.16
Conicidad	m/m	0.015	0.015
Velocidad del viento	km/h	100	100
Presión (P _v)	daN/m ²	48.0	48.0
Factor de sobrecarga	-	2.50	1.75
Esfuerzo aplicado	daN	92	64
Tiro y viento sobre conductores			
Esfuerzo aplicado	daN	81	91
Esfuerzo total	daN	173	155
Margen	daN	116	223

Dado que el diseño eficiente de una línea de distribución debe considerar que no toda la línea se construirá en línea recta, es necesario incluir dentro del diseño otros tipos de postes que ayuden a cumplir las libranzas, así como la resistencia mecánica de los apoyos, ante las desviaciones que pueda tener la línea a lo largo de su traza. Derivado de esto, utilizando el mismo archivo que en el caso de los postes de alineación, se procedió a realizar una verificación de postes (apoyos) para el conductor tríplex #6, para lo cual se asumió un ángulo de desviación promedio de 45 grados, quedando los siguientes resultados:

Apoyo de desviación	Unid.	Zona	
		Urbana	Rural
Poste		Po 30' C 750	Po 30' C 500
Altura total	m	9.14	9.14
Altura útil	m	7.73	7.73
Carga de rotura	daN	667.5	445.0
Material	-	Madera	Madera
Factor de resistencia	-	0.65	0.85
Carga útil	daN	434	378
Conductores			
Calibre	-	T#6	T#6
Altura de montaje	m	7.43	7.43
Factor de reduc. a la cima	-	0.96	0.96
Verificación geométrica			
Flecha máxima vertical	m	0.80	2.59
Libranza mínima	m	4.70	4.70
Libranza	m	6.63	4.84
Margen	m	1.93	0.14
Verificación mecánica (esfuerzos reducidos a la cima)			
Viento sobre el poste			
Diámetro en la cima	m	0.18	0.16
Conicidad	m/m	0.015	0.015
Velocidad del viento	km/h	100	100
Presión (P _v)	daN/m ²	48.0	48.0
Factor de sobrecarga	-	2.50	1.75
Esfuerzo aplicado	daN	101	64
Tiro y viento sobre conductores			
Esfuerzo aplicado	daN	238	193
Esfuerzo total	daN	340	258
Margen	daN	94	121

Es necesario indicar en caso se utilicen retenidas puede utilizarse poste clase 500 para soportar los esfuerzos de desviaciones, si no se utilizan retenidas, en el caso del área urbana puede utilizarse un poste de 30 pies con una clase 750 (o su equivalente en madera) y para el área rural deberá utilizarse un poste de 30 pies con una clase 500 (o su equivalente en madera), en ambos casos los postes cumplen con los requerimientos de las NTDOID.

Derivado de lo anterior, es posible indicar que la propuesta del Consultor de la Distribuidora referente a la utilización de un poste de 10.5 metros y clase 750 para la red de Baja Tensión, no corresponde a cálculos técnicos acordes a las características mecánicas del poste, el calibre del conductor y el vano implicado, lo cual genera un sobredimensionamiento ficticio en sus cálculos, resultando en sobre costos que se consideran ineficientes y excesivos y no pueden ser considerados para el establecimiento del Valor Nuevo de Reemplazo óptimamente dimensionada, económicamente



adaptada, y justificado para prestar el servicio que se requiere de acuerdo al artículo 67 de la LGE.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 5.3.2, al artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, y considerando lo indicado previamente, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar en las UUCC de redes de baja tensión los postes de 30 pies clase 500 (o su equivalente en madera).

Por último, se requiere que la asignación de postes en baja tensión en alineación, desviación (con sus diferentes ángulos) y fin de línea sea de acuerdo a las siguientes proporciones que fueron relevadas por la CNEE:

	BT
Alineación y ángulo < 5°	50.67%
Ángulo de 5° a 20°	28.89%
Anclaje y ángulo de 5° a 90°	
Anclaje y ángulo de 20° a 60°	
Ángulo de 60° a 90°	20.44%
Fin de línea	

24. Cimentaciones en postes de media y baja tensión

Sobre este tema, los Términos de Referencia establecen en su numeral 5.3.2 que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – hombre, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que pueden estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, luego de la revisión de las UCC de redes de Media y Baja Tensión (AUD y RDR) presentadas por el Consultor de la Distribuidora, dentro del archivo "Unidades Constructivas DR" hojas "Armados x UC" y "Datos Relevamiento", **se observa la propuesta de utilización de cimentación en todos los armados de líneas, para un 19% de los postes de las clases 300 y 500 daN de dichas líneas, como se observa en la siguientes tablas.**



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Unidades Constructivas DR - Micr

Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista

Calibri 11 A A Ajustar texto Personalizada

Pegar Fuente Alineación Número

Advertencia de seguridad: Algun contenido activo se ha deshabilitado. Opciones...

G1287 =SF1287"Otros costos"ISGS3

VERDADERO				
2	COD_UC	COD_ARM	ARMADO	CANT.
984	LMT021uhr	0202390000	LÍNEA URBANA 13.8 kv SIMPLE CIRCUITO BIFÁSICO, ACSR 1/0 AWG HOR.	KM
978	LMT021uhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.67
979	LMT021uhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 2.50
1007	LMT027uhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.67
1008	LMT027uhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 2.50
1028	LMT027u	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.67
1029	LMT027u	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 2.50
1069	LMT028u	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.67
1070	LMT028u	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 2.50
1100	LMT028u	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.67
1101	LMT028u	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 2.50
1131	LMT029u	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.67
1132	LMT029u	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 2.50
1150	LMT020u		LÍNEA URBANA 34.5 kv SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 1/0 AWG	KM
1182	LMT020u	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.67
1183	LMT020u	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 2.50
1193	LMT029u	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.67
1194	LMT029u	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 2.50
1224	LMT001rhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.82
1225	LMT001rhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 1.81
1255	LMT002rhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.82
1256	LMT002rhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 1.81
1274	LMT003rhr		LÍNEA RURAL 13.8 kv SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ACSR 3/0 AWG HOR.	KM
1285	LMT003rhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.82
1287	LMT003rhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 1.81
1317	LMT004rhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.82
1318	LMT004rhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 1.81
1346	LMT022rhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.82
1349	LMT022rhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 1.81
1378	LMT005rhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.82
1380	LMT005rhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 1.81
1410	LMT006rhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.82
1411	LMT006rhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 1.81
1441	LMT007rhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.82
1442	LMT007rhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 1.81
1472	LMT008rhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.82
1473	LMT008rhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 1.81
1503	LMT003rhr	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.82
1504	LMT003rhr	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 1.81
1534	LMT009rip	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.82
1535	LMT009rip	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD 1.81
1553	LMT010rip		LÍNEA RURAL 13.8 kv DOBLE CIRCUITO TRIFÁSICO, ACSR 2/0 AWG LP	KM
1554	LMT010rip	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD 0.82

14 15 Datos relevamiento Detalle Armados Armados x UC UUC PER v Terceros Expansion VHR

Listo Se encontraron 181 de 3235 registros



Unidades Constructivas DR - Microsoft Excel

	A	B	C	D	E	F
1			MT		BT	
2	ARMADO		U	R	U	R
33	HORMIGONADO PARA APOYO	19%				
34	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA	11%				
35	CADENAS DE AMARRE DE PORCELANA	8%				
36	CADENAS DE AMARRE DE COMPOSITE	92%				
37	DISPOSICIÓN CENTRAL	75%				
38	DISPOSICIÓN BANDERA	25%				
39						

Por ejemplo, al analizar las unidades constructivas "LÍNEA RURAL BT TRÍPLEX #6" y "LÍNEA RURAL 13,8 KV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG" se tiene lo siguiente:

COD_UC	COD_ARM	ARMADO (LÍNEA RURAL BT TRÍPLEX #6)	UNID. (km)	CANT.
LBT002r	0202310000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 750	UNIDAD	8.90
LBT002r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	1.69
LBT002r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	1.69
LBT002r	0202393000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 daN	UNIDAD	0.98
LBT002r	0202394000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 daN	UNIDAD	0.98
LBT002r	0214301000	ALIN. Y ÁNG. HASTA 30° PARA NEUTRO FIADOR EN POSTE B.T.	CONJUNTO	6.74
LBT002r	0214302200	ANCL. Y ÁNG. DE 30° A 90° PARA NEUTRO FIADOR 1/0 AWG EN POSTE B.T.	CONJUNTO	0.75
LBT002r	0214303200	FIN DE LÍNEA PARA NEUTRO FIADOR 1/0 EN POSTE B.T.	CONJUNTO	7.75
LBT002r	0209300100	RETENIDA 3/8"	CONJUNTO	7.27
LBT002r	0209304300	DOBLE RETENIDA 3/8"	CONJUNTO	1.01
LBT002r	0209302100	RETENIDA VERTICAL 3/8"	CONJUNTO	0.02
LBT002r	0209302300	RETENIDA CON APOYO 3/8"	CONJUNTO	0.04
LBT002r	0209310300	ANCLAJE DE RETENIDA 3/8" CON ANCLA DE POLIPROPILENO	CONJUNTO	5.46
LBT002r	0215301200c	LÍNEA TENSADA TRÍPLEX #6	M	1,000.00



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

LBT002r	0231341000	PUESTA A TIERRA	CONJUNTO	1.46
---------	------------	-----------------	----------	------

COD_UC	COD_ARM	LÍNEA RURAL 13,8 kV SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO, ACSR 2 AWG	UNID.	CANT.
LMT028r	0202310000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 750	UNIDAD	5.25
LMT028r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	4.30
LMT028r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	1.81
LMT028r	0202393000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 300 daN	UNIDAD	1.81
LMT028r	0202394000	SUPLEMENTO POR EXCAVACIÓN EN ROCA PARA POSTE DE 500 daN	UNIDAD	1.05
LMT028r	0204321200	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO ALINEACIÓN Y ÁNG. < 5°, ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO	1.05
LMT028r	0204322200	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO ÁNG. 5 a 30°, ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO	5.25
LMT028r	0204323200	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO ANCLAJE Y ÁNG. 30 a 60°, ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO	1.12
LMT028r	0204324200	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO ÁNG. 60 a 90°, ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO	1.48
LMT028r	0204325100	ARMADO SIMPLE CIRCUITO MONOFÁSICO FIN DE LÍNEA ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO	0.45
LMT028r	0209300100	RETENIDA 3/8"	CONJUNTO	1.26
LMT028r	0209304300	DOBLE RETENIDA 3/8"	CONJUNTO	0.45
LMT028r	0209302100	RETENIDA VERTICAL 3/8"	CONJUNTO	3.79
LMT028r	0209302300	RETENIDA CON APOYO 3/8"	CONJUNTO	0.03
LMT028r	0209310300	ANCLAJE DE RETENIDA 3/8" CON ANCLA DE POLIPROPILENO	CONJUNTO	0.03
LMT028r	0210301000	AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 13,2 kV	UNIDAD	8.10
LMT028r	0210311000a	CADENA DE AMARRE PORCELANA 13,2 kV ACSR 2 AWG	CONJUNTO	6.73
LMT028r	0210312000a	CADENA DE AMARRE COMPOSITE 13,2 kV ACSR 2 AWG	CONJUNTO	0.41
LMT028r	0205311200a	TENDIDO DE LÍNEA MONOF. ACSR 2 AWG Y NEUTRO 2 AWG	M	4.70
LMT028r	0231341000	PUESTA A TIERRA	CONJUNTO	1,000.00

De las tablas anteriores, se puede observar que el Consultor de la Distribuidora propone la utilización de "HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN" y "HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN" (cimentaciones para postes), sin ningún sustento y justificación, adicionalmente producto de los relevamientos de campo que esta Comisión ha realizado se determinó el



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

uso escaso de dichas cimentaciones, tal y como se puede observar en las instalaciones de la Distribuidora:





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

En seguimiento a lo antes indicado, en los relevamientos realizados por la CNEE en distintos puntos de la red de la Distribuidora, se pudo establecer que la utilización de cimentaciones para los apoyos de baja tensión corresponde a menos del 1% y para postes de media tensión del 2%.

Derivado de lo anterior, es posible indicar que la propuesta del Consultor de la Distribuidora referente a la utilización de "HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN" y "HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN" en los niveles reportados (19% en todas las UCC que contienen postes) es incongruente con los diseños de construcción que se observan en la red existente de la Distribuidora, evidenciándose que dichas actividades son escasamente requeridas, por lo que se considera que el nivel de asignación propuesto para estas cimentaciones, se encuentra sobredimensionado, con el consiguiente incremento en el costo de la red de la Distribuidora.

Adicionalmente, es importante señalar que, lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora, referente a incluir costos de actividades sobredimensionadas (como la cimentación), puede inducir a un reconocimiento de instalaciones sobrevaloradas, lo cual no se corresponde con lo estipulado en la legislación nacional vigente referente a trasladar a tarifas el VNR de las obras y bienes físicos, de actividades económicamente adaptadas para el servicio que se requiere de acuerdo a lo establecido en el artículo 67 de la LGE.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia numeral 5.3.2, al artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora **eliminar los armados de cimentación de postes** "HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN" y "HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN" para todas las UCC de redes de media y baja tensión, así como todos los costos asociados a estos, derivado a que se consideran instalaciones sobredimensionadas. En todo caso el nivel de asignación máximo de las cimentaciones en las UCC de la Distribuidora será del 1% para baja tensión y del 2% para postes de media tensión, de acuerdo a los relevamientos realizados por la CNEE.

25. Retenidas en postes de MT y BT

Los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: *"Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro. Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que puedan estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: Jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente"*.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el periodo de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del periodo anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho periodo."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere." Al respecto se tiene el siguiente comentario:

Sin embargo, de acuerdo a la información remitida, el Consultor de la Distribuidora está incluyendo lo siguiente a todos los postes que tienen un ángulo de desviación mayor a 5 grados y a los que son postes de fin de línea:

ARMADO	Retenidas	MT		BT	
		U	R	U	R
RETENIDA 3/8"		0%	10%	92%	85%
DOBLE RETENIDA 3/8"		93%	88%	8%	12%
RETENIDA VERTICAL 3/8"		0%	1%	0%	0%
RETENIDA CON APOYO 3/8"		7%	1%	0%	1%

Como se puede observar, el Consultor de la Distribuidora asume que el 100% de los postes que no son alineación (es decir, aquellos con desviaciones o fin de línea) requieren algún tipo de retenida (simple, doble, vertical o con apoyo).

Dicho criterio se considera incorrecto de acuerdo a las características constructivas observadas en las instalaciones de la Distribuidora. En todo caso, las retenidas se utilizan únicamente en aquellos casos en que el poste sea sometido a esfuerzos mecánicos más allá de su límite mecánico o si al momento de calcular la clase del poste se haya

realizado sin la consideración de algún tipo de retenida, este último caso es el utilizado por el Consultor de la Distribuidora tal y como se explicó en la observación "Tipos de apoyos utilizados en redes de baja tensión". En el caso de la "Retenida con apoyo 3/8" se indica que cuando es imposible instalar directamente los tirantes del anclaje de manera adyacente al poste o estructura; por ejemplo, en alguna esquina de un área urbana donde, derivado de las edificaciones que pudieran existir, es imposible instalar el anclaje adyacentemente, siendo necesario extender el anclaje al otro lado de la calle, utilizándose para el efecto este tipo de postes auxiliares para modificar la altura de los tirantes.

Tomando como base los levantamientos realizados por la CNEE en distintos puntos de la red de la Distribuidora, ha sido posible establecer que la utilización de retenidas totales en la red de la Distribuidora es:

	MT	BT
ARMADO	TOTAL	TOTAL
RETENIDA 3/8"	3.76%	26.91%
DOBLE RETENIDA 3/8"	14.22%	1.79%
RETENIDA VERTICAL 3/8"	4.25%	0.90%
RETENIDA CON APOYO 3/8"	0.16%	0.004%

Los porcentajes anteriores son calculados sobre el total de apoyos por kilómetro (suspensión, desviación y fin de línea) sin discriminar áreas urbanas y rurales.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 5.3.2, artículo 83, 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora que, utilice como valores máximos en el diseño de las UCC eficientes los siguientes porcentajes de utilización de retenidas en Media y Baja Tensión:

	MT	BT
ARMADO	TOTAL	TOTAL
RETENIDA 3/8"	3.76%	26.91%
DOBLE RETENIDA 3/8"	14.22%	1.79%
RETENIDA VERTICAL 3/8"	4.25%	0.90%
RETENIDA CON APOYO 3/8"	0.16%	0.004%

Los datos anteriores de MT y BT son resultado de los relevamientos realizados por la CNEE, asimismo se aclara que los porcentajes de la tabla anterior están calculados sobre la totalidad de postes por kilómetro que puedan tener las UCC de Media y Baja Tensión, ya sea en área rural o urbana.



26. Porcentajes de participación del capataz

Sobre este tema, los TDRs en sus numerales 5.3.1 y 5.3.4, indican que: "...Una Unidad Constructiva (UUC) es la compuesta por un conjunto de armados o materiales que, integrados entre sí, cumplen con un propósito específico por unidad de medida (por ejemplo para redes, la unidad es kilómetro). De tal forma que cada armado está constituido por materiales dispuestos de una forma preestablecida que componen una unidad de montaje y que facilitan el diseño de instalaciones eléctricas de distribución de manera sencilla, ordenada y uniforme..."

"Con los valores eficientes de referencia de materiales definidos por la CNEE, valores de mano de obra, vehículos y equipos de montaje eficientes, deberán determinarse los costos de cada una de las Unidades Constructivas definidas según lo establecido anteriormente."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora en los parámetros mostrados en la tabla P1 X S4 de la hoja "Tiempos de montaje" del archivo "Unidades Constructivas DR" utiliza los siguientes valores:

PARTICIPACIÓN CAPATAZ		PARTICIPACIÓN GRÚA	
Tareas no especializadas	10%	Postes	100%
Tareas especializadas	33%	Equipos	20%

Con relación a estos valores, en el informe DR_Informe Etapa C - Modulo C1 se indica: "En cuanto a las horas hombre de capataces o supervisores, se las ha calculado considerado una participación de los mismos del 10% de la duración de las tareas no especializadas y del 33% de la duración de las especializadas."

Cabe mencionar que los valores de la tabla anterior, corroborados en el texto del informe de Etapa C, fueron consignados sin respaldo y como valores tipo texto (pegados), no siendo posible verificar su origen o memoria de cálculo, por lo que los mismos no son trazables.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 5.3.1 y 5.3.4, el artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora eliminar la participación del capataz para las actividades no especializadas, es decir el porcentaje de participación deberá ser igual a cero, ya que estas pueden ser completadas y supervisadas por personal de menor jerarquía.

27. Fórmula utilizada para determinar el tiempo del capataz

Los TDR's en el punto 5.3.1 indican que: "El diseño de la red eficiente deberá basarse en el uso de Unidades Constructivas eficientes, es decir, que usen las mejores tecnologías disponibles y que sean óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

El consultor de la distribuidora utiliza la fórmula en la columna G de la hoja "Tiempos de montaje" del archivo "Unidades Constructivas DR". En la siguiente imagen se puede verificar el cálculo para la celda G5:

1	2	3	4	5	6	A	B	C	DURACIÓN TAREAS			G	H	
									No especializadas	Especializadas				CAPATAZ
										Auxiliares	Montaje			
									h	h	h	h-h	#	
									1.2200	0.3520	0.3520	0.3567	4	
									1.2500	0.4950	0.4950	0.4550	6	

De la aplicación de dicha fórmula se deduce que el Consultor de la Distribuidora considera que las tareas especializadas auxiliares y de montaje, no pueden ser supervisadas por el capataz simultáneamente, por lo que implica teóricamente que necesita un capataz por cada actividad, lo cual deriva en un sobrecosto en la utilización del tiempo y uso del capataz, resultando en costos excesivos e ineficientes. Sin embargo, al considerar la naturaleza de dichas tareas, es evidente que las mismas pueden supervisarse de manera simultánea por el capataz, con lo cual se obtiene un modelado eficiente de la construcción de las redes de la Distribuidora.



OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 5.3.1, artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar únicamente una de las dos cantidades que se encuentran en la columna E y F para la determinación de tiempos eficientes del capataz, esto en consideración que puede supervisar ambas tareas simultáneamente, lo cual resulta en una eficiencia constructiva.

28. Tiempos de montaje

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 5.2 indican "...En el Informe de Etapa, se deberán justificar las tecnologías óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas a utilizar para el desarrollo de las Redes eficientes en función de los requerimientos para cada una de las densidades resultantes del Estudio de la Demanda con las particularidades del área atendida. Se deberán analizar los costos anuales de inversión, operación, mantenimiento, pérdidas y de energía no suministrada, correspondiente a cada una de las redes, haciendo análisis comparativos con las diferentes alternativas tecnológicas disponibles en el mercado y las tecnologías utilizadas actualmente por la Distribuidora" y también "...En el costo de la UCC se incluyen además de los valores eficientes de los materiales, los costos directos que permiten que los diferentes componentes físicos puedan ser puestos en servicio."

Asimismo, en punto 5.12 se indica: "Información de cada unidad constructiva:

- i. Diseño constructivo básico con todos los detalles técnicos que permitan su interpretación funcional, el cómputo de sus conjuntos y componentes y la asignación de sus costos a los sistemas de MT y de BT.
- ii. Planillas de cálculo de recursos necesarios para cada conjunto de cada Unidad Constructiva, con detalle suficiente para poder evaluar su razonabilidad.
- iii. Memorias de cálculo del proceso de selección de tecnologías óptimas que sean perfectamente replicables, para cada Unidad Constructiva.
- iv. Base de datos de unidades constructivas reales de la Distribuidora, incluyendo el detalle de materiales, mano de obra, vehículos y equipos de montaje."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, en la hoja "Tiempos de montaje" del archivo "Unidades Constructivas DR", el Consultor de la Distribuidora consignó valores de duración de las tareas en formato texto (pegados) siendo imposible dar trazabilidad y verificación a los mismos.

A pesar de lo anterior, fue posible realizar un análisis comparativo de estos valores reportados en el presente estudio tarifario, frente a los valores utilizados en la anterior revisión tarifaria. De dicha comparación se comprobó que el Consultor de la Distribuidora propone un incremento que promedia el 10% con relación a los valores de la revisión tarifaria anterior. Cabe mencionar que en algunos casos el nivel de variación es desproporcionada, tal es el caso de la tarea "Bolsa de concreto de 50 kg mixto listo" que presenta un incremento cercano al 800%. Lo anteriormente indicado, se muestra en la siguiente tabla de ejemplo:

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS		Incremento porcentual respecto de la revisión anterior
			No especializadas (horas)		
			Revisión actual 2018	Revisión anterior 2013	
526792	Bolsa de concreto de 50 kg mixto listo, (incluye piedra, arena y cemento)	SACO	0.0375	0.00416625	800%
458525	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V 4/0 AAC-4/0 AAAC	METRO	0.0063	0.00575	10%
458524	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V 1/0 AAC-1/0 AAAC	METRO	0.0046	0.00415	10%
458523	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V #2 AAC/#2 AAAC	METRO	0.0022	0.002	10%
CCA21	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V #4 AAC/#4 AAAC	METRO	0.0017	0.0015	10%
520319	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V #6 AAC/#6 AAC	METRO	0.0015	0.00135	10%
458527	CONDUCTOR TRENZADO CUADRUPLEX 600V 336,4 AAC-4/0 AAAC	METRO	0.0206	0.01875	10%
458526	CONDUCTOR TRENZADO CUADRUPLEX 600V 4/0 AAC-4/0 AAAC	METRO	0.0083	0.00758	10%
691347	CONDUCTOR TRENZADO CUADRUPLEX 600V 1/0 AAC-1/0 AAAC	METRO	0.0063	0.00575	10%
CCA22	Cable de aluminio con forro, cuadruplex No. 4x4 AWG (21.20mm ²)	METRO	0.0017	0.0015	10%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Respecto a las tareas especializadas de auxiliares, se observan distintos niveles de incremento con relación a los datos de la revisión tarifaria anterior, con valores que van desde el 10% al 60%, como se muestra en la siguiente tabla de ejemplo:

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS		
			Rev. Actual	Rev. Anterior	Incremento
436932	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 6 m	UNIDAD	0.3520	0.2200	60%
531666	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 500 daN 9 m	UNIDAD	0.4950	0.4500	10%
683322	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 800 daN 9 m	UNIDAD	0.7260	0.6600	10%
436956	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 500 daN 10,5 m	UNIDAD	0.8470	0.7700	10%
436938	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 10,5 m	UNIDAD	0.7040	0.6400	10%
436956a	Poste de concreto de (30') Clase 1000 (9.00 metros 500 DAN)	UNIDAD	0.5445	0.4500	21%
436937	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 9 m	UNIDAD	0.4840	0.4400	10%
436937a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 9 m CLASE 500	UNIDAD	0.4840	0.4400	10%
683324	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 800 daN 10,5 m	UNIDAD	0.7084	0.6440	10%
715700	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 300 daN 12 m	UNIDAD	0.7182	0.6529	10%
436957a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 12 m	UNIDAD	0.8360	0.7600	10%
436957a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 12 m	UNIDAD	0.8360	0.7600	10%
436957	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 500 daN 12 m	UNIDAD	0.8360	0.7600	10%
436958	Poste de concreto de (35') Clase 2000 (10.50 metros 800 DAN)	UNIDAD	0.7792	0.6440	21%
436959	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 800 daN 12 m	UNIDAD	1.0560	0.9600	10%
436960	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 800 daN 14 m	UNIDAD	1.2320	1.1200	10%
450958	POSTE DE MADERA 6 M CLASE 5	UNIDAD	0.1210	0.1100	10%
450959	POSTE DE MADERA 9 M CLASE 5	UNIDAD	0.2420	0.2200	10%
450960	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 5	UNIDAD	0.3520	0.3200	10%
450961	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 3	UNIDAD	0.4785	0.4350	10%
450962	POSTE DE MADERA 12 M CLASE 3	UNIDAD	0.6380	0.5800	10%
450963	POSTE DE MADERA 12 M CLASE 1	UNIDAD	0.6930	0.6300	10%
450964	POSTE DE MADERA 14 M CLASE 3	UNIDAD	0.8030	0.7300	10%
450965	POSTE DE MADERA 14 M CLASE 1	UNIDAD	0.8360	0.7600	10%
330480	CONDUCTOR ALUMINIO ACERO ACSR 477 HAWK	METRO	0.0061	0.0051	21%
525748	CONDUCTOR ALUMINIO ACERO ACSR 4/0 PENGUIN	METRO	0.0027	0.0022	21%
436978	CONDUCTOR ALUMINIO ACERO ACSR 1/0 RAVEN	METRO	0.0014	0.0011	21%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

434086	CONDUCTOR ACSR #2 SPARROW	METRO	0.0017	0.0014	21%
459835	CONDUCTOR AAAC 4/0 ALLIANCE	METRO	0.0027	0.0022	21%
459838	CONDUCTOR AAAC 1/0 AZUSA	METRO	0.0014	0.0011	21%
446266	CONDUCTOR ACAR No. 1/0 AWG	METRO	0.0014	0.0011	21%
458525	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V 4/0 AAC-4/0 AAAC	METRO	0.0063	0.0058	10%
458524	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V 1/0 AAC-1/0 AAAC	METRO	0.0046	0.0042	10%
458523	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V #2 AAC/#2 AAAC	METRO	0.0022	0.0020	10%
CCA21	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V #4 AAC/#4 AAAC	METRO	0.0017	0.0015	10%
520319	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V #6 AAC/#6 AAC	METRO	0.0015	0.0014	10%
458527	CONDUCTOR TRENZADO CUADRUPLIX 600V 336,4 AAC-4/0 AAAC	METRO	0.0206	0.0188	10%
458526	CONDUCTOR TRENZADO CUADRUPLIX 600V 4/0 AAC-4/0 AAAC	METRO	0.0083	0.0076	10%
691347	CONDUCTOR TRENZADO CUADRUPLIX 600V 1/0 AAC-1/0 AAAC	METRO	0.0063	0.0058	10%
CCA22	Cable de aluminio con forro, cuadruplex No. 4x4 AWG (21.20mm ²)	METRO	0.0017	0.0015	10%

Respecto a tareas especializadas de montaje, los incrementos también muestran distintos niveles de variación, los cuales van desde el 10% al 180%, como se muestra en la siguiente tabla de ejemplo:

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS		
			Rev. Actual	Rev. Anterior	Incremento
			Especializada / montaje (Hs)		
436932	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 6 m	UNIDAD	0.3520	0.2200	60%
531666	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 500 daN 9 m	UNIDAD	0.4950	0.4500	10%
683322	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 800 daN 9 m	UNIDAD	0.7260	0.6600	10%
436956	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 500 daN 10,5 m	UNIDAD	0.8470	0.7700	10%
436938	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 10,5 m	UNIDAD	0.7040	0.6400	10%
436956a	Poste de concreto de (30') Clase 1000 (9.00 metros 500 DAN)	UNIDAD	0.5445	0.4500	21%
436937	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 9 m	UNIDAD	0.4840	0.4400	10%
436937a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 9 m CLASE 500	UNIDAD	0.4840	0.4400	10%
683324	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 800 daN 10,5 m	UNIDAD	0.7084	0.6440	10%
715700	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 300 daN 12 m	UNIDAD	0.7182	0.6529	10%
436957a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 12 m	UNIDAD	0.8360	0.7600	10%
436957c	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 300 daN 12 m	UNIDAD	0.8360	0.7600	10%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

436957	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 500 daN 12 m	UNIDAD	0.8360	0.7600	10%
436958	Poste de concreto de (35') Clase 2000 (10.50 metros 800 DAN)	UNIDAD	0.7792	0.6440	21%
436959	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 800 daN 12 m	UNIDAD	1.0560	0.9600	10%
436960	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 800 daN 14 m	UNIDAD	1.2320	1.1200	10%
450958	POSTE DE MADERA 6 M CLASE 5	UNIDAD	0.1210	0.1100	10%
450959	POSTE DE MADERA 9 M CLASE 5	UNIDAD	0.2420	0.2200	10%
450960	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 5	UNIDAD	0.3520	0.3200	10%
450961	POSTE DE MADERA 10,5 M CLASE 3	UNIDAD	0.4785	0.4350	10%
450962	POSTE DE MADERA 12 M CLASE 3	UNIDAD	0.6380	0.5800	10%
450963	POSTE DE MADERA 12 M CLASE 1	UNIDAD	0.6930	0.6300	10%
450964	POSTE DE MADERA 14 M CLASE 3	UNIDAD	0.8030	0.7300	10%
450965	POSTE DE MADERA 14 M CLASE 1	UNIDAD	0.8360	0.7600	10%
330480	CONDUCTOR ALUMINIO ACERO ACSR 477 HAWK	METRO	0.0122	0.0101	21%
525748	CONDUCTOR ALUMINIO ACERO ACSR 4/0 PENGUIN	METRO	0.0054	0.0045	21%
436978	CONDUCTOR ALUMINIO ACERO ACSR 1/0 RAVEN	METRO	0.0027	0.0022	21%
434086	CONDUCTOR ACSR #2 SPARROW	METRO	0.0034	0.0028	21%
459835	CONDUCTOR AAAC 4/0 ALLIANCE	METRO	0.0054	0.0045	21%
459838	CONDUCTOR AAAC 1/0 AZUSA	METRO	0.0027	0.0022	21%
446266	CONDUCTOR ACAR No. 1/0 AWG	METRO	0.0027	0.0022	21%
520318	CONDUCTOR TRENZADO DUPLEX 600V #6 AAC/#6 AAC	METRO	0.0027	0.0022	21%
CCA86	Cable de aluminio con alma de acero con forro, duplex No. 6 AWG (13.30 mm ²), ACSR SHEPHERD	METRO	0.0027	0.0022	21%
458525	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V 4/0 AAC-4/0 AAAC	METRO	0.0127	0.0115	10%
458524	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V 1/0 AAC-1/0 AAAC	METRO	0.0091	0.0083	10%
458523	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V #2 AAC/#2 AAAC	METRO	0.0044	0.0040	10%
CCA21	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V #4 AAC/#4 AAAC	METRO	0.0033	0.0030	10%
520319	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V #6 AAC/#6 AAC	METRO	0.0030	0.0027	10%
458527	CONDUCTOR TRENZADO CUADRUPLIX 600V 336.4 AAC-4/0 AAAC	METRO	0.0413	0.0375	10%
458526	CONDUCTOR TRENZADO CUADRUPLIX 600V 4/0 AAC-4/0 AAAC	METRO	0.0167	0.0152	10%
691347	CONDUCTOR TRENZADO CUADRUPLIX 600V 1/0 AAC-1/0 AAAC	METRO	0.0127	0.0115	10%
CCA22	Cable de aluminio con forro, cuadruplex No. 4x4 AWG (21.20mm ²)	METRO	0.0127	0.0115	10%
110073	AISLADOR PORCELANA TIPO SUSPENSIÓN ANSI 52.9	UNIDAD	0.0387	0.0222	74%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

400360	CINTA DIELECTRICA SELLADORA	METRO	0.0092	0.0083	10%
434075	AISLADOR PORCELANA TIPO SUSPENSIÓN ANSI 52.4	UNIDAD	0.0387	0.0222	74%
434435	CABLE ACERO GALVANIZADO 3/8"	METRO	0.0088	0.0080	10%
434470	CABLE DE COBRE DESNUDO N°2 AWG	METRO	0.0034	0.0031	10%
436991	AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 13,2 kV (ANSI 57-1)	UNIDAD	0.0756	0.0347	118%
436992	AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 34,5 kV (ANSI 57-3)	UNIDAD	0.0908	0.0417	118%
437006	SOPORTE VERTICAL PARA AISLADOR TIPO POSTE	UNIDAD	0.0183	0.0167	10%
437007	SOPORTE FIJACION CRUCETA APOYO CILINDRICO	UNIDAD	0.0183	0.0167	10%
437008	SOPORTE LATERAL PARA AISLADOR TIPO POSTE	UNIDAD	0.0183	0.0167	10%
437594	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 477 MCM - 477 MCM	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
437595	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 266 MCM - 266 MCM	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
437596	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 1/0 - 1/0 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
437597	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 477 MCM - 266 MCM	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
437598	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 266 MCM - 1/0 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
437599	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 477 MCM - 1/0 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
437600	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN CON ESTRIBO 477 MCM	UNIDAD	0.0733	0.0667	10%
437601	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN CON ESTRIBO 266 MCM	UNIDAD	0.0733	0.0667	10%
437603	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN CON ESTRIBO 1/0 AWG	UNIDAD	0.0733	0.0667	10%
437604	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 266 MCM - #2 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
437607	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 1/0 - #2 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
437647	TORNILLO ACERO GALVANIZADO C/EXAG. C.T. 5/8"x6"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
437651	TORNILLO ACERO GALVANIZADO C/EXAG. C.T. 5/8"x12"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
437652	TORNILLO ACERO GALVANIZADO C/EXAG. C.T. 5/8"x14"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
437653	TORNILLO ACERO GALVANIZADO C/EXAG. C.T. 5/8"x16"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
437654	TORNILLO ACERO GALVANIZADO C/EXAG. C.T. 5/8"x1-3/4"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
437655	PERNO CORTO ACERO GALVANIZADO 3/4"- 3/4"x 3"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
437656	PERNO LARGO ACERO GALVANIZADO 3/4"- 3/4"x7"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
437657	TORNILLO ACERO GALVANIZADO CON OJO C.T. 5/8"x6"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
437658	TORNILLO ACERO GALVANIZADO CON OJO C.T. 5/8"x12"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
437659	TUERCA EXAGONAL ACERO GALVANIZADO 5/8	UNIDAD	0.0183	0.0167	10%
437660	ARANDELA PLANA RECTANGULAR 5/8"x2-1/4"x2-1/4"x1/4"	UNIDAD	0.0013	0.0012	10%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

437661	TUERCA DE OJO ACERO GALVANIZADO 5/8	UNIDAD	0.0138	0.0125	10%
437707	RETENCIÓN PREFORMADA "Z" AISL.57/1-3 ACSR 1/0	CONJUNTO	0.0550	0.0500	10%
437708	RETENCIÓN PREFORMADA "Z" AISL.57/1-3 ACSR 266	CONJUNTO	0.0794	0.0722	10%
437709	RETENCIÓN PREFORMADA "Z" AISL.57/1-3 ACSR 477	CONJUNTO	0.0917	0.0833	10%
437710	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" AISL.57/1-3 ACSR 266	CONJUNTO	0.0794	0.0722	10%
437711	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" AISL.57/1-3 ACSR 1/0	CONJUNTO	0.0550	0.0500	10%
437712	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" AISL.57/1-3 ACSR 477	CONJUNTO	0.0672	0.0611	10%
437713	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" DOBLE AISL.57/1-3 ACSR 1/0	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
437714	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" DOBLE AISL.57/1-3 ACSR 477	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
437715	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" DOBLE AISL.57/1-3 ACSR 266	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
437802	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" AISL.53/2 ACSR 1/0	CONJUNTO	0.0550	0.0500	10%
437803	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" AISL.53/2 ACSR 266	CONJUNTO	0.0794	0.0722	10%
437805	AISLADOR PORCELANA TIPO CARRETE (ANSI 53-2 C29.3)	UNIDAD	0.0076	0.0069	10%
437806	SOPORTE HORQUILLA PARA AISLADOR TIPO CARRETE	UNIDAD	0.0183	0.0167	10%
440860	GRAPA CONEXIÓN DOBLE CABLE TIERRA SIN TORNILLO	UNIDAD	0.0138	0.0125	10%
440944	ARANDELA PLANA REDONDA 5/8"	UNIDAD	0.0013	0.0012	10%
440945	ARANDELA DE PRESIÓN 5/8"	UNIDAD	0.0013	0.0012	10%
441202	PARARRAYOS AUTOVÁLVULA 13,2 KV 10 KA	UNIDAD	0.1430	0.0833	72%
441203	PARARRAYOS AUTOVÁLVULA 34,5 KV 10 KA	UNIDAD	0.1540	0.1111	39%
441247	AISLADOR COMPOSITE TIPO POSTE 13,2 KV	UNIDAD	0.0382	0.0347	10%
441248	AISLADOR COMPOSITE TIPO POSTE 34,5 KV	UNIDAD	0.0458	0.0417	10%
441249	AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSIÓN 13,2 KV	UNIDAD	0.0306	0.0278	10%
441250	AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSIÓN 34,5 KV	UNIDAD	0.0458	0.0417	10%
441264	ARANDELA CURVA CUADRADA 2-1/4X2-1/4X3/16"	UNIDAD	0.0013	0.0012	10%
450113	TORNILLO ACERO GALVANIZADO CON OJO C.T. 5/8"x14"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
450114	PERNO ROSCA CORRIDA AC. GALV. 5/8" X 20"	UNIDAD	0.0367	0.0334	10%
450700	GRILLETE NORMAL RECTO 5/8"X3" 11.300KG	UNIDAD	0.0138	0.0125	10%
450701	SOPORTE SECCIONADOR FUSIBLE EN POSTE	UNIDAD	0.0183	0.0167	10%
450948	ALARGADERA 10" PARA CADENA DE AISLADORES	UNIDAD	0.0233	0.0167	40%
450949	GRAPA AMARRE ALUMINIO COND. AWG 1/0 (RAVEN)	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
450950	GRAPA AMARRE ALUMINIO COND. AWG 4/0-MCM 266	UNIDAD	0.1100	0.1000	10%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

450952	GRAPA AMARRE ALUMINIO COND. MCM 477 (HAWK)	UNIDAD	0.1283	0.1167	10%
451892	PERNO ROSCA CORRIDA AC. GALV. 5/8" X 22"	UNIDAD	0.0367	0.0334	10%
451893	PERNO ROSCA CORRIDA AC. GALV. 5/8" X 24"	UNIDAD	0.0367	0.0334	10%
453776	EMPALME PLENA TRACCION ACSR-AAAC 1/0	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
453777	EMPALME PLENA TRACCION CONDUCTOR ACSR 266 (PARTRIDGE)	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
453778	EMPALME PLENA TRACCION CONDUCTOR ACSR 477 (HAWK)	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
454857	CONECTOR AMOVIBLE PARA ESTRIBO	UNIDAD	0.0550	0.0500	10%
454874	PERNO AC. GALVANIZADO 5/8"-3/4"X12"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
458414	HERRAJE DE ANCLAJE PARA RETENIDA VERTICAL	UNIDAD	0.1222	0.1111	10%
458462	GRAPA DE SUSPENSION ALUMINIO COND. MCM 477 (HAWK)	UNIDAD	0.0611	0.0556	10%
458463	GRAPA DE SUSPENSION ALUMINIO COND. AWG 1/0 (RAVEN)	UNIDAD	0.0611	0.0556	10%
458464	GRAPA DE SUSPENSION ALUMINIO COND. AWG 4/0-MCM 266	UNIDAD	0.0611	0.0556	10%
458466	RETENCION PREFORMADA CABLE ACERO 3/8"	CONJUNTO	0.0917	0.0833	10%
458467	GUARDACABOS PARA RETENCION CABLE DE ACERO 3/8"	UNIDAD	0.0061	0.0056	10%
458479	VARILLA DE ANCLAJE SIMPLE C.T. 3/4"x8'	UNIDAD	0.0138	0.0125	10%
458480	VARILLA DE ANCLAJE DOBLE C.T. 3/4"x8'	UNIDAD	0.0138	0.0125	10%
458482	TUBO ABIERTO SEÑALIZACION Y PROTECCIÓN 2" X 8'	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
439164	TUBO BXLT 1"	METRO	0.0367	0.0333	10%
458484	TORNILLO ACERO GALVANIZADO C/EXAG. C.T. 5/8"x3"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
458485	TORNILLO ACERO GALVANIZADO CON OJO C.T. 5/8"x16"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
458486	PERNO ROSCA CORRIDA AC. GALV. 5/8" X 6"	UNIDAD	0.0367	0.0334	10%
458528	BASE SECCIONADOR FUSIBLE DE 15 KV 200 A	UNIDAD	0.4667	0.1667	180%
917873	Base para Seccionadores Dobles	UNIDAD	0.3667	0.3333	10%
458529	BASE SECCIONADOR FUSIBLE DE 36 KV 200 A	UNIDAD	0.4667	0.1667	180%
458530	CUCHILLA SECCIONADORA PARA SECCIONADOR FUSIBLE 36 KV	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
458531	TUBO PORTAFUSIBLES ESPULSION 36 KV	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
458532	CUCHILLA SECCIONADORA PARA SECCIONADOR FUSIBLE 15 KV	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
458533	TUBO PORTAFUSIBLES ESPULSION 15 KV	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
458534	FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "D"- 20A	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
458535	FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "k"- 40A	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
458537	FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "k"- 65A	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

458541	TERMINAL COMPRESION TIPO PIN PARA CONDUCTOR #2 AWG	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
458542	TERMINAL COMPRESION TIPO PIN PARA CONDUCTOR 1/0 AWG	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
458550	TERMINAL COMPRESION TIPO PIN PARA CONDUCTOR 4/0 AWG	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
458551	TERMINAL COMPRESION TIPO PIN PARA CONDUCTOR 336,4 MCM	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
458552	TERMINAL COMPRESION TIPO PLETINA CONDUCTOR #2 Y 1/0 AWG AAC	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
458553	TERMINAL COMPRESION TIPO PLETINA CONDUCTOR 1/0 AWG ACSR	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
458554	TERMINAL COMPRESION TIPO PLETINA CONDUCTOR 4/0 AWG ACSR	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
458555	TERMINAL COMPRESION TIPO PLETINA COND. 4/0 AWG Y 336,4 MCM AAC	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
458556	ADAPTADOR TERMINAL PLETINA PARA BORNA TIPO "EYE-BOLT"	UNIDAD	0.0306	0.0278	10%
458557	SOPORTE SECCIONADOR FUSIBLE EN CRUCETA	UNIDAD	0.0550	0.0500	10%
458593	TORNILLO ACERO INOXIDABLE C/EXAG. C.T. 1/2"x2"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
458594	ARANDELA DE PRESIÓN AC. INOX. 1/2"	UNIDAD	0.0013	0.0012	10%
458595	ARANDELA PLANA REDONDA AC. INOX. 1/2"	UNIDAD	0.0013	0.0012	10%
458662	PLETINA SUJECION PARA RETENIDAS	UNIDAD	0.0092	0.0083	10%
474071	FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "D"- 1,5A	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
474072	FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "D"- 3A	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
474074	FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "D"- 5A	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
474075	FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "D"- 7A	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
474076	FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "D"- 10A	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
474077	FUSIBLE DE EXPULSION TIPO "D"- 15A	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
520332	EMPALME PLENA TRACCION ACSR-AAAC 4/0	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
520334	EMPALME MANGUITO COMPRESIÓN PREAISLADO #2- #2	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
520337	EMPALME MANGUITO COMPRESIÓN PREAISLADO 1/0- 1/0	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
520341	EMPALME MANGUITO COMPRESIÓN PREAISLADO 4/0- 4/0	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
520343	EMPALME MANGUITO COMPRESIÓN PREAISLADO 336,4-336,4	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
520888	SOPORTE AUXILIAR PARA TERCER TRAFI TIPO POSTE	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
918053	MONTURA TRANSFORMADORES DE MEDIDA 13,8 KV	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
918054	MONTURA TRANSFORMADORES DE MEDIDA 34,5 KV	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
520942	CONECTOR PERFORACIÓN ACOMETIDA B.T. #2-1/0 AWG UNA SALIDA	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
520943	CONECTOR PERFORACIÓN ACOMETIDA B.T. 4/0-336,4 MCM UNA SALIDA	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
438224	CONECTOR PARA TUBO BXLT 1"	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

521069	GRAPA DE SUSPENSIÓN GS-1200	UNIDAD	0.0275	0.0250	10%
521071	TACO METALICO FIJACIÓN 8X30 MM	UNIDAD	0.0229	0.0208	10%
521072	TACO METALICO FIJACIÓN 12X60 MM	UNIDAD	0.0229	0.0208	10%
521073	CRUCETA DE MADERA 1400 mm	UNIDAD	0.1222	0.1111	10%
521099	CRUCETA DE MADERA 1830 mm	UNIDAD	0.1375	0.1250	10%
521100	CRUCETA DE MADERA 2440 mm	UNIDAD	0.1467	0.1333	10%
438330	CRUCETA DE MADERA 2400 mm	UNIDAD	0.1467	0.1333	10%
525612	PINZA ANCLAJE PA-1/0-1500	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
525613	PINZA ANCLAJE PA-4/0-2000	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
525614	PLETINA ANILLO AMARRE PARA FACHADAS	UNIDAD	0.0183	0.0167	10%
525637	SOPORTE CONDUCTORES EN FACHADA HASTA 25 mm	UNIDAD	0.0306	0.0278	10%
525638	SOPORTE CONDUCTORES EN FACHADA HASTA 50 mm	UNIDAD	0.0306	0.0278	10%
525639	BRIDA DE SUJECCIÓN HASTA 25 mm	UNIDAD	0.0092	0.0083	10%
525640	BRIDA DE SUJECCIÓN HASTA 50 mm	UNIDAD	0.0092	0.0083	10%
525789	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 477 MCM - 4/0 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
525790	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 266 MCM - 4/0 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
525791	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 4/0 - 4/0 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
525792	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 4/0 - 1/0 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
525793	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 4/0 - #2 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
525794	RETENCIÓN PREFORMADA "Z" AISL.57/1-3 ACSR 4/0	CONJUNTO	0.0672	0.0611	10%
525795	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" AISL.57/1-3 ACSR 4/0	CONJUNTO	0.0794	0.0722	10%
525796	RETENCIÓN PREFORMADA "OMEGA" DOBLE AISL.57/1-3 ACSR 4/0	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
525797	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN CON ESTRIBO 4/0 AWG	UNIDAD	0.0733	0.0667	10%
526185	TORNILLO ACERO GALVANIZADO CON OJO C.T. 5/8"x10"	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
526668	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN #2 - #2 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
526669	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 336 MCM - 1/0 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
526670	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 336 MCM - 4/0 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
526671	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 336 - 336 MCM	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
526672	CAJA AISLADORA PARA CONECTOR CUÑA A PRESIÓN HASTA 300 MCM	UNIDAD	0.0092	0.0083	10%
526673	CAJA AISLADORA PARA CONECTOR CUÑA A PRESIÓN HASTA 556 MCM	UNIDAD	0.0092	0.0083	10%
526674	POSTECILLO ELEVADOR PARA ACOMETIDAS	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

527853	TACO FIJACIÓN NYLON 16x100 mm	UNIDAD	0.0229	0.0208	10%
527899	TORNILLO ANCLAJE CON OJO 12x120 mm	UNIDAD	0.0275	0.0250	10%
525943	CONDUCTOR CONCENTRICO DE COBRE 2 X #8	UNIDAD	0.0026	0.0024	10%
525944	CONDUCTOR CONCENTRICO DE COBRE 3 X #8	UNIDAD	0.0041	0.0037	10%
528890	CONDUCTOR CONCENTRICO DE COBRE 2 X #6	METRO	0.0038	0.0034	10%
528891	CONDUCTOR CONCENTRICO DE COBRE 3 X #6	METRO	0.0055	0.0050	10%
528892	CONDUCTOR CONCENTRICO DE COBRE 3 X #4	METRO	0.0082	0.0074	10%
691348	CONDUCTOR CONCENTRICO DE COBRE 4 X #6	METRO	0.0088	0.0080	10%
528895	SOPORTE DE POSTECILLO PARA FACHADA	UNIDAD	0.0183	0.0167	10%
529757	CONDUCTOR CONCENTRICO DE COBRE 4 X #4	METRO	0.0105	0.0095	10%
529859	BASE SECCIONADOR FUSIBLE DE 27 KV 200 A	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
529928	TUBO PORTAFUSIBLES ESPULSION 27 KV	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
530548	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN CU #2 / CU #2	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
530559	TERMINAL COMPRESIÓN PLETINA COND. CU #2	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
530631	CABLE ACERO GALVANIZADO 1/2"	METRO	0.0176	0.0160	10%
530635	VARILLA DE ANCLAJE SIMPLE C.T. 1"x8'	UNIDAD	0.0138	0.0125	10%
530636	VARILLA DE ANCLAJE DOBLE C.T. 1"x8'	UNIDAD	0.0138	0.0125	10%
530875	GRILLETE NORMAL RECTO 7/8"	UNIDAD	0.0138	0.0125	10%
530881	GUARDACABOS PARA RETENCION CABLE DE ACERO 1/2"	UNIDAD	0.0061	0.0056	10%
530882	RETENCION PREFORMADA CABLE ACERO 1/2"	CONJUNTO	0.0917	0.0833	10%
531537	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN PICA DE P.T.-AWG #2 Cu	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
531645	ALARGADERA AISLANTE PARA RETENIDAS	UNIDAD	0.0183	0.0167	10%
531810	EMPALME PLENA TRACCION AISLADO A COMPRESION CONDUCTOR 1/0	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
531811	EMPALME PLENA TRACCION AISLADO A COMPRESION CONDUCTOR 4/0	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
533839	CONECTOR PERFORACIÓN ACOMETIDA B.T. #2-1/0 AWG DOS SALIDAS	UNIDAD	0.0733	0.0667	10%
533840	CONECTOR PERFORACIÓN ACOMETIDA B.T. 4/0-336,4 MCM DOS SALIDAS	UNIDAD	0.0733	0.0667	10%
551265	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 400 mm	UNIDAD	0.1222	0.1111	10%
551266	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1 800 mm	UNIDAD	0.1375	0.1250	10%
551267	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 2 400 mm	UNIDAD	0.1467	0.1333	10%
551282	PERNO ROSCA CORRIDA AC. GALV. 5/8" X 12"	UNIDAD	0.0367	0.0334	10%
551283	PERNO ROSCA CORRIDA AC. GALV. 5/8" X 14"	UNIDAD	0.0367	0.0334	10%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

551418	GRILLETE LARGO RECTO 5/8" 11.300KG	UNIDAD	0.0138	0.0125	10%
551463	PINZA ANCLAJE PA-#2-1000	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
551469	CONDUCTOR AISLADO #4 COBRE	METRO	0.0027	0.0024	10%
933765	CABLE INSTRUMENTACION 5 HILOS	METRO	0.0027	0.0024	10%
933764	CABLE INSTRUMENTACION 7 HILOS	METRO	0.0027	0.0024	10%
551556	SOPORTE SECCIONADOR FUSIBLE EN CRUCETA ANGULAR	UNIDAD	0.0550	0.0500	10%
551557	FLEJE DE SUJECIÓN 20 X 0,7 MM	METRO	0.0367	0.0333	10%
551558	CAJA DE DERIVACIÓN MONOFASICA 1000 V	UNIDAD	0.0183	0.0167	10%
551559	CAJA DE DERIVACIÓN TRIFASICA 1000 V	UNIDAD	0.0183	0.0167	10%
525398	ARMARIO DE MEDIDA	UNIDAD	0.0183	0.0167	10%
551560	EMPALME PLENA TRACCION AISLADO A COMPRESION CONDUCTOR #2	CONJUNTO	0.1100	0.1000	10%
552900	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO CONDUCTOR 1/0 AWG	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
552901	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO CONDUCTOR 4/0 AWG	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
552902	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO CONDUCTOR 266 MCM	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
552903	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO CONDUCTOR 477 MCM	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
690290	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 3 000 mm	UNIDAD	0.1467	0.1333	10%
690292	TERMINAL COMP. PLETINA COND.#2 AWG	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
690293	TERMINAL COMP. PLETINA COND.1/0 AWG	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
690293	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO COND. 1/0 AWG	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
690294	TERMINAL COMP. PLETINA COND. 4/0 AWG	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
690294	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO COND. 4/0 AWG	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
692481	FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE TIPO "k"- 25A	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
692482	FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE TIPO "k"- 12A	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
699901	CONECTOR COMPRESION #2-#2 CU	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
703751	CONECTOR PERFORACIÓN 1/0-#2/ 1/0-#6	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
703752	CONECTOR PERFORACIÓN 336,4-4/0 / 336,4-4/0	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
703753	CONECTOR PERFORACIÓN 4/0-1/0 / 4/0-#2	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
704164	HEBILLA PARA FLEJE DE SUJECIÓN	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
707561	AISLADOR PORCELANA TIPO TENSOR 3/8" (ANSI 54.2)	UNIDAD	0.0076	0.0069	10%
707562	AISLADOR PORCELANA TIPO TENSOR 1/2" (ANSI 54.4)	UNIDAD	0.0076	0.0069	10%
709770	SOPORTE VERTICAL DE CHAPA PARA AISLADOR TIPO POSTE	UNIDAD	0.0303	0.0167	82%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

709815	GANCHO ABIERTO 5/8" X 10"	UNIDAD	0.0276	0.0167	65%
709816	GANCHO ABIERTO 5/8" X 14"	UNIDAD	0.0276	0.0167	65%
709901	CONECTOR PERFORACIÓN #2-#6 / #2-#6	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
709958	PINZA ANCLAJE ACOMETIDA TRENZADA	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
434222	EXTENSION OCTOGONAL PUNTA POSTE	UNIDAD	2.2000	2.0000	10%
434186	CINTA ACERO INOXIDABLE 3/8P X 0.025P TIP 201	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
434187	HEBILLA ACERO INOX. 3/8 PLG.	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
448100	CONDUCTOR COPPERWELD NO. 2 AWG 1W	METRO	0.0034	0.0031	10%
929970	PUNTAL ANGULAR AG TIPO BANDERA 7 PIES	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
438968	PUNTAL ANGULAR DE 1 3/4" X 1 3/4" X 3/16", 60" DE LARGO	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
438891	PERNO MAQUINA HG 5/8" X 2 1/2" (CON TUERCA)	UNIDAD	0.0184	0.0167	10%
447358	CRUCETA ANGULAR METÁLICA HG 2 400 mm (VOLADIZO)	UNIDAD	0.1467	0.1333	10%
434156	REMATE PREFORMADO ACSR 2 AWG	CONJUNTO	0.0550	0.0500	10%
434346	REMATE PREFORMADO ACSR 1/0 AWG	CONJUNTO	0.0550	0.0500	10%
434269	ALAMBRE ALUMINIO SUAVE No. 6	METRO	0.0367	0.0333	10%
438282	Contratuercas de pestaña perno 5/8	UNIDAD	0.0013	0.0012	10%
446052	Marchamo plástico tipo roto seal verde	UNIDAD	0.0013	0.0012	10%
917370	MARCHAMO PLASTICO TIPO ROTO SEAL AZUL	UNIDAD	0.0013	0.0012	10%
447076	MARCHAMO PLASTICO TIPO CANDADO AZUL	UNIDAD	0.0013	0.0012	10%
434333	Tornillo para madera	UNIDAD	0.0013	0.0012	10%
448259	Medidor electrónico 120 V	UNIDAD	0.1529	0.1390	10%
439009	Remate preformado para cable No. 6 AWG	CONJUNTO	0.0550	0.0500	10%
446061	Conector tipo cuña para conductor 6 - 2 AWG	UNIDAD	0.0917	0.0833	10%
434182	Vañilla de anclaje sencilla 5/8" x 7'	UNIDAD	0.0138	0.0125	10%
931589	Remate preformado cable forrado #2 AWG	CONJUNTO	0.0367	0.0333	10%
931590	Remate preformado cable forrado 1/0 AWG	CONJUNTO	0.0367	0.0333	10%
438234	Conector de compresión completa p/cable No. 2	UNIDAD	0.0764	0.0694	10%
434195	Bastidor para 3 aisladores tipo carrete	UNIDAD	0.0550	0.0500	10%
932290	REMATE PREFORMADO CABLE FORRADO #6 AWG	CONJUNTO	0.0550	0.0500	10%
434385	PUNTAL ANGULAR DOBLE 60P ENTRE AGUJEROS	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%
932874	PUNTAL ANGULAR DOBLE 48P ENTRE AGUJEROS	UNIDAD	0.0367	0.0333	10%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.qcb.gt FAX (502) 2290-8002

928640	MEDIDOR ELECTRÓNICO 240 V	UNIDAD	0.1529	0.1390	10%
447599	Regulador De Tensión 13.8 Kv 50 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
REG04	Regulador De Tensión 13.8 Kv 75 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
446035	Regulador De Tensión 13.8 Kv 100 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
446034	Regulador De Tensión 13.8 Kv 150 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
REG05	Regulador De Tensión 13.8 Kv 167 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
447600	Regulador De Tensión 13.8 Kv 200 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
REG05	Regulador De Tensión 13.8 Kv 219 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
914729	Regulador De Tensión 13.8 Kv 300 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
REG05	Regulador De Tensión 13.8 Kv 400 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
438996	Regulador De Tensión 34.5 Kv 50 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
447601	Regulador De Tensión 34.5 Kv 100 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
REG05	Regulador De Tensión 34.5 Kv 300 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
REG05	Regulador De Tensión 34.5 Kv 400 Amperes	UNIDAD	6.8750	6.2500	10%
438978a	Recloser En Sf-6 13.8 kV 400 A	UNIDAD	7.6120	6.9200	10%
438978	Recloser En Sf-6 13.8 kV 630 A	UNIDAD	7.6120	6.9200	10%
434490	Recloser En Sf-6 34.5 Kv	UNIDAD	7.6120	6.9200	10%
552910	Seccionador 13,2 Kv 600A	UNIDAD	0.8800	0.8000	10%
552912	Seccionador 34,5 Kv 600A	UNIDAD	0.8800	0.8000	10%
PAP212	Interruptor - 13.8 Kv	UNIDAD	7.6120	6.9200	10%
PAP65	Interruptor - 34.5 Kv	UNIDAD	7.6120	6.9200	10%
PAP220	Banco De Condensadores 75 Kvar - 13.8 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
933827	Banco De Condensadores 100 Kvar - 13.8 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
933829	Banco De Condensadores 150 Kvar - 13.8 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
447604	Banco De Condensadores 300 Kvar - 13.8 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
446038	Banco De Condensadores 450 Kvar - 13.8 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
924533	Banco De Condensadores 600 Kvar - 13.8 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
446037	Banco De Condensadores 900 Kvar - 13.8 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
PAP139	Banco De Condensadores 75 Kvar - 34.5 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
933828	Banco De Condensadores 100 Kvar - 34.5 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
933830	Banco De Condensadores 150 Kvar - 34.5 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

447606	Banco De Condensadores 300 Kvar - 34.5 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
446030	Banco De Condensadores 450 Kvar - 34.5 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
935914	Banco De Condensadores 600 Kvar - 34.5 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
PAP226	Banco De Condensadores 900 Kvar - 34.5 Kv	UNIDAD	5.3130	4.8300	10%
441208a	TRANSFORMADOR MONOF. AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE 13,2 kv 5 kVA	UNIDAD	1.0388	0.9444	10%
441208acv	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 13,2 kv 5 kVA	UNIDAD	1.0388	0.9444	10%
441208cv	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 13,2 kv 10 kVA	UNIDAD	1.0388	0.9444	10%
441208b	TRANSFORMADOR MONOF. AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE 13,2 kv 15 kVA	UNIDAD	1.0388	0.9444	10%
441208bcv	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 13,2 kv 15 kVA	UNIDAD	1.0388	0.9444	10%
441209bp	TRANSFORMADOR MONOF. AUTOPROTEGIDO BP TIPO POSTE 13,2 kv 25 kVA	UNIDAD	1.2987	1.1806	10%
441209cv	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 13,2 kv 25 kVA	UNIDAD	1.2987	1.1806	10%
441209a	TRANSFORMADOR MONOF. AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE 13,2 kv 37.5 kVA	UNIDAD	1.2987	1.1806	10%
441209acv	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 13,2 kv 37,5 kVA	UNIDAD	1.2987	1.1806	10%
441210bp	TRANSFORMADOR MONOF. AUTOPROTEGIDO BP TIPO POSTE 13,2 kv 50 kVA	UNIDAD	1.5584	1.4167	10%
441210cv	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 13,2 kv 50 kVA	UNIDAD	1.5584	1.4167	10%
441210a	TRANSFORMADOR MONOF. AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE 13,2 kv 75 kVA	UNIDAD	2.0778	1.8889	10%
441210acv	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 13,2 kv 75 kVA	UNIDAD	2.0778	1.8889	10%
441210bcv	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 13,2 kv 100 kVA	UNIDAD	2.0778	1.8889	10%
441212cv	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 34,5 kv 10 kVA	UNIDAD	1.2987	1.1806	10%
441212bcv	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 34,5 kv 15 kVA	UNIDAD	1.2987	1.1806	10%
441213cv	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 34,5 kv 25 kVA	UNIDAD	1.5584	1.4167	10%
441214bcv	TRANSFORMADOR MONOF. CONVENCIONAL TIPO POSTE 34,5 kv 100 kVA	UNIDAD	2.3375	2.1250	10%
441208	TRANSFORMADOR MONOF. TIPO POSTE 13,2 kv 10 kVA	UNIDAD	1.0388	0.9444	10%
441209	TRANSFORMADOR MONOF. TIPO POSTE 13,2 kv 25 kVA	UNIDAD	1.2987	1.1806	10%
441210	TRANSFORMADOR MONOF. TIPO POSTE 13,2 kv 50 kVA	UNIDAD	1.5584	1.4167	10%
441211	TRANSFORMADOR MONOF. TIPO POSTE 13,2 kv 75 kVA	UNIDAD	2.0778	1.8889	10%
441212	TRANSFORMADOR MONOF. TIPO POSTE 34,5 kv 10 kVA	UNIDAD	1.2987	1.1806	10%
441213	TRANSFORMADOR MONOF. TIPO POSTE 34,5 kv 25 kVA	UNIDAD	1.5584	1.4167	10%
441214	TRANSFORMADOR MONOF. TIPO POSTE 34,5 kv 50 kVA	UNIDAD	1.8181	1.6528	10%
441215	TRANSFORMADOR MONOF. TIPO POSTE 34,5 kv 75 kVA	UNIDAD	2.3375	2.1250	10%
448246	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE RELACIÓN 200/5 600V	UNIDAD	0.1529	0.1390	10%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

932283	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 13,8KV 400:5A 10VA 110BIL	UNIDAD	0.1529	0.1390	10%
935997	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE RANGO EXT 50/5 P/13,8 KV	UNIDAD	0.1529	0.1390	10%
935998	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE RANGO EXT 50/5 P/34,5 KV	UNIDAD	0.1529	0.1390	10%
932264	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 34,5KV 400-600:5,5,5 A 15VA 200BIL	UNIDAD	0.1529	0.1390	10%
446069	TRANSFORMADOR DE TENSION REL 7620/120	UNIDAD	0.1529	0.1390	10%
447435	TRAFO VOLTAJE 34.5KV REL 175/1	UNIDAD	0.1529	0.1390	10%
450912	SOPORTE TRANSFORMADOR MONOFASICO TIPO POSTE	UNIDAD	0.1529	0.1390	10%

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los TDRs en sus numerales 5.2. y 5.1.2. y de los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar como valor máximo los valores de duración de tareas utilizados en la revisión tarifaria del año 2013, manteniendo así, las eficiencias ya alcanzadas por la Distribuidora en revisiones anteriores.

29. Utilización de la cuadrilla para instalación de medidores

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro. Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que puedan estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: Jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente".

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otras. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, se puede observar que el Consultor de la Distribuidora propone lo siguiente:

- a. La utilización de 3 integrantes (Capataz, oficial y operario) de la cuadrilla para el armado y montaje de todos los armados de medidores monofásicos y trifásicos, lo cual se considera ineficiente e innecesaria la utilización de dicha cantidad de elementos de una cuadrilla para llevar a cabo el montaje e instalación de un medidor.
- b. Para los armados "2010103816", "2010103816b", "2010103815", "2010103815b", "2010103816r", "2010103816rb", "2010103815r" y "2010103815rb" utiliza 0.6 horas tanto para el capataz, como para el oficial y el operario; lo cual se considera una asignación ineficiente de tiempo, al involucrar a los 3 integrantes de la cuadrilla con la misma cantidad de tiempos para realizar la instalación de acometidas y medidores monofásicos. Asimismo, se reitera que la utilización del capataz para realizar esta actividad es ineficiente pues la misma puede ser efectuada por los 2 integrantes restantes.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 5.3.2, y los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- a. Utilizar 2 integrantes (un oficial y un operario) para la instalación de los armados de medidores monofásicos y trifásicos.
- b. Utilizar un tiempo máximo de 0.5 horas para realizar los armados "2010103816", "2010103816b", "2010103815", "2010103815b", "2010103816r", "2010103816rb", "2010103815r" y "2010103815rb".

30. Cable de acero galvanizado para retenidas para MT

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: *"Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro. Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación*



objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que puedan estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: Jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente".

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere." Al respecto se tiene el siguiente comentario:

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora, para la instalación de retenidas en las UCC de MT, en el armado "**DOBLE RETENIDA 3/8**", emplea en promedio **40 metros** de Cable de acero galvanizado de 3/8 con código CNEE CCA35 y precio eficiente 0.63\$/metro.

Al observar lo anterior se evidencia que la cantidad de cable de acero galvanizado utilizada en el armado de "DOBLE RETENIDA 3/8", está sobredimensionada, lo cual puede inducir al reconocimiento de ineficiencias y sobrevaloraciones, contraviniendo así lo estipulado en la normativa referente al traslado a tarifas de costos eficientes de instalaciones económicamente dimensionadas y adaptadas para el servicio que se requiere.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento con el numeral 5.3.2. de los Términos de Referencia, y los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar como máximo una cantidad de 20 metros de Cable de acero galvanizado para el armado "DOBLE RETENIDA 3/8".

31. Cable acero galvanizado para retenidas de BT

Los Términos de Referencia establecen, en su numeral 5.3.2 que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – hombre, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que pueden estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, indica que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora incluye en promedio:

- a) **12 metros** de cable de acero galvanizado por poste para instalar **retenidas simples** para las UUCG de BT;
- b) **40 metros** por poste para instalar **retenidas dobles** para las UUCG de BT. Lo anterior se considera excesivo e ineficiente para compensar los esfuerzos mecánicos a los que son sometidos los apoyos.
- c) Respecto al tipo de cable de acero galvanizado el consultor de la Distribuidora utiliza el código CNEE CCA35 "Cable de acero galvanizado de 3/8" para BT.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 4.3.2, a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que utilice, como valor máximo lo siguiente:

- a. En UUCG de **BT de retenidas simples**, para estructuras en postes de 9 metros utilizar **10 metros**.



- b. En UCC de **BT de retenidas dobles**, para estructuras en postes de 9 metros utilizar **20 metros**
- c. En UCC de BT, para **retenidas de Baja Tensión** utilizar el cable con código CNEE CCA69 "Cable de acero galvanizado de 5/16".

32. Utilización de cable concéntrico en acometidas

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro.

Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – hombre, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que pueden estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente."

Asimismo, en el numeral 5.7 de los TDRs establece: "Con base en el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la Distribuidora deberá presentar para su aprobación los planes de expansión de su red para el Próximo Período Tarifario, que incluyan los respectivos programas de inversión, para que la Comisión pueda verificar su consistencia y aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión. La CNEE podrá proponer otros programas que considere pertinentes incluir en este plan.

Para el efecto la Distribuidora deberá preparar los respectivos programas de inversión en los que incluirá la adición de nuevas instalaciones, mejoras a las instalaciones de Distribución y mejoras a la prestación del servicio. Estos programas deberán contener lo siguiente:

- a. Descripción del plan y alcances: descripción de los proyectos de inversión y sus alcances
- b. Análisis Costo/Beneficio:
 - i. Costos de los proyectos de inversión, incluyendo el detalle del cálculo de los costos, con sus respectivas memorias de cálculo, que sustenten a detalle los costos de los proyectos inversión.
 - ii. Análisis de alternativas, que incluya la descripción y el detalle de las alternativas evaluadas.
 - iii. Análisis costo – beneficio de los proyectos, incluyendo la evaluación de las alternativas, el beneficio para el usuario, el impacto esperado en las tarifas y cuando aplique el impacto en el Sistema Eléctrico Nacional.
- c. Cronogramas de implementación anual de los proyectos de inversión y sus costos asociados, que incluyan la ruta crítica del proyecto y sin ser limitativa los siguientes elementos:
 - i. Fecha programa de inicio de gestiones.
 - ii. Fecha de inicio de ejecución y/o construcción, cuando aplique.
 - iii. Fecha de licitación y compra de materiales, componentes y equipos importantes, como conductores, estructuras, transformadores y otros.

- iv. Fecha de finalización e inicio de operación de los proyectos.
- d. Detalles y Especificaciones de las instalaciones o equipos a instalar: Información técnica, especificaciones técnicas del detalle de materiales, componentes y equipos.
- e. Ubicación geográfica de los proyectos.
- f. Ubicación de estructuras y trazos georreferenciados de las líneas nuevas, en coordenadas UTM, en formato impreso y electrónico.
- g. Ubicación de estructuras georreferenciadas para nuevas instalaciones de distribución, en coordenadas UTM, en formato impreso y electrónico.

Para cada proyecto se requiere, la siguiente información:

- a. Cuando aplique, planos de planta, isométricos, cortes y elevaciones de instalaciones nuevas.
- b. Cuando aplique, Estudios eléctricos que permitan determinar el impacto del proyecto en el Sistema Eléctrico Nacional.
- c. Los planos deberán presentarse en formato AutoCAD (*.dwg) y Portable DocumentFormat (*.pdf).
- d. Las bases de datos empleadas para los estudios eléctricos en formato de archivo NEPLAN (*.neppfj) Version 5.5.5.

Otra información o medios que el interesado considere pertinente."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, dentro de las unidades constructivas que utilizan acometidas se puede verificar la existencia de armados que utilizan LÍNEA TENSADA CONCÉNTRICA como se muestra en la siguiente imagen:

COD_UC	COD_AR	ARMADO	UNID.	CANT.	COSTO ARMADO	COSTO GENERAL	COSTO INTERCALAR	COSTO UNIT.	COSTO TRANSABLES	COSTO TRANSABLES	COSTO TOTAL
					USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
2865	MyA001uc	CONEX. ELEC. URBANA IF CONT. 120V Y MARCHAMO	UNIDAD								
2866	MyA001uc	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (SOCKET) Y MARCHAMO	CONJUNTO	100	129.33	-	0.79	130.12	25.76	104.36	130.12
2867	MyA001uc	LÍNEA TENSADA CONCÉNTRICA 2x10MM ²	M	18.38	0.93	-	0.01	0.94	9.91	7.37	17.29
2871	MyA002uc	DIST. SEC. URBANA ACOMETIDA MONOFÁSICA 120/240V	UNIDAD								
2872	MyA002uc	MEDIDOR MONOFÁSICO 240 V (SOCKET) Y MARCHAMO	CONJUNTO	100	128.43	-	0.78	129.21	27.13	102.08	129.21
2873	MyA002uc	LÍNEA TENSADA CONCÉNTRICA 2x10MM ² -10MM ²	M	18.38	1.54	-	0.01	1.55	17.77	10.78	28.55
2876	MyA001uc	CONEX. ELEC. RURAL IF CONT. 120V Y MARCHAMO	UNIDAD								
2877	MyA001uc	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (SOCKET) Y MARCHAMO	CONJUNTO	100	129.33	-	0.79	130.12	25.76	104.36	130.12
2878	MyA001uc	LÍNEA TENSADA CONCÉNTRICA 2x10MM ²	M	23.07	0.93	-	0.01	0.94	12.44	9.25	21.63
2882	MyA002uc	DIST. SEC. RURAL ACOMETIDA MONOFÁSICA 120/240V	UNIDAD								
2883	MyA002uc	MEDIDOR MONOFÁSICO 240 V (SOCKET) Y MARCHAMO	CONJUNTO	100	130.94	-	0.80	131.74	27.13	104.61	131.74
2884	MyA002uc	LÍNEA TENSADA CONCÉNTRICA 2x10MM ² -10MM ²	M	23.07	1.54	-	0.01	1.55	22.30	13.53	35.83

Es importante mencionar que los materiales "CABLE CONCÉNTRICO AL 2X6+6 60A 600V" y "CABLE CONCÉNTRICO AL 2X10+10MM² 50A-600V", que integran el armado LÍNEA TENSADA CONCÉNTRICA propuesto, no se encuentran dentro del listado de materiales aprobados por la CNEE, mediante las Resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018.

Por otra parte, al comparar el precio del cable concéntrico para acometidas con el del conductor trenzado triplex, se puede notar que el cable concéntrico utilizado en el cálculo de las acometidas, presenta valores muy superiores a los conductores utilizados y existentes en las instalaciones de la Distribuidora, como se aprecia en la siguiente tabla:

Cod_CNEE	Denominación	Tipo	Unidad	Precio [USD]
CCA37	CONDUCTOR TRENZADO TRIPLEX 600V #6 AAC/#6 AAC	Mayores	M	0.57
TEMP2	CABLE CONCÉNTRICO AL 2X6+6 60A 600V	Mayores	M	1.84
TEMP4	CABLE CONCÉNTRICO AL 2X10+10MM ² 50A-600V	Mayores	M	0.94

Finalmente, es importante mencionar que las acometidas instaladas en la red de la Distribuidora corresponden a conductores dúplex, triplex y cuádruplex, los cuales han sido utilizados ampliamente en las instalaciones de la Distribuidora, y es lo que físicamente la Distribuidora tiene instalado en su red.

Por tal razón es importante señalar que, lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora, referente a incluir costos de activos inexistentes o innecesarios para prestar el servicio que se requiere (como el conductor concéntrico incluido en sus cálculos) y que presentan costos muy superiores al de los conductores efectivamente instalados, se considera ineficiente y excesivo; lo que puede inducir a un error de los costos a reconocer para establecer el VNR; asimismo la propuesta de utilización de este tipo de instalaciones para el cálculo del VAD de la Distribuidora, contraviene lo estipulado en la legislación vigente, en cuanto a lo establecido en el artículo 67 de la LGE, que establece que el VNR corresponde a las obras y bienes físicos de la autorización, óptimamente dimensionadas y económicamente adaptadas para prestar el servicio que se requiere.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los numerales 5.3.2. y 5.7 de los TDRs, del artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y de los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad se requiere al consultor de la Distribuidora:

- a. Eliminar de su propuesta de estudio, todos los cables concéntricos en acometidas y redes de distribución, con sus correspondientes materiales y costos asociados, utilizados en las unidades constructivas "CONEX. ELEC. URBANA 1F CONT. 120V Y MARCHAMO - RED CONCÉNTRICA", "DIST. SEC. URBANA ACOMETIDA MONOFÁSICA 120/240V - RED CONCÉNTRICA", "CONEX. ELEC. RURAL 1F CONT. 120V Y MARCHAMO - RED CONCÉNTRICA" y "DIST. SEC. RURAL ACOMETIDA MONOFASICO 120/240V - RED CONCÉNTRICA", sustituyéndolos por sus equivalentes dúplex, tríplex o cuádruplex, mismos que son los conductores efectivamente instalados y que son una tecnología disponible en el mercado.
- b. En caso la Distribuidora considere necesaria la implementación del cable concéntrico para acometidas, podrá someter dicha implementación a consideración de esta Comisión bajo la figura de un plan de inversión, de acuerdo a lo estipulado en el numeral 5.7 de los TDRs, siempre y cuando su propuesta de inversión se justifique que sea óptimamente dimensionada y económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere.

33. Medidores y materiales asociados

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 5.3.1 establecen que: "En el costo de la UUCC se incluyen además de los valores eficientes de los materiales, los costos directos que permiten que los diferentes componentes físicos puedan ser puestos en servicio. El diseño de la red eficiente deberá basarse en el uso de Unidades Constructivas eficientes, es decir, que usen las mejores tecnologías disponibles y que sean óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.", y en el numeral 5.4.2.5 se indica que "...Derivado que las instalaciones internas y propias del usuario donde se aloja el medidor no corresponden a una condición que pueda ser optimizada, en virtud que no es obligación ni potestad de la Distribuidora realizar la misma, el tipo y característica del medidor (tipo de instalación y/o servicio) que se reconocerá será de las mismas características a los efectivamente ya instalados...."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, al analizar la propuesta del Consultor en el archivo "Unidades Constructivas DR" se observa lo siguiente:

- a. El Consultor de la Distribuidora utiliza únicamente medidores tipo socket para la conformación de armados de medidores. La siguiente imagen muestra el tipo de medidor utilizado en los armados de acometidas y medidores:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

FAMILIA	COD_ARM	ARMADO	UNIDAD
251 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	2010103816	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (SOCKET) Y MARCHAMO	CONJUNTO
252 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	2010103816b	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (SOCKET) Y MARCHAMO	CONJUNTO
253 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	2010103815	MEDIDOR MONOFÁSICO 240 V (SOCKET) Y MARCHAMO	CONJUNTO
254 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	2010103815b	MEDIDOR MONOFÁSICO 240 V (SOCKET) Y MARCHAMO	CONJUNTO
255 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	2010103816r	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (SOCKET) Y MARCHAMO	CONJUNTO
256 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	2010103816ra	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (SOCKET) Y MARCHAMO	CONJUNTO
257 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	2010103815r	MEDIDOR MONOFÁSICO 240 V (SOCKET) Y MARCHAMO	CONJUNTO
258 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	2010103815ra	MEDIDOR MONOFÁSICO 240 V (SOCKET) Y MARCHAMO	CONJUNTO
259 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	AyM12	MEDIDOR MONOFÁSICO 120/208 V 200 AMP (SOCKET) - PANEL DE MEDICIÓN	CONJUNTO
260 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	AyM5	MEDIDOR TRIFÁSICO MEDIDA DIRECTA (SOCKET)	CONJUNTO
261 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	AyM6	MEDIDOR TRIFÁSICO MEDIDA INDIRECTA BT (SOCKET)	CONJUNTO
262 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	AyM7	MEDIDOR TRIFÁSICO MEDIDA INDIRECTA MT 13.8 KV (SOCKET)	CONJUNTO
263 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	AyM7a	MEDIDOR TRIFÁSICO MEDIDA INDIRECTA MT 13.8 KV (SOCKET) NCC14	CONJUNTO
264 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	AyM8	MEDIDOR TRIFÁSICO MEDIDA INDIRECTA MT 34.5 KV (SOCKET)	CONJUNTO
265 ACOMETIDAS Y MEDIDORES	AyM8a	MEDIDOR TRIFÁSICO MEDIDA INDIRECTA MT 34.5 KV (SOCKET) NCC14	CONJUNTO

Adicionalmente, en la siguiente imagen, se observa que el Consultor de la Distribuidora utiliza los medidores "CON13 Medidor electrónico tipo socket, monofásico de 120V, 60 HZ, 100A, CLASS 0.2" con un precio de \$ 25.76 Unidad, "CON16 Medidor electrónico tipo socket, monofásico 240V, 60 HZ, 15 (100A), CLASS 0.2" con un precio de \$27.13 Unidad.

Familia	Cod_Arm	Materiales				Transporte							
		Cod_Mat	Cod_CNEE	Descripción	Tipo	Unid.	Cant.	Costo Unit. (USD)	Costo Total (USD)	Medio	Masa unitaria (kg)	Masa total (ton)	h-h capat z
ACOMETIDAS Y MEDIDORES	2010103816		CON13	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (SOCKET) Y MARCHAMO	Mayores	Unidad	1.00	25.76	25.76	Camión (4 Ton)	1.00	1.00	0.60
	2010103815	328540e	CON16	MED. ELECT. TIPO SOCKET, MONOF. DE 240V, 60 HZ, 100A, CLASS 0.2	Menores	Unidad	2.00	1.13	2.26	Camión (4 Ton)	0.13	0.26	
	2010103816	100235	PAP194	PIRZA DE ANCLAJE PARA ACOMETIDA	Menores	Unidad	0.57	2.16	1.44	Camión (4 Ton)	0.11	0.07	
	2010103816	703751a	MVB114	CONECTOR PERF ACOMETIDA B T. #2-10 AWG A #6 AWG	Menores	Unidad	0.22	64.85	14.41	Camión (4 Ton)	8.00	1.75	0.00
	2010103816	551559	MVB206	CAJA DERIVACION MONOFÁSICA 3 SALIDAS 1000V	Menores	Unidad	1.00	17.93	17.93	Camión (4 Ton)	0.50	0.50	
	2010103816	CPM	MVA225	Cubierta de policarbonato para medidor	Menores	Unidad	1.00	0.30	0.30	Camión (4 Ton)	-	-	
	2010103816	434187	MVA93	HEBILLA ACERO INOX. 3/8 PLG.	Menores	Unidad	1.00	0.15	0.15	Camión (4 Ton)	-	-	
	2010103816	446052	MVC43	MARCHAMO PLASTICO TIPO ROTO SEAL VERDE	Menores	Unidad	1.00	0.15	0.15	Camión (4 Ton)	-	-	
	2010103816		CON13	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (SOCKET) Y MARCHAMO	Mayores	Unidad	1.00	25.76	25.76	Camión (4 Ton)	1.00	1.00	0.60
	2010103816	928540e	CON16	MED. ELECT. TIPO SOCKET, MONOF. DE 120V, 60 HZ, 100A, CLASS 0.2	Menores	Unidad	2.00	0.70	1.40	Camión (4 Ton)	0.11	0.22	
	2010103816	331539	MVC134	REIMATE PREFORMADO ACSR 6 AWG	Menores	Unidad	2.00	2.16	4.32	Camión (4 Ton)	0.11	0.22	
	2010103816	703751a	MVB114	CONECTOR PERF ACOMETIDA B T. #2-10 AWG A #6 AWG	Menores	Unidad	0.22	64.85	14.41	Camión (4 Ton)	8.00	1.75	0.00
2010103816	551559	MVB206	CAJA DERIVACION MONOFÁSICA 3 SALIDAS 1000V	Menores	Unidad	1.00	17.93	17.93	Camión (4 Ton)	0.50	0.50		
2010103816	CPM	MVA225	Cubierta de policarbonato para medidor	Menores	Unidad	1.00	0.30	0.30	Camión (4 Ton)	-	-		
2010103816	434187	MVA93	HEBILLA ACERO INOX. 3/8 PLG.	Menores	Unidad	1.00	0.15	0.15	Camión (4 Ton)	-	-		
2010103816	446052	MVC43	MARCHAMO PLASTICO TIPO ROTO SEAL VERDE	Menores	Unidad	1.00	0.15	0.15	Camión (4 Ton)	-	-		
2010103816		CON13	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (SOCKET) Y MARCHAMO	Mayores	Unidad	1.00	25.76	25.76	Camión (4 Ton)	1.00	1.00	0.60	
2010103816	328540e	CON16	MED. ELECT. TIPO SOCKET, MONOF. DE 240V, 60 HZ, 15 (100A), CLASS 0.2	Menores	Unidad	2.00	1.13	2.26	Camión (4 Ton)	0.13	0.26		
2010103816	100235	PAP194	PIRZA DE ANCLAJE PARA ACOMETIDA	Menores	Unidad	0.57	2.16	1.44	Camión (4 Ton)	0.11	0.07		
2010103816	703751a	MVB114	CONECTOR PERF ACOMETIDA B T. #2-10 AWG A #6 AWG	Menores	Unidad	0.22	64.85	14.41	Camión (4 Ton)	8.00	1.75	0.00	
2010103816	551559	MVB206	CAJA DERIVACION MONOFÁSICA 3 SALIDAS 1000V	Menores	Unidad	1.00	17.93	17.93	Camión (4 Ton)	0.50	0.50		
2010103816	CPM	MVA225	Cubierta de policarbonato para medidor	Menores	Unidad	1.00	0.30	0.30	Camión (4 Ton)	-	-		
2010103816	434187	MVA93	HEBILLA ACERO INOX. 3/8 PLG.	Menores	Unidad	1.00	0.15	0.15	Camión (4 Ton)	-	-		
2010103816	446052	MVC43	MARCHAMO PLASTICO TIPO ROTO SEAL VERDE	Menores	Unidad	1.00	0.15	0.15	Camión (4 Ton)	-	-		
2010103816		CON13	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (SOCKET) Y MARCHAMO	Mayores	Unidad	1.00	25.76	25.76	Camión (4 Ton)	1.00	1.00	0.60	
2010103816	928540e	CON16	MED. ELECT. TIPO SOCKET, MONOF. DE 120V, 60 HZ, 100A, CLASS 0.2	Menores	Unidad	2.00	0.70	1.40	Camión (4 Ton)	0.11	0.22		
2010103816	331539	MVC134	REIMATE PREFORMADO ACSR 6 AWG	Menores	Unidad	2.00	2.16	4.32	Camión (4 Ton)	0.11	0.22		
2010103816	703751a	MVB114	CONECTOR PERF ACOMETIDA B T. #2-10 AWG A #6 AWG	Menores	Unidad	0.22	64.85	14.41	Camión (4 Ton)	8.00	1.75	0.00	
2010103816	551559	MVB206	CAJA DERIVACION MONOFÁSICA 3 SALIDAS 1000V	Menores	Unidad	1.00	17.93	17.93	Camión (4 Ton)	0.50	0.50		
2010103816	CPM	MVA225	Cubierta de policarbonato para medidor	Menores	Unidad	1.00	0.30	0.30	Camión (4 Ton)	-	-		
2010103816	434187	MVA93	HEBILLA ACERO INOX. 3/8 PLG.	Menores	Unidad	1.00	0.15	0.15	Camión (4 Ton)	-	-		
2010103816	446052	MVC43	MARCHAMO PLASTICO TIPO ROTO SEAL VERDE	Menores	Unidad	1.00	0.15	0.15	Camión (4 Ton)	-	-		

Sin embargo, como resultado de las fiscalizaciones realizadas por esta Comisión, se observa que en las instalaciones existentes de la Distribuidora los medidores eminentemente utilizados son los medidores "de sobreponer", cuyos precios aprobados en las resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018, son de \$10.64 y \$ 18.20, con códigos CON10 y CON37B, respectivamente. Lo cual demuestra que la propuesta del Consultor es ineficiente y resulta en sobrevaloraciones y costos excesivos.

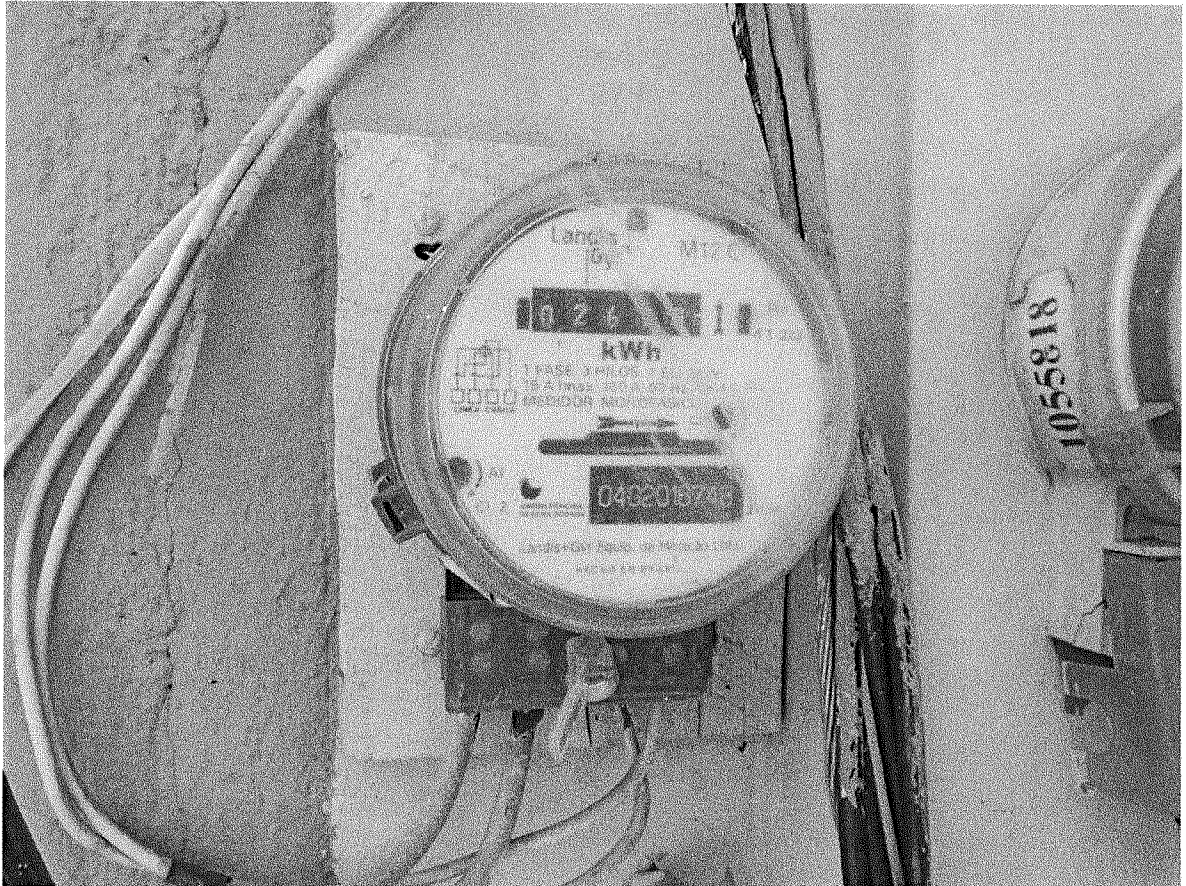
Las siguientes imágenes ilustran la utilización de los medidores "de sobreponer", efectivamente instalados por la Distribuidora:

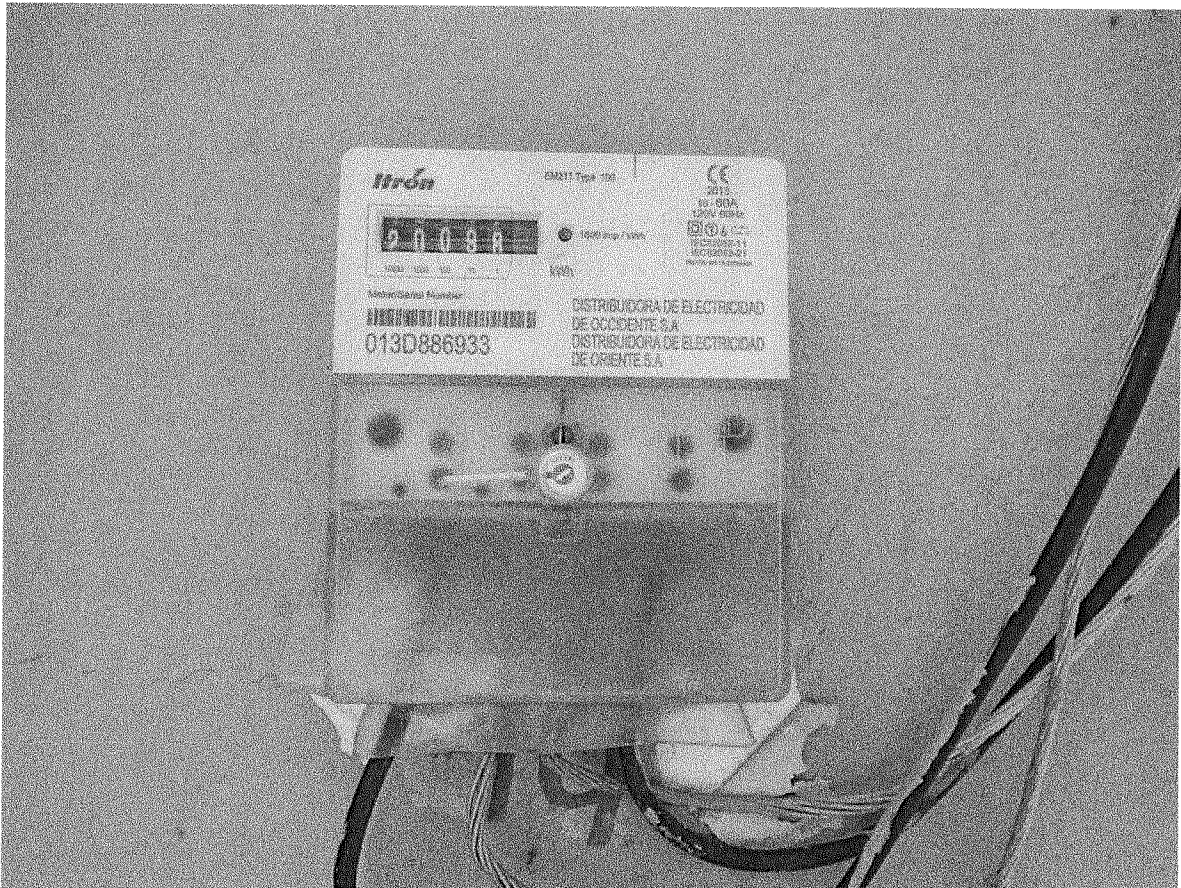




COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002





- b. Adicionalmente, el Consultor de la Distribuidora dentro de las respuestas a los comentarios realizados por la CNEE al informe de Etapa C indica que: "Los medidores observados han sido elegidos, entre otras cosas, en función de su corriente admisible (100 A). Para servicio 1, por ejemplo, con una demanda máxima de 7 kW, 120 V y un factor de potencia medio relevado de 0.8843, la máxima corriente que el medidor debe poder soportar manteniendo la precisión de su clase es de 66.0 A, que supera la admisible para el CON10 propuesto (60 A)".

Esta condición tiene que ser respetada tanto por lo establecido en el artículo 67 de la LGE, porque no es una condición optimizable y ninguna empresa eficiente de referencia podría instalar un tipo de medidor distinto, ya que para poder instalar el medidor tipo socket como indica el Consultor, implicaría que el usuario tuviera que modificar todas sus instalaciones para poder instalar este tipo de medidor, por lo que su propuesta es técnica y físicamente inviable e improcedente. Al analizar los argumentos del Consultor de la Distribuidora, se establece que lo indicado, carece de razonabilidad y del debido sustento técnico considerando lo siguiente:

- i. De acuerdo a las bases de datos de facturación que envía la Distribuidora a esta Comisión, los consumos mensuales promedios son:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Tarifa	Consumo promedio (kWh)
BT Simple DR	491
Tarifa Social DR	64

Si también se considera el factor de carga y factor de potencia calculado en el Estudio de Caracterización de la Carga de la Distribuidora, se tiene que la corriente promedio máxima de los usuarios de la Distribuidora es:

Tarifa	Consumo promedio (kWh)	Factor de carga	Demanda máx promedio (kW)	Voltaje de conexión (V)	Factor de Potencia	Corriente promedio máxima (A)
BT Simple DR	491	0.5398	1.2459	120	0.8843	11.74
Tarifa Social DR	64	0.5398	0.1624	120	0.8843	1.53

En ambas categorías la corriente promedio máxima es mucho menor a los 60 A, con los cuales el Consultor de la Distribuidora trata de justificar los sobrecostos propuestos.

- ii. En el archivo "Medidores DC DR.xlsx", el Consultor de la Distribuidora calcula el consumo promedio por tipo de UUCC, tal y como se ve en la siguiente tabla:

UUCC	Zona	Detalle	Cantidad Clientes	Energía (kWh)	FC	Energía (kWh/mes)	Potencia (kW/mes)
MyA001u	URBANC	BTS 2h	61,083	76,188,843	20%	103.94	0.71
MyA002u	URBANC	BTS 3h	29,686	84,822,410	20%	238.11	1.63
MyA005u	URBANC	BTD mono < 50	218	11,742,054	47%	4,488.55	13.02
MyA008u	URBANC	BTD tri < 50	166	12,413,988	47%	6,231.92	18.07
MyA009u	URBANC	BTD tri > 50	27	6,880,045	47%	21,234.71	61.58
MyA001r	RURAL	BTS 2h	458,444	359,730,716	20%	65.39	0.45
MyA002r	RURAL	BTS 3h	96,214	222,463,380	20%	192.68	1.32
MyA005r	RURAL	BTD mono < 50	878	33,326,328	47%	3,163.09	9.17
MyA008r	RURAL	BTD tri < 50	602	48,140,494	47%	6,663.97	19.33
MyA009r	RURAL	BTD tri > 50	108	25,682,111	47%	19,816.44	57.47
MyA010		MTD < 50 kW en 13.8 kV	18	2,725,727	64%	12,619.11	26.92
MyA010a		MTD > 50 kW en 13.8 kV	74	32,851,325	64%	36,994.74	78.92
MyA011		MTD < 50 kW en 34.5 kV	-	-	64%	-	-
MyA011a		MTD > 50 kW en 34.5 kV	1	354,200	64%	29,516.67	62.97

De la imagen anterior se puede observar que la potencia máxima de los usuarios BTS en 2 y 3 hilos es menor a 2kW, y con el mismo factor de potencia del inciso previo se puede determinar que la corriente máxima que fluirá por los medidores será mucho menor a 60 A.

- c. En este punto es importante considerar lo establecido en los TDRs numeral 5.4.2.5, en cuanto a que "...las instalaciones internas y propias del usuario donde se aloja el medidor no corresponden a una condición que pueda ser optimizada, en virtud que no es obligación ni potestad de la Distribuidora realizar la misma, el tipo y característica del medidor (tipo de instalación y/o servicio) que se reconocerá será de las mismas características a los efectivamente ya instalados...". Al respecto, esta Comisión efectuó un proceso de verificación de campo de las instalaciones de los usuarios de la Distribuidora, obteniéndose los siguientes resultados:

Tipo de Medidor	Cantidad	Peso
Sobreponer	833	98%
Socket	17	2%
Total	850	100%

Como se observa en la tabla la cantidad de medidores tipo socket instalados en la red real de la distribuidora alcanza apenas el 2% del total de medidores verificados, antes estos resultados se considera incoherente el pretender el reconocimiento de la totalidad de medidores de la Distribuidora como tipo socket.

- d. En todos los armados y unidades constructivas de los medidores y acometidas se incluyen los siguientes elementos:

MVB206	CAJA DERIVACIÓN MONOFÁSICA 9 SALIDAS 1000V
MVA225	Cubierta de policarbonato para medidor

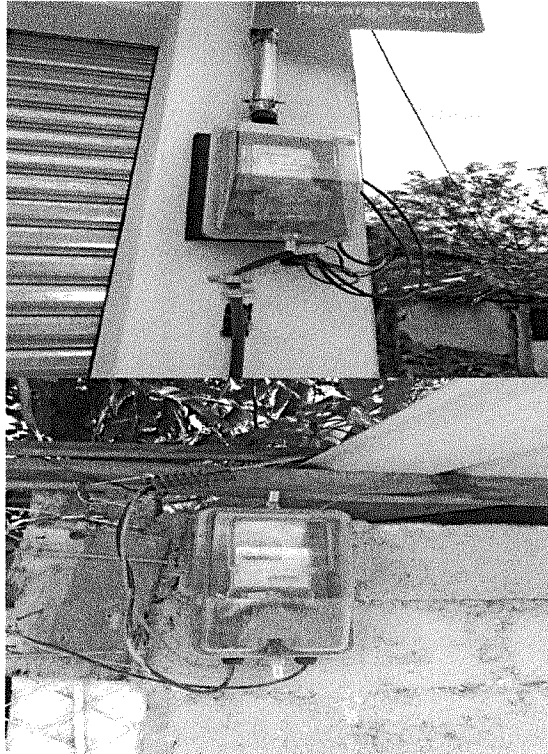
Con relación a estos materiales es posible indicar lo siguiente:

- i. La CAJA DERIVACIÓN MONOFÁSICA 9 SALIDAS 1000V MVB206 es un material innecesario para la instalación de acometidas de los usuarios, toda vez que el cable de la acometida es conectado directamente de la red de BT al medidor usuario por usuario, como se observa en las siguientes fotografías de los muestreos realizados por esta Comisión:



Dentro del proceso de verificación de campo indicado anteriormente también se verificó la existencia de este material en las redes de la Distribuidora. El resultado de dicha verificación es que estas cajas de derivación son utilizadas en algunos lugares que han sido objeto de normalización de las conexiones, y por lo tanto su utilización es mínima en las redes de la distribuidora, por lo que su uso no es generalizado, y la consiguiente propuesta de reconocimiento en el total de la red de la Distribuidora se considera que no es eficiente ni económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere.

- ii. Con relación a la **Cubierta de policarbonato para medidor MVA225** se considera que su utilización es inoperante e innecesaria toda vez que, los medidores están diseñados para funcionar en ambientes exteriores por lo que no se justifica una protección adicional para el efecto. Por otra parte, se observa que ésta cubierta no adiciona alguna protección contra el fraude, siendo también ineficaz, toda vez que en las fotografías siguientes se observa cómo el conductor de la acometida sigue estando expuesto a la manipulación y conexión directa. Adicionalmente dicho material no fue aprobado para su inclusión en el presente estudio tarifario.



Nuevamente, al observar los resultados de la verificación de campo realizada por la CNEE, se determinó que de una muestra de 850 medidores instalados, únicamente 107 usuarios, cuentan con esta caja de policarbonato, apenas el 13%, por lo que su uso generalizado, y el consiguiente reconocimiento en la totalidad de la red propuesto por la Distribuidora, se considera que no es eficiente ni económicamente adaptado. Por otro lado la Distribuidora no demuestra que de las instalaciones que cuentan con dicha caja, el costo de la misma haya sido asumido por la Distribuidora, dado que hay antecedentes en los cuales el costo de dicha caja ha sido asumido por el usuario, hecho por el cual esta Comisión en el pasado realizó la siguiente publicación de prensa:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002



LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA A LOS INTERESADOS EN CONTRATAR EL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA CON DEORSA O DEOCSA Y PUBLICO EN GENERAL COMUNICA:

1. Los interesados en contratar el suministro de energía eléctrica con DEORSA o DEOCSA NO están obligados a adquirir cajas de policarbonato, por lo que las distribuidoras deberán atender las solicitudes sin dicho requisito.
2. Los interesados en contratar el suministro de energía eléctrica con cualquier distribuidora, en especial DEORSA o DEOCSA que se encuentren dentro de la franja de 200 metros, NO están obligados a efectuar ningún pago por concepto de estudios de ingeniería.
3. Los interesados en contratar el suministro de energía eléctrica con cualquier distribuidora, en especial DEORSA o DEOCSA, comprendidos dentro de la franja de 200 metros a quienes la distribuidora requiera aporte reembolsable deberán considerar lo siguiente:
 - a. La distribuidora NO podrá solicitar Aportes Reembolsables a los Usuarios en Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT) que únicamente requieran para su conexión la acometida y medidor (conexiones sin modificación de red). Se entiende por acometida el cable que conecta a las instalaciones del Usuario con el poste más cercano de la red de distribución.
 - b. El valor máximo de Aporte Reembolsable que la distribuidora puede solicitar a los Usuarios que requieren servicio de Distribución Final de Energía Eléctrica en Baja Tensión y con demanda menor o igual a 11 kW, que requieran la instalación de postes adicionales de red y/o ampliación de centros de transformación podrá ser UNICAMENTE el equivalente a diez dólares de los Estados Unidos de América (10.00 US\$).

Las quejas relacionadas con estos temas deben de ser presentadas por los interesados directamente a la Distribuidora, en caso de que la Distribuidora no haya resuelto su reclamo y/o de no estar conforme con lo resuelto puede presentar su denuncia a la CNEE. www.cnee.gob.gt

Adicionalmente, es importante señalar que lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora, referente a incluir costos de activos que no son necesarios para prestar el servicio que se requiere, o al proponer el reconocimiento de instalaciones que no están efectivamente instaladas, y que no sean económicamente adaptadas y óptimamente dimensionadas, puede inducir a un error de los costos a reconocer en el VNR; por lo que utilización de este tipo de instalaciones para el cálculo de VAD de la Distribuidora, contraviene lo estipulado en el artículo 67 de la LGE, que establece que el VNR corresponde a las obras y bienes físicos de la autorización, óptimamente dimensionadas y económicamente adaptadas para prestar el servicio que se requiere.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los numerales 5.3.1. y 5.4.2.5, de los TDRs, del artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y de los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad se requiere al consultor de la Distribuidora:

- a) Utilizar los medidores CON10 Y CON 37B en las siguientes UUCC:

COD_UC	UC
MyA001uc	CONEX. ELEC. URBANA 1F CONT. 120V Y MARCHAMO - RED CONCÉNTRICA
MyA002uc	DIST. SEC. URBANA ACOMETIDA MONOFÁSICA 120/240V - RED CONCÉNTRICA
MyA000U	CONEX. ELEC. URBANA 1F CONT. 120V Y MARCHAMO - RED TRENZADA

MyA002u	DIST. SEC. URBANA ACOMETIDA MONOFÁSICA 120/240V - RED TRENZADA
MyA001rc	CONEX. ELEC. RURAL 1F CONT. 120V Y MARCHAMO - RED CONCÉNTRICA
MyA002rc	DIST. SEC. RURAL ACOMETIDA MONOFASICO 120/240V - RED CONCÉNTRICA
MyA001r	CONEX. ELEC. RURAL 1F CONT. 120V Y MARCHAMO - RED TRENZADA
MyA002r	DIST. SEC. RURAL ACOMETIDA MONOFASICO 120/240V - RED TRENZADA

- b) Eliminar en todos los armados de las acometidas y medidores los materiales innecesarios: MVB206 "Caja Derivación Monofásica 9 Salidas 1000V" y el MVA225 "Cubierta de Policarbonato para Medidor", así como los costos de instalación, horas hombre, grúas y equipos asociados a estos materiales. Al eliminar estos materiales, no deberán incluir algún sustituto.
- c) Si la Distribuidora plantea modificar sus instalaciones de medición, esto deberá ser planteado de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 de los TDR's, Planes de Expansión, para análisis de la CNEE siempre y cuando su propuesta de inversión se justifique que sea óptimamente dimensionada y económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere.

34. Carga útil de los camiones

Sobre este tema, los TDR's en su punto 4.2.4 indican: "...Deberán considerarse los vehículos utilitarios (camionetas tipo pick-up y camiones), así como los equipos necesarios para la construcción y el montaje (grúas móviles). El costo horario de cada tipo de vehículo deberá contemplar los siguientes conceptos:

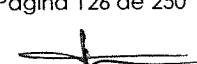
- a. El costo de capital anual, se establecerá de acuerdo al FRC, establecido en la etapa C y una vida útil determinada de acuerdo a las políticas y la antigüedad del parque de vehículos de la Distribuidora y sus contratistas. Para el efecto, deberá realizar el análisis correspondiente y justificar dicho valor.
- b. Costo de combustible en la fecha de referencia de este Estudio.
- c. Costo de mantenimiento.
- d. Costos varios (seguro, impuestos de circulación, etc.)..."

Y en su punto 5.1 "... Esta etapa tiene como objeto optimizar la red del Distribuidor, adaptándola a la demanda, a fin de determinar el costo de capital de una red de distribución de una Empresa Eficiente de Referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga, verificando sus niveles de eficiencia, calidad y determinando las pérdidas de potencia y energía de la red optimizada para el año base, según lo establecido en la Ley y el Reglamento..."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de







COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, para el cálculo del costo de los equipos de montaje, el Consultor de la Distribuidora en la celda D3 de la hoja "Recursos" del archivo "UnidadesConstructivas DR" toma como **carga útil del camión** un valor del 75% del valor real.

Es importante mencionar que los fabricantes de vehículos cuentan con cálculos para la determinación de la carga útil de camiones. Al respecto, en las fichas técnicas de los fabricantes, se especifica la capacidad de carga de cada vehículo, y como ejemplo de lo anterior, pueden consultarse los siguientes enlaces:

- a. https://www.hinoperu.com.pe/pdf/HINO_DUTRO.pdf
- b. <https://www.toyotacr.com/autos/HINO500>

Como se observa en la información de dichos enlaces, los valores de carga útil indicados por el fabricante son equivalentes al 100% de la carga nominal del camión, lo cual es superior al 75%, utilizado por el Consultor de la Distribuidora.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 4.2.4. y 5.1, al artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora reemplazar el valor de 75% aplicado para la carga útil de camiones, por el 100%, de acuerdo a lo que se observa en



las especificaciones de los fabricantes. Adicional, si se considera una gestión eficiente del uso de los camiones, la cual incluye el mantenimiento adecuado y oportuno, la carga útil del camión se debe mantener cercana al 100%.

35. Cortacircuito 3 disparos 15kV 110KV BIL y cortacircuito de repetición 38kV, 200A

Al respecto, los Términos de Referencia en el numeral 5.4.4 establecen que: "Los equipos adicionales a lo realmente instalados que se requieran incluir en el estudio, para cumplir con los niveles de calidad requeridos por la normativa vigente, y para determinar las instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio, deberán considerarse como parte de los planes de expansión a los que se hacen mención en el numeral 5.7."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:
"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, el consultor de la distribuidora en el archivo "Unidades Constructivas DR.xls" en la hoja UUCC incluye los siguientes equipos que actualmente no se ha sustentado que estén instalados en la red de la Distribuidora:

COD_UC	UC	UNID.	COSTO UNIT.		COSTO UNIT. TOTAL	CANTIDADES REALES		CANTIDADES OPTIMAS	
			TRANSABLES	NO TRANSABLES		URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
			USD	USD	USD				
EPM001T	CORTACIRCUITO 3 DISPAROS 15KV 110KV BIL	UNIDAD	286	359	645	-	-	-	4,020
EPM003T	CORTACIRCUITO DE REPETICIÓN 38KV, 200A	UNIDAD	621	436	1,058	-	-	-	4,074

Puesto que estos equipos no se encuentran instalados a diciembre de 2016, por parte del distribuidor, ni se dispone de la información específica de la instalación de los mismos ni se ha realizado la correspondiente verificación de campo por parte de esta Comisión, corresponde a la Distribuidora, solicitar los mismos a la CNEE, como un plan de inversión de acuerdo al numeral 5.7 de los TDR.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 5.4.4 de los TDRs, al artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que, en caso considere necesaria la inclusión de los equipos "EPM001T CORTACIRCUITO 3 DISPAROS 15KV 110KV BIL" y "EPM003T CORTACIRCUITO DE REPETICIÓN 38KV, 200A", los mismos podrán ser incluidos dentro de un plan de expansión de la red, sometido a consideración de la CNEE, tal como lo establece el numeral 5.7 PLANES DE EXPANSIÓN (artículo 85 RLGE)" de los TDRs, siempre y cuando su propuesta de inversión se justifique que sea óptimamente dimensionada y económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere.

36. Sobrevaloración de transformadores

Sobre este tema, los Términos de Referencia en el numeral 5.3.1 establecen que: "En el costo de la UUCC se incluyen además de los valores eficientes de los materiales, los costos directos que permiten que los diferentes componentes físicos puedan ser puestos en servicio. El diseño de la red eficiente deberá basarse en el uso de Unidades Constructivas eficientes, es decir, que usen las mejores tecnologías disponibles y que sean óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."







COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora en los materiales y equipos utilizados para los armados de transformadores está sobrevalorando los armados de equipos con menores capacidades. Por ejemplo: en el archivo "Unidades Constructivas DR.xls" hoja "Armados", los transformadores trifásicos convencionales de 3X15 KVA de 34.5 kV están sobrevalorados y tienen un precio unitario mayor que los de 3X25 KVA de 34.5 KV:

FAMILIA	COD_ARM	ARMADO	UNIDAD	USD
TRANSFORMADORES	0206344100b	TRES TRAFOS MONOF. CONVENCIONALES SOBRE POSTE, 34,5 KV/120-240 V - 3 X 15 KVA	UNIDAD	3,090.81
TRANSFORMADORES	0206344200	TRES TRAFOS MONOF. CONVENCIONALES SOBRE POSTE, 34,5 KV/120-240 V - 3 X 25 KVA	UNIDAD	3,052.49

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 5.3.1. de los TDRs, al artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora revisar y corregir aquellos casos donde está utilizando transformadores con precio más elevado y con capacidades menores, toda vez que es incongruente que un equipo de menor capacidad tenga un costo mayor que uno de capacidad superior.

37. Cable de cobre en equipos de protección y maniobra



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro. Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que puedan estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: Jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente".

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere." Al respecto se tiene el siguiente comentario:

Sin embargo, se observa que para las **bajadas a tierra** de los Equipos de Protección y Maniobra, el consultor utiliza las siguientes cantidades:

- a. Interruptor 13.8kV y 34.5kV (12 metros),
- b. Regulador de Tensión 13.8kV y 34.5kV (15 metros),
- c. Recloser 13.8 kV y 34.5kV(12 metros),
- d. Banco de Condensadores 13.8kV y 34.5kV (10 metros)
- e. Montaje de Pararrayos Auto válvulas en poste para circuito trifásico y monofásico (5 y 3 metros respectivamente)

Asimismo, el Consultor de la Distribuidora utiliza el **Cable de cobre sin forro, simple No. 2 AWG (33.6 mm²)** con código **CCA05** y precio **2.43\$/metro**, el cual se considera un material ineficiente y que puede ser sustituido por otro material con características similares o superiores y a un costo inferior al propuesto por el Consultor de la Distribuidora.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 5.2.3. de los Términos de Referencia, y de los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

La sustitución del **Cable de cobre sin forro simple No. 2 AWG**, por el **Cable de cobre sin forro simple No. 4 AWG** (21.2 mm²) con código CNEE **CCA04** y precio eficiente de **1.72\$/metro**, el cual se considera que es un material adecuado para la actividad que se requiere cumpliendo la misma función para las bajadas a tierra de los armados de los Centros de Transformación y los siguientes equipos:

- a. Interruptor 13.8 kV y 34.5kV
- b. Regulador de Tensión 13.8 kV y 34.5 kV
- c. Recloser 13.8 kV y 34.5 kV
- d. Montaje de Pararrayos Auto válvulas en poste para circuito trifásico y monofásico

Por otra parte, en los Reguladores de tensión 13.8 kV y 34.5kV, se requiere reducir a 10 metros la cantidad de Cable de cobre sin forro.

38. Cantidad de cable de cobre en centros de transformación

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro. Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que puedan estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: Jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente".

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Al respecto se tiene el siguiente comentario:

En las UUC de Centros de Transformación (CT's) Autoprotegidos y Convencionales de 13.8 kV y 34.5kV el Consultor de la Distribuidora incluye el armado de PUESTA A TIERRA el cual tiene asignados 11.20 m de Cable de cobre No.2 AWG (CCA05). Adicional en las UUC de CTs Monofásicos y Trifásicos se puede observar que incluye la utilización de 4 y 13m de Cable de cobre No.2 AWG (CCA05) respectivamente para las bajadas a tierra de los CT's, con lo cual se tendrían **15m** de Cable de cobre No.2 AWG en CT's Autoprotegidos y Convencionales con CTs Monofásicos y **24m** de Cable de Cobre No.2 AWG (CCA05) en CT's Convencionales con CTs Trifásicos, lo anterior se considera excesivo y sobredimensionado la cantidad de conductor de cobre a utilizar en los CT's Autoprotegidos y Convencionales.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

SED AUTOPROTEGIDA SOBRE POSTE, 13,8 kV/120-240 V - 1 X 10 kVA
TRAFO MONOF. AUTOPROTEGIDO SOBRE POSTE, 13,2 kV/120-240 V - 10 KVA
PUESTA A TIERRA
CONEXIÓN AMOVIBLE COMPLETA PARA ACSR 4/0 AWG
PUENTE DOBLE PARA CONEXIÓN BT A TRAFO MONOF. TIPO POSTE 10 KVA

TRAFO MONOFÁSICO AUTOPROTEGIDO SOBRE POSTE, 13,2 kV/120-240 V - 10 KVA			
CCA05	CABLE DE COBRE DESNUDO N°2 AWG	M	4.00
MVC159	SOPORTE TRANSFORMADOR MONOFASICO TIPO POSTE	Unidad	1.00
TTR01	TRANSFORMADOR MONOF. AUTOPROTEGIDO TIPO POSTE 13,2 kV 10 kVA	Unidad	1.00
PUESTA A TIERRA			
CCA05	Cable de núcleo de acero con recubrimiento de cobre, No. 2 AWG (33.60 mm ²), 30% COOPERWELD	M	11.20
MVB98	CONECTOR COMPRESION PICA DE P.T.	Unidad	1.00
MVB105	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 1/0 - #2 AWG	Unidad	1.00
MVB301	GRAPA CONEXIÓN CABLE TIERRA SIN TORNILLO	Unidad	2.00
MVB94	CONECTOR COMPRESION #2-#2 CU	Unidad	1.00
MVF04	PICA DE PUESTA A TIERRA 5/8" 8'	Unidad	1.00

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 5.3.2, y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora la utilización del **Cable de cobre sin forro simple No. 4 AWG** (21.2 mm²) con código CNEE **CCA04** y precio eficiente de **1.72\$/metro** y adecuar la cantidad de conductor utilizado para las bajadas a tierra de las de las UUCC de CT's Autoprotegidos y Convencionales con Centros de Transformación ya que las cantidades propuestas (15 y 24m) se consideran sobredimensionadas. El punto de aterrizamiento de la conexión de la bajada a tierra de un CT's trifásico, solo puede tener un incremento de distancia que corresponde a la altura de los Transformadores, ya que es en uno de los extremos de los bushings de los transformadores donde puede ir una conexión en estrella aterrizada, por lo cual se considera que la cantidad de cable de cobre a utilizar no puede ser mayor a 15m, considerando ya las holguras respectivas.

Asimismo, se requiere utilizar las siguientes longitudes de Cable de cobre sin forro No. 4 AWG, de acuerdo a lo siguiente:

- a) UUCC monofásicos: 12 metros
- b) UUCC trifásicos: 14 metros

39. Cruceros en equipos de protección y maniobra

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro. Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo,



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

equipos y vehículos que puedan estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: Jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente".

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere." Al respecto se tiene el siguiente comentario:

Sin embargo, se observa que en los armados de los Equipos de protección y maniobra: i) Seccionador 13.2 y ii) 34.5kV y Reguladores de Tensión 13.8 kV y 34.5 kV, el Consultor de la Distribuidora incluye en cada uno de los armados para la instalación o fijación de estos equipos, **2 CRUCEROS DE HIERRO GALVANIZADO DE 8' (2,438.4 MM)** con código CNEE **MVA02** y precio eficiente **42.13\$/Unidad**; en los armados de los Reguladores de Tensión también adicionan **2 PUNTALES ANGULARES AG TIPO BANDERA 7 PIES** con código CNEE **MVB04** y precio eficiente **19.85\$/Unidad**, estos materiales ya se encuentra incluidos en los armados de las redes de media tensión, con lo cual estos mismos y sus costos asociados se estarían duplicando, situación que no es económicamente adaptada ni justificada de acuerdo a lo que establece el artículo 67 de la LGE.

De la misma manera en los armados de los equipos Recloser 13.8kV y 34.5 kV e Interruptor de 13.8kV y 34.5 kV el Consultor de la Distribuidora incluye en cada uno de los armados **4 CRUCEROS DE MADERA DE PINO TRATADO DE 8' (2,438.4 MM)** con código CNEE **MVA01**, material que ya se encuentra incluido en los armados de las redes de media tensión.

En los armados de los Bancos de Condensadores de 13.8 kV y 34.5 kV, en su propuesta de UUC para la instalación de los Condensadores, el Consultor de la Distribuidora adiciona los materiales "**CRUCERO DE MADERA DE PINO TRATADO DE 8' (2,438.4 MM)**" con código CNEE **MVA01** y "**PUNTAL ANGULAR AG TIPO BANDERA 7 PIES**" con código CNEE **MVB04** y precio eficiente **19.85\$/Unidad**, los cuales ya se encuentran incluidos en los armados de las redes de media tensión.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los Términos de Referencia, numeral 5.3.2., y de los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere que el Consultor de la Distribuidora elimine el material: "CRUCERO DE HIERRO GALVANIZADO DE 8' (2438.4 MM)" y "CRUCERO DE MADERA DE PINO TRATADO DE 8' (2438.4 MM)", así como los costos de mano de obra, transporte y otros asociados de las Unidades Constructivas: **i)** Seccionador 13.2 y 34.5 kV, **ii)** Regulador de Tensión 13.8 y 34.5 kV, **iii)** Recloser 13.8 y 34.5 kV, **iv)** Interruptor 13.8 y 34.5 kV y **v)** Banco de Capacitores 13.8 y 34.5 kV.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Asimismo, se requiere eliminar el material "PUNTAL ANGULAR AG TIPO BANDERA 7 PIES", así como los costos de mano de obra, transporte y otros asociados de todas las UCC de Reguladores de Tensión y Bancos de Capacitores.

Por último, se le hace ver al Consultor de la Distribuidora que las estructuras de "cambio de dirección" y "fin de línea", ya cuentan con doble crucero, por lo que la duplicación de estos elementos que propone el Consultor de la Distribuidora, no corresponde al diseño de una red eficiente.

40. Estructuras de MT con cruceros de hierro

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro. Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que puedan estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: Jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente".

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, en los armados de las UCC de MT en área rural y urbana listados a continuación, el Consultor de la Distribuidora utiliza el material **MVA02** CRUCERO DE HIERRO GALVANIZADO DE 8' (2438 .4 MM) con un costo de **42.13\$/Unidad** y el CRUCERO DE HIERRO GALVANIZADO DE 9' (3000 MM) con código CNEE **MVB215** con un costo de **116.67\$/Unidad** como elementos de soporte de los accesorios, herrajes y equipos que conforman los armados, lo cual se considera incorrecto e inadecuado la utilización de dicho elemento para finalización requerida en todas las estructuras en Disposición HORIZONTAL y VANO LARGO con crucero de hierro galvanizado.

- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ALIN. Y ÁNG. < 5° DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 4/0 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ALIN. Y ÁNG. < 5° DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 1/0 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ALIN. Y ÁNG. < 5° DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 2 AWG



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ÁNG. 5 a 30° DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 4/0, 1/0, 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ANCL. Y ÁNG. 30 a 60° DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 4/0, 1/0, 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ÁNG. 60 a 90° DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 4/0, 1/0, 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO FIN DE LINEA DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 266 MCM, 4/0 Y 1/0 AWG
- ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFÁSICO ALIN. Y ÁNG. < 5° DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 4/0, 1/0 y 2 AWG
- ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFÁSICO ANCL. Y ÁNG. 30 a 60° DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 4/0, 1/0 y 2 AWG
- ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFÁSICO ÁNG. 60 a 90° DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 4/0, 1/0 Y 2 AWG
- ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFÁSICO FIN DE LINEA DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 266 MCM, 4/0, 1/0 Y 2 AWG

- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ÁNG. 5 a 20°, ACSR 4/0, 1/0, 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ANCLAJE Y ÁNG. 20 a 60°, ACSR 4/0, 1/0, 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO FIN DE LÍNEA, ACSR 266 MCM, 4/0, 1/0 Y 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ANCL. Y ÁNG. 20° a 60°, CAMBIO ACSR 4/0 A 1/0 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ALIN. Y ÁNG. < 5°, VANO LARGO, ACSR 4/0, 1/0 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ALIN. Y ÁNG. < 5° DISP. HOR., 13,2 kV, ACSR 4/0, 1/0, 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ALIN. Y ÁNG. < 5° DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 4/0, 1/0, 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ÁNG. 5 a 30° DISP. HOR., 13,2 kV, ACSR 4/0, 1/0, 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ÁNG. 5 a 30° DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 4/0, 1/0, 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ANCL. Y ÁNG. 30 a 60° DISP. HOR., 13,2 kV, ACSR 4/0, 1/0, 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ANCL. Y ÁNG. 30 a 60° DISP. HOR., 24,9 Y 34,5 kV, ACSR 4/0, 1/0, 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO ÁNG. 60 a 90° DISP. HOR., 13,2 kV, ACSR 4/0, 1/0, 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO FIN DE LINEA DISP. HOR., 13,2 kV, ACSR 266 MCM, 4/0, 1/0 Y 2 AWG
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO FIN DE LINEA DISP. HOR., 13,2 kV, ACSR 266 MCM, 4/0, 1/0 Y 2 AWG
- ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFÁSICO ÁNG. 5 a 20°, ACSR 4/0, 1/0 y 2 AWG
- ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFÁSICO ANCLAJE Y ÁNG. 20 a 60°, ACSR 4/0, 1/0 y 2 AWG
- ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFÁSICO FIN DE LÍNEA, ACSR 266 MCM, 4/0, 1/0 Y 2 AWG
- ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFÁSICO ÁNG. 60 A 90° (UN POSTE), ACSR 4/0, 1/0 y 2 AWG



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFÁSICO ALIN. Y ÁNG. < 5° DISP. HOR., 13,2 kV, ACSR 4/0, 1/0 y 2 AWG
- ARMADO DOBLE CIRCUITO TRIFÁSICO DISP. HOR
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO BIFASICO
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO BIFASICO FIN DE LINEA
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO BIFASICO VANO LARGO
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO BIFASICO DISP. HOR
- ARMADO TIPO BANDERA. SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO BIFÁSICO FIN DE LINEA DISP. HOR
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO. DISP. HOR.
- ARMADO SIMPLE CIRCUITO TRIFÁSICO FIN DE LINEA DISP. HOR.

Sobre este tema es necesario indicar que, en la información remitida por la Distribuidora de acuerdo a la Resolución CNEE-50-2011, se observa que el volumen de compra de cruceros de madera es mucho mayor que los de metal, considerando las compras efectuadas para el periodo de los años 2012 a 2016:

Descripción	DEORSA	%
TOTAL COMPRAS DE CRUCEROS (unidades)	1743	100%
HIERRO (unidades)	815	47%
MADERA (unidades)	928	53%

Por otra parte, el crucero de madera es el que corresponde a los criterios de construcción y selección optima de este material, lo cual se evidencia al ser ampliamente utilizado en los armados de las UUC de la red real de la Distribuidora, lo cual fue confirmado mediante relevamientos realizados por esta Comisión, dando como resultado lo siguiente:

TOTAL	100%
HIERRO (unidades)	18.3%
MADERA (unidades)	81.7%

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 5.3.2 de los Términos de Referencia, y de los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere que en sustitución de los CRUCEROS DE HIERRO GALVANIZADO DE 8' y 9' propuestos por el Consultor de la Distribuidora, para la conformación de los armados de las UUC de MT en área rural y urbana, se utilice el CRUCERO DE MADERA DE PINO TRATADO DE 8' (2438.4 mm) con código CNEE **MVA01**, con un costo de **16.81\$/Unidad**.

41. Varilla de puesta a tierra en redes de MT y BT

Los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro. Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que puedan



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: Jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente".

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, se observa que para el aterrizamiento de los armados de Líneas Urbanas y Rurales de 13.8 y 34.5kV de MT, y líneas Urbanas y Rurales de BT dúplex, tríplex y cuádruplex el Consultor de la Distribuidora está utilizando el material PICA DE PUESTA A TIERRA 5/8" * 8' (Varilla de cobre 5/8" X 8') con código CNEE **MVF04** y precio eficiente **10.26\$/unidad** el cual se considera un material sobredimensionado, ya que puede ser sustituido por otro material con características similares que técnicamente cumple la misma función, y a menor costo que el propuesto por el Consultor de la Distribuidora. Adicionalmente, se considera incorrecta la utilización de más de 2.5 conexiones a tierra por kilómetro de red en las UCC de MT, de acuerdo a lo que establece el artículo 32 de las NTDOID.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 5.3.2 de los Términos de Referencia, y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora la utilización del material "Varilla galvanizada 5/8" X 8' para puesta a tierra" con código CNEE **MVA150** y precio eficiente **7.99\$/unidad** para los aterrizamientos de los armados de líneas de MT y BT, el cual se considera que está económicamente adaptado para la finalidad que se requiere y que además es menos propenso al robo en comparación del material PICA DE PUESTA A TIERRA 5/8" * 8' (Varilla de cobre 5/8" X 8') con código CNEE **MVF04**, que está compuesto de cobre. Asimismo, en cumplimiento con el artículo 32 de las NTDOID se requiere utilizar como máximo 2.5 conexiones a tierra por kilómetro de red en las UCC de MT.

42. Cantidad de cable de cobre en estructuras de media y baja tensión

Sobre este tema, los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro. Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que puedan estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: Jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos,



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente".

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Sin embargo, se observa que en el armado de PUESTA A TIERRA del archivo "Unidades Constructivas DR" hoja "Detalle Armados" fila 2963, el Consultor de la Distribuidora incluye el Cable de núcleo de acero con recubrimiento de cobre, No. 2 AWG (33.60 mm²), 30% COOPERWELD como se muestra en la siguiente imagen:

	Familia	Cod_Arm	Cod_Mat	Cod_CNEE	Descripción	Tipo	Unid.	Cant.
2962	TOMAS DE TIERRA	0231341000			PUESTA A TIERRA			
2963		0231341000	448100	CCA05	Cable de núcleo de acero con recubrimiento de cobre, No. 2 AWG (33.60 mm ²), 30% COOPERWELD	Mayores	M	11.20
2964		0231341000	531537	MVB98	CONECTOR COMPRESION PICA DE P.T.	Menores	Unidad	1.00
2965		0231341000	437607	MVB105	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN 1/0 - #2 AWG	Menores	Unidad	1.00
2966		0231341000	440860	MVB301	GRAPA CONEXIÓN CABLE TIERRA SIN TORNILLO	Menores	Unidad	2.00
2967		0231341000	699901	MVB94	CONECTOR COMPRESION #2-#2 CU	Menores	Unidad	1.00
2968		0231341000	525655	MVF04	PICA DE PUESTA A TIERRA 5/8" Ø"	Menores	Unidad	1.00

Como se puede ver, el Consultor de la Distribuidora asigna 11.20 m de Cable de núcleo de acero con recubrimiento de cobre 30% Cooperweld, No.2 AWG (código CNEE CCA05), en las unidades constructivas que contienen apoyos (postes) tanto para Baja como para media Tensión.

Al realizar los análisis para poste de baja tensión de 9 metros y de media tensión de 10.5 metros se concluye que la longitud de Cable de núcleo de acero con recubrimiento de cobre 30% Cooperweld, No.2 AWG (código CNEE CCA05) es excesivo.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 5.3.2, y los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora adecuar la cantidad de conductor utilizado para las bajadas a tierra de las de las UCC que contengan apoyos (postes):



- a) Para postes en baja tensión utilizar 8.5 metros.
- b) Para postes en media tensión utilizar 10.0 metros.

43. Transformadores de potencia

Sobre esto, los Términos de Referencia (TdRs) en el numeral 1.6.3 (informes de Etapa), establecen que: "Los informes de Etapa deberán ser presentados en las fechas límite indicadas en el punto 1.4 e incluir, como mínimo, la descripción, los cálculos, los resultados con su correspondiente evaluación y la información de soporte, según se detalla en la descripción de cada uno.

La información contenida deberá presentarse en conjunto con las correspondientes memorias de cálculo explícitamente desarrolladas y las bases de datos relacionadas y trazables debiendo proporcionarse los archivos digitales modificables que permitan a la CNEE reproducir cada uno de los procesos o resultados.

Dentro de los informes, deberán incluirse memorias de cálculo, documentación relacionada con el Estudio, actividades, criterios de optimización, modelos matemáticos, etc., con el fin que la CNEE pueda realizar las actividades de supervisión, fiscalización y análisis durante su ejecución y con posterioridad a ella. De igual manera, deberá entregarse copia a la CNEE de toda la información utilizada en los formatos de acuerdo a las características de cada Etapa y a la información utilizada por el Distribuidor".

El Distribuidor deberá poner a disposición de la CNEE toda la información que ésta requiera para su análisis y facilitar todos los medios necesarios para que no exista atraso en la evaluación de los Informes.

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Al respecto es posible indicar que el Consultor de la Distribuidora no presentó el sustento respectivo (documentos contables, órdenes de compra y pago, facturas, entre otros) de los valores contenidos en la hoja "MO Trafos de potencia" del archivo "Unidades Constructivas DC.xlsx" referentes a los costos efectivamente pagados por la Distribuidora por la contratación de los servicios montaje, traslado y pruebas realizadas a los transformadores de potencia.

Cabe mencionar que el Consultor indica en la página 6 en el numeral 1.2.1.2 de su Informe de Etapa C, que estos trabajos o servicios fueron contratadas por el Distribuidor bajo la modalidad "llave en mano", sin embargo, los datos respectivos corresponden a valores tipo texto (pegados), no siendo posible verificar la consistencia de estos costos ni su origen.

Capacidad (MVA)	Montaje (GTQ)	Grúa (GTQ) Costo por día de 8 hrs	Traslado (GTQ)	Bco bats y prot diferencial (GTQ)	Pruebas (GTQ)
1	31,500	4,100	17,400		24,896
2.5	31,500	4,100	17,400		24,896
5	31,500	4,100	17,400	125,392	24,896
10	31,500	5,000	21,000	125,392	24,896

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 1.6.3, y artículos 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora remitir un comparativo entre el costo total de instalación propuesto para cada tipo de transformador y los costos obtenidos de "llave en mano" mediante procesos de licitación que la Distribuidora haya realizado para la construcción de las subestaciones construidas en los últimos 5 años, con los costos detallados y desagregados presentados por cada subestación por cada oferta. Asimismo, se solicita copias de las facturas o documentos contables emitidas por la empresa o empresas que construyeron las subestaciones. En caso de no presentar la Distribuidora los fundamentos justificativos ni la información requerida, el Consultor de la Distribuidora, deberá eliminar de su cálculo estos costos.



44. Información de subestaciones sin fundamento ni trazabilidad

Al respecto, los Términos de Referencia en el numeral 1.6.3 Informes de Etapa establecen que: *"La información contenida deberá presentarse en conjunto con las correspondientes memorias de cálculo explícitamente desarrolladas y las bases de datos relacionadas y trazables, debiendo proporcionarse los archivos digitales modificables que permitan a la CNEE reproducir cada uno de los procesos o resultados."*

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

El Consultor de la distribuidora en el archivo "Precios Materiales.xlsx" hoja "SEE DC-DR", columna F, utiliza valores tipo texto (pegados) dentro de las fórmulas de valoración de las subestaciones que se listan a continuación. De igual forma, no se indica a qué tipo de actividad corresponden dichos valores y no se adjunta ningún tipo de desagregación o clasificación. En la siguiente imagen se puede apreciar un ejemplo de lo indicado:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

DEORSA

SSEE

Sanarate
Panaluya
Shoropin(Chiquimula)
Quezaltepeque
Ipala
Ruidosa - Morales
Puerto Barrios
Progreso/Jutiapa
Chiquimulilla
Los Esclavos
San Julian
Coban
El Jicaro
Santa Elena
Pastoria
Salama
Vado Hondo
Cabañas
Esquipulas
Mario Mendez
Fray Bartolome
Santa Elena Peten
Rancho 13.8kV
Camotan

Adicionalmente se requiere remitir planos, diagramas unifilares, así como fotografías donde se identifiquen los campos de conexión y equipos mayores, tales como: interruptores, bancos de baterías, transformadores, obras civiles y electromecánicas.

45. Duplicidad de números de campos o número de posiciones de subestaciones

Al respecto Los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro. Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que puedan estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: Jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros).



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente".

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Se ha encontrado evidencia de que el Consultor de la Distribuidora ha duplicado la valoración de la cantidad de número de posiciones o campos de las subestaciones ya que en diferentes archivos se incluye el mismo concepto con diferente nombre: por ejemplo en el archivo "Unidades Constructivas DR.xls" hoja "Armados x UC" en la celda E2952 que corresponde al número de campos de 34.5 kV de la Subestación Cabañas se observa que se incluyen 3 posiciones de 34.5 kV asociados a esta subestación:

VERDADERO						COSTO ARMADO	GASTOS GENERALES	INTERESES INTERCALARES	COSTO UNIT.
COD_UC	COD_ARM	ARMADO	UNID.	CANT.	USD	USD	USD	USD	
SE002		SE CABAÑAS	CONJUNTO						
SE002	Campo1	CAMPO DE 13,8 kV	CONJUNTO	1	21,484.91	-	250.43	21,735.33	
SE002	Campo2	CAMPO DE 34,5 kV	CONJUNTO	3	23,544.16	-	274.78	23,818.93	
SE002	0207301500	SECCIONADOR FUSIBLE FIJACIÓN EN POSTE PARA CIRCUITO MONOFÁSICO 13,2 kV 100 A	UNIDAD	1	183.53	-	2.07	185.60	
SE002	0207301700	SECCIONADOR FUSIBLE FIJACIÓN EN POSTE PARA CIRCUITO MONOFÁSICO 34,5 kV 100 A	UNIDAD	1	188.17	-	2.12	190.29	
SE002	0206301000	TRAF0 MONOF. AUTOPROTEGIDO SOBRE POSTE, 13,2 kV/120-240 V - 10 kVA	UNIDAD	1	1,116.89	-	12.95	1,129.84	
SE002	0206302000	TRAF0 MONOF. AUTOPROTEGIDO SOBRE POSTE, 34,5 kV/120-240 V - 10 kVA	UNIDAD	1	1,418.25	-	16.46	1,434.71	
SE002	CompSSEE	OBRA CIVIL, TELECONTROL Y ACCESORIOS	CONJUNTO	1				66,629.52	
SE002	TERRENO	TERRENO	M2	1,200	24.90	-	0.29	25.20	

Mientras que en el archivo "PreciosMateriales.xls" hoja "SEE DC-DR" en la celda B37 se repiten los mismos conceptos de la misma subestación y diferente cantidad de posiciones de 34.5 kV (3 en total):

DEORSA								
SSEE	No. Posiciones	No. Posiciones	Medicion	Medicion	Mediciones (GTQ_03/17)	Caseta de control (GTQ_10/17)	Mediciones (USD_12/16)	Caseta de control (USD_12/16)
Cabañas	34.5	13.8	34.5	13.8	493,384	1	66,630	-



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Lo indicado origina una duplicidad de cantidades de posiciones de 34.5 kV e incongruencia del número de posiciones o campos de 34.5 kV. Dicha condición genera sobrecostos por lo cual se considera ineficiente

OBSEVACIÓN:

En cumplimiento de 5.3.2. de los TDRs, artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora eliminar todas aquellas posiciones o campos de 34.5 kV y/o 13.8 kV que estén en el archivo "Unidades Constructivas DR.xls" hoja "Armados x UC" puesto que ya están incluidas en el archivo "PreciosMateriales.xls" hoja "SEE DC-DR" y por lo tanto están duplicadas e incongruentes en la cantidad de campos. Esta observación se debe aplicar también a las siguientes subestaciones:

SSEE	No.	No.
	Posiciones 34.5	Posiciones 13.8
Sanarate	3	1
Panaluya	3	3
Shoropin(Chiquimula)	4	
Quezaltepeque	2	1
Ipala		2
Ruidosa - Morales	5	
Puerto Barrios		2
Progreso/Jutiapa		6
Chiquimulilla		4
Los Esclavos		4
San Julian		3
Coban	1	5
El Jicaró		3
Santa Elena		2
Pastoria		2
Salama		3
Vado Hondo	1	1
Cabañas	3	1
Esquipulas	2	2
Mario Mendez	1	1
Fray Bartolome	1	2
Santa Elena Peten	4	6
Rancho 13.8kV	1	1
Camotan	1	2



Adicionalmente se requiere remitir planos, diagramas unifilares, así como fotografías donde se identifiquen los campos de conexión y equipos mayores, tales como: interruptores, bancos de baterías, transformadores y obras civiles y electromecánicas.

46. Sobre-valoración de transformador de potencia en subestaciones

Al respecto los Términos de Referencia establecen en el numeral 4.4.3.2 lo siguiente: "...f) Presentar toda la información asociada tanto para la red real como para la red óptima en los formatos de la Resolución CNEE-50-2011 (tablas: Redes de Media Tensión, Centros de Transformación, Transformadores, Redes de Baja Tensión, Equipos de Protección y Maniobra, acometidas y Medidores) a manera de establecer todas las características de dichas instalaciones; adicionalmente esta información se deberá complementar con lo requerido en la tabla del Apéndice 3, tanto para la red real como óptimo. La CNEE fiscalizará la veracidad de la información."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora no envía respaldo, o sustento de la existencia de dichos activos, o fotos de las placas de los transformadores de las subestaciones que incluye dentro del cálculo del VNR.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de 4.4.3.2. de los TDRs, y a los artículos 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora valorar los transformadores de potencia acorde a precios congruentes y reales del mercado, documentar con facturas los precios de compra de los transformadores de potencia realmente instalados y cumplir con lo establecido en los TDRs, por lo que se requiere remitir fotografías (placa de datos legible, y otras fotografías que permitan la verificación del activo) de cada uno de los transformadores de potencia MT/BT. Asimismo, en ningún caso se debe sobrevalorar un transformador de potencia cambiando la potencia del mismo en una unidad constructiva, esta observación también aplica a todas las subestaciones conformadas en las unidades constructivas por el Consultor de la Distribuidora, las cuales son: SE CAMOTAN, SE VADO HONDO, SE EL RANCHO 13.8 kV, SE SANTA ELENA PETEN, SE FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS, SE MARIO MENDEZ y SE ESQUIPULAS.

47. Incongruencia en cantidad de campos o número de posiciones dentro de la unidad constructiva transformador de potencia en subestaciones

Al respecto los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: *"Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro. Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que puedan estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: Jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente"*.

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

El Consultor de la Distribuidora, dentro de la unidad constructiva denominada "SUBESTACIONES" incluye diferentes tipos de armados, dentro de ellos está el armado "TRANSFORMADOR DE POTENCIA" clasificado como "TrP1, TrP2, TrP3, TrP4, TrP5 y TrP6", este



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

armado que corresponde para los transformadores de potencia incluye elementos adicionales como lo son las posiciones de 34.5 kV conformadas por restauradores, seccionadores, pararrayos y otros elementos que en conjunto corresponden a una posición de campo de 34.5 kV o posición de 34 kV.

Por ejemplo en el archivo "Unidades Constructivas DR.xls" hoja "Armados X UC" se puede observar que la subestación Santa Elena Petén incluye el armado de un transformador "TrP6" y tres (3) posiciones de 34.5 kV "Campo2":

Código	Descripción	Tipo	Cantidad
SE017	SE SANTA ELENA PETEN	CONJUNTO	
SE017	Campo1 CAMPO DE 13,8 kV	CONJUNTO	6
SE017	Campo2 CAMPO DE 34,5 kV	CONJUNTO	4
SE017	0207301500 SECCIONADOR FUSIBLE FIJACIÓN EN POSTE PARA CIRCUITO MONOFÁSICO 13,2 kV 100 A	UNIDAD	1
SE017	0207301700 SECCIONADOR FUSIBLE FIJACIÓN EN POSTE PARA CIRCUITO MONOFÁSICO 34,5 kV 100 A	UNIDAD	1
SE017	0206301000 TRAF0 MONOF. AUTOPROTEGIDO SOBRE POSTE, 13,2 kV/120-240 V - 10 kVA	UNIDAD	1
SE017	0206302000 TRAF0 MONOF. AUTOPROTEGIDO SOBRE POSTE, 34,5 kV/120-240 V - 10 kVA	UNIDAD	1
SE017	TrP6 TRANSFORMADORES DE POTENCIA - 10 MVA	CONJUNTO	1
SE017	CompSSEE OBRA CIVIL, TELECONTROL Y ACCESORIOS	CONJUNTO	1
SE017	TERRENO TERRENO	M2	1,500

Al revisar en la hoja "Detalle Armados" se confirma que el armado del transformador "TrP6" del transformador de potencia, incluye el reconector de 34.5 kV, seccionadores, relés de protección, transformadores de corriente y otros elementos adicionales dentro del mismo armado:

Familia	Cod_Arm	Cod_Mat	Cod_CNEE	Descripción	Tipo	Unid.	Cant.
SUBESTACIONES	TrP6			Transformadores de potencia - 10 MVA			
	TrP6	TP6	0	Transformadores de potencia - 10 MVA	Mayores	Unidad	1.00
	TrP6	434490	PAP65	Restauradores (Reclosers) trifasicos para 34,5 kV, 630 amperios, 150 kV BIL, 60 Hz.	Mayores	Unidad	1.00
	TrP6	932264	PAP105	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 34,5kV 400-600-5,5 A 15VA 200BIL	Mayores	Unidad	3.00
	TrP6	932283	PAP102	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 13,8 kV 400-5A 10VA 110BIL	Mayores	Unidad	3.00
	TrP6	914057	SEL15	RELE DE PROTECCION DIFERENCIAL	Mayores	Unidad	1.00
	TrP6	552912	MVF21	SECCIONADOR 34,5 kV 600A	Mayores	Unidad	9.00
	TrP6	552910	MVF21	SECCIONADOR 13,2 kV 600A	Mayores	Unidad	3.00
	TrP6	441203	PAP02	PARARRAYOS AUTOVALVULA 34,5 kV 10 kA	Mayores	Unidad	3.00
	TrP6	434470	CCA05	CABLE DE COBRE DESNUDO N#2 AWG	Mayores	M	15.00
	TrP6	530559	MVC177	TERMINAL COMPRESIÓN PLETINA COND. CU #2	Menores	Unidad	3.00

Mientras que en el detalle del armado "Campo2" para las posiciones de campo de 34.5 kV se detalla que se incluye nuevamente el reconector de 34.5 kV, los seccionadores, pararrayos y demás materiales adicionales como se muestra a continuación:

Familia	Cod_Arm	Cod_Mat	Cod_CNEE	Descripción	Tipo	Unid.	Cant.	
SUBESTACIONES	Campo1			Campo de 13,8 kV				
	Campo1	438978	PAP64	Restauradores (Reclosers) trifasicos para 13,8 kV, 630 amperios, 110 kV BIL, 60 Hz.	Mayores	Unidad	1.00	
	Campo1	917873	MVA123	Base para Seccionadores Dobles	Menores	Unidad	3.00	
	Campo1	552910	MVF21	SECCIONADOR 13,2 kV 600A	Mayores	Unidad	9.00	
	Campo1	690294	MVA179	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO COND. 4/0AWG	Menores	Unidad	18.00	
	Campo1	525748	CCA44	CONDUCTOR ALUMINIO ACERO ACSR 4/0 PENGUIN	Mayores	M	25.00	
	Campo1	458557	MVC158	Soporte de base para seccionador fusible	Mayores	Unidad	3.00	
	Campo1	441202	PAP01	PARARRAYOS AUTOVALVULA 13,2 kV 10 kA	Mayores	Unidad	3.00	
	Campo1	434470	CCA05	CABLE DE COBRE DESNUDO N#2 AWG	Mayores	M	10.00	
	Campo1	530559	MVC177	TERMINAL COMPRESIÓN PLETINA COND. CU #2	Menores	Unidad	3.00	
	Campo1	916048	ACEPOR	Estructura Metálica Galvanizada en caliente para Pórtico de Celosía, Acero tipo A-36	Menores	kg	1743.29	
	SUBESTACIONES	Campo2			Campo de 34,5 kV			
		Campo2	434490	PAP65	Restauradores (Reclosers) trifasicos para 34,5 kV, 630 amperios, 150 kV BIL, 60 Hz.	Mayores	Unidad	1.00
Campo2		917873	MVA123	Base para Seccionadores Dobles	Menores	Unidad	3.00	
Campo2		552912	MVF21	SECCIONADOR 34,5 kV 600A	Mayores	Unidad	9.00	
Campo2		690294	MVA179	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO COND. 4/0AWG	Menores	Unidad	18.00	
Campo2		525748	CCA44	CONDUCTOR ALUMINIO ACERO ACSR 4/0 PENGUIN	Mayores	M	25.00	
Campo2		458531	MVC200	TUBO PORTAFUSIBLES EXPULSION 36 kV	Menores	Unidad	3.00	
Campo2		441203	PAP02	PARARRAYOS AUTOVALVULA 34,5 kV 10 kA	Mayores	Unidad	3.00	
Campo2		434470	CCA05	CABLE DE COBRE DESNUDO N#2 AWG	Mayores	M	10.00	
Campo2		530559	MVC177	TERMINAL COMPRESIÓN PLETINA COND. CU #2	Menores	Unidad	3.00	
Campo2		916048	ACEPOR	Estructura Metálica Galvanizada en caliente para Pórtico de Celosía, Acero tipo A-36	Menores	kg	1743.29	



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Con esta información, indicada en el detalle de armados del Consultor de la Distribuidora, se confirma que se valoran dentro de esta subestación 4 reconectores de 34.5 kV incluyendo materiales adicionales dentro de cada uno de ellos (seccionadores, terminales, pararrayos, etc.), así como sus demás costos asociados.

Adicionalmente es importante señalar que, lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora, referente a incluir costos de activos que no son necesarios para prestar el servicio que se requiere, o al proponer el reconocimiento de instalaciones que no están efectivamente instaladas, o que no son económicamente adaptadas ni óptimamente dimensionadas, puede inducir a un error en el cálculo de los costos que pueden ser reconocidos en el VNR; por lo que la utilización de este tipo de instalaciones para el cálculo de VAD de la Distribuidora, contraviene lo estipulado en el artículo 67 de la LGE, que establece que el VNR corresponde a las obras y bienes físicos de la autorización, óptimamente dimensionadas y económicamente adaptadas para prestar el servicio que se requiere.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 5.3.2 de los Términos de Referencia y los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora no incluir instalaciones inexistentes y que no se requieren. Adicionalmente, se debe separar cada uno de los armados que conforman las unidades constructivas, para evitar que se induzca a errores de sobrevaloración. Se deben eliminar los armados de posiciones de línea de 34.5 kV y 13.8 kV innecesarios e incongruentes con las instalaciones reales, así como los seccionadores, transformadores de corriente, pararrayos y materiales incluidos en forma adicional dentro de los armados de subestaciones y sus costos asociados. Este requerimiento aplica a las siguientes subestaciones:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

DEORSA

SSEE

Sanarate
Panaluya
Shoropin(Chiquimula)
Quezaltepeque
Ipala
Ruidosa - Morales
Puerto Barrios
Progreso/Jutiapa
Chiquimulilla
Los Esclavos
San Julian
Coban
El Jicaro
Santa Elena
Pastoria
Salama
Vado Hondo
Cabañas
Esquipulas
Mario Mendez
Fray Bartolome
Santa Elena Peten
Rancho 13.8kV
Camotan

48. Sobre-valoración de centros de transformación como subestaciones

Al respecto, los Términos de Referencia en su numeral 5.3.2 establecen que: "Para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar. Éstos deberán estar de conformidad con lo establecido en la normativa. Para el caso de líneas y redes de distribución los valores resultantes se expresarán por kilómetro. Para todas las Unidades Constructivas se deberá presentar el diseño básico, materiales, horas – equipo, montaje, etc., para permitir la estimación objetiva de su costo. Se deberá considerar que existe personal de la cuadrilla de trabajo, equipos y vehículos que puedan estar compartidos en uno o más armados de construcción o actividades (por ejemplo: Jefes de cuadrillas, supervisores, pilotos, equipos, herramientas, vehículos, otros). Se reconocerán únicamente las actividades, vehículos, personal y materiales que sean fehacientemente justificadas para realizar las actividades de construcción de forma óptima y eficiente".

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

El Consultor de la Distribuidora propone la valoración de centros de transformación como si fueran subestaciones con transformador de potencia, por ejemplo: en la subestación "Mario Méndez", se propone una unidad constructiva de una subestación para un transformador de potencia como parte de la valoración de las unidades constructivas para subestaciones de distribución. En el archivo "Unidades Constructivas DR.xls" hoja "Armados X UC" se puede observar que el transformador utilizado es uno de 0.7 MVA:

COD_UC	COD_ARM	ARMADO	UNID.	CANT.
SE019		SE MARIO MENDEZ	CONJUNTO	
SE019	Campo1	CAMPO DE 13,8 kV	CONJUNTO	1
SE019	Campo2	CAMPO DE 34,5 kV	CONJUNTO	1
SE019	0207301500	SECCIONADOR FUSIBLE FIJACIÓN EN POSTE PARA CIRCUITO MONOFÁSICO 13,2 kV 100 A	UNIDAD	3
SE019	0207301700	SECCIONADOR FUSIBLE FIJACIÓN EN POSTE PARA CIRCUITO MONOFÁSICO 34,5 kV 100 A	UNIDAD	3
SE019	0206301000	TRAFO MONOF. AUTOPROTEGIDO SOBRE POSTE, 13,2 kV/120-240 V - 10 kVA	UNIDAD	1
SE019	TRP2	TRANSFORMADORES DE POTENCIA - 0.7 MVA	CONJUNTO	1
SE019	CompSSEE	OBRA CIVIL, TELECONTROL Y ACCESORIOS	CONJUNTO	1

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 5.3.2 de los Términos de Referencia y los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora valorar la denominada "subestación Mario Mendez", como un centro de transformación, eliminando todos aquellos componentes y costos que correspondan a unidades constructivas, armados y valoración de equipos de subestación inexistentes, y debe incluir únicamente el VNR de los activos reales y económicamente adaptados de acuerdo a lo establecido en el referido artículo 67 de la Ley General de Electricidad.

49. Proyección del VNR para el próximo quinquenio

Sobre este tema, los TDRs en su numeral 5.12, literal b, número romano iv indican que: "Se deberá incluir el detalle anual de la red reconocida para expansión horizontal. Detallando los elementos de red, tales como los equipos de red MT y BT, Acometidas, Transformadores, etc".

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 85 establece que:

"Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un periodo de cinco años. Las proyecciones de costos se determinarán a precios de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Comisión."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 67 y 73, establece que:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo solo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"El costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Sin embargo, al revisar la información remitida y analizando la proyección del VNR propuesto por el Consultor de la Distribuidora se tiene lo siguiente:

VNR Total												
Actividad	Rubro	Zona	Unid.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Media Tensión	Subestaciones		USD	5.664.633	5.664.633	5.664.633	5.664.633	5.664.633	5.664.633	5.664.633	5.664.633	5.664.633
	Aparatos y Equipos		USD	11.748.180	11.748.180	11.748.180	11.748.180	11.748.180	11.748.180	11.748.180	11.748.180	11.748.180
	Red MT	AUD	USD	10.730.652	10.730.652	10.730.652	10.730.652	10.730.652	10.730.652	10.730.652	10.730.652	10.730.652
		RdR	USD	213.250.187	217.515.191	221.865.495	226.777.368	231.777.988	236.394.565	241.103.474	245.906.561	233.970.908
	Total Red MT		USD	223.980.839	228.245.843	232.596.147	237.508.020	242.508.640	247.125.217	251.834.126	256.637.213	244.701.561
Total MT		USD	241.393.652	245.658.656	250.008.960	254.920.833	259.921.453	264.538.030	269.246.939	274.050.026	262.114.374	
Baja Tensión	Transf.	AUD	USD	8.586.549	8.586.549	8.586.549	8.586.549	8.586.549	8.586.549	8.586.549	8.586.549	8.586.549
	Media/Baja	RdR	USD	63.115.665	64.442.240	65.795.346	67.275.185	68.782.628	70.218.555	71.683.200	73.177.139	69.488.675
	Red BT	AUD	USD	14.316.418	14.316.418	14.316.418	14.316.418	14.316.418	14.316.418	14.316.418	14.316.418	14.316.418
		RdR	USD	200.972.223	204.958.469	209.024.439	213.466.514	217.991.535	222.306.376	226.707.513	231.196.673	220.115.508
Total BT		USD	286.990.855	292.303.675	297.722.752	303.644.666	309.677.129	315.427.897	321.293.680	327.276.778	312.507.150	
Medidores y Acometidas	Acometidas	AUD	USD	1.603.023	1.690.322	1.760.984	1.851.803	1.931.306	2.014.050	2.085.563	2.158.113	1.966.970
		RdR	USD	11.568.271	12.167.080	12.649.202	13.271.624	13.814.510	14.363.409	14.833.155	15.310.050	14.040.325
	Medidores	AUD	USD	10.983.925	11.431.941	11.787.208	12.169.769	12.483.844	12.816.844	13.081.537	13.351.770	12.615.162
		RdR	USD	67.930.608	70.904.045	73.223.376	75.814.112	77.972.262	80.148.594	81.892.967	83.671.232	78.787.091
Total Medidores y Acometidas		USD	92.085.828	96.193.388	99.420.771	103.107.308	106.201.922	109.342.898	111.893.223	114.491.164	107.409.548	
Total Empresa		USD	620.470.435	634.155.719	647.152.482	661.672.807	675.800.504	689.308.825	702.433.342	715.817.968	682.031.072	

Respecto a las tasas de crecimiento del VNR, se indica que:

Lo anterior da como resultado una tasa de proyección promedio del quinquenio de 1.89% para el VNR de BT, de 1.83% para el VNR de MT y de 1.99% para el VNR total.

Adicionalmente, al analizar las potencias máximas propuestas en el informe de etapa A.1, se observa que la tasa de proyección promedio del quinquenio de la potencia máxima de BT es de 1.98% y la tasa de proyección promedio del quinquenio de la potencia máxima de MT es de 1.88%.

El resultado que se observa es que la tasa de crecimiento de VNR es superior a la tasa de crecimiento de la demanda, siendo este cociente el denominado "coeficiente de economía de escala", el cual da como resultado un valor de 1.05 (1.99%/1.88%).

A continuación, se realiza una explicación de esta importante relación:

En una distribuidora de energía eléctrica, el cociente entre el monto de inversiones en expansión requeridas en un determinado período de tiempo y el crecimiento de la demanda, representa el costo de expansión de la red o costo marginal (incremental).



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Normalmente, este costo marginal es menor cuanto más desarrollo tenga la infraestructura de la distribuidora, es decir, que la inversión requerida para satisfacer el próximo kW es cada vez menor.

De acuerdo a la metodología del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el VNR de los activos de una distribuidora de energía eléctrica evoluciona en el tiempo, en función de la evolución de la demanda según la siguiente expresión:

$$VNR = k * Dem^b$$

Donde:

VNR: Valor Nuevo de Reemplazo de los activos de la distribuidora
Dem: Demanda máxima de la distribuidora
b: coeficiente de economías de escala (<1)
k: constante de proporcionalidad

De la expresión anterior se deduce que existe una proporcionalidad entre el crecimiento de la demanda y el valor de los activos de la distribuidora, y en este caso, como la variable "b" es menor que uno, esto da como resultado que el valor de los activos de la distribuidora crecen a un ritmo menor que la demanda.

A manera de ejemplo, se muestran los coeficientes de economía de escala obtenidos a partir de valores históricos de diferentes distribuidoras:

Período de registro	EDENOR (Argentina)	EDESUR (Argentina)	Luz y Fuerza (México)	CFE (México)
1998-2003			0.58	0.55
1995-2000	0.48	0.51		

Asimismo, si se analizan los datos de crecimiento de activos y de energía facturada de la distribuidora para los años 2011-2016, se tienen los siguientes valores:

Año	Energía Facturada (MWh)	LMT (km)	LBT (km)	CTs (u)	Medidores (u)	VNR (USD)
2011	908,602	14,322	13,469	28,142	539,882	475,619,201
...
2016	1,168,883	15,907	16,546	37,832	651,601	563,225,618
Tasa	5.17%					3.44%

Los valores del año 2016 se obtuvieron poniendo 1 en la celda A111 de la hoja UUCC del archivo Unidades Constructivas DR.xlsx presentado por la empresa

El VNR se obtuvo con los siguientes valores promedio de los costos de la presente revisión tarifaria:

	LMT (USD/km)	LBT (USD/km)	CTs (u)	Medidores (con acometida) (USD/u)
Costo	15,176	9,552	1,895	141,32



Por lo cual, el coeficiente de economía de escala para la Distribuidora, considerando la información de la misma, da como resultado un valor de 0.66 (3.44%/5.17%). Este valor es inferior a uno lo que confirma la consistencia de la metodología del BID e indica que la proyección del VNR calculada por el Consultor de la Distribuidora es muy elevada y técnicamente inconsistente, ya que el factor de economía de escala resulta 1.05, mayor a uno (no presentando dicha economía) y muy superior al valor histórico de 0.66. En síntesis el Consultor de la Distribuidora propone en forma incoherente que la Distribuidora debe realizar inversiones muy superiores a sus requerimientos de crecimiento de la demanda, sin considerar que dicho crecimiento de la demanda siempre se divide en sus componentes vertical y horizontal, por lo que es injustificable que se pretenda dicha sobrevaloración la cual se considera ineficiente y excesiva, por lo que no podrá ser considerada para la determinación de las tarifas.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 5.12, literal b, número romano iv, al artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 67 y 73 de la Ley General Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora corregir la proyección del crecimiento del VNR, a manera que el coeficiente de economía de escala de la Distribuidora de como máximo 0.66 valor que es congruente y se sustenta con el registro histórico de la Distribuidora y las comparaciones con otras distribuidoras, antes indicadas.

50. SEPARACIÓN DE COSTOS TRANSABLES Y NO TRANSABLES

Sobre este tema, los TDR's en su punto 5.5 establecen que: "...El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) debe establecerse para el año base:

- a. Adicionando la valorización de las Instalaciones eficientes, con los costos de las Unidades Constructivas correspondientes.
- b. Adicionando la valorización de los activos no eléctricos, que no fueron considerados en el estudio de Optimización de Redes descrito anteriormente.
- c. Adicionando el equipamiento de mediciones.
- d. Deduciendo las Inversiones de Terceros y PER.

En todos los casos deberán discriminarse los importes correspondientes a MT y BT y, dentro de ellos, los relativos a bienes transables y no transables..."

En los numerales 4.2.2, 4.2.3 y 7.3.3 de los TDR's se define: "...Los costos de mano de obra deberán considerarse como no transables."

"...Los costos de remuneraciones deberán considerarse como no transables."

"...A tal efecto y en forma simplificada, se considerarán transables los materiales, herramientas, vehículos y equipos de montaje. Sólo el costo de personal será considerado no transable..."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que:

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el periodo de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del periodo anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho periodo."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

El Consultor de la Distribuidora en la columna J y K de la hoja "Armados x UC" del archivo "Unidades Constructivas DR" incluye costos transables y costos no transables respectivamente. Al verificar la columna J se puede confirmar que solo existen los factores relacionados a costos de materiales; en la columna K se incluyen costos de mano de obra, vehículos, herramientas y equipos de montaje:

L1231		=E1231*H1231									
		A	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1					COSTO ARMADO	GASTOS GENERALES	INTERESES INTERCALARES	COSTO UNIT.	COSTO TRANSABLES	COSTO NO TRANSABLES	COSTO TOTAL
2	COD_UC	UNID.	CANT.		USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
1212	LMT001rhr	KM									
1213	LMT001rhr	UNIDAD	-		476.69	-	5.26	481.95	-	-	-
1214	LMT001rhr	UNIDAD	-		443.12	-	4.89	448.01	-	-	-
1215	LMT001rhr	UNIDAD	-		366.94	-	4.02	370.95	-	-	-
1216	LMT001rhr	UNIDAD	-		354.80	-	3.87	358.67	-	-	-
1217	LMT001rhr	UNIDAD	-		970.30	-	10.92	981.23	-	-	-
1218	LMT001rhr	UNIDAD	5.25		898.62	-	10.07	908.69	2,750.90	2,016.62	4,767.52
1219	LMT001rhr	UNIDAD	-		798.45	-	8.89	807.34	-	-	-
1220	LMT001rhr	UNIDAD	-		761.63	-	8.45	770.08	-	-	-
1221	LMT001rhr	UNIDAD	-		674.72	-	7.42	682.15	-	-	-

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 4.2.2, 4.2.3, 5.5. y 7.3.3., el artículo y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora realizar correctamente la separación entre costos transables y no transables, esto es considerar como transables los materiales, herramientas, vehículos y equipos de montaje y sólo el costo de personal será considerado no transable.



51. Tasas y tiempos de falla utilizados en la optimización de la red

Sobre este tema, los TDRs en su numeral 5.4.6. indican que: "El proceso de optimización de las redes de MT y BT deberá verificar que las mismas cumplan con los requerimientos estipulados en las NTSD a nivel de usuarios de BT. A tal efecto deberán asignarse valores anuales de tasa de falla y de tiempo fuera de servicio a cada uno de los componentes principales de las redes de MT y BT.

Los valores a asignar deberán tomar como base la experiencia internacional de una Empresa Eficiente de Referencia, y estos no podrán ser inferiores a la eficiencia ya alcanzada por la misma Distribuidora. Para la estimación del tiempo fuera de servicio podrán tomarse en cuenta características particulares del país y las dificultades de comunicaciones y/o de acceso que normalmente se presentan en ciertas zonas. Estos casos deberán ser justificados adecuadamente y asignarse a zonas perfectamente individualizadas.

Como mínimo deberán evaluarse los parámetros de salida de servicio de los siguientes componentes:

- a. Reconectores de MT
- b. Alimentadores de MT
- c. Seccionadores en ramales y derivaciones de MT
- d. Centros de transformación MT/BT
- e. Redes de BT
- f. Acometidas a usuarios de BT

Se deberá verificar el cumplimiento de los indicadores individuales y globales establecidos en la normativa de Calidad (NTSD) para los parámetros de Calidad de Servicio Técnico y Producto Técnico relacionados con la red optimizada MT y BT. La Consultora deberá incluir en el estudio el detalle con la validación de los indicadores de Calidad de Producto Técnico y Servicio Técnico de la Red Eficiente, para cada circuito, donde se observe que cumplan con las Normas de Calidad vigentes. Las tasas de falla de las redes de distribución deberán corresponder de un análisis donde se comparen los valores reconocidos por otros reguladores, así como los datos que publiquen instituciones internacionales como la IEEE o ANSI. Para los cálculos de cumplimiento de los índices de calidad no se incluirán los casos de fuerza mayor, ya que no son imputables a la Distribuidora.

Los equipos adicionales a los realmente instalados que se requieran incluir en el estudio para cumplir con los niveles de calidad requeridos por la normativa vigente, y para determinar las instalaciones óptimamente dimensionadas y económicamente justificadas para prestar el servicio, deberán considerarse como parte de los planes de expansión a los que se hacen mención en el numeral 5.7., por lo que deberá incluirse todo lo solicitado en el referido numeral para su reconocimiento dentro de la tarifa.

A fin de evaluar la calidad de servicio real de los usuarios del Distribuidor, deberán incluirse en el análisis las subestaciones AT/MT, sus interruptores de salida de MT y los Generadores Distribuidos, aunque no pertenezcan al Distribuidor".

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en su artículo 85 establece que:

"Para las proyecciones de costos para el periodo de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del periodo anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho periodo."

Al respecto, el Consultor de la Distribuidora utilizó los siguientes valores para las tasas y tiempos de falla:

Componente de red	Tasa de falla (por km o unidad/año)		Tiempo medio de reparación por falla (horas /falla)	
	AUD	RDR	AUD	RDR
Red MT	0.25	0.25	2.5	3.5
CT	0.08	0.08	3	3
Red BT	0.25	0.25	2.5	3.5
Acometidas	0.25	0.25	2.5	3.5

Al comparar los valores propuestos por el Consultor, con valores de otros estudios tales como:

- i. El EVAD 2013 de Guatemala para DEORSA → DEORSA - 2013
- ii. Estudio VAD 2012 de Perú (Empresa SEAL – Arequipa) → PERÚ 2012
- iii. Estudio VAD 2010 de Argentina (Empresa EPEN – Neuquén) → ARGENTINA 2010

Se tiene lo siguiente:

- i. Valores de tasa de falla en redes AUD

Componente de red	Tasa de falla (por km o unidad/año)					% Variación EVAD 2018/EVAD2013
	AUD DEORSA – EVAD 2013	AUD PERÚ 2012	AUD ARGENTINA 2010	AUD PROMEDIO	AUD DEORSA 2018	
Red MT	0.30	0.30	0.30	0.30	0.25	-17%
CT	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0%
Red BT	0.30	0.30	0.30	0.30	0.25	-17%
Acometidas	0.05	0.05	0.05	0.05	0.25	+400%

- ii. Valores de tasa de falla en redes RDR

Componente de red	Tasa de falla (por km o unidad/año)					% Variación EVAD 2018/EVAD2013
	RDR DEORSA – EVAD 2013	RDR PERÚ 2012	RDR ARGENTINA 2010	RDR PROMEDIO	RDR DEORSA 2018	
Red MT	0.20	0.20	0.20	0.20	0.25	+25%

CT	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0%
Red BT	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0%
Acometidas	0.07	0.07	0.05	0.07	0.25	+257%

iii. Valores de tiempos medios de reparación de fallas en redes AUD

Componente de red	Tiempo medio de reparación (horas/falla)					% Variación EVAD 2018/ EVAD2013
	AUD DEORSA – EVAD 2013	AUD PERÚ 2012	AUD ARGENTINA 2010	AUD PROMEDIO	AUD DEORSA 2018	
Red MT	1.00	1.00	1.50	1.17	2.50	+150%
CT	3.00	3.00	4.50	3.50	3.00	0%
Red BT	1.00	1.00	1.50	1.17	2.50	+150%
Acometidas	0.40	0.40	0.60	0.47	2.50	+525%

iv. Valores de tiempos medios de reparación de fallas en redes RDR

Componente de red	Tiempo medio de reparación (horas/falla)					% Variación EVAD 2018/ EVAD2013
	RDR DEORSA – EVAD 2013	RDR PERÚ 2012	RDR ARGENTINA 2010	RDR PROMEDIO	RDR DEORSA 2018	
Red MT	1.50	1.50	2.25	1.75	3.50	+133%
CT	3.00	3.00	4.50	3.50	3.00	0%
Red BT	1.50	1.50	2.25	1.75	3.50	+133%
Acometidas	1.00	1.00	1.50	1.17	3.50	+250%

Con vista en las tablas comparativas anteriormente expuestas, es posible comentar lo siguiente:

- Respecto a las tasas de falla, se observa que el Consultor de la Distribuidora utiliza las mismas tasas de falla independientemente de que sean zonas urbanas (AUD) y no urbanas (RdR).
- No se hace distinción entre líneas de BT y Acometidas, resultando la tasa de fallas de acometidas muy por encima del promedio de otros estudios.
- Respecto a los tiempos medios de reparación, se observa que tanto para redes RDR como para AUD, propone tiempos en un 200% por encima del promedio obtenido de otros estudios.
- No se hace distinción entre líneas de BT y Acometidas, resultando el tiempo medio de reparación de acometidas muy por encima del promedio de otros estudios.
- Respecto al EVAD del año 2013, se presentan incrementos de hasta 525%, sin ninguna justificación ni base estadística, que haya sido fehacientemente comprobada.



OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 5.4.6. de los TDRs, y del artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- a. Corregir las tasas de falla y tiempos medios de reparación utilizadas en sus modelos de optimización, **diferenciando los valores de AUD frente a los de RDR** y en cumplimiento del artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, no utilizar tasas de falla superiores a las utilizadas en la revisión tarifaria anterior, en virtud de que se mantengan las eficiencias ya alcanzadas por la Distribuidora.
- b. Corregir las tasas de falla y tiempos medios de reparación en sus modelos de optimización, haciendo la correspondiente **distinción entre líneas de BT y Acometidas** y en cumplimiento del artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, no utilizar tasas de falla superiores a las utilizadas en la revisión tarifaria anterior, en virtud de que se mantengan las eficiencias ya alcanzadas por la Distribuidora.
- c. Corregir sus modelos de optimización, a fin de que los tiempos medios de reparación para redes AUD y RDR, se mantengan en parámetros coherentes con los resultados de otros estudios tarifarios como los referidos y en todo caso tomando como base el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, no utilizar tiempos medios de reparación para redes AUD y RDR, superiores a los utilizados en la revisión tarifaria anterior, en virtud de que se mantengan las eficiencias ya alcanzadas por la Distribuidora.

52. Factor de potencia utilizado en la optimización

Sobre este tema, los TDRs en el numeral 4.4.1 establecen que: "Condiciones de Cálculo en el numeral b indica "La red de distribución deberá diseñarse considerando los valores de factor de potencia de los usuarios establecidos en las NTSD".

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60 y 67, establece que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

Asimismo, las Normas Técnicas Para El Servicio De Distribución (NTSD) en su Artículo 49 establece que: "Valor mínimo para el Factor de Potencia, establece que "el valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia del usuario, indicando que para usuarios con potencia de hasta 11 KW deberá tener un valor mínimo de 0.85 y para usuarios con potencias superiores a 11 KW deberán tener un valor mínimo de 0.90".

No obstante lo anterior, al revisar el informe entregado por el Consultor de la Distribuidora se aprecia en el numeral 1.3.1 que el mismo indica lo siguiente: "Condiciones de Calculo, se establece que el factor de potencia utilizado para el proceso de optimización de la red, se utilizó un valor de 0.8 para clientes BT y de 0.85 para SED y clientes MT", valores que como se puede observar no cumplen con lo establecido en la NTSD. Adicionalmente, el Consultor de la Distribuidora indica que en el Estudio de Caracterización de la Carga se determinó que el Factor de Potencia de los usuarios BTS corresponde a 0.8843.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 4.4.1. de los TDRs, a los artículos 60 y 67 de la LGE y del artículo 49 de las Normas Técnicas para el Servicio de Distribución, se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar en su modelo de optimización un valor de 0.85 para el factor de potencia a los usuarios con consumo menor a 11 kW y de 0.9 para el factor de potencia a los usuarios con consumo mayor a 11 kW.

53. Factor de recuperación de capital y factor de amortización

Sobre este tema, los TDRs en su numeral 5.10, indican que: "Para considerar el costo total a reconocer con respecto al capital, se utiliza el criterio de reconocer una renta sobre el valor neto del capital inmovilizado en los activos de servicio (VNR menos depreciación acumulada) más una amortización corriente proporcional al valor bruto (VNR). Además, se debe agregar como parte del costo de capital la alícuota que debe tributar la renta en concepto de impuesto a las ganancias. Este criterio es coherente con la utilización como base de capital del método de VNR. El Factor de Recuperación de Capital así definido, de aquí en adelante FRC, es la expresión matemática que incorpora ambos refomos: sobre el capital (renta) y del capital (amortización). El cual, debe de calcularse de la manera siguiente:

$$FRC = \left(1 / T_o \right) + \frac{r * (T_a / T_o)}{2 * (1 - g)}$$

Dónde:

- FRC = Factor de Recuperación de Capital.
T_o = Vida Útil Promedio ponderada por el Costo de Reposición de los Activos de acuerdo a las definiciones dadas en el punto 5.4.1 del presente documento, Condiciones de Cálculo de la Evaluación Técnico-Económica de la Etapa de Optimización.
r = Tasa de Actualización aprobada por la CNEE.
T_a = Periodo de amortización (= T_o).
g = Alícuota del Impuesto Sobre la Renta.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

El factor de depreciación de los activos (2), se refiere a un indicador de cuánto esta depreciada la base de capital de la Distribuidora. Este factor permite pasar de la base de capital bruta a la base de capital neta de depreciaciones. Siendo esta última la que debe remunerar a la TAI. Para los efectos de este Estudio se considera que el factor de depreciación de los activos de la Distribuidora es igual al cincuenta por ciento (50%). La CNEE evaluará, y en su momento aprobará, el uso de otro valor para este factor de depreciación, siempre y cuando la Distribuidora demuestre fundamentado en la realidad de la empresa, el cálculo de otro valor.

Dicho FRC deberá utilizarse en el cálculo de la anualidad sobre el VNR, para que sea debidamente considerado el efecto del escudo fiscal del impuesto a las ganancias provisto por la amortización contable".

Adicionalmente, los TDRs en su numeral 5.11, indican que: "El costo de capital a reconocer, será la componente representativa del valor de reposición de las obras, la cual, constituye la anualidad necesaria para efectuar su reposición al finalizar su vida útil. Se entiende como componente representativa del valor de reposición de las obras, la siguiente expresión:

$$\frac{r}{[(1+r)^{T_o} - 1]}$$

Dónde:

r = Tasa de Actualización aprobada por la CNEE.
 T_o = Vida Útil Promedio Ponderada en función del costo de los activos, de acuerdo a las definiciones dadas en el Punto 5.4.1 del presente documento, "Condiciones de Cálculo de la Evaluación Técnico-Económica de la Etapa de optimización".

El resultado obtenido mediante esta fórmula, deberá tomar en consideración el efecto de los impuestos a través de dividir el resultado de la fórmula anterior dentro de (1-g), donde g será igual a la Tasa de Impuesto sobre la Renta vigente.

Se entiende que la anualidad así definida permite al operador formar un fondo de reserva acumulativo, que rentado a interés compuesto con una tasa igual a la de actualización r , alcanzará al final del tiempo de vida T_o el monto necesario para adquirir los activos a reponer.

Nunca la anualidad incluirá renta por estas instalaciones, ni en esta revisión tarifaria, ni en las revisiones tarifarias posteriores.

Deberán excluirse las instalaciones cuyo convenio o documentación de transferencia indique expresamente que la reposición no queda a cargo del Distribuidor".

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 60 y 67 que:

"Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

No obstante lo anterior, el Consultor de la Distribuidora propone lo siguiente:

a. Sobre la Fórmula del FRC

El Consultor de la Distribuidora no utiliza la fórmula establecida en los TDR's, en su lugar propone utilizar la fórmula del "sinking fund" y aplicarlo a una base de capital equivalente al valor a nuevo de los activos para la prestación del servicio (Valor Nuevo de Reemplazo -VNR-). La fórmula del FRC propuesta por el Consultor de la Distribuidora es la siguiente:

$$F = \frac{r}{\left[1 - \frac{1}{(1+r)^n}\right]}$$

Donde F es el FRC, r es la tasa TAI y n es la vida útil To. Esta fórmula, reordenada, es equivalente a la siguiente con un primer componente que representa la amortización y otro que representa la renta del capital:

$$FRC = \frac{r}{(1+r)^n - 1} + r$$

Mientras la fórmula para determinar el FRC tiene características distintas a lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora, ya que dicha fórmula toma en cuenta que los activos de la Distribuidora están depreciados en un 50% y por ellos en su componente de capital utiliza el factor 2. En ese sentido, la propuesta del Consultor de la Distribuidora de calcular un factor alternativo de depreciación, que iguale los resultados de la fórmula del "sinking fund" no guarda ninguna lógica financiera ni económica, ya que dicho factor calculado en su propuesta no representa en ningún aspecto algún nivel de depreciación de las instalaciones de la Distribuidora. El cálculo propuesto por el Consultor de la Distribuidora es el siguiente:

$$\left(\frac{1}{T_0}\right) + \frac{1}{f} \frac{r*(T_a/T_0)}{(1-g)} = \frac{TCC}{\left[1 - \frac{1}{(1+TCC)^n}\right]}$$

Donde "f" es el factor de depreciación.

En este punto cabe aclarar que, si bien es cierto los TDRs permiten al Consultor de la Distribuidora proponer un factor de depreciación distinto a 2, este debe ser calculado de una forma técnica y razonable, para el efecto los TDRs establecen que para determinar dicho factor, resultara de la realidad de la depreciación de los activos de la Distribuidora;



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

por lo que para la determinación de dicha realidad de la depreciación de los activos, se requiere que remita los estados financieros auditados de la Distribuidora, y se calculara como la relación entre sus activos netos y brutos, de todo el Activo y una desagregación abierta por activos de diferente vida útil, tal como fue aplicado por el mismo Consultor de la Distribuidora en las dos tarifarias anteriores.

b. Sobre el Factor de Amortización

El Consultor de la Distribuidora propone una fórmula alternativa a la definida en los TDRs, argumentando que la fórmula definida en los mismos no permite a la Distribuidora formar un fondo de reserva acumulativo suficiente, que rentado a interés compuesto con una tasa igual a la de actualización "r", alcanzará al final del tiempo de vida "To" el monto necesario para adquirir los activos a reponer. La fórmula que propone es la ecuación 15 del documento "2018 ENERGUATE Reporte FRC y FA":

$$\frac{A(1+TAI)^1 + A(1+TAI)^2 + A(1+TAI)^3 + \dots + A(1+TAI)^{To}}{(1+TAI)^{To}} = 100$$

Donde:

A	=	Monto de la Anualidad
TAI	=	Tasa de Actualización aprobada por la CNEE
To	=	Vida Útil Promedio Ponderada

De la fórmula anterior es posible comentar que es improcedente aplicar el denominador de la misma, ya que el valor total del activo debe ser el resultado de la sumatoria de las anualidades actualizadas con la TAI correspondiente, sin necesidad de aplicar ningún divisor.

La cuota de amortización anual calculada debe ser tal que el valor total del activo al final del período de análisis sea mismo que al inicio.

Si se reordena la fórmula propuesta por el consultor se puede observar que, se iguala el valor futuro de las cuotas de amortización A, no al valor del activo (100), sino al valor del activo actualizado por los años de vida útil "To" a la tasa TAI, de esta forma el valor futuro de las cuotas de amortización "A" así calculadas pagan, al final de la vida útil "To", un valor superior a 100.

La fórmula propuesta por el Consultor de la Distribuidora, reordenada, es la siguiente:

$$A(1+TAI)^1 + A(1+TAI)^2 + A(1+TAI)^3 + \dots + A(1+TAI)^{To} = 100 \times (1+TAI)^{To}$$



OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los numerales 5.10, 5.11 y 5.12, literal b, número romano iv de los TDRs, y los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- a. Para el cálculo del FRC, utilizar la fórmula indicada en el numeral 5.10. de los TDRs, sin ninguna modificación.
- b. Un cambio en el factor de depreciación de los activos, únicamente será considerado si se presenta documentación de respaldo que fundamente la realidad de la empresa, tal como lo indica el numeral 5.10 de los TDRs. Para el efecto, el Consultor de la Distribuidora deberá remitir como respaldo, los estados financieros auditados completos de la empresa de los últimos 5 años, debidamente certificados por el contador general de la Distribuidora.
- c. En cuanto el Factor de Amortización, utilizar la fórmula indicada en el numeral 5.11 de los TDRs, sin ninguna modificación.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

Balance de Energía y Potencia – Etapa D

54. Falta de documentación de respaldo y valores tipo texto (pegados)

Sobre este tema, los TDRs en su numeral 1.6.3. establecen que: "Los Informes de Etapa deberán ser presentados en las fechas límite indicadas en el punto 1.4 e incluir, como mínimo, la descripción, los cálculos, los resultados con su correspondiente evaluación y la información de soporte, según se detalla en la descripción de cada uno.

La información contenida deberá presentarse en conjunto con las correspondientes memorias de cálculo explícitamente desarrolladas y las bases de datos relacionadas y trazables, debiendo proporcionarse los archivos digitales modificables que permitan a la CNEE reproducir cada uno de los procesos o resultados.

Dentro de los informes, deberán incluirse memorias de cálculo, documentación relacionada con el Estudio, actividades, criterios de optimización, modelos matemáticos, etc., con el fin que la CNEE pueda realizar las actividades de supervisión, fiscalización y análisis durante su ejecución y con posterioridad a ella. De igual manera, deberá entregarse copia a la CNEE de toda la información utilizada en los formatos requeridos, tanto en forma impresa como en archivos digitales modificables que permitan a la CNEE replicar los cálculos.

Los informes de Etapa deberán entregarse a la CNEE en formatos de acuerdo a las características de cada Etapa y a la información utilizada por el Distribuidor.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Para los formatos que se presenten como parte de los Informes del Estudio, deberá entregarse el Diccionario de las Bases de Datos que contenga el ID (código de identificación) de cada Campo y la Descripción de los Códigos de la información contenida en cada Variable. Deberán presentarse los formatos en Excel, Access o software similares modificables, con la única excepción para aquellos archivos donde se realicen las simulaciones de flujos de potencia y cálculos de pérdidas de energía y potencia de las redes de distribución propuestas, para lo cual se deberán enviar en formato compatible con el software NEPLAN Versión 5.5.5 o PSS®E Versión 34. Tanto los formatos mencionados como todo cálculo que elabore el Distribuidor deberán ser entregados en un (1) ejemplar impreso, con tamaño de letra no inferior a 12 puntos, y en archivos digitales, sin ningún tipo de protección o claves de acceso, de manera que la CNEE pueda verificar el proceso o cargar la información en hojas de cálculo y/o bases de datos y eventualmente realizar análisis de sensibilidad mediante la modificación de las variables utilizadas.

La entrega de los Informes de Etapa por parte del Distribuidor no implicará su aprobación por la CNEE.

El Distribuidor deberá poner a disposición de la CNEE toda la información que ésta requiera para su análisis y facilitar todos los medios necesarios para que no exista atraso en la evaluación de los Informes.

Si la CNEE detectara apartamientos de la metodología establecida en los TdR y lo establecido en La Ley General de Electricidad y sus Reglamentos, por parte de la Distribuidora, así como omisiones, errores o inconsistencias técnicas y económicas, la CNEE formulará por escrito los comentarios que considere necesarios. El Distribuidor deberá realizar las modificaciones correspondientes a dichos comentarios para su inclusión en el Estudio y en los consecuentes Informes de Etapa, de no ser requerida por parte de CNEE la entrega de una nueva versión del mismo, dicho informe revisado se entregará hasta que sea requerido en la Etapa G.1.

La no emisión de comentarios y observaciones parcialmente o totalmente por parte de la CNEE a los Informes de Etapa, no implica la aprobación de dichos informes, ya que la CNEE tendrá la facultad de emitir sus comentarios y observaciones posteriormente a la presentación de cada uno de los informes, siendo el estudio tarifario G.1 el único Informe de Etapa que se aprobará o improbará en forma definitiva.

Los informes que se entreguen a la CNEE deberán estar plenamente identificados y firmados por el Responsable y el Jefe del Estudio. Se deberá indicar en la carátula del informe y del soporte magnético la siguiente información:

- a. Nombre de la Consultora
- b. Nombre de la Distribuidora
- c. Nombre de la etapa del estudio
- d. Fecha de elaboración"

Asimismo, la Ley General de Electricidad en su artículo 74 establece que:

"Los términos de referencia del o de los estudios del VAD serán elaborados por la Comisión, la que tendrá derecho a supervisar el avance de dichos estudios."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Sin embargo, al revisar la información remitida por el Consultor de la Distribuidora se observó que:

- a. En el caso de las pérdidas en medidores, si bien se incluyen hojas de datos de los medidores usados por la Distribuidora (Marcas y modelos ITRON_EM211 Type 100 / SHENZHEN_DDS720), donde se indican las pérdidas inherentes a cada equipo, no se incluyen pruebas de laboratorios certificados que respalden estos datos técnicos como se solicita en el numeral 6.1.9 de los TDR.
- b. El Consultor de la Distribuidora no remitió información de los datos base ingresados a sus modelos, y que constituyen el fundamento de los resultados presentados en el Informe de Etapa D.
- c. En la presentación de los resultados de las pérdidas óptimas en BT, se muestran 2 escenarios de pérdidas (considerando y no considerando la influencia de los Generadores Distribuidos en Red (GDR)) y el Consultor de la Distribuidora concluye que los mismos no influyen en los resultados. Sin embargo, no fue posible corroborar lo indicado, toda vez que no se remitió información de los GDR mencionada en el numeral 8 del apartado "2.1.2. Pérdidas técnicas reales en MT" de su Informe de Etapa D.
- d. De igual manera no fue posible corroborar el impacto de los Generadores Distribuidos en Red (GDR) en los cálculos de las pérdidas óptimas en Centros de Transformación y Redes de MT, ante la omisión en el envío de la información de los GDR mencionada en el numeral 8 del apartado "2.1.2. Pérdidas técnicas reales en MT" de su Informe de Etapa D.
- e. En cuanto a las simulaciones realizadas en NEPLAN con y sin GDRs, tampoco envía las premisas de cálculo que utilizó para realizar las simulaciones.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 1.6.3. de los TDRs, y del artículo 74 de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora, lo siguiente:

- a. Para el tema de las **pérdidas en medidores**, se requiere remitir información y documentación de soporte de pruebas de laboratorios certificados que respalden estos datos técnicos como se requiere en el numeral 6.1.9 de los TDRs.
- b. Se requiere al Consultor de la Distribuidora, la presentación de una tabla resumen en formato Excel, con los datos ingresados a sus modelos para efectuar los cálculos y obtener los resultados presentados en el Informe de Etapa D, debidamente sustentados. La tabla deberá contener como mínimo los siguientes datos para el período 2018-2023:
 - i. Redes de BT
 - o Zona
 - o Energía anual (kWh)
 - o Demanda máxima anual (kW)
 - o Longitud trifásica (km)
 - o Longitud bifásica (km)

- o Longitud monofásica (km)
- o Sección real predominante o en promedio (Trif., Bif. y Monof.)
- o Sección óptima predominante o en promedio (Trif., Bif. y Monof.)
- o Valores de resistencia para cada caso
- o Pérdidas de energía reales (kWh y %)
- o Pérdidas de energía óptimas (kWh y %)
- o Pérdidas de potencia reales (kW y %)
- o Pérdidas de potencia óptimas (kW y %)

ii. Transformadores MT/BT

- o Potencia
- o Zona
- o Energía anual (kWh)
- o Demanda máxima anual (kW)
- o Cantidad de transformadores real
- o Cantidad de transformadores óptimos
- o Valores de pérdidas de potencia en Fe y Cu
- o Pérdidas de energía reales (kWh y %)
- o Pérdidas de energía óptimas (kWh y %)

iii. Redes de MT

- o Nombre del alimentador (id)
- o SE de salida
- o Nivel de tensión
- o Energía anual (kWh)
- o Longitud trifásica (km)
- o Longitud bifásica (km)
- o Longitud monofásica (km)
- o Sección real predominante o en promedio (Trif., Bif. y Monof.)
- o Sección óptima predominante o en promedio (Trif., Bif. y Monof.)
- o Valores de resistencia para cada caso
- o Pérdidas de energía reales (kWh y %)
- o Pérdidas de energía óptimas (kWh y %)
- o Pérdidas de potencia reales (kW y %)
- o Pérdidas de potencia óptimas (kW y %)

- c. Para el tema del cálculo de las pérdidas óptimas en BT y pérdidas óptimas en Centros de Transformación y Redes de MT, se requiere la presentación de todos los datos ingresados al flujo de carga con y sin Generadores Distribuidos en Red (GDR), así como las premisas y las condiciones de simulación establecidas para cada uno de ellos según los TdR.

55. Pérdidas técnicas

Sobre este tema, los numerales 6.2.4., 6.2.6. y 6.2.9. de los TDRs indican que: *“Las pérdidas técnicas óptimas de potencia en BT, incluirán las pérdidas óptimas de la red de baja tensión, acometidas y medidores, para cada banda horaria, serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo a lo establecido en la Etapa C.*

Para fines de ordenamiento en el desarrollo del balance, se tratarán por separado cada una de las pérdidas de la red de la baja tensión, acometidas y medidores.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Las pérdidas medias de potencia de los equipos de medición resultarán de lo establecido de acuerdo a los análisis realizados a los medidores en laboratorios de medición certificados para realizar dichas actividades.

Para la determinación de las pérdidas de energía óptimas se podrá utilizar el factor de pérdidas, determinado con la siguiente expresión:

$$\text{Factordepérdidas} = 0.3 \times \text{FactordeCarga} + 0.7 \times \text{FactordeCarga}^2$$

O si la Distribuidora lo requiere, podrá calcular las pérdidas de energía óptimas con base a flujos de potencia por banda horaria o de forma horaria de acuerdo a las curvas características establecidas en los estudios de caracterización de la carga y lo establecido en la Etapa C."

"Las pérdidas técnicas de potencia óptimas en los centros de transformación para cada banda horaria, serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo a lo establecido en la Etapa C.

Para la determinación de las pérdidas de energía óptimas se podrá utilizar el factor de pérdidas, determinado con la siguiente expresión:

$$\text{Factordepérdidas} = 0.3 \times \text{FactordeCarga} + 0.7 \times \text{FactordeCarga}^2$$

O si la Distribuidora lo requiere, podrá calcular las pérdidas de energía óptimas con base a flujos de potencia por banda horaria o de forma horaria de acuerdo a las curvas características establecidas en los estudios de caracterización de la carga y lo establecido en la Etapa C."

"Las pérdidas técnicas óptimas de potencia en MT para cada banda horaria, serán las resultantes de los flujos de carga correspondientes de acuerdo a lo establecido en la Etapa C.

Para la determinación de las pérdidas de energía óptimas se podrá utilizar el factor de pérdidas, determinado con la siguiente expresión:

$$\text{Factordepérdidas} = 0.3 \times \text{FactordeCarga} + 0.7 \times \text{FactordeCarga}^2$$

O si la Distribuidora lo requiere, podrá calcular las pérdidas de energía óptimas en base a flujos de potencia por banda horaria o de forma horaria de acuerdo a las curvas características establecidas en los estudios de caracterización de la carga y lo establecido en la Etapa C."

Al analizar lo presentado en el archivo "DR_Proj Global y Espacial.xlsx", hoja "MovEPOpt", se observan los siguientes resultados para las pérdidas técnicas de la distribuidora:

Concepto	Unidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Prom 19 - 23
Pe Técnica MT	MWh	88,513	91,779	94,845	97,952	101,603	105,158	108,644	112,049	115,263	105,081
Pe Técnica TMB	MWh	21,830	22,150	22,426	22,684	23,047	23,348	23,632	23,893	24,067	23,321
Pe Técnica BT	MWh	28,660	29,690	30,880	32,120	33,489	34,796	36,100	37,341	38,541	34,769

Los valores anteriores, al referirlos a la entrada de la red de la distribuidora, da como resultado lo siguiente:

	Energía (MWh)	%PT/Eingresada en MT
Pérdidas Técnicas Promedio en MT	105,081	6.81%
Pérdidas Técnicas Promedio en BT	58,090	3.77%

A continuación, se indica el resultado de pérdidas para otras distribuidoras de Latinoamérica mayoritariamente rurales (todos los porcentajes de pérdidas están referidos a la entrada en media tensión):

País	Perú	Perú	Perú	Chile	Chile	Chile	Chile
Empresa	SEAL	ELECTROCENTRO	ELECTROSUR ESTE	CGE DISTRIBUCION SA	SAESA	EMELARI SA	FRONTEL GRUPO SAESA
Periodo Tarifario	2013-2017	2013-2017	2013-2017	2016-2020	2016-2020	2016-2020	2016-2020
Año Dato	2011	2011	2011	2014	2014	2014	2014
PÉRDIDAS TOTALES	4.7%	9.2%	8.4%	7.3%	5.2%	5.6%	9.4%
PÉRDIDAS TECNICAS MT	1.5%	1.7%	2.6%	3.7%	2.1%	2.3%	4.7%
PÉRDIDAS TECNICAS BT	1.4%	5.3%	5.8%	2.0%	2.2%	2.7%	3.8%
PÉRDIDAS NO TECNICAS	1.7%	2.3%	0.0%	1.6%	0.8%	0.6%	1.0%

Al comparar las pérdidas técnicas promedio de las distribuidoras anteriores, con lo propuesto por la distribuidora en la revisión tarifaria del 2008 (que se tomó como base para el cálculo de los factores de pérdidas vigentes de la Distribuidora) y con lo propuesto en la revisión actual se tiene lo siguiente (cada porcentaje está referido respecto a la energía en la entrada de su nivel de tensión):

País	Promedio otras distribuidoras	Promedio Revisión Tarifaria 2008	Promedio Revisión actual
PÉRDIDAS TECNICAS MT	2.65%	4.52%	6.81%
PÉRDIDAS TECNICAS BT	5.25%	5.04%	4.74%

Como se puede observar, el Consultor propone un valor de pérdidas técnicas en Media Tensión más alto respecto a las pérdidas técnicas de Baja Tensión que lo actualmente vigente, y mucho más alto que el promedio de otras distribuidoras de Latinoamérica. Lo anterior no es razonable considerando que la topología de la red de la Distribuidora sigue teniendo las mismas características que hace 10 años.

Asimismo, se analizó la información enviada por el Consultor de la Distribuidora en cuanto a los archivos de los circuitos de media tensión realizados en NEPLAN, como resultado del análisis se puede indicar lo siguiente encontrado en el circuito "La Tinta".

El circuito contiene al GDR Sacjá, el cual como se puede ver en la siguiente tabla, genera más pérdidas en el circuito estando conectado a él que desconectado:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

	Sin GDR	Con GDR
Pérdidas en MT (MW)	0.302	0.466

Lo cual, se considera que es incorrecto que el Consultor de la Distribuidora pretenda trasladar a los usuarios el exceso de pérdidas que provoca el GDR, cuando la Resolución CNEE-227-2014 ya incluye los mecanismos necesarios cuando se de este tipo de situación, por lo cual si algún GDR conectado a las redes de la Distribuidora causa este resultado, el GDR será quien deba absorber dicho incremento de pérdidas.

Por lo que para realizar dicha simulación el Consultor de la Distribuidora debe distribuir de acuerdo a la geoposición de cada uno de los centros de transformación, repartiendo la demanda máxima en proporción a la potencia de cada centro de transformación, esto, en cumplimiento a lo establecido en el numeral 3.6. en el que se indica que la Distribuidora debe respetar la traza real y los centros de transformación. En caso extremo no se tenga la geoposición de cada centro de transformación dentro de la red de media tensión, el Consultor de la Distribuidora deberá proponer un modelo de carga uniformemente distribuida en cada uno de los circuitos de la red de media tensión.

Dentro de la revisión no se pudieron establecer las memorias de cálculo en NEPLAN para el cálculo de las pérdidas de la red de baja tensión en RDR, por lo que se requiere remitir las correspondientes memorias de cálculo y las bases asociadas para simular los flujos de carga en NEPLAN.

OBSERVACIÓN:

Se requiere al Consultor de la Distribuidora verificar sus modelos, ya que presentan irregularidades entre sus diferentes propuestas; así mismo se pudo determinar la falta de razonabilidad de los valores presentados, respecto del valor de pérdidas técnicas de media y baja tensión, así como a resultados de sus propios análisis en revisiones tarifarias anteriores y comparadas con resultados de estudios de otras distribuidoras. Por lo anterior se requiere rectificar sus cálculos y revisar sus modelos tal como se indicó en la argumentación en párrafos anteriores. Se requiere remitir las correspondientes memorias de cálculo y las bases asociadas para simular los flujos de carga en NEPLAN necesarios para determinar las pérdidas de la red de BT en RDR.

Finalmente, en ningún caso, en cumplimiento a los numerales 6.2.4., 6.2.6. y 6.2.9. de los TDRs, y a los artículos 83, 85 y 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, las pérdidas técnicas máximas admisibles no podrán superar los valores de la empresa eficiente de referencia establecida en los periodos anteriores, siendo estos:

País	%Pérdidas Técnicas vigentes
PÉRDIDAS TECNICAS MT*	4.52%
PÉRDIDAS TECNICAS BT*	5.04%

* Cada porcentaje está referido respecto a la energía en la entrada de su nivel de tensión

56. Pérdidas no técnicas y factores de pérdidas de energía y potencia

Sobre este tema, el numeral 6.2.1. de los TDRs indica que: "El cálculo del balance de potencia y energía óptimo se realizará con los valores del Año Base y se determinará siguiendo el orden que se describe a continuación:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Paso 1. Se partirá de la demanda máxima de potencia coincidente de los usuarios conectados en la red de baja tensión de acuerdo a los parámetros establecidos en el ECC.

Paso 2. Al valor anterior se le adicionarán las pérdidas técnicas óptimas de potencia de las redes de baja tensión establecidas en la Etapa C y las pérdidas no técnicas calculadas en el numeral 6.1.10, obteniéndose así la potencia en la entrada de la red de baja tensión..."

Por otra parte, los TDRs en su numeral 6.3. indican que: "Se deberán cuantificar los siguientes factores de pérdidas medias definidos en el artículo 90 del RLGE utilizando los resultados del cálculo requerido según el proceso de cálculo definido en el punto anterior.

- a. FPPMT: Factor de Pérdidas medias de Potencia en la red de MT
- b. FPPBT: Factor de Pérdidas medias de Potencia en la red de BT
- c. FPEMT: Factor de Pérdidas medias de Energía en la red de MT
- d. FPEBT: Factor de Pérdidas medias de Energía en la red de BT

Los factores de pérdidas de energía y potencia en la red de MT, incluirán únicamente las pérdidas técnicas óptimas calculadas en la Etapa C. Los factores de pérdidas de energía y potencia óptimas de la red de BT, incluirán únicamente las pérdidas técnicas óptimas calculadas en la Etapa C y una fracción de las pérdidas no técnicas reales que se establecieron en el numeral 6.1.10.

La fracción de las pérdidas no técnicas que se reconocerán para el traslado a tarifas de acuerdo a lo establecido al artículo 90 del RLGE, y los indicadores de eficiencia del período anterior de acuerdo al artículo 85 del RLGE corresponderá a un máximo de 3.93% (calculadas sobre la entrada a la red de MT), o en caso las pérdidas no técnicas reales sean menores, se reconocerán éstas últimas."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 85 y 90 establecen que:

"Para las proyecciones de costos para el periodo de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"En los factores de pérdidas en baja tensión se incluirán además de las pérdidas técnicas, un porcentaje de pérdidas no técnicas correspondiente a una empresa eficiente, en base a los criterios que establecerá la Comisión."

La Ley General de Electricidad en sus artículos 50, 61, 71 y 73 establecen que:

"...El usuario que tenga pendiente el pago del servicio de distribución final de dos o más facturaciones, previa notificación, podrá ser objeto del corte inmediato del servicio por parte del distribuidor. Cuando se consuma energía eléctrica sin previa aprobación del distribuidor o cuando las condiciones del suministro sean alteradas por el usuario, el corte del servicio podrá efectuarse sin la necesidad de aviso previo al usuario".



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios".

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

Históricamente la Distribuidora ha requerido y se le han reconocido recursos económicos en pliegos tarifarios aprobados anteriores para lograr la reducción de las pérdidas no técnicas, sin embargo, la Distribuidora no ha demostrado el uso eficiente de dichos recursos para alcanzar los objetivos propuestos en cada pliego, y lejos de lograr las metas de reducción de pérdidas no técnicas (PNT), para los cuales le fueron reconocidos los recursos; el Consultor de la Distribuidora presenta en la presente revisión tarifaria un nuevo requerimiento de reconocimiento de PNT, muy por encima a las metas plantadas en los estudios anteriores; lo que evidencia que los planes y recursos aprobados a la Distribuidora no fueron aplicados de forma eficiente ni eficaz, y ahora pretende que se traslade a tarifas las ineficiencias de su gestión, por lo que pretender el reconocimiento y traslado a los usuarios de PNT mayores es ineficiente e injustificado. Lo anterior se comprueba al observar la siguiente tabla:

Periodo (años)	Monto Quinquenal Reconocido por Gestión de Pérdidas No Técnicas	Meta Establecida
2004-2009	USD 4,631,120	Reducir nivel de pérdidas no técnicas a 3.5% (objetivo no logrado)
2009-2014	USD 2,670,460	Para reducir las pérdidas no técnicas de 5% a 3.6% (objetivo no logrado)
2014-2019	USD 10,995,045	Para reducir las pérdidas no técnicas de 10.8% a 6.2% (objetivo no logrado)

Los datos anteriores evidencian un incremento en los montos requeridos y aprobados en los pliegos tarifarios anteriores para la referida reducción de pérdidas no técnicas, sin que se obtenga a la fecha ningún resultado positivo del reconocimiento de dichos montos ya pagados por los usuarios, lo cual es inaceptable, toda vez que cada cinco años la Distribuidora y su Consultor requieren recursos mayores para este rubro, sin presentar cuentas del uso eficiente de los recursos reconocidos y pagados por los usuarios, así como de los resultados y beneficios obtenidos por la reducción de las pérdidas no técnicas. Lejos de ello, nuevamente la Distribuidora ahora requiere que se le reconozca un monto mayor de pérdidas no técnicas, y adicionalmente recursos mayores para combatir dichas pérdidas no técnicas, sin aplicar lo establecido en la normativa vigente, cuando se debe



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

reconocer una empresa eficiente de referencia y no las condiciones reales de ineficiencia de la Distribuidora.

Por otra parte, no se tiene certeza si los costos reconocidos como monto por gestión de pérdidas no técnicas en los periodos tarifarios ya pasados han sido efectivamente utilizados y llevados a cabo por la Distribuidora. Teniendo en cuenta los incrementos en los porcentajes de pérdidas en los diferentes periodos, se puede evidenciar que los montos reconocidos no fueron utilizados o se utilizaron de manera no eficiente.

Adicionalmente, el artículo 61 de la Ley General de Electricidad, establece que en ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios, podrán ser recuperados, mediante tarifas cobradas a otros usuarios, lo cual es otra muestra de la pretensión contraria a la normativa que propone el Consultor de la Distribuidora al pretender el traslado de los costos de pérdidas no técnicas a la totalidad de sus usuarios, es decir, que todos los usuarios pagarían la ineficiencia de la Distribuidora en cuanto al ineficiente manejo de sus recursos y la no aplicación de los planes reconocidos en estudios tarifarios anteriores para la reducción del rubro de pérdidas no técnicas, lo cual contraviene los principios de igualdad, equidad y proporcionalidad al pretender que las inacciones de la distribuidora y las responsabilidades de otros usuarios, sean pagadas por la totalidad de los usuarios finales que atiende; poniendo de esta manera en situación de desventaja a los usuarios del servicio de distribución final que si pagan.

La propuesta de trasladar simplemente a la tarifa dichas ineficiencias, quitaría cualquier responsabilidad de la Distribuidora para realizar las acciones de reducción de las pérdidas no técnicas y podría derivar en un círculo vicioso de desinterés de la Distribuidora de utilizar los recursos para dicho fin, como se ha podido identificar a lo largo de las diferentes revisiones tarifarias.

Adicional a todo lo ya indicado, de acuerdo a la legislación guatemalteca, es inaceptable la propuesta de la Distribuidora y su Consultor, de transferir las pérdidas no técnicas reales, a otros usuarios que no tienen ninguna relación en la generación de dichas pérdidas, en este sentido es inadmisibles y legalmente improcedente que esta Comisión pueda autorizar el traslado de pérdidas no técnicas producidas tanto por la ineficiencia en la gestión de la Distribuidora como por la producida por un grupo de usuarios, a otro grupo de usuarios que no tienen relación económica ni legal con este hecho; la acción o reconocimiento requerido por la Distribuidora y su Consultor, está clara y expresamente prohibida en el artículo 61 de la LGE. Por lo que se requiere a la Distribuidora y su Consultor, incluir únicamente el monto establecido en el numeral 6.2.1. de los TDRs.

Por su parte, el artículo 50 de la Ley General de Electricidad, establece que: "*...El usuario que tenga pendiente el pago del servicio de distribución final de dos o más facturaciones, previa notificación, podrá ser objeto del corte inmediato del servicio por parte del distribuidor. Cuando se consuma energía eléctrica sin previa aprobación del distribuidor o cuando las condiciones del suministro sean alteradas por el usuario, el corte del servicio podrá efectuarse sin la necesidad de aviso previo al usuario*".

Derivado de lo anterior, se puede determinar que la Distribuidora cuenta con las herramientas legales para poder tomar acciones que eviten la incidencia en las pérdidas no técnicas. Estas herramientas son eficaces si la distribuidora las aplica de forma oportuna y en estricto apego al procedimiento indicado en la normativa legal vigente y

no simplemente pretender que le sean trasladadas estas ineficiencias al grupo de usuarios que pagan su facturación, sin ninguna justificación técnica ni legal.

De acuerdo a los artículos 61, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad y al artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, que indica: "... el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período.". En el presente caso, se observa que el Consultor de la Distribuidora propone una pérdida de la eficiencia en los factores de pérdidas propuestos. Esta contradicción se puede evidenciar al verificar los factores de pérdidas propuestos por la Distribuidora en el presente Estudio Tarifario y compararlos con los presentados en los estudios tarifarios anteriores, lo que da como resultado un deterioro significativo de dichos factores, lo cual es inconsistente ya que incluso el costo de las pérdidas de energía resulta mayor que el utilizado en los estudios tarifarios presentados anteriormente; esto puede ser debido a la falta de acción oportuna e ineficiencias evidenciadas a lo largo del estudio tarifario presentado por la Distribuidora, lo cual finalmente deriva en una solicitud de reducción de eficiencia que contraviene los principios del marco regulatorio.

En el presente EVAD, el Consultor de la Distribuidora propone partir del reconocimiento de la totalidad de pérdidas no técnicas de energía y potencia; en ese sentido, resulta importante determinar lo actuado en las revisiones tarifarias anteriores, en donde se le ha aprobado a la Distribuidora planes para reducir dichas pérdidas no técnicas, con lo cual al final de este quinquenio la Distribuidora debería tener obligatoriamente una reducción de las referidas pérdidas no técnicas de energía y potencia.

Para este caso específico, el artículo 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que "En los factores de pérdidas en baja tensión se incluirán además de las pérdidas técnicas, un porcentaje de pérdidas no técnicas correspondiente a una empresa eficiente, en base a los criterios que establecerá la Comisión". En este sentido, considerando lo establecido en el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, esta Comisión estableció dicho criterio en los TDRs, en los que puntualmente en su numeral 6.3., correspondiente a un máximo de 3.93% (calculadas sobre la entrada a la red de MT). Cualquier valor superior al ya establecido se considera ineficiente y excesivo por lo que en cumplimiento a la normativa no podrá ser reconocido en las tarifas. A continuación se presenta una comparación de los porcentajes de pérdidas no reconocidas en otros países evidenciándose que el porcentaje establecido en los TDRs es muy superior a los mismos:

País	Perú	Perú	Perú	Chile	Chile	Chile	Chile
Empresa	SEAL	ELECTROCENTRO	ELECTROSUR ESTE	CGE DISTRIBUCION SA	SAESA	EMELARI SA	FRONTEL GRUPO SAESA
Periodo Tarifario	2013-2017	2013-2017	2013-2017	2016-2020	2016-2020	2016-2020	2016-2020
Año Dato	2011	2011	2011	2014	2014	2014	2014
PÉRDIDAS NO TECNICAS	1.7%	2.3%	0.0%	1.6%	0.8%	0.6%	1.0%

Con vista en lo anterior es posible determinar lo siguiente:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- a. La fracción de Pérdidas No Técnicas – PNT- (reales) que se trasladarán a tarifas de acuerdo a lo establecido al artículo 90 del RLGE, y los valores establecidos en el período anterior de acuerdo al artículo 85 del RLGE corresponderá a un máximo de 3.93% (calculadas sobre la entrada a la red de MT), o en caso que las pérdidas no técnicas reales sean menores, se reconocerán éstas últimas.
- b. El Consultor de la Distribuidora debería realizar un balance real y óptimo de energía y potencia utilizando el total de pérdidas no técnicas reales, para el cierre con los valores reportados por el Sistema de Medición Comercial del AMM de energía y potencia.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 6.2.1. de los TDRs, de los artículos 85 y 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y de los artículos 61, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- a. Realizar el balance de energía y potencia, que da como resultado los valores de demandas máximas de media y baja tensión (**OUTPUTMT y OUTPUTBT**) considerando las pérdidas no técnicas reales calculadas de acuerdo al numeral 6.1.10 de los TDRs y proyectar los balances al final del período tarifario siguiendo los mismos lineamientos.
- b. Realizar el cálculo de los factores de pérdidas medias, de acuerdo a lo establecido en el numeral 6.3 de los TDRs, y de acuerdo a los artículos 61, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad y a los artículos 85 y 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Esto implica utilizar como máximo el valor de 3.93% (calculadas sobre la entrada de la red de MT) de pérdidas no técnicas en los cálculos donde corresponda.
- c. Incluir para el balance, el total de la demanda de los usuarios regulados y usuarios de peaje en función del transportista, específicamente incluir las demandas de potencia y energía las Empresas Eléctricas Municipales conectadas a la red de la Distribuidora, en función de transportista.

Costos de Explotación - Etapa E

A. Costos directos de operación y mantenimiento

57. Definición de empresa eficiente de referencia:

Los Términos de Referencia en sus numerales 7.3.2 y 7.3.3 establecen que "Los Costos Directos de Operación y Mantenimiento deberán incluir el costo de materiales (de acuerdo a lo definido en la etapa B), mano de obra y otros recursos requeridos para realizar las siguientes labores en la red optimizada del Distribuidor:

- a) Operación de la red, incluyendo maniobras programadas y de emergencia.
- b) Mantenimiento correctivo como consecuencia de fallas de materiales, accidentes, vandalismo, fenómenos climáticos o errores de operación debidamente justificados



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- c) Mantenimiento preventivo, incluyendo revisiones periódicas y tareas de mantenimiento y/o ajuste programadas en función de las recomendaciones de los fabricantes de equipos.
- d) En ningún caso se deberán incluir dentro de las labores de operación y mantenimiento, aquellas actividades que correspondan a la reposición de activos por cumplimiento de su vida útil, toda vez que estas son reconocidas mediante el FRC.
- e) En el caso del costo de la operación y mantenimiento de instalaciones subterráneas, se reconocerá únicamente para aquellas instalaciones que sean resultado de la optimización de la red en la Etapa C."

"Cada uno de los componentes enumerados en el punto anterior deberá evaluarse según el siguiente procedimiento:

- a) Se adoptará un horizonte de un año (Año Base).
- b) Se calculará la magnitud de cada componente en forma unitaria, discriminándolo por tipo de instalación, asignando tasas de fallas y frecuencias eficientes⁴ y normales en una red optimizada. Las frecuencias eficientes presentadas como óptimas deberán señalar niveles de eficiencia de acuerdo al artículo 85 del RLGE. Para el efecto, deberá presentar toda la documentación de soporte de los últimos 5 años y los estudios que sustenten la definición de las frecuencias eficientes.
- c) Deberán calcularse como mínimo los siguientes costos unitarios de Operación y Mantenimiento para cada tipo de instalación:
 - i. Líneas de MT (US\$/km)
 - ii. Aparatos de maniobra y protección, capacitores y reguladores de tensión de MT (US\$/unidad)
 - iii. Centros de transformación MT/BT (US\$/centro)
 - iv. Líneas de BT (US\$/km)
 - v. Aparatos de maniobra y protección de BT (US\$/unidad)
 - vi. Acometidas y equipos de medición (US\$/usuario)

Los costos de operación y mantenimiento se asignaran a cada uno de estos ítems de acuerdo a sus requerimientos.

- d) Se determinará la estructura, insumos, materiales, herramientas especiales y vehículos para la realización de las actividades de operación y mantenimiento de una empresa modelo eficiente, para el efecto deberá determinarse detalladamente los costos necesarios para la misma, tomando en cuenta como mínimo los siguientes:
 - i. *Personal: Deberá responder a una estructura de una Empresa Eficiente de Referencia; como punto de partida para establecer la Empresa Eficiente de Referencia se utilizará la estructura actual de la Distribuidora incluyendo las características y cantidad de personal, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia. Para la definición de las remuneraciones se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B, de los presentes términos de referencia. En caso el estudio realizado se requiera cantidades distintas de personal, deberá justificarse y razonarse*

⁴La elección de las tasas de fallas eficientes deberán provenir de un análisis donde se comparen los valores reconocidos por otros reguladores, así como los datos que publiquen instituciones internacionales como la IEEE o ANSI

- adecuadamente de acuerdo a los principios de la Empresa Eficiente de Referencia.
- ii. *Materiales y repuestos: Deberán adoptarse los valores de referencia eficientes (Etapa B), adicionalmente deberá sustentarse fehacientemente las cantidades en base a las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia, de requerir cantidades distintas, estas deberán de justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo a los principios de la Empresa Eficiente de Referencia. Los materiales que correspondan a reposición de los activos deberán indicarse pero no incluirse dentro de la totalización de costos de operación y mantenimiento ya que la reposición está contenida dentro del cálculo del FRC. Para la presentación de los recursos necesarios para la actividad deberá completarse la tabla contenida en el Apéndice 4 de estos Términos de Referencia.*
 - iii. *Herramientas especiales: Los costos de herramientas están considerados dentro de la mano de obra de acuerdo a lo establecido en la etapa B, de requerirse herramientas especiales necesarias y con las que cuenta la Distribuidora estas deberán de sustentarse y justificarse fehacientemente para lo cual se determinarán con base a la anualidad de la inversión, la TAI y una vida acorde a las características de estas. Las cantidades necesarias de estas herramientas y sus costos deberán ser soportadas con los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia, para el efecto deberá presentar la documentación contable que corresponda. Adicionalmente deberá hacer un análisis comparativo de tercerización y arrendamiento de estas herramientas.*
 - iv. *Vehículos, asignando tiempos medios de uso y distancias medias a recorrer: Para la determinación de sus costos se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B de los presentes TdR. Para definir los tiempos medios y distancias a recorrer deberán ser sustentados fehacientemente con las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia.*

Las cantidades eficientes presentadas como óptimas en las literales anteriores, deberán señalar niveles de eficiencia de acuerdo al artículo 85 del RLGE.

- e) Deberá hacer un análisis para la determinación de los costos eficientes de operación y mantenimiento realizándolo, tanto con personal propio o tercerizando total o parcialmente las distintas actividades, en caso de existir diferencias en la forma de contratación de las actividades respecto a la forma en que lo hace en la actualidad la Distribuidora, deberá razonar el utilizar criterios distintos. Para los servicios contratados a terceros deberán seguirse los lineamientos establecidos en la etapa B, siempre y cuando a criterio de la CNEE los mismos sean competitivos en relación con los valores de mercado.
- f) Los costos antes mencionados deberán descomponerse en transables y no transables. A tal efecto y en forma simplificada, se considerarán transables los materiales, herramientas, vehículos y equipos de montaje. Sólo el costo de personal será considerado no transable.
- g) Se aplicarán los costos unitarios calculados a todas las instalaciones del Distribuidor, según corresponda, manteniendo su discriminación en transables y no transables y asignándolos a MT o a BT, según corresponda. Los costos



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- determinados para centros de transformación MT/BT deberán ser asignados a instalaciones de BT. Deberán excluirse los relativos a instalaciones de terceros cuya operación y mantenimiento no estén a cargo del Distribuidor.
- h) Remitir una base de datos histórica de las actividades de operación y mantenimiento incluyendo sus costos de los últimos cinco (5) años, debidamente sustentada, para el efecto deberá utilizar como base el formato establecido en la resolución CNEE-50-2011.
 - i) Realizar un comparativo de todas las actividades de operación y mantenimiento del Año Base, entre las actividades propuestas contra las reales; en caso que las actividades propuestas sean mayores a las efectivamente ejecutadas por la Distribuidora, se debe justificar la necesidad de realizar dichas actividades extras.
 - j) Finalmente deberá presentar un cuadro resumen de todas las actividades de operación y mantenimiento, con el costo asociado que propone realizar en el Año Base, y para cada uno de los años del Próximo Período Tarifario, desagregándolo en mantenimiento preventivo, correctivo y por circuito."

La Ley General de Electricidad establece en sus artículos 60, 61, 67,71 y 73 que: "...Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."

"...La anualidad de la inversión será , calculada sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, óptimamente dimensionadas, considerando la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas y una vida útil de treinta (30) años. El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"...El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"...El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 que "Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente...b) Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente. Se calculará la anualidad de inversión con la tasa de actualización que calcule la Comisión en base a estudios contratados con empresas especializadas, y deberá basarse en la rentabilidad de actividades realizadas en el país con riesgo similar...e) Los costos de operación comprenden: supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, alquileres de instalaciones y otros relacionados con la operación de los bienes afectos a la

actividad de Distribución. f) Los costos de mantenimiento comprenden: supervisión, ingeniería de mantenimiento, mano de obra, materiales, mantenimiento de equipos, instalaciones, estructuras, edificios y otros relacionados con el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución..."

"...Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

"Los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución. ...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución... La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia..."

No obstante todo lo anterior, el Consultor de la Distribuidora en el informe "DR_Informe Etapa E" página 11, argumenta lo siguiente:

Tomando en consideración lo establecido en el numeral 1.8 de los Términos de Referencia y las anteriores citas de la Ley General de Electricidad y su Reglamento, la información relacionada con los costos reales de operación y mantenimiento de la Distribuidora no debería ser considerado un referente para el cálculo del VAD; ya que al considerarse la comparación entre la empresa eficiente de la red de distribución de referencia y la real, se estaría apartando conceptualmente de los principios regulatorios donde se establecen costos que reflejen una estructura eficiente.

De acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento, la empresa eficiente de referencia que se use para el diseño de tarifas de distribución debe requerir el mínimo de recursos (de instalaciones, capital, mano de obra, costos de administración, operación y mantenimiento), considerando las economías de escala y de alcance que puede lograr la empresa de referencia al compartir su estructura empresarial para otras actividades, a manera de poder hacer la actividad de forma eficiente.

Es necesario para cualquier regulador, contar con los datos e información real de las instalaciones y operación de la distribuidora, información que para este estudio tarifario, ha sido requerida y está plenamente establecida en la normativa vigente, y que en muchos casos la Distribuidora de forma sistemática y recurrente ha incumplido, limitando las funciones de supervisión y fiscalización del Regulador, vale la pena indicar que esta información es de vital importancia para poder verificar si la "empresa eficiente de referencia" propuesta por el Consultor de la Distribuidora, supera o reduce las eficiencias alcanzadas por la empresa real, esto con la finalidad de dar estricto cumplimiento con lo



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

establecido en el artículo 83 del RLGE, y lo establecido en los artículos 60, 61, 67, 71, 73 y 74 de la LGE entre otros.

Esta Comisión en cumplimiento de sus funciones, lo establecido en la Ley General de Electricidad, Reglamentos, normativa y resoluciones emitidas, reitera el cumplimiento de todos los requerimientos de información y comparación de los resultados con la empresa real con el estudio propuesto; esto con la finalidad de que esta Comisión no sea sorprendida o inducida a reconocer costos que sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad.

De aceptar la pretensión del Consultor de la Distribuidora, de no tomar en cuenta las eficiencias alcanzadas por la Distribuidora en su empresa real, y simplemente utilizar modelos y comparaciones que pudiesen resultar en costos mayores y eficiencias menores a los que la Distribuidora ha alcanzado, implicaría limitar el diseño de la empresa eficiente de referencia que manda la LGE, ya que con el simple hecho de tratar de ocultar o no tomar en cuenta las eficiencias obtenidas de la empresa real, el modelo que presente el Consultor de la Distribuidora se considera incompleto y parcializado, y por definición sería ineficiente, al no permitirle explorar formas y metodologías para realizar las actividades con costos menores y eficientes. Por lo tanto la propuesta del Consultor de la Distribuidora no puede ser aceptada ni reconocida por esta Comisión, de acuerdo a lo establecido en la normativa.

La información necesaria para el análisis, fiscalización y supervisión de los estudios tarifarios de la Distribuidora por parte de esta Comisión, está claramente y plenamente establecida en los TDRs, en los artículos 82, 83 y 85 del RLGE, así como en la Resolución CNEE-50-2011, entre otros. No es comprensible ni aceptable la forma sistemática y reiterada por parte de la Distribuidora y su Consultor, de no presentar la información solicitada ni las comparaciones requeridas entre su propuesta de empresa eficiente de referencia y la empresa real; si los estudios, análisis, modelos, y criterios presentados, son correctos y basados en la legislación guatemalteca, no debería existir negativa alguna a presentar la información real y comparaciones requeridas, el no hacer lo requerido, entorpece, limita y niega, la supervisión, fiscalización y cumplimiento de funciones de esta Comisión, dejándola imposibilitada para validar los conceptos de eficiencia y por consiguiente de poder aprobar la propuesta del estudio tarifario para su traslado a las tarifas eficiente que requiere la normativa.

No está de más recordarle al Consultor y la Distribuidora, que el presente estudio tarifario está regulado bajo la legislación guatemalteca, la cual es de cumplimiento obligatorio, tanto por la Distribuidora, como para el Consultor, para la elaboración de su estudio tarifario, por lo que cuando hace referencia a "los principios regulatorios" debe circunscribirse a los principios regulatorios y aplicables en la República de Guatemala, y que están contenidos en La Ley General de Electricidad, sus reglamentos, Contrato de autorización, Resoluciones y normativa emitida por la CNEE, entre otros.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 7.3.2 y 7.3.3 de los Términos de Referencia, a los artículos 60, 61, 67, 71, 73 y 74 de la Ley General de Electricidad, y a los artículos 82, 83, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que para el diseño y obtención de la empresa eficiente de referencia, parta inicialmente de la información, parámetros y valores reales de la distribuidora, y proceda

a la aplicación de criterios, parámetros y técnicas de eficiencia, para establecer la empresa eficiente de referencia que establece la Ley General de Electricidad y su Reglamento, presentando toda la documentación de soporte de los últimos 5 años, y demás información requerida en los TDRs.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

58. Frecuencias y asignación de actividades de operación y mantenimiento:

Los Términos de Referencia en su numeral 7.3.3 establecen que "Cada uno de los componentes enumerados en el punto anterior deberá evaluarse según el siguiente procedimiento:

- a) Se adoptará un horizonte de un año (Año Base).
- b) Se calculará la magnitud de cada componente en forma unitaria, discriminándolo por tipo de instalación, asignando tasas de fallas y frecuencias eficientes⁵ y normales en una red optimizada. Las frecuencias eficientes presentadas como óptimas deberán señalar niveles de eficiencia de acuerdo al artículo 85 del RLGE. Para el efecto, deberá presentar toda la documentación de soporte de los últimos 5 años y los estudios que sustenten la definición de las frecuencias eficientes.
- c) Deberán calcularse como mínimo los siguientes costos unitarios de Operación y Mantenimiento para cada tipo de instalación:
 - i. Líneas de MT (US\$/km)
 - ii. Aparatos de maniobra y protección, capacitores y reguladores de tensión de MT (US\$/unidad)
 - iii. Centros de transformación MT/BT (US\$/centro)
 - iv. Líneas de BT (US\$/km)
 - v. Aparatos de maniobra y protección de BT (US\$/unidad)
 - vi. Acometidas y equipos de medición (US\$/usuario)

Los costos de operación y mantenimiento se asignaran a cada uno de estos ítems de acuerdo a sus requerimientos.

- d) Se determinará la estructura, insumos, materiales, herramientas especiales y vehículos para la realización de las actividades de operación y mantenimiento de una empresa modelo eficiente, para el efecto deberá determinarse detalladamente los costos necesarios para la misma, tomando en cuenta como mínimo los siguientes:
 - i. *Personal: Deberá responder a una estructura de una Empresa Eficiente de Referencia; como punto de partida para establecer la Empresa Eficiente de Referencia se utilizará la estructura actual de la Distribuidora incluyendo las características y cantidad de personal, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia. Para la definición de las remuneraciones se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B, de*

⁵La elección de las tasas de fallas eficientes deberán provenir de un análisis donde se comparen los valores reconocidos por otros reguladores, así como los datos que publiquen instituciones internacionales como la IEEE o ANSI

- los presentes términos de referencia. En caso el estudio realizado se requiera cantidades distintas de personal, deberá justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo a los principios de la Empresa Eficiente de Referencia.
- ii. *Materiales y repuestos:* Deberán adoptarse los valores de referencia eficientes (Etapa B), adicionalmente deberá sustentarse fehacientemente las cantidades en base a las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia, de requerir cantidades distintas, estas deberán de justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo a los principios de la Empresa Eficiente de Referencia. Los materiales que correspondan a reposición de los activos deberán indicarse pero no incluirse dentro de la totalización de costos de operación y mantenimiento ya que la reposición está contenida dentro del cálculo del FRC. Para la presentación de los recursos necesarios para la actividad deberá completarse la tabla contenida en el Apéndice 4 de estos Términos de Referencia.
 - iii. *Herramientas especiales:* Los costos de herramientas están considerados dentro de la mano de obra de acuerdo a lo establecido en la etapa B, de requerirse herramientas especiales necesarias y con las que cuenta la Distribuidora estas deberán de sustentarse y justificarse fehacientemente para lo cual se determinarán con base a la anualidad de la inversión, la TAI y una vida acorde a las características de estas. Las cantidades necesarias de estas herramientas y sus costos deberán ser soportadas con los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia, para el efecto deberá presentar la documentación contable que corresponda. Adicionalmente deberá hacer un análisis comparativo de tercerización y arrendamiento de estas herramientas.
 - iv. *Vehículos, asignando tiempos medios de uso y distancias medias a recorrer:* Para la determinación de sus costos se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B de los presentes TdR. Para definir los tiempos medios y distancias a recorrer deberán ser sustentados fehacientemente con las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia.

Las cantidades eficientes presentadas como óptimas en las literales anteriores, deberán señalar niveles de eficiencia de acuerdo al artículo 85 del RLGE.

- e) Deberá hacer un análisis para la determinación de los costos eficientes de operación y mantenimiento realizándolo, tanto con personal propio o tercerizando total o parcialmente las distintas actividades, en caso de existir diferencias en la forma de contratación de las actividades respecto a la forma en que lo hace en la actualidad la Distribuidora, deberá razonar el utilizar criterios distintos. Para los servicios contratados a terceros deberán seguirse los lineamientos establecidos en la etapa B, siempre y cuando a criterio de la CNEE los mismos sean competitivos en relación con los valores de mercado.
- f) Los costos antes mencionados deberán descomponerse en transables y no transables. A tal efecto y en forma simplificada, se considerarán transables los materiales, herramientas, vehículos y equipos de montaje. Sólo el costo de personal será considerado no transable.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

- g) Se aplicarán los costos unitarios calculados a todas las instalaciones del Distribuidor, según corresponda, manteniendo su discriminación en transables y no transables y asignándolos a MT o a BT, según corresponda. Los costos determinados para centros de transformación MT/BT deberán ser asignados a instalaciones de BT. Deberán excluirse los relativos a instalaciones de terceros cuya operación y mantenimiento no estén a cargo del Distribuidor.
- h) Remitir una base de datos histórica de las actividades de operación y mantenimiento incluyendo sus costos de los últimos cinco (5) años, debidamente sustentada, para el efecto deberá utilizar como base el formato establecido en la resolución CNEE-50-2011.
- i) Realizar un comparativo de todas las actividades de operación y mantenimiento del Año Base, entre las actividades propuestas contra las reales; en caso que las actividades propuestas sean mayores a las efectivamente ejecutadas por la Distribuidora, se debe justificar la necesidad de realizar dichas actividades extras.
- j) Finalmente deberá presentar un cuadro resumen de todas las actividades de operación y mantenimiento, con el costo asociado que propone realizar en el Año Base, y para cada uno de los años del Próximo Período Tarifario, desagregándolo en mantenimiento preventivo, correctivo y por circuito."

La Ley General de Electricidad establece en sus artículos 60, 61, 67, 71 y 73 que: "...Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."

"...La anualidad de la inversión será , calculada sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, óptimamente dimensionadas, considerando la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas y una vida útil de treinta (30) años. El Valor Nuevo de Reemplazo es el costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio. El concepto de instalación económicamente adaptada implica reconocer en el Valor Nuevo de Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere."

"...El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

"...El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 que "Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente...b) Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente. Se calculará la anualidad de inversión con la tasa de actualización que calcule la Comisión en base a estudios contratados con empresas especializadas, y deberá basarse en la rentabilidad de actividades realizadas en el país



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

con riesgo similar...e) Los costos de operación comprenden: supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, alquileres de instalaciones y otros relacionados con la operación de los bienes afectos a la actividad de Distribución. f) Los costos de mantenimiento comprenden: supervisión, ingeniería de mantenimiento, mano de obra, materiales, mantenimiento de equipos, instalaciones, estructuras, edificios y otros relacionados con el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución..."

"...Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

"Los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución. ...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

En el informe de Etapa E entregado por el Consultor de la Distribuidora se muestran los costos de operación y mantenimiento para la realización de 62 tareas distintas en las redes de Baja Tensión, Media Tensión y Subestaciones con un volumen o frecuencia determinado (cantidad/año). Los volúmenes por año determinados en la columna H, hoja "O&M", archivo "DR_Modelo O_M", de cada tarea no presentan las debidas memorias de cálculo, se presentan como valores tipo texto (pegados), no presenta comparaciones con las necesidades reales o actividades efectivamente realizadas por la Distribuidora, lo cual dificulta a la CNEE el reproducir cada uno de los procesos o resultados propuestos por el Consultor de la Distribuidora:



Cod	Nivel de Tension	Tipo	Actividad	Nombre	Volumen/año	MT	BT	Condición	MT	BT	Condición	MT	BT
11	MT/BT	Preventivo	Inspección de	MT/BT-Preventivo-Inspección de línea	27,029	41%	58%	1.0	0.1	2.0	0.5	1.0	0.
12	MT/BT	Preventivo	Termografías	MT/BT-Preventivo-Termografías líneas	772	60%	40%	1.0	0.1	1.0	0.5	1.0	0.
13	MT/BT	Preventivo	Anclajes	MT/BT-Preventivo-Anclajes	7,694	50%	50%	1.0	0.2	2.0	0.5	1.0	5.
14	MT/BT	Preventivo	Aplomado de	MT/BT-Preventivo-Aplomado de postes	18,042	80%	20%	1.0	0.1	2.0	0.5	1.0	1.
15	MT/BT	Preventivo	Cambio de cru	MT/BT-Preventivo-Cambio de cruceros	916	48%	52%	1.0	0.9	2.0	2.7	1.0	3.
16	MT	Preventivo	Cambio de ais	MT-Preventivo-Cambio de aisladores	20,309	100%	0%	1.0	0.2	2.0	0.5	1.0	0.
17	MT/BT	Preventivo	Cambio de pos	MT/BT-Preventivo-Cambio de postes	1,804	90%	10%	1.0	0.7	2.0	2.1	1.0	2.
18	MT/BT	Preventivo	Cambio de cor	MT/BT-Preventivo-Cambio de cortacircuitos	905	100%	0%	1.0	0.3	2.0	1.0	1.0	1.
	MT/BT	Preventivo	Limpieza de r	MT/BT-Preventivo-Limpieza de conductores	1,031	41%	58%	1.0	0.1	1.0	0.5	1.0	0.

También llama la atención que los valores pegados en dicha columna H, correspondiente a los volúmenes o frecuencias anuales, no son valores enteros sino que en muchos casos cuentan con más de 10 decimales, sugiriendo esto que dichos valores son el resultado de cálculos auxiliares o previos no presentados. Por ejemplo: la tarea de aplomado de postes presenta un volumen o frecuencia anual de 18,041.7580396025, y la tarea de inspección de línea presenta un volumen anual de 27,029.2745834696.

Adicionalmente, es importante señalar que el modelo presentado no es claro en ciertos aspectos de definición de actividades. Por ejemplo hay actividades consignadas en la columna D, hoja "O&M", archivo "DR_Modelo O_M", que no se aclara ni se precisa a que corresponden, ya que las mismas no están definidas claramente. Por ejemplo se definen las siguientes actividades que no quedan claras: anclajes, reparación de línea rota.

Asimismo, los porcentajes correspondientes a MT y BT de las columnas I y J corresponden a valores tipo texto (pegados), sin referencia ni trazabilidad alguna. Dichos porcentajes deberían estar asociados a los datos reales de la cuantificación de las redes del distribuidor y a los datos de las actividades de operación y mantenimiento efectivamente realizados por la Distribuidora durante el año. También para estos casos los valores cuentan, para algunos casos, con más de 10 decimales, sugiriendo esto que dichos valores son el resultado de cálculos auxiliares o precedentes no presentados. Por ejemplo: el porcentaje asignado a MT de la tarea de Reparación de línea rota es de 41.1950308381924%, y el porcentaje asignado a BT de la tarea de Medición control Factor de potencia en cliente es de 92.3246601053212%.

Sin embargo, en el informe "DR_Informe Etapa E", página 20 se indica que las frecuencias surgieron a partir de referencias internacionales:

Al igual que las frecuencias, los tiempos requeridos para la realización de las actividades, surgen de estudios de tiempo adaptados a las particularidades de la distribuidora y comparados con referencias internacionales.

En el estudio realizado en el año 2013 por el mismo Consultor, se emplearon ratios para definir frecuencias propuestas, por lo que se procedió a realizar el cálculo de los ratios para las actividades incluidas por el Consultor de la Distribuidora en la presente revisión tarifaria. A manera de ejemplo, se muestran 5 de estas actividades en la siguiente tabla:

Nivel de Tension	Tipo	Actividad	Unidad	Nombre	Datos físicos 2013			Datos físicos 2018			RATIO 2013	RATIO 2018	Variación		
					MT	BT	Total	Volúmen/año	MT	BT				Total	Volúmen / año
MT/BT	Preventivo	Medición de tierras	#de Puntos medidos	MT/BT-Preventivo-Medición de tierras	34,462	46,161	80,623	16,125	39,767	32,884	72,651	20,882	20%	29%	9%
MT/BT	Preventivo	Km de poda y tala de arbolado	#de km	MT/BT-Preventivo-Km de poda y tala de arbolado	13,785	13,471	27,256	1,882	15,907	24,179	40,086	7,723	7%	19%	12%
SE MT	Preventivo	Limpieza SE	#de SE	SE MT-Preventivo-Limpieza SE	38	-	38	76	26	-	26	76	200%	292%	92%
MT/BT	Correctivo	Traccionar conductor	km de red	MT/BT-Correctivo-Traccionar conductor	13,785	13,471	27,256	653	15,907	24,179	40,086	3,861	2%	10%	7%
MT	Correctivo	Cambio puente auxiliar	# de km	MT-Correctivo-Cambio puente auxiliar	-	8,343	8,343	417	-	6,630	6,630	7,706	5%	116%	111%

En la tabla anterior podemos observar que los ratios muestran variaciones entre el 7 y 111 unidades porcentuales entre la revisión tarifaria anterior y lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora para la presente revisión. No se considera justificable técnicamente tal nivel de incremento en estos ratios.

Otros temas que también se observan son los siguientes:

- a. No se presenta una distinción entre tareas correspondientes a zonas rurales y urbanas. Se aplican los mismos criterios, inputs anuales e integración de cuadrillas, independientemente de la zona.
- b. No se presentan los volúmenes físicos para cada tarea, los cuales son necesarios para verificar si los volúmenes o frecuencias anuales presentan alguna razonabilidad (por ejemplo calculando porcentajes) y estos compararlos con valores de referencias internacionales. Por ejemplo, la tarea de inspección de línea presenta un volumen anual de 27,029.2745834696 km de línea, para lo cual sería importante contar con la cantidad total de km de línea para saber qué porcentaje representa el volumen anual de inspecciones presentado en relación a la cantidad total de kilómetros de líneas.
- c. Se observa una gran cantidad de actividades correspondientes a cambios y sustituciones de equipos y materiales, cuando dichas tareas, como se detalla en una observación posterior, corresponden a reposición y tales costos son reconocidos en la componente de reposición de la fórmula del FRC que se aplica sobre el VNR. De esta manera incluirlos como costos de OyM constituye una duplicación de costos.
- d. No se presenta ninguna justificación de cada una de las frecuencias propuestas ni la base técnica, estadística y documental de las mismas, tampoco se cumple con






COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

remitir el volumen de actividades reales requeridas o realizadas por la distribuidora en los últimos 5 años, así como sus respectivas comparaciones con las actividades propuestas para la empresa eficiente de referencia, el no presentar dicha información y comparaciones requeridas, dificulta e imposibilita las actividades de supervisión, fiscalización y funciones de esta Comisión, así como la verificación del debido cumplimiento normativos, y la determinación de, si las frecuencias y actividades propuestas son eficientes, y no corresponden a actividades y costos excesivos. El simple hecho que en otras distribuidoras realicen una actividad o su volumen de frecuencia sea de determinada dimensión no implica que necesariamente sea estrictamente lo mismo para la distribuidora ya que las condiciones del entorno de cada distribuidora pueden ser distintos.

- e. No es comprensible ni aceptable la forma sistemática y reiterada por parte de la Distribuidora y su Consultor, de no presentar la información solicitada, así como las comparaciones requeridas entre su propuesta de costos y actividades necesarias y eficientes para la empresa eficiente de referencia y la empresa real; si los estudios, comparaciones, modelos, y criterios presentados, son correctos y basados en la legislación guatemalteca y en necesidades reales y efectivamente requeridas, no debería existir negativa alguna por parte de la Distribuidora y su Consultor, a presentar toda la información real y comparaciones requeridas. El no hacer lo requerido, entorpece, limita y niega, la supervisión, fiscalización y cumplimiento de funciones de esta Comisión, dejándola imposibilitada para validar si las frecuencias propuestas son necesarias y eficientes, y por consiguiente puedan ser aprobada la propuesta del estudio tarifario para su traslado a las tarifas eficientes que requiere la normativa.

Por último, durante los años 2015, 2016 y 2017 esta Comisión realizó fiscalizaciones a las actividades de operación y mantenimiento que la Distribuidora reportó, para lo cual se hicieron verificaciones selectivas en su área autorización definitiva. Resultado de estas fiscalizaciones, se encontró que la Distribuidora durante esos años realizó en promedio un 22% de las frecuencias y montos reconocidos para las actividades de operación y mantenimiento.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Actividad	Unidad	Reconocidas Volumen/ año	2015	2016	2017
			Actividades ejecutadas (u)	Actividades ejecutadas (u)	Actividades ejecutadas (u)
Km de poda y tala de arbolado	# de km	1,875	4,952	4,608	7,209
Inspección de línea	# de km	28,791	2,168	8,965	6,567
Rep. Acometida	# de Acometidas	5,396	1,970	1,376	969
Cambio de aisladores	# de Aisladores	9,538	1,383	1,525	2,015
Cambio de postes	# de Postes	73	901		965
Limpieza de aisladores	# de Aisladores	-	793	722	189
Cambio de centros transformación	# de Trafos cambiados	707	654	592	489
Mejora de tierras	# de Puntos mejorados	5,230	618	709	505
Cambio de Conectores	# de Conectores cambiados	400	429		
Anclajes	# de Anclajes	5,726	398	364	373
Cambio de Fusible	# de Fusibles	205	304	510	773
Medición de tierras	# de Puntos medidos	16,092	285	158	107
Aplomado de postes	# de Postes aplomados	36,076	244	204	214
Cambio de cruceros	# de cruceros	-	240	277	554
Cambio de cortacircuitos	# de Cortacircuitos	326	174	207	306
Retensado de retenidas poste hormigón	# de Retenidas	1,896	163	122	171
Retranqueos	# de postes	73	109	72	71
Revisión de centros transformación y suministros	# de Transformador	2,826	92	68	30
Cambio de Retenidas	# de Retenidas	3,791	65	69	43
Limpieza de conductores	# de km	659	52	64	41
Cambio de pararrayos	# de Pararrayos	339	50		
Cambio de conductor por deterioro.	# de Conductores	1,106	18	10	19
Cambio de postes	# de Postes	73		953	
Cambio de pararrayos	# de Pararrayos	707		23	94
Cambio de Conectores	# de Conectores cambiados	1,004		765	1,052

De lo anterior se requiere a la Distribuidora que de acuerdo al artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, defina o incluya en el presente estudio las actividades y frecuencias eficientes y estrictamente necesarias, de requerir actividades adicionales a las que ejecuta las mismas deberán ser plenamente justificadas en indicar porque en la empresa real las mismas no son ejecutadas.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 7.3.3 de los Términos de Referencia, y a los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley General de Electricidad, y los artículos 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y para considerar los costos propuestos por el Consultor de la Distribuidora, se requiere remitir los cálculos de todas las frecuencias propuestas con la debida trazabilidad y sus correspondientes memorias de cálculo y sustento documental presentando como mínimo la siguiente información:

1. Base de datos histórica de las actividades de operación y mantenimiento incluyendo sus costos de los últimos cinco (5) años, debidamente sustentada (facturas, documentos contables, órdenes de compra, contratos, entre otros), para el efecto deberá utilizar como base el formato establecido en la resolución CNEE-50-2011.
2. Realizar un comparativo de todas las actividades de operación y mantenimiento del Año Base, entre las actividades propuestas contra las reales; en caso que las actividades propuestas sean mayores a las efectivamente ejecutadas por la Distribuidora, se debe justificar la necesidad de realizar dichas actividades.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

3. Presentar un cuadro resumen de todas las actividades de operación y mantenimiento, con el costo asociado que propone realizar en el Año Base, y para cada uno de los años del Próximo Período Tarifario, desagregándolo en mantenimiento preventivo, correctivo y por circuito.
4. Excluir del cálculo de costos de operación y mantenimiento, las actividades que generen costos por cambios, sustitución o reposición de los activos, ya que dicho reconocimiento está considerado dentro del FRC, por lo que su inclusión puede inducir a un error al proponer el reconocimiento de sobrevaloración de actividades, cuyo costo estaría duplicado, lo cual no se corresponde con lo estipulado en la legislación vigente referente a trasladar a tarifas actividades económicamente adaptadas para el servicio que se requiere.
5. Con la finalidad que se mantengan las eficiencias alcanzadas, en apego a lo establecido en el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el Consultor de la Distribuidora deberá presentar la información trazable y debidamente sustentada de los ratios propuestos, donde se demuestre que la propuesta mejora los ratios ya aprobados en la revisión tarifaria anterior, de lo contrario deberá seguir empleando los valores de dicha revisión tarifaria en el presente estudio.
6. Todas las actividades de operación y mantenimiento que envíe el Consultor de la Distribuidora deberán identificarse de la misma manera en que la Distribuidora reporta dichas actividades por medio de la Resolución CNEE-50-2011.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

59. Archivos Faltantes:

Los Términos de Referencia en su numeral 1.6.3 establecen "...Dentro de los informes, deberán incluirse memorias de cálculo, documentación relacionada con el Estudio, actividades, criterios de optimización, modelos matemáticos, etc., con el fin que la CNEE pueda realizar las actividades de supervisión, fiscalización y análisis durante su ejecución y con posterioridad a ella. De igual manera, deberá entregarse copia a la CNEE de toda la información utilizada en los formatos requeridos, tanto en forma impresa como en archivos digitales modificables que permitan a la CNEE replicar los cálculos..."

En el archivo "DR_Modelo O_M", hoja "O&M", celdas AZ10 y BA10, presentado por el Consultor de la Distribuidora se utilizan fórmulas donde se hace referencia a otro archivo denominado "DC_DR - Metrados reales y Optimos Activos Eléctricos.xlsb"



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

The screenshot shows an Excel spreadsheet with a table of costs and a summary table. The table has columns for 'Concepto', 'Categoría', 'Unidad', 'MT (USD/año)', 'BT (USD/año)', and 'Total'. The summary table has columns for 'Km', 'MT (USD/año)', 'BT (USD/año)', and 'Total'.

Concepto	Categoría	Unidad	MT (USD/año)	BT (USD/año)	Total
Personal	Personal	NT	6,486,204	4,082,850	10,569,053
Materiales	Insumos	T	2,909,555	2,157,221	5,066,777
Vehículos	Vehículos	T	764,355	477,585	1,241,940
EPI, EPC, Herramientas	Insumos	T	258,595	610,912	1,569,507
Total			11,119,110	7,228,577	18,447,687

Km	MT (USD/año)	BT (USD/año)	Total
	17,01	20,31	37,31

Es de hacer notar que esta información es indispensable para el cálculo de los ratios y volúmenes de actividades por año de Operación y Mantenimiento. Cabe mencionar, que en la revisión tarifaria anterior, el Consultor de la Distribuidora remitió esta información conteniendo un resumen de la cuantificación de las redes gestionadas por el Distribuidor.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al punto 1.6.3 de los Términos de Referencia se requiere al Consultor de la Distribuidora el envío del archivo "DC_DR - Metrados reales y Optimos Activos Eléctricos.xlsx", para poder considerar el análisis y posible inclusión de los costos asociados al procesamiento de esta información.

60. Reposición de activos por fin de vida Útil:

Los Términos de Referencia en su numeral 7.3.3 inciso d indican "...ii. Materiales y repuestos: Deberán adoptarse los valores de referencia eficientes (Etapa B), adicionalmente deberá sustentarse fehacientemente las cantidades en base a las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia, de requerir cantidades distintas, estas deberán justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo a los principios de la Empresa Eficiente de Referencia. Los materiales que correspondan a reposición de los activos deberán indicarse pero no incluirse dentro de la totalización de costos de operación y mantenimiento ya que la reposición está contenida dentro del cálculo del FRC. Para la presentación de los recursos necesarios para la actividad deberá completarse la tabla contenida en el Apéndice 4 de estos Términos de Referencia."

La Ley General de Electricidad establece en su artículo 73 que: "...El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Dentro de las actividades de Operación y Mantenimiento mostradas en la columna D, hoja "O&M", archivo "DR_Modelo O_M", presentado por el Consultor de la Distribuidora se están incluyendo los costos de materiales, mano de obra, herramientas y transporte para reponer materiales que han llegado al fin de su vida útil, tal como se detalla a continuación:

Nivel de Tension	Tipo	Actividad	Nombre	Volumen/año
MT/BT	Preventivo	Cambio de cruceros	MT/BT-Preventivo-Cambio de cruceros	916
MT	Preventivo	Cambio de aisladores	MT-Preventivo-Cambio de aisladores	20,309
MT/BT	Preventivo	Cambio de postes	MT/BT-Preventivo-Cambio de postes	1,804
MT/BT	Preventivo	Cambio de cortacircuitos	MT/BT-Preventivo-Cambio de cortacircuitos	905
MT/BT	Preventivo	Cambio de pararrayos	MT/BT-Preventivo-Cambio de pararrayos	946
MT	Preventivo	Cambio de Conectores	MT-Preventivo-Cambio de Conectores	2,072
BT	Preventivo	Cambio de centros transformación	BT-Preventivo-Cambio de centros transformación	946
MT/BT	Preventivo	Cambio de fase de centros de transformación	MT/BT-Preventivo-Cambio de fase de centros de transformación	378
MT/BT	Correctivo	Cambio de postes	MT/BT-Correctivo-Cambio de postes	361
MT	Correctivo	Cambio de aisladores	MT-Correctivo-Cambio de aisladores	12,186
MT	Correctivo	Cambio de Fusible	MT-Correctivo-Cambio de Fusible	453
MT/BT	Correctivo	Cambio de Retenidas	MT/BT-Correctivo-Cambio de Retenidas	2,689
MT/BT	Correctivo	Cambio de conductor por deterioro.	MT/BT-Correctivo-Cambio de conductor por deterioro.	1,545
BT	Correctivo	Cambio de Conectores	BT-Correctivo-Cambio de Conectores	622
MT	Correctivo	Cambio de pararrayos	MT-Correctivo-Cambio de pararrayos	477
BT	Correctivo	Cambio de Bushing B.T.	BT-Correctivo-Cambio de Bushing B.T.	523
BT	Correctivo	Cambio de Bajadas de centro transf	BT-Correctivo-Cambio de Bajadas de centro transf	1,568
MT	Correctivo	Cambio puente auxiliar	MT-Correctivo-Cambio puente auxiliar	7,706
BT	Correctivo	Cambio de centros de transformación BT	BT-Correctivo-Cambio de centros de transformación BT	567
MT/BT	Preventivo	Anclajes	MT/BT-Preventivo-Anclajes	7,694
MT/BT	Preventivo	Mejora de tierras	MT/BT-Preventivo-Mejora de tierras	7,309
MT/BT	Preventivo	Reconductorado	MT/BT-Preventivo-Reconductorado	772
MT/BT	Preventivo	Retranqueos	MT/BT-Preventivo-Retranqueos	5,413



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

SE MT	Preventivo	Mantenimiento Preventivo SE	SE MT-Preventivo-Mantenimiento Preventivo SE	46
MT	Correctivo	Substituir capacitor	MT-Correctivo-Substituir capacitor	16
MT	Correctivo	Substituir regulador	MT-Correctivo-Substituir regulador	1
SE MT	Correctivo	Mantenimiento Correctivo SE	SE MT-Correctivo-Mantenimiento Correctivo SE	16

Sin embargo, en el cálculo de la anualidad de la inversión (fórmula del FCR aplicada al VNR) se reconoce el concepto de reposición de activos que han llegado al final de su vida útil, con los costos que conllevan estas reposiciones. Las frecuencias presentadas para las reposiciones a efectuar, deben ser frecuencias justificadas por sucesos que estén fuera del alcance de la Distribuidora (accidentes de tránsito, vandalismo entre otros), plenamente justificados, y no por sustitución de activos por fin de su vida útil, la cual ya está reconocida en el cálculo de la anualidad.

Si bien se entiende que este tipo de actividades de reposición, en su ejecución día tras día, no se diferencia en la forma de ejecutarse de las restantes actividades de Oym; para el caso de la determinación de los ingresos anuales necesarios para llevar adelante la actividad de distribución de energía eléctrica, **no deben ser consideradas** ya que están contempladas dentro de la anualidad de la inversión, y corresponde al primer término de la siguiente expresión:

$$FRC = \left(1 / T_o\right) + \frac{r * (T_a / T_o)}{2 * (1 - g)}$$

El reconocer estos valores significa duplicar los ingresos por reposición de activos, y por consiguiente sobreestimar los ingresos de la Distribuidora por ese mismo concepto tomando en cuenta que los costos de reposición de activos por fin de vida útil están incluidos dentro del Factor de Recuperación de Capital, por lo que dicho costo se considera excesivo e ineficiente y por consiguiente no puede ser considerado en las tarifas eficientes, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente.

OBSERVACIÓN:

De acuerdo a los Términos de Referencia, numerales 7.3.3, y a los artículos 71, y 73 de la Ley General de Electricidad y los artículos 83, 84, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora, que excluya del cálculo de costos de operación y mantenimiento, el costo de reposición de los activos que se indicó en la tabla anterior, toda vez que su inclusión puede inducir a un error al proponer el reconocimiento de costos duplicados y de sobrevaloración de actividades, cuyo costo final se considera excesivo, sobreestimado e ineficiente, y por consiguiente no puede ser considerado en las tarifas eficientes, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente.

61. Cantidad de Personal utilizado en actividades de Operación y Mantenimiento:

Los Términos de Referencia en su numeral 7.3.3 establecen que:...

"...Se determinará la estructura, insumos, materiales, herramientas especiales y vehículos para la realización de las actividades de operación y mantenimiento de una empresa modelo eficiente, para el efecto deberá determinarse detalladamente los costos necesarios para la misma, tomando en cuenta como mínimo los siguientes:...

- i. *Personal: Deberá responder a una estructura de una Empresa Eficiente de Referencia; como punto de partida para establecer la Empresa Eficiente de Referencia se utilizará la estructura actual de la Distribuidora incluyendo las características y cantidad de personal, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia. Para la definición de las remuneraciones se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B, de los presentes términos de referencia. En caso el estudio realizado se requiera cantidades distintas de personal, deberá justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo a los principios de la Empresa Eficiente de Referencia. ...*

La Ley General de Electricidad establece en su artículo 73 que: "...El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, y 91 que "Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente...b) Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente. Se calculará la anualidad de inversión con la tasa de actualización que calcule la Comisión en base a estudios contratados con empresas especializadas, y deberá basarse en la rentabilidad de actividades realizadas en el país con riesgo similar...e) Los costos de operación comprenden: supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, alquileres de instalaciones y otros relacionados con la operación de los bienes afectos a la actividad de Distribución. f) Los costos de mantenimiento comprenden: supervisión, ingeniería de mantenimiento, mano de obra, materiales, mantenimiento de equipos, instalaciones, estructuras, edificios y otros relacionados con el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución..."

"...Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

El Consultor de la Distribuidora en columnas K, M, O y Q, hoja "O&M", archivo "DR_Modelo O_M" utiliza determinada cantidad de personal, tal como se observa en la siguiente imagen:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Cod	Nivel de Tension	Tipo	Actividad	Nombre															
	MT/BT	Preventivo	Inspección de línea	MT/BT-Preventivo-Inspección de línea	1.0	0.1	2.0	0.5	1.0	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MT/BT	Preventivo	Termografías líneas	MT/BT-Preventivo-Termografías líneas	1.0	0.1	1.0	0.5	1.0	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MT/BT	Preventivo	Anclajes	MT/BT-Preventivo-Anclajes	1.0	0.2	2.0	0.5	1.0	5.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MT/BT	Preventivo	Aplomado de postes	MT/BT-Preventivo-Aplomado de postes	1.0	0.1	2.0	0.5	1.0	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MT/BT	Preventivo	Cambio de crueros	MT/BT-Preventivo-Cambio de crueros	1.0	0.9	2.0	2.7	1.0	3.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MT	Preventivo	Cambio de aisladores	MT-Preventivo-Cambio de aisladores	1.0	0.2	2.0	0.5	1.0	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MT/BT	Preventivo	Cambio de postas	MT/BT-Preventivo-Cambio de postas	1.0	0.7	2.0	2.1	1.0	2.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	MT/BT	Preventivo	Cambio de cortacircuitos	MT/BT-Preventivo-Cambio de cortacircuitos	1.0	0.3	2.0	1.0	1.0	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Al verificar los datos de la tabla anterior se determinó que los mismos corresponden a valores en formato texto (pegados), sin trazabilidad ni sustento alguno, y únicamente se indica que se utilizaron estudios de tiempo adaptados y referencias internacionales, pero no se presenta ninguna memoria de cálculo ni respaldo documental que contenga dichas referencias internacionales.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 7.3.3, a los artículos 82, 85 y 91 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a la Ley General de Electricidad artículo 73, se requiere al Consultor de la Distribuidora la presentación de los estudios de tiempo adaptados y referencias internacionales acompañados de sus memorias de cálculo que sustenten las cantidades de personal propuestas. Adicionalmente se requiere, como punto de partida para establecer la Empresa Eficiente de Referencia, utilizar la estructura actual de la Distribuidora incluyendo las características y cantidad de personal⁶. De no presentar los correspondientes sustentos documentales requeridos, el Consultor de la Distribuidora deberá utilizar como máximo los valores aprobados en la revisión tarifaria anterior, con la finalidad de mantener las eficiencias alcanzadas, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y

⁶Mismo criterio es aplicado por el regulador de Perú – Osinergmin, tal y como se puede observar en los "Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD)", período de fijación de tarifas 2018-2022 y 2019-2023, numeral 6.1.7.1.



adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

62. Materiales utilizados en cada actividad de Operación y Mantenimiento:

Los Términos de Referencia en sus numerales 4.2.1 y 7.3.3 establecen que: "...Respecto a los valores de MATERIALES Y EQUIPOS se deberán aplicar el listado de valores de referencia eficientes aprobados por la CNEE mediante la Resolución CNEE-243-2017 y sus ampliaciones..."

..."d. Los materiales menores deberán definirse y considerarse como un peso porcentual dentro del costo de la Unidad Constructiva, por lo que no se consideraran materiales menores dentro del diseño de las Unidades Constructivas, cualquier otra condición deberá ser plenamente justificada. Asimismo el peso máximo a reconocer de materiales menores, será del 5% del valor de la Unidad Constructiva."

...Se determinará la estructura, insumos, materiales, herramientas especiales y vehículos para la realización de las actividades de operación y mantenimiento de una empresa modelo eficiente, para el efecto deberá determinarse detalladamente los costos necesarios para la misma, tomando en cuenta como mínimo los siguientes:...

"...ii. Materiales y repuestos: Deberán adoptarse los valores de referencia eficientes (Etapa B), adicionalmente deberá sustentarse fehacientemente las cantidades en base a las estadísticas de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia, de requerir cantidades distintas, estas deberán justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo a los principios de la Empresa Eficiente de Referencia. Los materiales que correspondan a reposición de los activos deberán indicarse pero no incluirse dentro de la totalización de costos de operación y mantenimiento ya que la reposición está contenida dentro del cálculo del FRC. Para la presentación de los recursos necesarios para la actividad deberá completarse la tabla contenida en el Apéndice 4 de estos Términos de Referencia."

La Ley General de Electricidad establece en su artículo 73 que: "...El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, y 91 que "Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente...b) Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente. Se calculará la anualidad de inversión con la tasa de actualización que calcule la Comisión en base a estudios contratados con empresas especializadas, y deberá basarse en la rentabilidad de actividades realizadas en el país con riesgo similar...e) Los costos de operación comprenden: supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, alquileres de instalaciones y otros relacionados con la operación de los bienes afectos a la actividad de Distribución. f) Los costos de mantenimiento comprenden: supervisión, ingeniería de mantenimiento, mano de obra, materiales, mantenimiento de equipos, instalaciones,



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

estructuras, edificios y otros relacionados con el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución..."

"...Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

Sin embargo, de la revisión efectuada fue posible concretar los siguientes hallazgos:

- a. El Consultor de la Distribuidora en la columna AJ, fila 1, hoja "Materiales", archivo "DR_Modelo O_M" reporta un código de material que no se encuentran en el listado de valores eficientes aprobados por la CNEE, como se muestra en la siguiente imagen:

Tipo	Actividad	Costo Material (USD/act)	CCA31	CCA37	CCA52	MVA179	Urbano	Rural
			0.83	0.57	1.00	1.00	14.1%	18.9%
	% materiales menores		1.00	1.00	1.00	1.00	85.9%	25.07%
	% costo stock		1.00	1.00	1.00	1.00		80%
42	Correctivo Cambio de pararrayos	24.52						
43	Correctivo Cambio de Bushing à T.	27.72						
44	Correctivo Cambio de Bujadas de centro transf	2.93						
45	Correctivo Rep. Acometida	10.71	18.04	4.97				
46	Correctivo Mant. Acomet. de por falso contacto	-						
47	Correctivo Sustituir aceite del transformador	-						
48	Correctivo Cambio puente auxiliar	16.28			3	8		
49	Calidad Medición de Control para la regulación de tensión MT (Art 25 inc b)	-						
50	Calidad Desbalance de tensión en servicios trifásicos MT (28 NTSD)	-						
51	Calidad Medición de Control para la regulación de tensión BT (Art 25 NTSD inc a)	-						
52	Calidad Desbalance de tensión en servicios trifásicos BT (Art 28 NTSD)	-						
53	Calidad Medición Distorsión armónica de la tensión y de la corriente (Art 33 y 43 NTSD)	-						
54	Calidad Medición Flicker en la tensión (Art 35 NTSD)	-						
55	Calidad Medición Flicker generado por el usuario MT (Art 47 NTSD)	-						
	Calidad Medición Flicker generado por el usuario BT	-						

El código de este material está vinculado al archivo Excel "Unidades Constructivas DR", hoja "Materiales", siendo posible comprobar que corresponde a lo siguiente:



CODIGO DE MATERIAL	MVA179
DESCRIPCION DE MATERIAL	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO COND. 4/0 AWG
PRECIO	1.46

- b. En la fila 4, hoja "Materiales", archivo "DC_Modelo O_M", se observa que el Consultor de la Distribuidora adiciona a los precios de "materiales mayores" una componente correspondiente a los "materiales menores". Los valores de esta componente varían entre el 3% y el 25% y están contenidos en el archivo como valores en formato texto (pegados) sin trazabilidad y referencia, como se observa en la siguiente tabla:

Tipo	Actividad	Costo Material (USD/act)	MVA179	MVA206	PPSS	PPS	PARP	PARPS	MVA104	CAUS	CAAB	PARS	MVA107	MVA108	TT100	TT101
		13.37	10.20	252.88	172.69	18.66	12.53	13.76	2.64	0.36	29.46	3.56	6.15	591.59	70	
	% materiales menores	1.00	1.00	1.00	1.00	1.25	1.25	1.24	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
	% costo stock	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	
5	Preventivo	inspeccion de lineas	-													
7	Preventivo	Anclajes	15.15	1	1											
8	Preventivo	Aclomado de postes	-													
9	Preventivo	Cambio de cruceros	-													
10	Preventivo	Cambio de aisladores	20.90				0.58	0.41								
11	Preventivo	Cambio de postes	222.78			0.5	0.5									
12	Preventivo	Cambio de contactores	78.14													
13	Preventivo	Limpieza de conductores	-													
14	Preventivo	Medición de tierras	-													
15	Preventivo	Mejora de cercas	56.66						1	9.2						
16	Preventivo	Reconstruido	376.20								1000					
17	Preventivo	Proteccion de postes	-													
18	Preventivo	Retranqueos	222.78			0.5	0.5									
19	Preventivo	km de cable vial de arbolado	-													
20	Preventivo	Limpieza SE	-													
21	Preventivo	Cambio de carretes	24.51									1				
22	Preventivo	Cambio de Conectores	10.93										1	1		
23	Preventivo	Cambio de centros transformacion	780.38												0.6	
24	Preventivo	Revisión de centros transformacion y suministros	-													
25	Preventivo	Cambio de fase de centros de transformacion	-													

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los Términos de Referencia, numerales 4.2.1 y 7.3.3, de lo establecido en la Ley General de Electricidad, artículo 73, y de los artículos 82, 85, y 91 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora:

1. Excluir del cálculo de los costos de operación y mantenimiento, el material con código MVA179, el cual no ha sido aprobado por la CNEE.
2. Para los "Materiales Menores", aplicar como máximo el 5% sobre el valor de aquellas unidades constructivas que utilicen un porcentaje mayor al 5%, en apego a lo estipulado en la literal "d" del numeral 4.2.1 de los TDRs.



B. Costos directos de comercialización

63. Atención al cliente en oficinas comerciales

Los Términos de Referencia en el numeral 7.4.1 establecen que: "Las actividades de Comercialización tienen un marco de referencia constituido por las mejores prácticas y las normas sobre Calidad del Servicio Comercial. La Distribuidora deberá brindar a sus usuarios una atención comercial de calidad y satisfactoria para el usuario, en cumplimiento a lo establecido en las NTSD, en ese sentido deberá:

- a) Informar al usuario en su relación con el Distribuidor y la prestación del servicio, por lo que la Distribuidora deberá mantener una comunicación permanente e informativa al usuario respecto de: i. derechos y obligaciones de ambas partes. ii. Servicios prestados por la Distribuidora iii. Consejos de beneficio para el usuario. iv. Actividades desarrolladas por la Distribuidora y otros entes en pro de mejoras para la prestación del servicio al usuario. v. Información que la CNEE requiera a la Distribuidora que informe a sus usuarios. Para el efecto, deberá utilizar los medios de comunicación adecuados para la población que atiende (radios locales, prensa impresa, televisión, medios digitales, redes sociales, etc.).
- b) Asesorar al usuario en los aspectos técnico-comerciales del suministro, mejores tarifas a aplicar, eficiencia energética, etc.
- c) Acondicionar las agencias comerciales y de atención al usuario a manera de: i. Prestar un servicio de calidad y a entera satisfacción del usuario. ii. Reducir los tiempos de espera para atención al usuario. iii. Favorecer las consultas y reclamos a través de medios en línea (página web y aplicaciones para teléfonos inteligentes), medios telefónicos mediante líneas gratuitas. Todos estos sistemas de comunicación deberán ser registrados en un sistema que permita su fiscalización por parte de la CNEE. iv. Implementar los sistemas informáticos de gestión de reclamos y denuncias que establezca el regulador
- d) Satisfacer rápidamente las solicitudes, consultas y reclamos que presenten los usuarios.
- e) Emitir facturas claras, correctas y basadas en lecturas reales. En las facturas se deberá incluir en su reverso información importante que la CNEE requiera.

Para la determinación de los recursos e instalaciones necesarias para el establecimiento de los costos eficientes de comercialización, se partirá de la empresa real y se determinarán las adiciones de recursos e instalaciones necesarias para alcanzar el objetivo de la Empresa Eficiente de Referencia.

Para el establecimiento de los Costos Directos de Comercialización, en la etapa de determinación de los requerimientos de la empresa real, deberá tenerse especial cuidado de no incluir: actividades, alquileres, instalaciones, equipos, infraestructura, software, personal, materiales, herramientas, vehículos y cualquier otro costo que no corresponda a las actividades reguladas de la prestación del servicio de distribución final, en todos los casos no se deberá considerar cualquier costo o requerimiento de otras actividades distintas a la actividad regulada de distribución y/o resultante de otras actividades o prestación de servicios distintos a dicha actividad.

Las inversiones adicionales que se incluyan a los costos de comercialización, derivado de lo antes indicado y de los requerimientos que establezca la CNEE serán reconocidos como parte de los proyectos de inversión establecidos en el numeral 5.7., por lo que



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

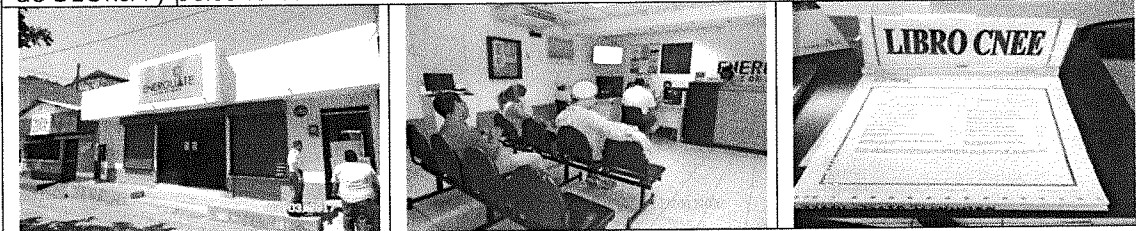
4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

deberá incluirse todo lo solicitado en el referido numeral para su reconocimiento dentro de la tarifa...".

El Consultor de la Distribuidora presenta en el archivo Excel "DR Modelo Comercial" pestaña "Atención a clientes" el ratio de 1 oficina comercial por cada 40,650 clientes, resultando en 28 centros de atención a clientes con un total de 155 empleados. Cada oficina comercial propuesta por el Consultor está integrada por un jefe de agencia y 6 agentes comerciales. Al verificar los datos de oficinas comerciales del año 2016 reportados por la Distribuidora en el contexto de la Resolución CNEE 50-2011, se pudo constatar que la cantidad de oficinas comerciales es de 15 centros de atención a clientes con un promedio de 3 agentes comerciales por cada una, y 12 municentros con un agente comercial cada una.

A continuación se presenta a manera de ejemplo, la realidad observada en las agencias comerciales de la Distribuidora:

Agencia Comercial Teculután, agencia propia personal mixto, es atendida por personal propio de DEORSA y personal sub contratado



Agencia Comercial Salamá, agencia sub contratada, es atendida por personal sub contratado



Municentro Morazán, en edificio municipal, es atendida por 1 persona, no cuenta con seguridad



Agencia Comercial Estandzuela, agencia propia personal sub contratado, es atendida por 2 personas sub contratadas, una para atención al usuario y otra en el área de cobros



De lo anterior se puede observar que el Consultor de la Distribuidora y la Distribuidora pretenden el reconocimiento de costos de instalaciones, actividades y de personal, inexistentes o por servicios no prestados a sus usuarios; así mismo, al incluir en la totalidad de puntos de atención al usuario, la cantidad de personal y costos tales como: servicio de limpieza, mantenimiento de edificios, seguridad y vigilancia, suministro de electricidad, agua y otros, cuando claramente se observa que la Distribuidora en varios casos no tiene dichos puntos de atención al cliente o no tiene la totalidad de dichos costos, ni cuenta con todo el personal que indica el Consultor de la Distribuidora en cada punto de atención, se está induciendo a reconocer costos inexistentes y por consiguiente excesivos e ineficientes, que superan a los indicadores reales de la Distribuidora; por lo que de acuerdo a la normativa no pueden ser considerados en las tarifas eficientes.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 7.4.1 de los Términos de Referencia y a los artículos 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

1. Ajustar la cantidad de oficinas comerciales y empleados asignados a las mismas, de acuerdo a los datos reales informados en los reportes remitidos de acuerdo a la resolución CNEE-50-2011 para el segundo semestre del año base del estudio, es decir 2016, y a lo observado en campo.
2. Utilizar la estructura actual de la Distribuidora, incluyendo las características y cantidad de personal, como punto de partida para establecer la Empresa Eficiente de Referencia.
3. De requerir inversiones adicionales en los costos de comercialización, necesarios para la ampliación del número de oficinas comerciales o puntos de atención al cliente existentes, o la necesidad de prestar servicios adicionales en los puntos de atención existentes, que requieran un aumento de la cantidad de personal y servicios, estos podrán ser presentados como parte de los proyectos de inversión establecidos en el numeral 5.7. de los TDR's, siempre y cuando, su propuesta de inversión se justifique que sea óptimamente dimensionada y económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere.

64. Lectura de medidores

Los Términos de Referencia en su numeral 7.4.1 establecen que *"La Distribuidora deberá brindar a sus usuarios una atención comercial de calidad y satisfactoria para el usuario, en cumplimiento a lo establecido en las NTSD, en ese sentido deberá:..."*

- e) *Emitir facturas claras, correctas y basadas en lecturas reales. En las facturas se deberá incluir en su reverso información importante que la CNEE requiera.*



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Para la determinación de los recursos e instalaciones necesarias para el establecimiento de los costos eficientes de comercialización, se partirá de la empresa real y se determinarán las adiciones de recursos e instalaciones necesarias para alcanzar el objetivo de la Empresa Eficiente de Referencia.

Para el establecimiento de los Costos Directos de Comercialización, en la etapa de determinación de los requerimientos de la empresa real, deberá tenerse especial cuidado de no incluir: actividades, alquileres, instalaciones, equipos, infraestructura, software, personal, materiales, herramientas, vehículos y cualquier otro costo que no corresponda a las actividades reguladas de la prestación del servicio de distribución final, en todos los casos no se deberá considerar cualquier costo o requerimiento de otras actividades distintas a la actividad regulada de distribución y/o resultante de otras actividades o prestación de servicios distintos a dicha actividad.

Las inversiones adicionales que se incluyan a los costos de comercialización, derivado de lo antes indicado y de los requerimientos que establezca la CNEE serán reconocidos como parte de los proyectos de inversión establecidos en el numeral 5.7., por lo que deberá incluirse todo lo solicitado en el referido numeral para su reconocimiento dentro de la tarifa."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 85 y 97, indica que: "...Para las proyecciones de costos para el periodo de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución, La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia."

La Ley General de Electricidad en su artículo 71 establece que: "El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

Sin embargo, se observa que el Consultor de la Distribuidora en el archivo de Excel "DR_Modelo Comercial.xlsx" hoja "Lectura_Factu" presenta valores tipo texto (pegados) para los datos de lecturas/hora que realiza el encargado de esta tarea, lo cual imposibilita a la CNEE la labor de supervisar y verificar su relación y trazabilidad. Lo anterior se muestra en la siguiente tabla:

Productividad/hora

Concepto	BT	MT	Total
Lectura Urbanas	54		
Lecturas Rurales	26	9	
Procesamiento de lecturas			4,202

Asimismo se observa que para la realización de la actividad de lectura y facturación con personal tercerizado no se remite sustento documental (facturas, recibos, etc.) de los costos reales de la remuneración a dicho personal.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 7.4.1 de los Términos de Referencia y de los artículos 71, 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora remitir el correspondiente sustento documental contable (facturas, contratos, órdenes de compra, entre otros) de los valores base y memorias de cálculo de la productividad por hora del personal de lectura, así como el sustento documental de los costos reales de los últimos 5 años (requerido en los TDRs), que permita verificar la determinación del costo horario de la mano de obra del personal tercerizado a cargo de la actividad de lectura y facturación.

Con la finalidad de que se mantengan las eficiencias alcanzadas, en apego a lo establecido en el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la información requerida anteriormente deberá demostrar que la propuesta mejora los ratios ya aprobados en la revisión tarifaria anterior, de lo contrario deberá seguir empleando, como máximo, los valores de la revisión tarifaria anterior en el presente estudio.

65. Facturación y distribución de facturas y otros documentos

Los Términos de Referencia en su numeral 7.4.1 establecen que *"La Distribuidora deberá brindar a sus usuarios una atención comercial de calidad y satisfactoria para el usuario, en cumplimiento a lo establecido en las NTSD, en ese sentido deberá:...*

- e) Emitir facturas claras, correctas y basadas en lecturas reales. En las facturas se deberá incluir en su reverso información importante que la CNEE requiera.

Para la determinación de los recursos e instalaciones necesarias para el establecimiento de los costos eficientes de comercialización, se partirá de la empresa real y se determinarán las adiciones de recursos e instalaciones necesarias para alcanzar el objetivo de la Empresa Eficiente de Referencia.

Para el establecimiento de los Costos Directos de Comercialización, en la etapa de determinación de los requerimientos de la empresa real, deberá tenerse especial cuidado de no incluir: actividades, alquileres, instalaciones, equipos, infraestructura, software, personal, materiales, herramientas, vehículos y cualquier otro costo que no corresponda a las actividades reguladas de la prestación del servicio de distribución final, en todos los casos no se deberá considerar cualquier costo o requerimiento de otras actividades distintas a la actividad regulada de distribución y/o resultante de otras actividades o prestación de servicios distintos a dicha actividad.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Las inversiones adicionales que se incluyan a los costos de comercialización, derivado de lo antes indicado y de los requerimientos que establezca la CNEE serán reconocidos como parte de los proyectos de inversión establecidos en el numeral 5.7., por lo que deberá incluirse todo lo solicitado en el referido numeral para su reconocimiento dentro de la tarifa."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 85 y 97, indica que: "...Para las proyecciones de costos para el periodo de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución, La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia."

La Ley General de Electricidad en su artículo 71 establece que: "El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

Sin embargo, se observa que el Consultor de la Distribuidora en el archivo de Excel "DR_Modelo Comercial.xlsx" hoja "Lectura_Factu" presenta valores tipo texto (pegados) sin trazabilidad ni referencia, para los costos de lectura y facturación tercerizada BT y MT así como de los costos de impresión y envío de documentos, lo cual imposibilita a la CNEE la labor de verificar su relación y trazabilidad.

Costos unitarios

Concepto	USD
Lectura y facturación tercerizada BT	0.24
Lectura y facturación tercerizada MT	1.08
Impresión (tinta+papel)	0.013
Mantenimiento impresora	0.012
Reparto de facturas	0.025

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 7.4.1 de los Términos de Referencia, a los artículos 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y al artículo 71 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que presente la memoria de cálculo y el sustento documental contable (facturas, contratos, órdenes de compra entre otros) del periodo de los años 2012 a 2016, que permita verificar los costos unitarios propuestos.



Con la finalidad de que se mantengan las eficiencias alcanzadas, en apego a lo establecido en el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la información requerida anteriormente deberá demostrar que la propuesta mejora los ratios ya aprobados en la revisión tarifaria anterior, de lo contrario deberá seguir empleando los valores de dicha revisión tarifaria en el presente estudio.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

66. Cobranzas

Los Términos de Referencia en su numeral 7.4.1 establecen que "La Distribuidora deberá brindar a sus usuarios una atención comercial de calidad y satisfactoria para el usuario, en cumplimiento a lo establecido en las NTSD, en ese sentido deberá:...

- e) Emitir facturas claras, correctas y basadas en lecturas reales. En las facturas se deberá incluir en su reverso información importante que la CNEE requiera.

Para la determinación de los recursos e instalaciones necesarias para el establecimiento de los costos eficientes de comercialización, se partirá de la empresa real y se determinarán las adiciones de recursos e instalaciones necesarias para alcanzar el objetivo de la Empresa Eficiente de Referencia.

Para el establecimiento de los Costos Directos de Comercialización, en la etapa de determinación de los requerimientos de la empresa real, deberá tenerse especial cuidado de no incluir: actividades, alquileres, instalaciones, equipos, infraestructura, software, personal, materiales, herramientas, vehículos y cualquier otro costo que no corresponda a las actividades reguladas de la prestación del servicio de distribución final, en todos los casos no se deberá considerar cualquier costo o requerimiento de otras actividades distintas a la actividad regulada de distribución y/o resultante de otras actividades o prestación de servicios distintos a dicha actividad.

Las inversiones adicionales que se incluyan a los costos de comercialización, derivado de lo antes indicado y de los requerimientos que establezca la CNEE serán reconocidos como parte de los proyectos de inversión establecidos en el numeral 5.7., por lo que deberá incluirse todo lo solicitado en el referido numeral para su reconocimiento dentro de la tarifa."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 82, 85 y 97, indica que: "Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. Los costos de suministro se calcularán en forma anual para el horizonte de proyección que se requiera..."

c) Los costos de consumidores comprenden: supervisión, mano de obra, materiales y costos de las actividades de medición, facturación, cobranza, registro de usuarios y otros relacionados con la comercialización de electricidad..."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

"...Para las proyecciones de costos para el periodo de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución, La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia."

No obstante lo anterior, al revisar la documentación remitida, se observa que el consultor de la Distribuidora en el archivo de Excel "DR_ModeloComercial.xlsx" hoja "Cobranza" presenta valores tipo texto (pegados) para los costos de factura cobrada en banco y factura cobrada en receptoría y para el número de cobranzas en Oficinas comerciales, bancos y receptorías, lo cual imposibilita a la CNEE la labor de verificar la veracidad y trazabilidad de la información.

Costos unitarios

Concepto	Valor
Salario anual Cajero	11,897
Comisión por factura cobrada banco	0.22
Comisión por factura cobrada en receptoría	0.16

Cobranzas año

Concepto	Valor	%
N° de cobranzas en OOCC	1,255,116	17.6%
N° de cobranzas en banco	4,703,304	65.8%
N° de cobranza en receptorías	1,185,466	16.6%
Total	7,143,886	100%

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 7.4.1 de los Términos de Referencia y a los artículos 82, 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora presentar las memorias de cálculo y la documentación contable (facturas, contratos, órdenes de compra entre otros) de soporte para el periodo de los años 2012 a 2016, del valor cobrado por bancos y en receptoría de USD 0.22 y USD 0.16 por factura cobrada respectivamente y el sustento que demuestre la cantidad de cobranzas al año de las 3 distintas maneras (OOCC, Bancos y Receptorías) de gestionar los cobros.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y



adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

67. Servicio técnico comercial

Los Términos de Referencia en sus numerales 7.4.1 y 7.4.2 establecen que: *"Las actividades de Comercialización tienen un marco de referencia constituido por las mejores prácticas y las normas sobre Calidad del Servicio Comercial. La Distribuidora deberá brindar a sus usuarios una atención comercial de calidad y satisfactoria para el usuario, en cumplimiento a lo establecido en las NTSD..."*

d) Satisfacer rápidamente las solicitudes, consultas y reclamos que presenten los usuarios..."

"Los Costos Directos de Comercialización deberán incluir el costo de materiales, mano de obra y otros recursos requeridos para realizar las siguientes labores:

- a. Lectura de medidores y procesamiento de valores
- b. Emisión de facturas
- c. Distribución y entrega de facturas
- d. Distribución y entrega de documentos varios
- e. Cobranzas
- f. Control de medidores
- g. Atención Comercial
- h. Otros"

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en sus artículos 82 y 85, establece que: *"Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. Los costos de suministro se calcularán en forma anual para el horizonte de proyección que se requiera..."*

c) Los costos de consumidores comprenden: supervisión, mano de obra, materiales y costos de las actividades de medición, facturación, cobranza, registro de usuarios y otros relacionados con la comercialización de electricidad..."

"Para las proyecciones de costos para el periodo de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

No obstante lo anterior, en el archivo de Excel "DR_Modelo Comercial.xlsx" hoja "Serv Técnico COM" el consultor de la Distribuidora reporta como valores tipo texto (pegados) los datos de frecuencias y tiempos de ejecución por actividad del servicio técnico comercial, lo cual imposibilita a la CNEE la labor de supervisión y verificación de su relación y trazabilidad.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Actividades de Servicio Técnico Comercial

Actividad	Propia/ Tercerizada	Cantidad/año	Tiempo necesario	
			Por actividad (min)	Total (hs)
Revisión de medidor y toma de datos		15,414	25	6,422
Revisión de medidor por reclamación		4,282	40	2,855
Reclamación por medidor quemado o roto		15,455	40	10,303
Otras reclamaciones		22,837	40	15,225
Enganche eventual sin medidor BTS		2,601	73	3,165
Corte eventual sin medidor BTS		2,628	51	2,234
Establecer nueva conexión de energía que no requiere modificación de la red (NTSD art.69a)		24,339	100	40,565
Establecer nueva conexión de energía que requiere modificación de la red (NTSD art.69b)		3,156	100	5,260
Cambio de medidor BT		11,340	35	6,615
Cambio de medidor MT			50	-
Reubicación de medidor		1,505	55	1,380
Cambio de sistema monofásico a trifásico			75	-
Verificación precisión medidor (NTSD art. 65)		1,564	50	1,303

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a Los Términos de Referencia, numerales 7.4.1 y 7.4.2 y los artículos 82 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora presentar las memorias de cálculo y/o documentación de soporte para las frecuencias y tiempos de ejecución que permitan a la CNEE verificar los resultados propuestos. De igual forma se requiere remitir la documentación contable (facturas, contratos, órdenes de compra entre otros) de los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia, presentando para el efecto la documentación contable correspondiente, debidamente certificada por el contador general de la Distribuidora.

Con la finalidad de que se mantengan las eficiencias alcanzadas, en apego a lo establecido en el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la información requerida anteriormente deberá demostrar que la propuesta mejora los ratios ya aprobados en la revisión tarifaria anterior, de lo contrario deberá seguir empleando los valores de dicha revisión tarifaria en el presente estudio.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

68. Incobrables

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 7.5.3.2 que "a. Incobrables: Se entenderá por este concepto aquellos diferenciales que no han podido ser recuperados



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

luego del corte de suministro y la liquidación de la deuda y la garantía del usuario, y que se considera que los costos de gestión de cobro superan la recuperación, por lo cual, representa costos ineficientes. El monto máximo anual por concepto total de incobrables que se reconocerá en atención a lo establecido en el artículo 85 del RLGE, corresponde a 0.5% del total anual de la facturación del servicio eléctrico. Asimismo, deberá presentar el monto real que la Distribuidora tiene por este concepto y si éste es menor que el porcentaje antes indicado deberá hacerse esto. No se incluirá ningún otro costo por este concepto o costos relacionados."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en sus artículos 82, 83, 84, 85, 91, 94 y 97, establece que:

"Costos de Suministro. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente." y su inciso b: "Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente."

"Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

"Para las proyecciones de costos para el periodo de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente"

Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente.

"Todo nuevo usuario deberá entregar al distribuidor una garantía de pago. Esta garantía podrá aportarse en forma monetaria o por medio de una fianza, y se calculará para cada categoría de usuario como el monto equivalente a dos facturas mensuales promedio de un usuario típico de su misma categoría, el distribuidor podrá exigir las actualizaciones necesarias de dicha garantía de pago cuando el consumo del usuario aumente o disminuya.

Cuando la garantía de pago se aporte en forma monetaria devengará una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto de la garantía de pago, la tasa de interés activa promedio ponderado mensual del sistema bancario, publicada por el



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Banco de Guatemala. Al rescindir el contrato, el Distribuidor deberá hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía, más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes y costos que el usuario hubiere ocasionado. Este monto deberá ser devuelto, a más tardar siete (7) días después de rescindido el contrato.

Cuando se rescinda el contrato de suministro de electricidad de un usuario que haya constituido la garantía de pago por medio de una fianza, el Distribuidor deberá a más tardar siete (7) días después de ocurrido el hecho, notificar al usuario los montos de deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado. El usuario tendrá quince (15) días contados a partir de la fecha en que le fue efectuada la notificación, para cancelar los montos requeridos; de hacerlo, el Distribuidor deberá ordenar la cancelación de la fianza en forma inmediata, y en caso contrario, el Distribuidor podrá hacer efectiva la misma."

"Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución, La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia".

La Ley General de Electricidad en sus artículos 50, 61 y 71 establece lo siguiente:

"El usuario que tenga pendiente el pago del servicio de distribución final de dos o más facturaciones, previa notificación, podrá ser objeto del corte inmediato del servicio por parte del distribuidor. Cuando se consuma energía eléctrica sin previa aprobación del distribuidor o cuando las condiciones del suministro sean alteradas por el usuario, el corte del servicio podrá efectuarse sin la necesidad de aviso previo al usuario; sin perjuicio de las sanciones a que se haga acreedor de conformidad con esta ley y su reglamento.

La Comisión, fijará los importes por concepto de corte y reconexión".

"Las tarifas a usuarios de Servicio de Distribución Final serán determinadas por la Comisión a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, libremente pactados entre generadores y distribuidores y referidos a la entrada de la red de distribución con los componentes de costos eficientes de distribución a que se refiere el artículo anterior. Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios".

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora presenta dentro de su Estudio, un costo anual por "Incobrables" de \$4.7 millones de dólares, el cual se mantiene constante a lo largo de los 5 años del quinquenio 2019-2024, y representa un 2% de las ventas de la Distribuidora en el año base del Estudio, justificando que es el nivel de incobrables de la Distribuidora, sin establecer ningún parámetro de eficiencia, y básicamente, requiriendo que lo no cobrado a este grupo de usuarios perteneciente a los usuarios con deudas mayores a 6 meses, le sea trasladado vía las tarifas al resto de los usuarios.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Al respecto, mediante la nota GTTE-Notas2018-108, la CNEE solicitó a la Distribuidora, entre otros, el detalle de la facturación de aquellos usuarios que tuvieran relación con la incobrabilidad de la Distribuidora; sin embargo, la Distribuidora como en otras ocasiones anteriores, únicamente presentó información parcial e incompleta que limitó y dificultó las labores de supervisión y fiscalización, aun así se procedió a analizar lo remitido y se comparó con otras bases de datos remitidas anteriormente por la Distribuidora, con investigaciones realizadas o en proceso e información adicional que cuenta la CNEE, y se determinaron las siguientes incongruencias y hallazgos:

a. Usuarios con más de dos facturaciones sin pagar

El artículo 50 de la LGE le da a la Distribuidora la potestad de desconectar (cortar), previo aviso, el servicio a los usuarios que acumulen más de 2 facturaciones sin pagar, de manera consecutiva, no obstante, como se ve en los siguientes ejemplos, la distribuidora decidió continuar prestándoles el servicio, facturando por periodos muy superiores. Sin embargo, al requerirle al Consultor de la Distribuidora toda la información y el sustento correspondiente, no presentó la debida justificación ni pudo demostrar las acciones que le correspondían tomar, ya sea para requerir el cobro adeudado o para dejar de prestar el servicio luego de dos facturas de impago consecutivo; monto que pudo haber compensado con la garantía del usuario, que establece el artículo 94 del RLGE.

Así, de acuerdo a lo que indica la Distribuidora, se evidencia que, el no haber tomado las acciones a tiempo, ni realizado las gestiones correspondientes de forma eficaz y oportuna, como lo establece el referido artículo de la Ley, la Distribuidora propició la generación de incobrables por un monto mayor a los 2 meses que establece la normativa y que pudieron ser evitados oportunamente. Como ejemplo, se muestran cuentas de 3 usuarios informados por la Distribuidora, cuyos plazos de incobrabilidad superan los 3 años:

NIS	Meses sin pago
2034871	67
2227444	68
2071953	55

Adicionalmente, vale la pena destacar que, al geoposicionar los usuarios de la base de datos presentada por el Consultor de la Distribuidora y al cruzar la información con las bases de datos de "Gestión Diferenciada", se determinó que un grupo importante de estos usuarios no están contenidos en zonas en donde la distribuidora indica tener conflictividad, ni están contenidos en su base de datos de "Gestión Diferenciada"; por lo que, no es justificable que la Distribuidora no haya aplicado las acciones que le permite el artículo 50 de la LGE, para evitar llegar a períodos de incobrabilidad muy superiores a los dos meses.

- b. Al comparar la base de datos denominada "Deuda", remitida por la Distribuidora, contra la base de datos de facturación que la misma Distribuidora presenta mensualmente, de acuerdo a la Resolución CNEE-174-2009, se determinó que en dicha base de "Deuda", la Distribuidora está adicionando el cobro por terceros (tasa de Alumbrado Público, que no tiene ninguna relación con sus funciones de la prestación del servicio de distribución), el cual no puede considerarse como un monto incobrable que la Distribuidora pretenda trasladar a tarifas, ya que dicha



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

deuda no le afecta a la Distribuidora, sino en todo caso le correspondería a las municipalidades.

c. Usuarios con consumos consecutivos

En el año 2016 la Distribuidora fue investigada por hacer estimaciones de consumo a un grupo importante de usuarios (33,599 usuarios) durante varios meses, determinándose responsable a la Distribuidora por incumplir con la normativa establecida, al realizar estimaciones de facturación (Expediente GJ-50-2016). Al cruzar la base de datos de las facturaciones estimadas con la base de datos "Deuda" remitida por la Distribuidora, se estableció que la distribuidora incluye un importante número de estas facturaciones que fueron realizadas sin una base legal.

Derivado de lo anterior, se puede establecer que, existe un grupo importante de usuarios con deudas mayores a dos meses, de los cuales la Distribuidora no demuestra haber realizado acciones eficaces y oportunas, para evitar dicha acumulación de deuda; de haber realizado las acciones oportunas, la deuda debió haberse cubierto con la garantía de pago realizada por cada usuario. Adicionalmente, la distribuidora no establece ni define si a los usuarios que reporta en zonas de conflicto, les realiza la lectura mensual correspondiente de sus medidores, para poder determinar y emitir la correspondiente facturación de acuerdo a lo que establece el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Adicionalmente, para los casos, de pleno conocimiento de la CNEE, en los cuales se estableció que existe facturación de consumos estimados, incluida en la base de datos "Deuda" remitida por la Distribuidora, se resalta que dichas estimaciones fueron realizadas sin fundamento legal para poder hacerlo y con procedimientos desconocidos; por todo lo anterior, no existe certeza que dichas estimaciones de consumo y los supuestos montos facturados por la Distribuidora sean correctos y apegados a la normativa vigente; situación análoga resulta entonces para los montos incobrables solicitados. De igual manera se procedió a realizar el cálculo del porcentaje del monto dejado de pagar (según lo indicado por la Distribuidora), sin tomar en cuenta las posibles estimaciones de las que al momento se tiene conocimiento, dando como resultado lo siguiente:

Año	TOTAL FACTURADO POR DISTRIBUIDOR A SEGÚN AT's (Q)	imp_ facturado	imp_ cobrado	imp_dejado_ pagar	%Usuarios con posible estimación	Deuda sin posibles estimaciones (Q)	%Mont o dejado de pagar
2013	1,826,077,712	73,764,063	44,695,240	29,068,823	73%	7,725,241	0.42%
2014	1,877,904,124	168,717,417	126,427,651	42,289,766	71%	12,461,452	0.66%
2015	1,767,347,048	181,929,368	151,171,970	30,757,398	68%	9,952,846	0.56%
2016	1,798,872,212	184,014,908	158,013,501	26,001,407	65%	9,146,442	0.51%
2017	1,729,402,013	184,181,637	156,323,098	27,858,539	62%	10,528,973	0.61%
TOTAL	8,999,603,109	792,607,393	636,631,460	155,975,933	66.14%		0.55%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Tal y como se ve en la tabla anterior, el monto dejado de pagar por concepto de no pago de algunos usuarios, según lo indicado por la Distribuidora, sin tomar en cuenta las posibles estimaciones, es de un máximo de 0.55%, valor muy por debajo del 2% de incobrables que propone el Consultor de la Distribuidora.

Asimismo, en las diferentes reuniones o mesas técnicas de trabajo convocadas por diferentes sectores, se ha observado que la Distribuidora mantiene vigente su requerimiento de cobro por deudas de varios años hacia atrás, requiriendo a los usuarios la firma de convenios de pago; en otros casos se ha indicado que la Distribuidora ha abierto procesos legales en contra de Consejos Municipales por el impago de varios años de deuda (la cual no ha sido definida claramente, ni en monto ni en concepto), de los cuales se desconoce el estado de los mismos, por lo que se imposibilitan las acciones pretendidas por la Distribuidora en el presente estudio tarifario.

Ante las acciones emprendidas por la Distribuidora por concepto de cobro (cobros a los usuarios no pago, estimaciones de consumo, firma de convenios con las municipalidades, demandas de cobro, entre otros), la propuesta de la Distribuidora y su Consultor, referente a trasladar los montos incobrables (que la Distribuidora define como deudas mayores a 6 meses), al resto de usuarios regulares que pagan su facturación, es injustificado e improcedente, ya que si la distribuidora logra recuperar dichas deudas que indica tener, recibiría entonces un doble pago (a través de la recuperación de cobro a los deudores más el reconocimiento pretendido vía tarifas, a todos los usuarios de la distribuidora), lo cual es legalmente improcedente, resultando dicha propuesta en cobros excesivos, duplicados e ineficientes, que no pueden ser trasladados a tarifas de acuerdo a la normativa, por lo que dicha propuesta no puede ser considerada como una práctica de costos eficientes a ser incluidos en la determinación de la empresa eficiente de referencia que establece la Ley General de Electricidad y su Reglamento.

Por lo anteriormente dicho y considerando lo establecido en el numeral 7.5.3.2. de los TDRs, relacionado con el reconocimiento del porcentaje de incobrables, se considera que la información entregada por la Distribuidora y su Consultor para sustentar los montos de incobrables es inconsistente y, simplemente demuestra una auto-estimación de incobrables o montos pendientes a cobrar, de los cuales la distribuidora aún mantiene su reclamación con los usuarios.

Por otro lado, el reconocimiento del 0.5% del total anual de facturación, por concepto de incobrables, está en los rangos de lo que se debe reconocer en los ingresos de la empresa eficiente de referencia, como un valor adicional, como consecuencia de la existencia de un número razonable de clientes incobrables, o clientes en los que la gestión para su cobro resulta significativamente mayor que el beneficio obtenido. El valor considerado de 0.5% del total anual de facturación real en la determinación del VAD es acorde con el valor promedio (de 0.6% en varias distribuidoras de Latinoamérica) normalmente reconocido por este rubro, tal y como se indica a continuación:

País	Guatemala	Chile	Chile	Chile	Panamá	Panamá	Panamá	Argentina
Empresa	EEGSA	CGE DISTRIBUCION SA	SAESA	EMELARISA	ENSA	EDEMET	EDECHI	EDESUR
Periodo Tarifario	2018-2023	2016-2020	2016-2020	2016-2020	2013-2018	2013-2018	2013-2018	2017-2021



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Año Dato	2016	2014	2014	2014	2013-2018	2013-2018	2013-2018	2017-2021
Incobrables	0.093%	0.52%	0.95%	0.07%	1.17%	0.47%	0.00%	1.00%

Adicionalmente, la propuesta del Consultor de la Distribuidora, de pretender el traslado de los costos incobrables al grupo de usuarios que pagan su servicio, contraviene lo establecido en el artículo 61 de la Ley General de Electricidad, el cual establece que en ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios, podrán ser recuperados, mediante tarifas cobradas a otros usuarios; por lo que la pretensión de la Distribuidora y su Consultor, es clara y abiertamente contraria a lo establecido en normativa, ya que en su propuesta requiere que al grupo de usuarios que paga su servicio, se le adicione la ineficiencia de la cobranza de la Distribuidora. Asimismo, la propuesta del Consultor de la Distribuidora contraviene los principios de igualdad, equidad y proporcionalidad al pretender que las inacciones y ineficiencias de la distribuidora y la falta de pago de un grupo usuarios, sean simplemente trasladadas pagadas al grupo de usuarios que pagan su servicio; situación que pondría en desventaja a los usuarios del servicio de distribución final que si pagan.

Reconocer un valor de incobrables superior al valor actualmente vigente de 0.5%, como lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora, no es eficiente ya que el hecho de reconocer la totalidad de los incobrables directamente en la tarifa para ser pagado por el resto de los usuarios a los que se les cobra, la Distribuidora no tendría ningún incentivo para mejorar sus prácticas de cobranza, toda vez que simplemente requeriría su reconocimiento en cada estudio tarifario para trasladarlas como un cargo a los otros usuarios.

Igualmente, reconocer directamente la incobrabilidad real, puede generar un círculo decadente, ya que al aumentar la tarifa del resto de los usuarios que pagan su factura, por el impago de otros, podría tener un efecto nocivo en la cobranza a los primeros por el aumento injustificado de su tarifa, efecto que redundaría en aumento de la incobrabilidad que se desea reducir, y en nuevos requerimientos de la Distribuidora a aumentar las tarifas por este concepto.

Finalmente, adicional a todo lo ya indicado, de acuerdo a la legislación guatemalteca, es inaceptable la propuesta del Distribuidora y su Consultor, de transferir la deuda o montos dejados de pagar o de cobrar, a otros usuarios que no tiene ninguna relación con este hecho o con esta deuda; en este sentido, es inadmisibles y legalmente improcedente que esta Comisión pueda autorizar el traslado de cobro de deudas no resueltas legalmente y estimadas de un grupo de usuarios, a otro grupo de usuarios que no tienen relación económica ni legal con este hecho; la acción o reconocimiento requerido por la Distribuidora y su Consultor, está clara y expresamente prohibida en el artículo 61 de la LGE, por lo que se requiere a la Distribuidora y su Consultor, incluir únicamente el monto establecido en el numeral 7.5.3.2. de los TDRs.

Con vista en todo lo anterior se establece que el monto de "incobrables" que puede ser trasladado a tarifas de acuerdo a los indicadores de eficiencia del período anterior, al artículo 85 del RLGE y a lo establecido en el numeral 7.5.3.2. de los TDRs, corresponderá hasta un máximo de 0.5% del total anual de la facturación del servicio eléctrico.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 7.5.3.2 de los TDRs, a los artículos 82, 83, 84, 85, 91, 94 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 50, 61 y 71 de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora utilizar el monto máximo anual por concepto total de incobrables correspondiente a 0.5% del total anual de la facturación del servicio eléctrico.

69. Combate de Pérdidas No Técnicas

La Ley General de Electricidad en sus artículos 61 y 71 establece que: "En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios".

"El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 85 y 97, indica que: "...Para las proyecciones de costos para el periodo de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución, La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia."

El Consultor de la Distribuidora presenta en su Informe y dentro del archivo "Programa PNT 2018-2023.xlsx" los montos que propone sean reconocidos en concepto de combate a pérdidas no técnicas:

DEORSA

Costo acciones de normalización por iniciativa (Costos operativos - USD)

Iniciativa	8400	8400	8400	8400	8400	8400
Masivos	1,207,840	1,151,111	1,167,551	1,142,985	1,180,123	885,059
Grandes Clientes	205,422	205,422	205,422	205,422	205,422	205,422
Verificaciones	-	-	-	-	-	-
PIMT	-	-	-	-	-	-
Gestión de Conflictividad	695,951	2,450,836	2,294,490	2,212,147	695,951	695,951
Control de pérdidas	305,286	286,651	287,224	272,429	277,990	252,397
Costos segregados	222,858	377,878	365,018	353,784	217,781	188,184
Total	2,637,356	4,471,897	4,319,705	4,186,767	2,577,266	2,227,012

Los costos vinculados a Verificaciones y PIMT son en un 100% proyectos de inversión, motivo por el cual el costo operativo es nulo.

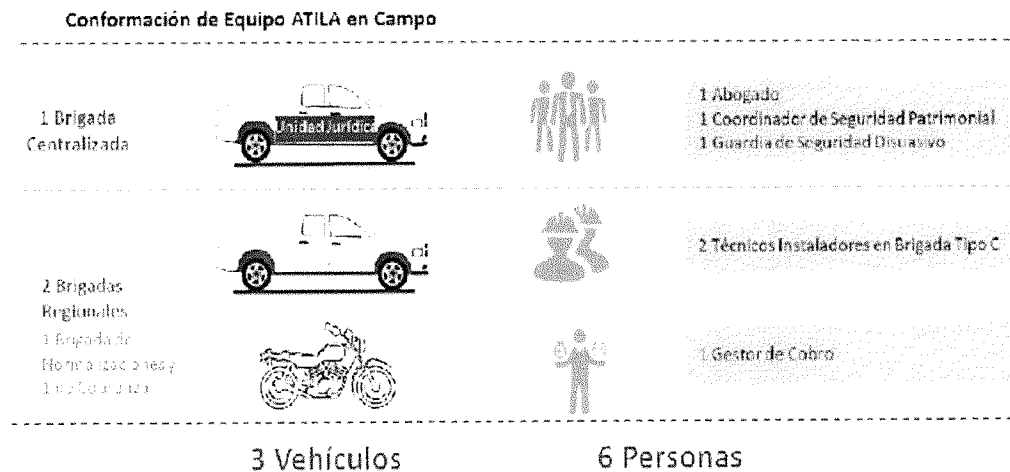
La iniciativa indicada como "Gestión de Conflictividad" abarca principalmente todas las acciones por realizar como parte de la gestión social, a saber:

- Costo de los Promotores Sociales que son el vínculo entre las comunidades y Energuate, para generar condiciones favorables para ambas entidades a través de la negociación y el diálogo.
- Montaje de oficinas móviles, con carácter rotativo, para presentar el servicio a las comunidades más alejadas, utilizándose vehículos modificados para prestar atención a los clientes
- Servicios Jurídicos utilizados para acompañamiento en las localidades donde se tienen indicios de agresión
- Brigadas especiales que programan cortes de clientes con más de 2 facturas, que debido al conflicto no logran realizar su operación normal
- Costo por Seguridad

También, como parte de la Gestión de Conflictividad, se incluye un proyecto denominado Atila, el cual tiene por objeto recuperar el ciclo comercial de clientes conflictivos dispersos. El lanzamiento de este proyecto radica en la insuficiencia de los resultados alcanzados por la empresa en el tiempo transcurrido del 2018, en materia de cobrabilidad y lectura a clientes BTS cuya postura endurecida afecta la gestión de la empresa.

El proyecto Atila consiste en la conformación de unidades especiales conducentes a fortalecer la operativa diaria con apoyo legal y de seguridad, de manera de permitir cortar al 100% de clientes problemáticos, manteniéndolos en seguimiento individual, para recuperarlos o denunciarlos penal o civilmente.

La gráfica siguiente resume la conformación de cada equipo especial:



Sin embargo, al revisar la información contenida en el archivo "Programa PNT 2018-2023.xlsx", se presentan los cálculos que parten de valores tipo texto (pegados), sin ninguna referencia, trazabilidad ni sustento como se puede observar:



Operaciones	Opex	Capex	Total	% Capex	% Opex	Año	Iniciativa	
Masivos	126,88	497	178,721	45,178	13,800	58,978	33%	2018 Masivos
Grandes Clientes	312	6674	5,952	714	-	714	12%	2018 Grandes Cl
Verificaciones	497	-	15,096	-	-	15,096	100%	2018 Verificacio
PMT Blindaje Empalme	497	-	36,000	24,000	-	60,000	100%	2018 PMT
PMT Blindaje Red	538	-	25,200	16,800	-	42,000	78%	2018 PMT
Plan Orion	-	-	-	-	-	-	0%	2018 Plan Ori
Gestión de Conflictividad	-	-	-	-	-	-	0%	2018 Gestión de
Conteo de luminarias AP	-	-	-	-	-	-	0%	2018 Masivos
Normalización luminarias	-	-	-	-	-	-	0%	2018 Masivos
Gestión macromedidores	-	-	-	-	-	-	0%	2018 Grandes Cl
Interventoría	-	-	-	-	-	-	0%	2018 Masivos
ASO	-	-	-	-	-	-	0%	2018 Gestión de
Alta	-	-	-	-	-	-	0%	2018 Masivos
Total de Costos de normalización	-	Normalizaciones	96,988	37,800	134,788	-	63%	2018 Control de
Control de pérdidas	-	-	-	-	-	-	0%	2018 Control de
Costos segregados	-	-	-	-	-	-	0%	2018 Costos seg

Adicionalmente, en aquellas celdas en donde se efectúan algunos cálculos dentro de este mismo archivo, se aplican factores sin ninguna referencia o explicación que permita analizar su naturaleza o procedencia:

Operaciones	Opex	Capex	Total	% Capex	% Opex	Año	Iniciativa	
Masivos	126,88	497	179,145	47,118	12,000	59,118	33%	2019 Masivos
Grandes Clientes	312	6674	5,952	714	-	714	12%	2019 Grandes Cl
Verificaciones	497	-	15,096	-	-	15,096	100%	2019 Verificacio
PMT Blindaje Empalme	497	-	36,000	24,000	-	60,000	100%	2019 PMT
PMT Blindaje Red	538	-	25,200	16,800	-	42,000	78%	2019 PMT
Plan Orion	-	-	-	-	-	-	0%	2019 Plan Ori
Gestión de Conflictividad	-	-	-	-	-	-	0%	2019 Gestión de
Conteo de luminarias AP	-	-	-	-	-	-	0%	2019 Masivos
Normalización luminarias	-	-	-	-	-	-	0%	2019 Masivos
Gestión macromedidores	-	-	-	-	-	-	0%	2019 Grandes Cl
Interventoría	-	-	-	-	-	-	0%	2019 Masivos
ASO	-	-	-	-	-	-	0%	2019 Gestión de
Alta	-	-	-	-	-	-	0%	2019 Masivos
Total de Costos de normalización	-	Normalizaciones	96,988	37,800	134,788	-	63%	2019 Control de
Control de pérdidas	-	-	-	-	-	-	0%	2019 Control de
Costos segregados	-	-	-	-	-	-	0%	2019 Costos seg

Por otra parte, al analizar lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora es posible indicar que:

- a. El marco regulatorio vigente reconoce los costos de una empresa eficiente de referencia, cuya actividad comercial, entre otras, contempla la gestión óptima de las pérdidas no técnicas.
- b. El planteamiento de trasladar a la tarifa, los costos de programas comerciales adicionales a las actividades comerciales que ya contemplan una gestión óptima de las pérdidas no técnicas, implica el reconocimiento de ineficiencias y sobrecostos que contravienen lo dispuesto en el marco regulatorio respecto a trasladar a tarifas costos eficientes.
- c. Históricamente se ha observado que, con los montos reconocidos por este concepto en revisiones tarifarias anteriores, la Distribuidora no ha demostrado el uso de dichos recursos para dicha actividad, y lejos de alcanzar, como mínimo, las metas para los cuales le fueron reconocidos los recursos económicos suficientes en las tarifas que ya fueron pagadas por los usuarios, la Distribuidora, no solo indica en la presente revisión tarifaria, haber empeorado sus resultados, sino que pretende de nuevo que se le reconozca de nuevo, en el pliego tarifario en proceso, montos adicionales inaceptables, con el pretexto de nuevo, de lograr una reducción de pérdidas no técnicas. Lo anterior se comprueba al observar la siguiente tabla:

Periodo (años)	Monto Quinquenal por Gestión de Pérdidas No Técnicas	Meta Establecida
2004-2009	USD 4,631,120	Reducir nivel de pérdidas no técnicas a 3.5% (objetivo no alcanzado)
2009-2014	USD 2,670,460	Para reducir las pérdidas no técnicas a de 5% a 3.6% (objetivo no alcanzado)
2014-2019	USD 10,995,045	Para reducir las pérdidas no técnicas de 10.8% a 6.2% (objetivo no alcanzado)

Los datos anteriores evidencian un incremento en los montos requeridos y aprobados en las revisiones tarifarias anteriores para la referida reducción de pérdidas no técnicas, sin que se obtenga a la fecha ningún resultado positivo del reconocimiento de dichos montos ya pagados por los usuarios, lo cual es inaceptable ya que cada cinco años el Consultor y la Distribuidora requieren recursos mayores para este rubro, sin presentar cuentas del uso de los recursos reconocidos y pagados por los usuarios, y los resultados y beneficios obtenidos por la reducción de las pérdidas no técnicas; lejos de ello, nuevamente la Distribuidora ahora requiere recursos mayores, y según la Distribuidora, con índices mayores de pérdidas no técnicas.

Por otra parte, no se tiene certeza si los montos reconocidos en concepto de gestión de pérdidas no técnicas en los periodos tarifarios anteriores, han sido efectivamente utilizados y llevados a cabo por la Distribuidora. Teniendo en cuenta los incrementos en los porcentajes de pérdidas en los diferentes periodos, se infiere que los montos reconocidos no fueron utilizados o se utilizaron de manera no eficiente.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^o. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Las distribuidoras con pérdidas no técnicas superiores a los valores reconocidos en tarifas, puedan proponer Planes de Reducción con metas y costos asociados. Una vez aprobado el Plan por parte de la CNEE y ejecutado por parte de las distribuidoras y cumplidas las metas planificadas, los costos podrían reconocerse en tarifa.

Como ejemplo, en Colombia se trasladan a tarifas los costos de los Planes de Reducción de Pérdidas no Técnicas aprobados por la Comisión Reguladora de Energía y Gas y se evalúan las metas, y en caso de no cumplimiento de las mismas, las distribuidoras deben devolver el cargo percibido vía tarifas.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a lo establecido en los artículos 61 y 71 de la Ley General de Electricidad, y a los artículos 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se indica al Consultor de la Distribuidora que lo correspondiente a la Gestión de Pérdidas No Técnicas:

- a. "Costos de Normalización Masivas y de Grandes Clientes"
- b. Costos de Verificaciones Comerciales
- c. Proyectos de inversión de Medidas Técnicas (PIMT) / Gestión Social (de conflictividad)
- d. Control de Pérdidas
- e. Costos Segregados

Podrá ser reconocido como un proyecto de inversión de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 de los TDRs, siempre y cuando su propuesta de inversión se justifique que sea óptimamente dimensionada y económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere.

C. Costos indirectos

70. Mantenimiento de Fondo Maniobra (Costo de Capital de Trabajo)

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 7.5.3.2 que "b. *Capital de Trabajo: se define como los fondos líquidos con que debe contar la empresa para el giro ordinario del negocio y cubrir el desfase temporal entre los egresos de efectivo que realiza la empresa y los ingresos que percibe. El costo del Capital de Trabajo es entonces el costo financiero de contar con esos fondos, y por lo tanto, no corresponde incluirlos en los costos de explotación a contener en las Tarifas Base, en cumplimiento con el artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad que indica que: "No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros..."*. De acuerdo a los períodos en los cuales la Distribuidora realiza el pago por la compra de energía y potencia y el período en que recibe de los usuarios el pago por su factura, la Distribuidora no requiere de Capital de Trabajo. En todo caso, si alguna de las partes se atrasan en el pago en los períodos establecidos, dentro de los pliegos tarifarios o contratos de suministro se incluyen las herramientas de pago de intereses por incumplimiento de dichos plazos. Por lo que este rubro no deberá incluirse dentro de este Estudio."

Por su parte el artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad indica que "No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."

Sin embargo el Consultor de la Distribuidora dentro de su informe presenta en el numeral 6.3.7. Fondo de Maniobra, lo siguiente:

6.3.7. Fondo de maniobra

El mantenimiento del fondo de maniobra se calcula como la tasa de rentabilidad regulada multiplicado por el fondo de maniobra, el cual se calculó de acuerdo al siguiente procedimiento:

Página | 62



QUANTUM



- Se tomaron los datos reales de ingresos correspondientes al año base 2016.
- Se tomaron los costos del modelo de empresa de referencia para el año base 2016.
- Se calculó el fondo de maniobra correspondiente a un mes tipo del año 2016 como la diferencia entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente, asumiendo un uso óptimo de los recursos financieros
- El fondo de maniobra se calculó teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DEL FONDO DE MANIOBRA

Stock de Caja y Bancos	20% si facturación mensual
Stock de Materiales para Mantenimiento	3 meses costos de materiales
Ciclo de Lectura-Facturación-Cobranza (Tarifa Social)	75 días
Ciclo de Lectura-Facturación-Cobranza (Otros Clientes)	60 días
Ciclo de Lectura-Facturación-Cobranza (Alumbrado Público)	60 días
Plazo de Pago de Compra de E y P	60 días
Plazo de Pago a Proveedores de Materiales	45 días
Plazo de Pago a Contratistas	30 días
Alicuota IEMA	2.25%
Plazo de Pago IEMA	30 días
Alicuota IVA	12%
Pago Otros Impuestos	40 días
Plazo de Pago del IVA Imp. Alcaldía	15 días
Plazo de Pago Impuesto Ganancias	45 días
Alicuota del Impuesto a las Ganancias	25%

De acuerdo a lo indicado en el informe de Etapa E – Costos de Explotación, el Consultor de la Distribuidora determina el Fondo de Maniobra como la diferencia entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente, lo cual en términos financieros se conoce como "Capital de Trabajo". A este resultado lo multiplica por la tasa de costo de capital antes de impuestos aprobada por CNEE mediante la Resolución CNEE-263-2012, para obtener el valor propuesto de Fondo de Maniobra o Costo de Capital de Trabajo.

Sin embargo, de acuerdo a los períodos en los cuales la Distribuidora realiza el pago por la compra de energía y potencia y el periodo en que recibe de los usuarios el pago por su factura, la Distribuidora no requiere de Capital de Trabajo. En todo caso, si alguna de las partes se citase en los períodos establecidos, dentro de los pliegos tarifarios o contratos



de suministro se incluyen las herramientas de pagos de intereses por incumplimiento de dichos plazos.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento del numeral 7.5.3.2, literal b, de los Términos de Referencia y del artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora eliminar el rubro de "Fondo de Maniobra" ya que el mismo corresponde a un Costo Capital de Trabajo, que no puede ser incluido dentro de los estudios tarifarios, ya que los mismos corresponden a costos financieros, lo cual contraviene lo indicado en el Reglamento de la Ley General de Electricidad.

71. Indemnizaciones por Calidad (Costo garantía calidad suministro)

El numeral 7.5.3.2 de los Términos de Referencia establece que: *"En principio la Distribuidora debe diseñar una red óptima que cumpla con todos los niveles de calidad, en este sentido no deberán reconocerse multas. Por otro lado, si la Distribuidora demuestra fehacientemente que técnicamente y económicamente es inviable alcanzar los niveles de calidad establecidos en las NTSD, deberá determinar con cálculos específicos los índices que no se podrán cumplir con los niveles requeridos y determinar la sanción correspondiente. A este análisis, deberá incluir un informe detallado de las sanciones efectivamente pagadas en los últimos 10 años incluyendo como mínimo fecha de pago, comprobante de pago, índice trasgredido y monto pagado. Basado en dicho informe, la CNEE analizará y determinará las sanciones razonables a reconocer. En ningún caso se reconocerán montos mayores a los reconocidos en el Período Tarifario Anterior, de acuerdo a lo indicado en el artículo 85 del RLGE."*

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83 y 85, establece que: *"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad."*

"Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

El Consultor de la Distribuidora presenta dentro de su informe, en el archivo de nombre "Indemnizaciones _Sanciones 2014-2018 y proy.xlsx" montos en concepto de indemnizaciones por "Calidad de Producto Técnico", "Calidad de Servicio Técnico" y "Calidad de Servicio Comercial":



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Empresa	Motivo		2018	2019	2020	2021	2022	2023
DEORSA	CNEE-227-2014	No						
DEORSA	Compras de Energía	No						
DEORSA	CPT - Calidad de Producto Técnico	No	23,500	3,954			7,152	7,152
DEORSA	CST - Calidad de Servicio Técnico	Parcial	3,522,182	4,026,522	2,813,817	2,813,817	2,813,817	2,813,817
DEORSA	CSC - Calidad de Servicio Comercial	No			87,190	87,190	87,190	87,190
DEORSA	CSC - Calidad de Servicio Comercial (A50)	???			42,920	42,920	42,920	42,920
DEORSA	CSC - Calidad de Servicio Comercial Estimación Consumos	No	150,389	-	33,420	33,420	33,420	33,420
DEORSA	NTD/D	???						
DEORSA	Pago Aporte Mensual CNEE							
DEORSA	Tarifas (CNEE-50-2011)							
Total			9,760,203	4,100,445	2,984,498	2,984,498	2,984,498	2,984,498

Cabe resaltar que, dentro de este mismo archivo, se observan comentarios insertos, en los cuales, se hacen calificaciones si el correspondiente rubro debe incluirse o no dentro del cálculo, encontrándose indicaciones en rubros específicos de que los mismos no deben considerarse dado que "la red óptima cumple con los estándares de calidad de producto" y "lo cubre la empresa modelo"; comentarios que efectivamente son correctos de acuerdo a la normativa establecida, ya que, al reconocer una empresa eficiente de referencia, esta debe ser capaz de cumplir con todos los estándares de calidad y con la normativa y no corresponde entonces el reconocimiento de ningún tipo de sanción, indemnización o multa que son el reflejo de ineficiencias de la empresa real.

Por otra parte, también se observó que en la hoja "Resumen" del archivo de nombre "Indemnizaciones _ Sanciones 2014-2018 y proy.xlsx", se incluyeron montos en concepto de "Costo garantía calidad de suministro" para cada año a partir del año base del estudio, hasta el año 2023.

No obstante, lo anterior el Consultor de la Distribuidora no presenta el informe detallado requerido en los TDRs, el cual debería contener la lista de las sanciones efectivamente pagadas en los últimos 10 años incluyendo como mínimo fecha de pago, comprobante de pago, índice trasgredido y monto pagado. En su lugar presenta un listado de expedientes, con fechas y valores tipo texto (pegados) de montos en quetzales.

Adicionalmente, al revisar los registros oficiales de la CNEE donde se encuentran reportadas las sanciones efectivamente pagadas por la Distribuidora, es posible observar que, del año 2012 al 2017, la Distribuidora ha pagado los siguientes montos de sanciones relacionadas por el incumplimiento a los índices de calidad:

TOTAL QUINQUENAL (Q)	Q2,186,517
TOTAL QUINQUENAL (USD)	\$280,323
TOTAL ANUAL (USD)	\$56,065



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Al comparar los **\$56,065**, realmente pagado por la Distribuidora entre el 2012 y el 2017, frente al monto anual **USD 449,446 (USD\$2.2 millones en el quinquenio)**, aprobado en la revisión tarifaria anterior, en concepto de "Multa Óptima", es evidente que la Distribuidora erogó una mínima cantidad del monto de sanciones reconocidas por lo cual demuestra que incluso el monto reconocido en la revisión anterior fue excesivo y pagado por los usuarios.

Con referencia al pago de indemnizaciones se considera que dicho pago deriva del incumplimiento de los índices de calidad y la trasgresión de la normativa por parte de la misma Distribuidora, quien legalmente es la única responsable, por lo que la propuesta de la Distribuidora de trasladarle sus sanciones, penalizaciones y cobrarle al mismo usuario las indemnizaciones que en teoría la Distribuidora le debe pagar al usuario por prestar un mal servicio, carece de lógica y razonabilidad, siendo contradictorio trasladar y cobrarle al usuario dentro de su tarifa, costos para que la distribuidora pueda pagar indemnizaciones por prestarle un mal servicio, quedando sin incentivo ni lógica imponer dichas indemnizaciones, pues la Distribuidora, no tendría ninguna limitación o medio coercitivo que la obligue a cumplir los parámetros de calidad y la prestación de un servicio de continuo y de calidad, como lo establece el artículo 53 de la Ley General de Electricidad y 105 del Reglamento de la Ley.

Por lo que en atención a lo indicado es inadmisibles trasladar o cobrarle a los usuarios a través de las tarifas, los costos de sanciones e indemnizaciones propuestos por la Distribuidora y su Consultor, dado que dichos costos no son ni pueden ser imputables a los usuarios y deben ser pagados por el trasgresor a la normativa, en función de lo cual requiere a la Distribuidora y su Consultor eliminar dichos costos de su estudio, ya que el reconocimiento en las tarifas de dichos montos se considera improcedente, excesivo y no sustentado de acuerdo a lo requerido en los TDRs; por lo que conforme a la normativa, esta Comisión no puede ser trasladarlo a tarifas.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 7.5.3.2, y a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora eliminar de su propuesta de estudio cualquier monto por sanciones e indemnizaciones y cualquier monto asociado al concepto de "Costo garantía calidad suministro", ya que el diseño y dimensionamiento de la red óptima y a la gestión eficiente de la empresa eficiente de referencia, determinan que dichos no pueden ser imputables a los usuarios y deben ser pagados por quien trasgrede la normativa, por lo que la propuesta de reconocimiento de dichos costos en las tarifas se considera improcedente y excesivo; por lo que conforme a la normativa, estos costos no pueden ser trasladarlo a tarifas.

72. Recursos y Costos Compartidos

Los Términos de Referencia establecen en los numerales 7.5.3.1 y 7.5.4, lo siguiente "Los componentes de Costos de Explotación (Costos Directos Operación y Mantenimiento y Comercialización, Costos Indirectos, Costos de la Estructura Empresarial y otros costos) que sean compartidos para la operación, mantenimiento, comercialización y administración de empresas asociadas o subsidiarias del Distribuidor, reguladas o no reguladas, deberán asignarse exclusivamente en la proporción que corresponda a la actividad regulada de la Distribuidora.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^o. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

La Distribuidora deberá presentar la estructura empresarial para el Año Base, desagregando los diferentes costos de personal, insumos, instalaciones, vehículos, etc., para cada uno de los componentes de la estructura empresarial, detallando sus costos. Además deberá realizar un comparativo detallado de los costos de la estructura empresarial para el Año Base propuesto y los costos reales del mismo año, justificando y razonando para cada uno de estos sus diferencias.

Las cantidades eficientes presentadas como óptimas deberán señalar niveles de eficiencia de acuerdo al artículo 85 del RLGE."

"Se restará de los Costos de Explotación los ingresos o beneficios que el Distribuidor obtenga por el alquiler de los soportes de líneas para: i. instalaciones de alumbrado público. ii. Decoraciones. iii. Cámaras. iv. Empresas de cable. v. Telecomunicaciones. vi. Publicidad. vii. Otros. Asimismo deberá incluir un porcentaje de reducción de los costos de explotación relacionados con el uso compartido del personal e instalaciones de la Distribuidora para atender otras actividades distintas a las actividades reguladas de la Distribuidora, por ejemplo: i. Actividades compartidas con empresas de transmisión. ii. Comercialización de energía. iii. Otras distribuidoras. iv. Construcción y mantenimiento de instalaciones eléctricas. v. Venta de materiales eléctricos. vi. Financiera. vii. Servicio de operación y mantenimiento de alumbrado público. viii. Otros. Así como alquiler de instalaciones equipos, vehículos y otros activos." Para el efecto deberá presentar un informe pormenorizado de estos ingresos y los porcentajes de uso del personal y las instalaciones de la Distribuidora."

Por su parte la Ley General de Electricidad determina en sus artículos 60 y 61 lo siguiente "...Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes." "...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 lo siguiente: "Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente..."

"...Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

"Los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución. ...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

No obstante lo anterior, para el diseño de la estructura administrativa, el Consultor de la Distribuidora propone modelos de "empresa eficiente" que distan completamente de las economías de escala y alcance o ámbito, que pueden obtenerse por la empresa eficiente de referencia en Guatemala, toda vez que incluye costos y recursos de otras empresas del grupo corporativo al que pertenece DEORSA como se observa a continuación en los siguientes ejemplos:

Página 43, Informe de Etapa E – Costos de Explotación de DEOCSA

Personal Presidencia (USD/año)

Área	Puesto	Puestos PWC	Cantidad	Salarios unitarios c/cargas mes PWC USD	Total Remuneraciones USD al año
Presidencia	PRESIDENTE	100002 - Gerente General	1	23,306	279,673
Presidencia	ASISTENTE GERENCIA GENERAL	100017 - Asistente de Gerencia Ge	1	3,466	41,593
Presidencia	ASISTENTE ADMINISTRATIVO	260070 - Oficinista	1	1,049	12,584
Presidencia	MENSAJERO	260082 - Mensajero	1	972	11,664

Página 44, Informe de Etapa E – Costos de Explotación de DEORSA

Personal Presidencia (USD/año)

Área	Puesto	Puestos PWC	Cantidad	Salarios unitarios c/cargas mes PWC USD	Total Remuneraciones USD al año
Presidencia	PRESIDENTE	100002 - Gerente General	1	23,306	279,673
Presidencia	ASISTENTE GERENCIA GENERAL	100017 - Asistente de Gerencia Ge	1	3,466	41,593
Presidencia	ASISTENTE ADMINISTRATIVO	260070 - Oficinista	1	1,049	12,584
Presidencia	MENSAJERO	260082 - Mensajero	1	972	11,664

Seguro "Responsabilidad Civil", póliza RCGF-979:

Póliza No. RCGF-979	Ramo de: Responsabilidad Civil Facultativo-Frc
Suma Asegurada: US. 3,000,000.00	Prima US 160,100.00
Desde: 03/07/2016	Gtos. Emisión US 8,005.00
Hasta: 02/07/2017 00:00 A 24:00 HRS	Gtos. Fracc. US 0.00
Tecniseguros, Corredores De Seguros, S.A.	Otros Gastos US 0.00
Poliza Contratada en: Dolares	Dto. 1422 US 0.00
	IVA US 20,172.60
	Total US 188,277.60

Seguros G&T, S.A.

Denominada en adelante la Compañía, con domicilio en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, con base y de acuerdo con las declaraciones formuladas en la solicitud respectiva.

ASEGURA A: DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S.A. DEOCSA y/o DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A. DEORSA y/o REDES ELECTRICAS DE CENTROAMERICA, S.A. ... ver endoso adjunto.

Así, lo propuesto por el Consultor implicaría el traslado de sobrecostos e ineficiencias a las tarifas de los usuarios, ya que se estarían trasladando costos duplicados o de actividades



que no tienen relación directa con el servicio de distribución final de energía eléctrica. En la propuesta presentada no se evidencia que se haya efectuado el cálculo de los recursos compartidos del personal, y los demás componentes y costos asociados a este personal, tales como: alquiler de instalaciones, VNR no eléctrico, entre otros.

Asimismo, el Consultor de la Distribuidora no presenta un comparativo detallado de los costos de la estructura empresarial para el Año Base propuesto y los costos reales del mismo año, justificando y razonando para cada uno de estos sus diferencias, tal como lo requieren los TDRs.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento a los numerales 7.5.3.1 y 7.5.4 de los Términos de Referencia, a los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad, y a los artículos 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley, se requiere al Consultor de la Distribuidora lo siguiente:

- a. Asignar los costos, exclusivamente en la proporción que corresponda a la actividad regulada de DEORSA, descontando aquellos recursos que se comparten con las empresas RECSA, GUATEMEL, y DEOCSA, entre otros.
- b. Con la finalidad de que se mantengan las eficiencias alcanzadas por la Distribuidora en su realidad y en apego a lo establecido en el artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, la información requerida anteriormente (comparativo detallado de los costos de la estructura empresarial para el Año Base propuesto y los costos reales del mismo año, justificando y razonando para cada uno de estos sus referencias tal como lo requiere los TDRs) deberá demostrar que la propuesta del Consultor de la Distribuidora mejora o iguala los valores observados en la realidad de la misma, lo cual implica aplicar a toda la estructura central, de la empresa eficiente de referencia (la cual puede también puede alcanzar las eficiencias de la empresa real), un descuento mínimo del 50% (ya que la estructura central es compartida por varias empresas). Adicionalmente, calcular los recursos compartidos tales como: alquiler de instalaciones, VNR no eléctrico, entre otros, y utilizar en su cálculo únicamente el porcentaje de asignación correspondiente a DEORSA.
- c. Presentar un comparativo detallado de los costos de la estructura empresarial para el Año Base propuesto y los costos reales del mismo año de la Distribuidora, justificando y razonando para cada uno de estos sus diferencias.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

73. Personal asignado a la estructura administrativa

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 7.5.3.1 que: "Para cada uno de los componentes de los costos indirectos se deberá seguir el siguiente procedimiento:

- a. Se adoptará un horizonte de un año (Año Base).
- b. Se deberá proponer la asignación de los costos indirectos entre los usuarios de MT y de BT.
- c. Para la determinación de los costos indirectos deberá basarse en costos de una Empresa Eficiente de Referencia, para el efecto deberá detallar cada uno de



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

estós, así como los requerimientos de personal, instalaciones, insumos, vehículos y otros, así como sus respectivos costos. Para la determinación de los mismos deberá atenderse como mínimo lo siguiente:

i. Personal: Deberá responder a una estructura de una Empresa Eficiente de Referencia, como punto de partida para establecer la Empresa Eficiente de Referencia se utilizará la estructura actual de la Distribuidora incluyendo las características y cantidad de personal, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia. Para la definición de las remuneraciones se utilizarán los lineamientos establecidos en la etapa B, de los presentes términos de referencia. En caso el estudio realizado se requiera cantidades distintas de personal, deberá justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo a los principios de la Empresa Eficiente de Referencia."

Por su parte la Ley General de Electricidad determina en sus artículos 60 y 61 lo siguiente "...Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 lo siguiente: "Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente..."

"...Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

"Los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución. ...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

La propuesta de Estructura Central presentada por el Consultor de la Distribuidora en el archivo "DC_DR Estructura Central.xlsx", supera en un 20% (43 personas) la cantidad de personal de la estructura central aprobada en la revisión tarifaria anterior y actualmente vigente. Cabe mencionar que las áreas donde existe mayor diferencia son las de Servicios Jurídicos, Comunicaciones y Relaciones Externas, Recursos Humanos, y Sistemas y Telecomunicaciones.

Adicionalmente al considerar la información remitida en cumplimiento de la Resolución CNEE-50-2011, para el segundo semestre del año 2016, incongruencias significativas, por



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

ejemplo, la Distribuidora reporta que el área de Servicios Jurídicos está compuesta por 8 personas (incluido el Gerente del área), mientras que en la propuesta del Consultor se indica que dicha Gerencia está integrada por 13 personas.

De acuerdo a la Resolución CNEE-50-2011 la Distribuidora informa que posee un Gerente Jurídico y el siguiente personal:

Cargo	Cantidad
ASESORÍA JURÍDICA INTERNA Y PATRIMONIO	5
GESTOR DOCUMENTACIÓN Y GESTORÍA	2

Similar caso se observa en el área de Sistemas y Telecomunicaciones, donde el Consultor de la Distribuidora propone un total de 19 empleados, sin embargo al comparar con la cantidad reportada de acuerdo a la Resolución CNEE-50-2011, esta área tiene únicamente 14 personas (incluido el subgerente del área).

Otra inconsistencia se da en la Gerencia de Servicios Corporativos, la cual está integrada por un Gerente y las Subgerencias de Compras, Logísticas y Servicios y Sistemas y Telecomunicaciones. No obstante, lo anterior, el Consultor de la Distribuidora propone que dichas Subgerencias sean Gerencias específicas, lo cual obviamente impacta al alza en los costos de remuneración de estas áreas.

En cuanto a los perfiles de la encuesta salarial utilizados por el Consultor de la Distribuidora para costear el personal de la Estructura Central se observan variaciones considerables entre lo actualmente vigente para la Distribuidora y lo presentado. A continuación, se presenta un extracto del análisis realizado:

Puesto	Cantidad	EVAD 2018	EVAD 2013	Variación %
		Salarios unitarios c/cargas mes PWC USD	Salarios unitarios c/cargas mes PCA USD	
PRESIDENTE	1	23,306	19,735	18%
ASISTENTE GERENCIA GENERAL	1	3,466	1,731	100%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	1,049	1,107	-5%
MENSAJERO	1	972	705	38%
GERENTE DE AUDITORIA INTERNA	1	10,033	8,436	19%
AUDITOR INTERNO SR.	2	7,062	3,741	89%
AUDITOR INTERNO SEMI SR.	3	3,989	2,074	92%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,049	1,107	-5%
GERENTE DE SEGURIDAD MEDIOAMBIENTE Y CALIDAD	1	10,616	5,581	90%
INGENIERO DE OPERACIÓN SR.	1	3,238	3,930	-18%
TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN SR.	1	3,238	3,930	-18%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

TÉCNICO DE SEGURIDAD DE TRABAJO	4	2,432	2,097	16%
AUXILIAR DE SEGURIDAD DE TRABAJO	5	1,860	613	203%
GERENTE DE REGULACIÓN Y TARIFAS	1	10,033	8,436	19%
ANALISTA DE ASUNTOS REGULATORIOS	2	4,793	4,053	18%
ANALISTA DE TARIFAS	1	4,793	4,053	18%
TÉCNICO DE ASUNTOS REGULATORIOS	2	1,049	1,107	-5%
GERENTE DE LEGALES	1	12,446	4,693	165%
ABOGADO SR.	2	5,292	2,260	134%
ABOGADO JR.	3	4,102		
ASISTENTE LEGAL	7	2,107		
GERENTE DE COMUNICACIONES Y RELACIONES EXTERNAS	1	8,664	4,172	108%
ANALISTA DE COMUNICACIÓN	1	2,839	2,421	17%
ASESOR DE COMUNICACIÓN	2	1,832	1,107	66%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,049		
GERENTE DE RECURSOS HUMANOS	1	21,978	5,545	296%
RECLUTAMIENTO Y SELECCIÓN	1	3,875	3,930	-1%
COMPENSACIONES Y REMUNERACIONES	1	3,875	1,928	101%
RELACIONES LABORALES	1	3,875	960	304%
FORMACIÓN Y CAPACITACIÓN	1	3,875	2,222	74%
ASISTENTE RECLUTAMIENTO Y SELECCIÓN	2	2,963		
ASISTENTE COMPENSACIONES	2	2,963	986	200%
ASISTENTE RELACIONES LABORALES	2	2,963		
ASISTENTE FORMACIÓN Y CAPACITACIÓN	1	2,963		
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	4	1,049	1,107	-5%
MÉDICO	1	2,336	2,567	-9%
GERENTE ECONÓMICO FINANCIERO	1	19,582	8,436	132%
SECRETARIA EJECUTIVA	1	1,796	1,184	52%
GERENTE DE GESTIÓN FINANCIERA	1	10,717	4,883	119%
ANALISTA FINANCIERO SR.	1	3,432	3,824	-10%
ANALISTA FINANCIERO SEMI SR.	1	3,432	2,711	27%
ANALISTA FINANCIERO SEMI JR.	2	2,359	2,386	-1%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,049	1,107	-5%
GERENTE DE CONTABILIDAD	1	7,346	4,883	50%
ASISTENTE DE CONTADOR	2	3,460	1,814	91%
TESORERO	1	5,746	3,824	50%
ANALISTA DE CONTABILIDAD SR.	1	3,432	3,587	-4%
ANALISTA DE CONTABILIDAD SEMI SR.	1	3,432	2,386	44%
ANALISTA FINANCIERO SR.	1	3,432	3,824	-10%
ANALISTA FINANCIERO SEMI SR.	1	3,432	2,711	27%
ANALISTA FINANCIERO SEMI JR.	1	1,800	2,386	-25%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,049	1,107	-5%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

GERENTE DE PRESUPUESTOS	1	9,709	4,053	140%
ANALISTA DE PRESUPUESTOS SR.	1	3,432	3,824	-10%
ANALISTA DE PRESUPUESTOS SEMI SR.	2	3,432	1,107	210%
GERENTE DE GESTION FISCAL	1	10,703	6,661	61%
ANALISTA FISCAL SR.	1	4,615	2,711	70%
ANALISTA FISCAL JR.	1	3,124	2,386	31%
GERENTE DE COMPRAS, LOGÍSTICA Y SSGG	1	9,129	7,645	19%
ANALISTA DE PRESUPUESTO SR.	1	3,515	2,800	26%
ANALISTA DE PRESUPUESTO SEMI SR.	2	3,238	2,386	36%
ANALISTA DE PRESUPUESTO JR.	2	1,993	1,219	64%
COMPRADOR	2	1,919	2,386	-20%
INGENIERO CONTROL DE CALIDAD	1	3,238	2,386	36%
AUXILIAR DE COMPRAS	2	1,793	962	86%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	4	1,049	1,107	-5%
SUPERVISOR DE BODEGA	5	2,629	1,770	48%
GERENTE DE SISTEMAS Y TELECOM	1	8,471	5,951	42%
PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SISTEMAS	1	4,755	2,747	73%
TECNOLOGÍA DE SISTEMAS	1	3,421	2,256	52%
TELECOMUNICACIONES	1	3,364	1,500	124%
SOPORTE REDES Y MICROINFORMÁTICA SR.	2	3,565	1,500	138%
SOPORTE REDES Y MICROINFORMÁTICA JR.	3	1,474	1,128	31%
ESPECIALISTA EN SEGURIDAD	1	3,242	1,107	193%
SOPORTE SISTEMAS COMERCIALES	2	3,193		
SOPORTE SISTEMAS TÉCNICOS	2	3,193		
SOPORTE SISTEMAS ADMINISTRATIVOS	1	3,193		
ASISTENTE INFORMÁTICO	4	1,474		
DIRECTOR DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	1	21,621	9,024	140%
SECRETARIA EJECUTIVA	1	1,796	1,184	52%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,049	1,107	-5%
GERENTE DE OPERACIONES	1	10,372	8,318	25%
INGENIERO DE OPERACIÓN SR.	2	3,238	4,316	-25%
INGENIERO DE OPERACIÓN SEMI SR.	2	3,238	2,547	27%
INGENIERO DE OPERACIÓN JR.	2	2,158	1,817	19%
TÉCNICO DE OPERACIÓN	5	1,256	1,795	-30%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO DE MANTENIMIENTO	4	1,049	1,548	-32%
GERENTE DE MANTENIMIENTO	1	10,372	7,167	45%
INGENIERO DE MANTENIMIENTO SR. AT_MT	1	3,238	2,547	27%
INGENIERO DE MANTENIMIENTO SR. BT	1	3,238	2,547	27%
INGENIERO DE MANTENIMIENTO JR. AT_MT	3	2,158	2,547	-15%
INGENIERO DE MANTENIMIENTO JR. BT	3	2,158	2,547	-15%
TÉCNICO DE MANTENIMIENTO MT Y BT	3	2,158	2,176	-1%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN JR.	4	1,256	1,795	-30%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO DE MANTENIMIENTO	3	1,049	1,548	-32%
GERENTE DE PLANEAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	1	10,372	8,318	25%
ANALISTA DE PLANEAMIENTO	2	3,238	4,316	-25%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO DE MANTENIMIENTO	2	1,049	1,548	-32%
DIRECTOR COMERCIAL	1	21,621	9,024	140%
SECRETARIA EJECUTIVA	1	1,796	1,184	52%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	1,049	1,107	-5%
GERENTE DE DEFENSORÍA DE CLIENTES	1	8,664	4,172	108%
COORDINADOR DEFENSORÍA DE CLIENTES	1	3,124	2,664	17%
ASISTENTE DEFENSORÍA DE CLIENTES	2	1,049	1,107	-5%
GERENTE COMERCIAL	1	8,505	7,817	9%
ANALISTA COMERCIAL SR.	1	3,238	2,421	34%
ANALISTA COMERCIAL SEMI SR.	2	2,697	1,854	45%
ANALISTA COMERCIAL JR.	4	1,049	1,197	-12%
TÉCNICO DE ANÁLISIS DE MERCADO	1	2,697	1,854	45%
ANALISTA DE ATENCIÓN AL CLIENTE	3	1,049	1,197	-12%
ASISTENTE COMERCIAL	3	1,049	1,107	-5%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	4	1,049	1,107	-5%
GERENTE DE PÉRDIDAS COMERCIALES	1	11,235	6,002	87%
ANALISTA DE PÉRDIDAS	5	3,238	894	262%
SOCIOLOGO	1	3,238	1,330	143%
ASISTENTE SOCIAL	5	2,963	1,330	123%
SUPERVISOR DE LABORATORIO DE MEDICIONES	1	2,828	1,804	57%
TÉCNICO DE MEDICIONES	3	1,256	1,795	-30%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,049	1,107	-5%
GERENTE DE ATENCIÓN A GRANDES CLIENTES	1	7,555	5,844	29%
ANALISTA COMERCIAL SR.	2	3,238	2,421	34%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	1,049	1,107	-5%
JEFE GESTIÓN DIFERENCIADA	1	3,124	2,664	17%
GERENTE DE COMPRAS DE ENERGÍA	1	9,129	7,645	19%
ANALISTA COMERCIAL SR.	1	3,238	2,421	34%
ANALISTA COMERCIAL SEMI SR.	2	2,697	1,854	45%
ANALISTA COMERCIAL JR.	2	1,049	1,197	-12%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,049	1,107	-5%
COORDINADOR GENERAL CON SECTORES	1	10,372	9,024	15%
COORDINADOR	5	5,330	3,412	56%
ASISTENTE COMERCIAL	5	3,124	1,197	161%
ASISTENTE O&M	5	3,124	1,548	102%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	5	3,124	1,107	182%
254				48%



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

En la tabla anterior, es posible observar cómo las remuneraciones de la estructura central de la Distribuidora muestran una variación promedio al alza del 48% entre la revisión tarifaria anterior (2013) y la actual. Al hacer una revisión de cada uno de los puestos claramente se evidencia sobrevaloraciones de puestos, por ejemplo el "Asistente Administrativo", al cual se le asigna un salario mensual alrededor de GTQ 24,000, lo cual al comparar con precios de mercado y los de conocimiento de esta Comisión, claramente se observa la sobrevaloración propuesta por el Consultor de la Distribuidora.

Así mismo nuevamente el Consultor y la Distribuidora, no presentan la documentación de soporte de sus costos reales y necesidades de costos de remuneración real del personal de la Distribuidora, ni las correspondientes comparaciones con los valores propuestos, entorpeciendo y limitando la supervisión y fiscalización de esta Comisión, al negarse a presentar información imprescindible sobre las eficiencias de la empresa real, necesarias para establecer los niveles de eficiencia que podrán reconocerse para la empresa eficiente de referencia de acuerdo a lo que establece el artículo 85 del RLGE, por lo que la negativa de la Distribuidora y su Consultor de entregar la información requerida en los TDRs, limita el análisis y la determinación de los costos eficientes necesarios que pueden ser reconocidos de acuerdo a la normativa para poder ser considerados en su traslado a tarifas.

En este punto cabe comentar que, si bien en el transcurso de los 5 años, entre una revisión tarifaria y otra, el Índice de Precios al Consumidor de Guatemala ha tenido una variación alrededor del 19%, las variaciones observadas en las remuneraciones expuestas en la tabla anterior no guardan ninguna relación con las variaciones del referido índice de la actividad económica nacional.

Así mismo, al observar los salarios propuestos se evidencia sobrevaloraciones que se consideran excesivas, y sin la debida sustentación y comparaciones requeridas en los TDRs, incumpliendo con lo establecido en el artículo 85 del RLGE al no utilizar las eficiencias de la empresa real; por lo que la Distribuidora y su Consultor deberán presentar el respaldo documental, entre otros: facturas, planillas, vouchers de pago, planillas del IGSS, entre otros. Dicha documentación deberá ser respaldada por una declaración jurada del contador general y del representante legal de la Distribuidora, indicando que dicha información es verídica y comprobable.

No está de más indicar que, como ya se ha observado en revisiones de informes de etapas anteriores, el Consultor de la Distribuidora no está utilizando en varios puestos (gerencias y jefaturas para esta etapa) los valores promedio de la encuesta salarial para el cálculo de las remuneraciones, apartándose de lo establecido en los TDRs, ni las comparaciones correspondientes de los salarios y eficiencias alcanzados por la empresa real para determinar el costo eficiente de remuneraciones necesario para la determinación de la empresa eficiente de referencial.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 7.5.3.1 de los Términos de Referencia, a los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y a los artículos 82, 83, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- a) Utilizar como punto de partida para establecer la Empresa Eficiente de Referencia, las eficiencias alcanzadas por la empresa real, referentes a la

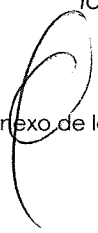
- estructura actual de la Distribuidora incluyendo las características y cantidades de personal reales y sus costos, que se consideren eficientes, para luego establecer los parámetros de la Empresa Eficiente de Referencia, y en caso la propuesta requiera cantidades distintas de personal, deberá justificarse y razonarse adecuadamente de acuerdo a los principios de la Empresa Eficiente de Referencia.
- b) Para la determinación de los valores eficientes de remuneraciones de personal deberá determinar para cada puesto el valor eficiente como resultado del valor mínimo entre el costo real pagado por la Distribuidora (eficiencia alcanzada por la empresa real) y las encuestas salariales a las cuales deberá adecuar los perfiles utilizados para determinar las remuneraciones de los integrantes de la Estructura Central, ya que se observa sobrevaloración en los mismos (utilización de percentiles superiores de los valores de la encuesta salarial, perfiles y capacidades distintas o superiores a las requeridas, variaciones abruptas con relación al IPC). Asimismo atender los comentarios que correspondan de acuerdo a lo indicado en la observación anterior del presente anexo (valores promedio de la encuesta, cargas sociales adicionadas, entre otros).
 - c) Presentar un comparativo detallado de los costos de la estructura empresarial para el Año Base propuesto y los costos reales de la distribuidora del mismo año, justificando y razonando para cada uno de estos sus diferencias de acuerdo a lo requerido en los TDRs. Para los costos reales antes indicados, se deberá presentar el respaldo documental correspondiente, como por ejemplo: facturas, planillas, vouchers de pago, planillas del IGSS, entre otros. La documentación que respalde estos valores deberá acompañarse de una declaración jurada del contador general y representante legal de la Distribuidora indicando que dicha información es verídica y comprobable.
 - d) Aplicar lo que corresponda, en cuanto a lo indicado en la observación "Recursos y costos Compartidos" del presente anexo.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

74. Insumos

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 7.5.3.1 que: "Para cada uno de los componentes de los costos indirectos se deberá seguir el siguiente procedimiento:

- a. Se adoptará un horizonte de un año (Año Base).
- b. Se deberá proponer la asignación de los costos indirectos entre los usuarios de MT y de BT.
- c. Para la determinación de los costos indirectos deberá basarse en costos de una Empresa Eficiente de Referencia, para el efecto deberá detallar cada uno de estos, así como los requerimientos de personal, instalaciones, insumos, vehículos y otros, así como sus respectivos costos. Para la determinación de los mismos deberá atenderse como mínimo lo siguiente:..
 - ii. Insumos: deberán ser sustentados en base a los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, para luego establecer los parámetros de la Empresa





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Eficiente de Referencia, presentando para el efecto la documentación contable correspondiente...

Por su parte la Ley General de Electricidad determina en sus artículos 60 y 61 lo siguiente
"...Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 lo siguiente: "Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente..."

"...Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

"Los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución. ...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

El Consultor de la Distribuidora en el archivo "DC_DR Estructura Central.xlsx", hoja "Datos Generales" presenta los siguientes ratios a aplicar para determinar los costos asociados a los insumos de la estructura central. Cabe mencionar que estos ratios también se aplican para la determinación de los costos de Comercialización y Operación y Mantenimiento:

Costos Unitarios

Teléfono, internet y correo	900 por empleado_año
Seguridad y Vigilancia	1,200 por empleado_año
Suministro Electricidad y Agua	200 por empleado_año
Servicio de Limpieza	15 por m2_año
Mantenimiento de Edificio	10 por m2_año
Gastos viajes y viáticos	por empleado_año
Suministros Oficina varios	5% sobre costos de personal



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Otros costos de personal

Costos Personal preexistente	DEOCSA	DEORSA	
Indemnizaciones personal INDE (USD Dic 2016)	675,616	651,386	USD_año
Total Fopinde patronal (USD Dic 2016)	196,415	175,355	USD_año
Total (USD)	872,031	826,742	

Convivio navideño (art 51 del pacto colectivo) 51.85 USD por empleado_año

Seguros personal (art 50 del pacto colectivo)	
Gerentes	4,198 USD por empleado_año
Grupos I y II	954 USD por empleado_año
Grupos III, IV y V	954 USD por empleado_año

Fondo de becas (art 51 del pacto colectivo) 18,796 USD_año

En el caso de los rubros que se identifican como "Costos Unitarios" y "Seguros Personal", el valor propuesto corresponde a un valor de tipo texto (pegado), que no presenta ningún sustento, ni comparativo con lo realmente pagado por la Distribuidora.

Asimismo, para el rubro "Otros costos de personal", el cual contiene lo relativo a las indemnizaciones del personal INDE y FOPINDE, el Consultor no presenta ningún sustento documental, ni referencia de donde se obtienen dichos valores. Por lo tanto, dicho costo no será trasladado a tarifa considerando que la Distribuidora cobra dicho costo al INDE, tal y como se observa en la imagen del siguiente documento:



INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACION

ORDEN DE COMPRA Y PAGO

DIVISION DE RECURSOS HUMANOS
CONTROL PREVENTIVO
INDE
FORMA No 741.39

1 LUGAR Y FECHA		GUATEMALA, 16 DE MAYO DE 2017				
2 EXPEDIENTE DE COMPRA No		4580917736	3 UNIDAD EJECUTORA		DIVISION DE RECURSOS HUMANOS	
4 LA TESORERIA DEL INDE PAGARA A		DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE S.A. (No. 1000000016)				
		(Nombre o Razón Social)				
5 LA CANTIDAD DE		Q. 60,058.88 SESENTA MIL CINCUENTA Y OCHO QUETZALES CON 88 / 100				
		(Cantidad en letras)				
7 SICSA No		8 CONTRATO No		9 PARTIDA No		
				2017-21100080-105-01-04-000-003-005-0101-050306-1911		
10 PLAZO Y LUGAR DE ENTREGA						
11. RENGLON Y FUENTE DE FINANCIAMIENTO	12. CODIGO	13. DESCRIPCION	14. CANTIDAD	15. UNIDAD MEDIDA	16. PRECIO POR UNIDAD Q.	17. TOTAL Q.
111 - 3109000000	100000	BONIFICACION EMPLEADOS INDE ABRIL 2017	1	SER	60,058.88	60,058.88
					TOTAL	60,058.88

Adicionalmente, considerando lo indicado en la observación "Relevamiento de la muestra de la red de baja tensión", en donde se indicó que el muestreo efectuado contiene una serie de deficiencias e inconsistencias que desvirtúan los resultados entregados por la Distribuidora, se hace inviable la inclusión del costo "Muestreo de



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Instalaciones" en los costos de explotación de la Empresa Eficiente de Referencia. De igual manera, es importante establecer lo desproporcionado del costo propuesto para este muestreo, el cual es similar al costo de la campaña de caracterización de la carga, misma que duró 12 meses, respecto al muestreo de instalaciones en cuestión, el cual se efectuó aproximadamente en un mes.

Otros costos

Estudio Tarifario

Consultoría estudio tarifario	Unidad	DEORSA
1. Campaña de caracterización de carga		
Consultoría	USD	40,518
Campaña de medición	USD	110,314
Total Campaña de CC	USD	150,833
2. Estudio Tarifario		
Consultoría	USD	259,517
Muestreo de Instalaciones	USD	106,353
Total Estudio Tarifario	USD	365,870
TOTAL ESTUDIO TARIFARIO	USD	516,703

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 7.5.3.1 de los Términos de Referencia y a los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y 82, 83, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora que el valor que se proponga para estos rubros sea respaldado documentalmente, presentando por ejemplo: facturas, estados financieros, vouchers de pago, entre otros. La documentación que respalde estos valores deberá acompañarse de una declaración jurada del contador general y del representante legal de la Distribuidora indicando que dicha información es verídica y comprobable. En caso no se presente la información requerida, estos costos no serán considerados para su inclusión en el cálculo correspondiente.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

75. Publicidad, Consultorías, Auditorías y Mantenimiento de Sistemas:

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 7.5.3.1 que: "Deberá diseñarse una estructura de empresa modelo adaptada cuyas divisiones funcionales correspondan con las necesarias para alcanzar el máximo nivel posible de eficiencia, según las enunciadas en el punto 7.5.2. Sus costos deberán validarse mediante un análisis comparativo con otras empresas de magnitud similar actuando en un medio equivalente al del Distribuidor y la propia estructura empresarial actual del Distribuidor, utilizando para ello información reciente obtenida de instituciones u organismos de reconocido prestigio.

Deberán discriminarse como mínimo los siguientes costos:

- a. Remuneraciones
- b. Transporte
- c. Sistemas informáticos (hardware y software)
- d. Comunicaciones
- e. Auditoría externa
- f. Consultoría
- g. Alquiler de inmuebles
- h. Seguros
- i. Varios (insumos y mantenimiento de oficinas y sus equipos, limpieza, seguridad, mensajería, servicios de agua y electricidad)"...

"Para cada uno de los componentes de los costos indirectos se deberá seguir el siguiente procedimiento:..

- d. Los gastos de honorarios por consultoría y capacitación deberán responder a un plan estratégico con el detalle suficiente para sustentarlo.
- e. Los costos y la frecuencia de las actualizaciones de software de gestión deberán corresponder a valores de mercado y las recomendaciones del fabricante, y adecuados al tamaño de la empresa del Distribuidor.

Por su parte la Ley General de Electricidad determina en sus artículos 60 y 61 lo siguiente "...Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 lo siguiente: "Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente..."

"...Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

"Los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución. ...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Sin embargo, al revisar la información presentada por el Consultor de la Distribuidora, se observa una serie de inconsistencias en varios rubros de costos como se muestra a continuación:

- a) **Publicidad y Anuncios Obligatorios:** En los archivos de soporte presentados por el Consultor de la Distribuidora, se presenta una variedad de pautas publicitarias de radio, televisión y prensa, sin embargo se ha observado la inclusión de costos por servicios prestados por empresas que no están en el negocio de la publicidad, tal es el caso de Impelsa, Guatex, Fundesa y Hoteles Intercontinental; resultando en un total de USD 513,687 anuales.
- b) **Consultorías:** El Consultor de la Distribuidora presenta Gastos de Consultoría resultantes en un valor quinquenal de USD 583,325 de actividades propias de la Distribuidora que podrían realizarse con la estructura de empresa eficiente reconocida, tales como "Servicio legal externo", para lo cual la estructura central cuenta con un departamento legal, o "Asesoramiento contable fiscal", para lo cual la empresa cuenta con un "Área económico – financiera", un área de "Auditoría interna" e incluso con una "Gerencia de gestión fiscal" y otras gerencias que tienen relación directa con temas contables y fiscales. Adicionalmente, dentro de las facturas de respaldo enviadas para estos costos se encuentran algunas que corresponden a consumo de alimentos, servicios técnicos, servicios de serigrafía y renta de vehículos que no pueden ser considerados como costo de consultoría.
- c) **Auditorías:** Existe incongruencia entre el monto correspondiente al rubro de "Auditorías"(USD884,248)consignado por el Consultor de la Distribuidora en el informe DC_Informe Etapa E_FINAL pagina 15, y el monto consignado en el archivo de respaldo Excel "Auditorías" celda F25 (USD 539,138.73):

3. Se incluye un monto anual de USD 884,248 en concepto de auditoría. En Archivo Respaldos Publicidad y Consultorías se presenta el detalle de los mismos.

4. Asimismo, se incluyó una componente asociada a Responsabilidad Social Empresaria, calculada como el 0.03% de las ventas de la compañía, equivalente a USD 71,640 año. Es cada vez más común en las empresas el contar con programas de RSE. La RSE está basada en la idea de que el funcionamiento general de una empresa, debe evaluarse teniendo en cuenta su contribución activa y voluntaria al mejoramiento social, económico y ambiental de la sociedad de la que forma parte. Los mismos se orientan a los siguientes focos:

- Clientes: calidad de la oferta comercial, aportar productos y servicios de valor añadido que promuevan la eficiencia energética, proporcionar calidad en el servicio al cliente y en la gestión de reclamaciones, y la rapidez en la respuesta a los requerimientos de los clientes, participar en el desenvolvimiento de las comunidades a las que pertenecen los clientes, etc.
- Trabajadores: promoción de la cultura de seguridad entre los empleados y contratistas, gestión y seguimiento de la seguridad de los empleados y contratistas, gestión de la salud y el bienestar, clima laboral, promoción de la



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

DEOCSA			DEORSA		
No. Doc	US\$	Q	No. Doc	US\$	Q
25420	12,600.00		23594	12,600.00	
27408	118,949.00		25281	113,944.00	
29130	5,040.00		26911	5,040.00	
29131	13,188.00		26912	1,851.00	
29189	1,853.00		26913	13,168.00	
30109	47,880.00		27787	73,382.00	
30111	79,882.00		27788	7,859.00	
30179	11,400.00		27789	47,880.00	
30884	7,859.00		27882	11,408.00	
31021	8,003.00		28661	8,003.00	
31607	40,000.00		29194	40,000.00	
32452	44,470.00		30033	44,470.00	
32819	95,054.00		30434	95,054.00	
33463		14,000.00	30994		14,000.00
34022	51,764.00		31494	51,764.00	
34123		17,808.00	31585		17,808.00
34446	6,704.00		31914	6,704.00	
34586		13,413.00	32053		13,413.00
Subtotal	544,646.00	45,221.00	Subtotal	533,127.00	45,221.00
	6,011.73			6,011.73	
Total (US\$)	550,657.73		Total (US\$)	539,138.73	

Finalmente cabe mencionar que el Consultor indica que estos costos "responden a parámetros de eficiencia y se encuentran respaldados por sus correspondientes comprobantes y/o cotizaciones que avalan su valor de mercado"⁷. No obstante lo anterior, se considera que para sustentar los parámetros de eficiencia que menciona el Consultor, es necesario respaldar con información histórica como mínimo del período 2012 – 2016 para cada rubro de costo propuesto, ya que al pretender establecer costos para un quinquenio, con base al costeo de un solo año, puede inducir a errores y sesgo derivado de las condiciones atípicas que puedan darse en ese único año considerado. Por otro lado, si bien se presenta una serie de costos y documentos, el Consultor de la Distribuidora no justifica adecuadamente, si los mismos pueden ser considerados como eficientes, para la determinación de los costos que pueden considerarse en la Empresa Eficiente de Referencia.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 7.5.3.1 de los Términos de Referencia, a los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y a los artículos 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se requiere, al Consultor de la Distribuidora que:

- Envíe el detalle histórico del período 2012 – 2016 de las facturas pagadas por la Distribuidora en conceptos de publicidad, consultorías y auditorías, justificando y documentando ampliamente cada uno de estos costos, limitándose únicamente a aquellos costos que tengan una relación directa con la prestación del servicio regulado de Distribución Final de Energía, y que pueden ser considerados en las

⁷DC_Informe Etapa E_FINAL entregado por QUANTUM, página 15.

- tarifas; deberá incluir como mínimo, el listado en archivo Excel de las facturas pagadas, referenciado a cada una de las facturas en medio digitalizado, la descripción del servicio prestado y el proveedor correspondiente, y su relación directa con la prestación del servicio regulado de Distribución Final de Energía .
- b. Elimine el rubro de Consultorías por los conceptos de "Servicio legal externo" y "Asesoramiento contable fiscal "del cálculo de los Costos de Explotación ya que la empresa eficiente de referencia propuesta incluye el personal para realizar dichas actividades e incluir únicamente las consultorías eficientes que están fuera del giro normal de la empresa y que por esto, requieran la intervención de firmas especializadas, de las cuales deberá remitir las justificaciones pertinentes de por qué no se realizan estas actividades con personal propio así como la documentación que acredite sus costos.
 - c. Aclare cuál es el valor efectivamente propuesto para el cálculo de los costos de explotación, en el rubro de Auditorías.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

76. Seguros

Los Términos de Referencia establecen en su numeral 7.5.3.1 que *"Deberá diseñarse una estructura de empresa modelo adaptada cuyas divisiones funcionales correspondan con las necesarias para alcanzar el máximo nivel posible de eficiencia, según las enunciadas en el punto 7.5.2. Sus costos deberán validarse mediante un análisis comparativo con otras empresas de magnitud similar actuando en un medio equivalente al del Distribuidor y la propia estructura empresarial actual del Distribuidor, utilizando para ello información reciente obtenida de instituciones u organismos de reconocido prestigio."*

Deberán discriminarse como mínimo los siguientes costos:

- a. Remuneraciones
- b. Transporte
- c. Sistemas informáticos (hardware y software)
- d. Comunicaciones
- e. Auditoría externa
- f. Consultoría
- g. Alquiler de inmuebles
- h. Seguros
- i. Varios (insumos y mantenimiento de oficinas y sus equipos, limpieza, seguridad, mensajería, servicios de agua y electricidad).

Por su parte la Ley General de Electricidad determina en sus artículos 60 y 61 lo siguiente "...Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."

"...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 lo siguiente: "Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente..."

"...Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

"Los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución. ...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

El Consultor de la Distribuidora propone que anualmente se le reconozca a la Distribuidora por concepto de los seguros "Responsabilidad Civil e Incendios" y "Vehículos" los siguientes costos en dólares:

Seguros	DEORSA
Seguro Responsabilidad Civil e Incendios	164,751 USD_año
	164,751
Seguro Vehículos (solo ADM)	416 USD_año

Adicionalmente, presenta el archivo "Detalle primas Seguro 2016.xlsx" contenido en la carpeta "Seguros.zip", en donde presenta los siguientes valores:

Seguros

Detalle de seguros contratados en el año 2016	Unidad	DEORSA	Doc. Soporte	DEORSA	Doc. Soporte	RECSA	Doc. Soporte	Total
Seguro Responsabilidad Civil	USD	136,416.00	5100031853F / 5100031852F	136,416.00	5100029460F / 5100029457F	0.00	N/A	272,832.00
Seguro Incendio	USD	27,779.72	5100030423F / 5100039197F	27,231.11	5100028108F	50,272.81	5100001030F	105,283.64
Seguro Vehículos	GTQ	388,989.66	5100028178F / 5100029206F / 5100029490F / 5100030425F	356,145.03	5100025987F / 5100026971F / 5100027230F / 5100028109F	0.00	N/A	745,134.69
Equipo Electronico Especial	GTQ	11,559.98	5100027404F / 5100032490F / 5100029907F / 5100034088F	8,522.37	5100025289F			20,082.35
Terrorismo				N/A				

Al respecto se puede indicar que en el caso del seguro "Responsabilidad Civil e Incendios" la documentación de respaldo presentada en el caso de la póliza RCGF-979, indica que se asegura a Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A., Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A. y Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A.:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Póliza No. RCGF-979

Ramo de: Responsabilidad Civil Facultativo-Frc

Suma Asegurada: US. 3,000,000.00
Desde: 03/07/2016
Hasta: 02/07/2017 00:00 A 24:00 HRS
Tecniseguros, Corredores De Seguros, S.A.
Poliza Contratada en: Dolares

Prima	US	160,100.00
Gtos. Emisión	US	8,005.00
Gtos. Fracc.	US	0.00
Otros Gastos	US	0.00
Dto. 1422	US	0.00
IVA	US	20,172.60
Total	US	188,277.60

Seguros G&T, S.A.

Denominada en adelante la Compañía, con domicilio en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, con base y de acuerdo con las declaraciones formuladas en la solicitud respectiva.

ASEGURA A: DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S.A. DEOCSA y/o DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A. DEORSA y/o REDES ELECTRICAS DE CENTROAMERICA, S.A. ... ver endoso adjunto.

Mismo caso sucede con la póliza RCGF-980:

Póliza No. RCGF-980

Ramo de: Responsabilidad Civil Facultativo-Frc

Suma Asegurada: US. 47,000,000.00
Desde: 03/07/2016
Hasta: 02/07/2017 00:00 A 24:00 HRS
Tecniseguros, Corredores De Seguros, S.A.
Poliza Contratada en: Dolares

Prima	US	71,900.00
Gtos. Emisión	US	3,595.00
Gtos. Fracc.	US	0.00
Otros Gastos	US	0.00
Dto. 1422	US	0.00
IVA	US	9,059.40
Total	US	84,554.40

Seguros G&T, S.A.

Denominada en adelante la Compañía, con domicilio en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, con base y de acuerdo con las declaraciones formuladas en la solicitud respectiva.

ASEGURA A: DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S.A. DEOCSA y/o DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A. DEORSA y/o REDES ELECTRICAS DE CENTROAMERICA, S.A. ... ver endoso adjunto.

En este caso se observa en el archivo "Detalle primas Seguro 2016.xlsx", que la sumatoria que corresponde a "Seguro Responsabilidad Civil", por las distribuidoras DEOCSA y DEORSA (celda I4) corresponde a la suma de las pólizas RCGF-979 y RCGF-980 (Q272,832.00), es decir, no se observa que se haya efectuado ningún descuento por el aseguramiento de las instalaciones de la empresa "Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A. (RECSA)"

El archivo Excel presentado hace referencia a las facturas por medio de las cuales se obtiene el valor allí indicado para los seguros "Responsabilidad Civil e Incendios" y "Vehículos", sin embargo, este no concuerda con el valor que finalmente aparece en el cálculo de la Estructura Central. Por otra parte, cabe indicar que los valores indicados en el archivo "Detalle primas Seguro 2016.xlsx" incluyen impuestos (IVA), el cual deben descontarse pues dicha carga tributaria no pueden ser trasladada a las tarifas finales.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento al numeral 7.5.3.1 de los Términos de Referencia, a los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y a los artículos 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que se incluya en el cálculo únicamente los costos que correspondan a la Distribuidora (identificando claramente el descuento correspondiente a los costos de las empresas RECSA y DEOCSA, vinculado a su documento de respaldo correspondiente) y que se consideren los valores

sin el Impuesto al Valor Agregado. Asimismo, se requiere que la memoria de cálculo de los valores propuestos este claramente vinculada a su fuente, y documentos de respaldo.

77. Consideraciones especiales Activos No Eléctricos

Los Términos de Referencia en el numeral 1.6.3 y 7.7 establecen que: *"Los Informes de Etapa deberán ser presentados en las fechas límite indicadas en el punto 1.4 e incluir, como mínimo, la descripción, los cálculos, los resultados con su correspondiente evaluación y la información de soporte, según se detalla en la descripción de cada uno.*

La información contenida deberá presentarse en conjunto con las correspondientes memorias de cálculo explícitamente desarrolladas y las bases de datos relacionadas y trazables, debiendo proporcionarse los archivos digitales modificables que permitan a la CNEE reproducir cada uno de los procesos o resultados.

Dentro de los informes, deberán incluirse memorias de cálculo, documentación relacionada con el Estudio, actividades, criterios de optimización, modelos matemáticos, etc., con el fin que la CNEE pueda realizar las actividades de supervisión, fiscalización y análisis durante su ejecución y con posterioridad a ella. De igual manera, deberá entregarse copia a la CNEE de toda la información utilizada en los formatos requeridos, tanto en forma impresa como en archivos digitales modificables que permitan a la CNEE replicar los cálculos...

Este Informe deberá contener como mínimo lo siguiente:

Resumen de los costos de explotación:

- a.
 - i. Costos Directos de operación y mantenimiento
 - ii. Costos Directos de comercialización.
 - iii. Costos Indirectos.

Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Directos de Operación y Mantenimiento, los cuales deberán ser perfectamente replicables por la CNEE.

Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Directos de Comercialización, los cuales deberán ser perfectamente replicables por la CNEE.

Memoria de cálculo y modelos (con sus manuales) utilizados para la determinación de los Costos Indirectos, los cuales deberán ser perfectamente replicables por la CNEE..."

Por su parte la Ley General de Electricidad determina en sus artículos 60 y 61 lo siguiente *"...Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a costos estándares de distribución de empresas eficientes."*

"...Las tarifas se estructurarán de modo que promuevan la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector."

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 85, 91 y 97 lo siguiente: *"Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por*





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente..."

"...Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período."

"Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga."

"Los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución. ...Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución..."

Al respecto se tienen los siguientes comentarios:

77.1 Edificios – Terrenos:

El Consultor de la Distribuidora en el archivo Excel "DC_DR Activos No eléctricos" hoja "Edificios Terrenos" presenta los siguientes costos y criterios relacionados con el alquiler de sus espacios y el área necesaria por empleado para esos espacios:

Descripción	USD alquiler/m ² /año	Espacio necesario m ² /empleado-m ² /vehículo
Oficina Central	162.58	13
Estacionamiento de vehículos Oficina Central	95.00	12
Estacionamiento de vehículos	6.76	12
Estacionamiento motocicletas	6.76	4
Almacenes	15.25	500
Call Center	162.58	5
Lecturas	99.98	13
Facturación	99.98	13
Cobranza	99.98	13
OCCC	99.98	25
Serv. Técnico COM	99.98	13

Se considera necesario que el Consultor de la Distribuidora remita una tabla en donde se detallen las cantidades óptimas de espacio necesarias, para hacer una comparación con las cantidades reales de espacio reportadas por la Distribuidora.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los numerales 1.6.3 y 7.7 de los TDRs, los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y los artículos 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad se requiere al Consultor de la Distribuidora enviar en formato archivo de Excel la tabla en donde se detallan las cantidades óptimas de espacio necesarias, remitiendo una comparación con las cantidades reales de espacio reportadas por la Distribuidora. Finalmente, los costos de la Empresa Eficiente de Referencia que se requiere sean presentados, deben alcanzar como mínimo las eficiencias obtenidas por la Distribuidora en su operación real; en este sentido no deberán incluir sobrecostos o sobrevaloraciones que resulten en ineficiencias y costos excesivos, mismos que no pueden ser considerados en las tarifas. Así mismo, en cumplimiento a los TDRs, deberá aplicar los porcentajes de descuento correspondientes a la utilización de recursos compartidos con otras empresas, detallando los mismos.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

77.2 Equipos de comunicaciones

El Consultor de la Distribuidora en el archivo Excel "DC_DR Activos No eléctricos" hoja "Equipo Comunicaciones" presenta una serie de costos como valores tipo texto (pegados) y sin documentación de soporte (facturas, registros contables, contratos, etc.), referente a equipos de comunicaciones y sistema SCADA, lo cual imposibilita a la CNEE la labor de verificar su relación y trazabilidad.

	VNR (USD)	Negocio
Equipos comunicaciones	454,046	ADM

Cuadro 4-10: Valorización Sistema SCADA – ATD2

Costos SCADA (USD)	Inversión	Implementación	Software	Mantenimiento
Centro de Control	186.033	625.174	67.105	17.377
Remotas de SSEE	1.340.200	490.200	232.200	25.176
Comunicaciones	342.450	56.590		4.871
Totales	1.868.683	1.171.964	299.305	47.424

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los numerales 1.6.3 y 7.7 de los TDRs, los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y los artículos 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que presente las justificaciones técnicas que demuestren que los equipos presentados sean los considerados indispensables para prestar la actividad de distribución de una empresa eficiente y que de igual forma, presente la debida documentación contable de soporte de costos reales de la Distribuidora (facturas, contratos, registros contables), debidamente certificada por






el contador general de la Distribuidora. Así mismo deberá verificar que los costos propuestos, referentes a "Remotas de SSEE" no estén considerados o duplicas en el cálculo del VNR. Finalmente, en atención los TDRs, deberá aplicar los porcentajes de descuento correspondientes a la utilización de recursos compartidos con otras empresas, detallando los mismos. En caso no se presente la información requerida, estos costos no podrán ser considerados para su inclusión en el cálculo correspondiente.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

77.3 Aplicaciones informáticas

El Consultor de la Distribuidora en el archivo Excel "DC_DR Activos No eléctricos" hoja "Aplicaciones informáticas", presenta una serie de costos de hardware y software sobre los cuales es posible indicar las siguientes inconsistencias o irregularidades:

1. Los datos corresponden a valores tipo texto (pegados) sin referencia o memorias de cálculo ni documentación de respaldo.
2. Según lo consignado por el consultor de la Distribuidora, la fuente de estos datos es un estudio tarifario del regulador de Chile y no presenta ningún dato de lo efectivamente utilizado o pagado por la Distribuidora en análisis.

Los costos de estos sistemas que el Consultor incorpora en el VNR no Eléctrico son los más elevados entre los reportados por el Consultor de la Distribuidora y representan el 65% del total del mismo, con lo cual tomarlos directamente de una sola referencia internacional no se considera válido.

Por otra parte, el Consultor de la Distribuidora no presenta la documentación de respaldo de los costos reales de sus sistemas o aplicaciones informáticas, no pudiéndose constatar de esta manera la existencia real de los mismos y las eficiencias alcanzadas por la distribuidora. Al no presentar la información requerida, la distribuidora limita el análisis para la determinación de la Empresa Eficiente de Referencia, pudiendo inducir al reconocimiento de sobrevaloraciones, ineficiencias y costos excesivos en las tarifas, hecho contrario a lo ordenado en la normativa.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Cuadro 1-25: Valorización de Sistemas Macro TI EM ATD3

	Descripción	Nombre	#	Costos Hardware		Costos Software			
				Servidor	Mantención	Licencia server	Licencias	Implementación	Soporte
Gestión Dist	Sistema de gestión de distribución	In Grid Network Operation	1	3,714	446		569,738	3,500,000	813,948
Gestión Dist	Sistema control de pérdidas	In Grid Energy Control & Losses	1	3,714	446		455,790	1,000,000	291,158
Sistema Cor	Sistema gestión comercial y de al cliente	TRUWS							
Sistema Cor	Sistema de atención al cliente	Customer Managemen	1	3,714	446		683,685	6,000,000	291,158
Gestión Dist	Sistemas de ingeniería en distribución	IBM MAXIMO	1	3,714	446		343,559	180,810	112,106
GIS	Sistema de información geográfico	ESRI	1	3,714	446		264,450	-	56,750
Sistema ADR	Inteligencia de Negocios	MICROSOFT DYNAMICS AX							
	Contabilidad Financiera, Contabilidad de Gestión, Tesorería y Control Corporativo		1	3,714	446		357,000	150,000	78,540
	Sistema de Administración de Contratos								
	Gestión integral de Recursos Humanos								
Sistema ADR	Intranet	Aplicación	1	3,714	446			11,933	
Sistema ADR	Base de datos	SQL SERVER	1	3,714	446	3717	70,756	-	14,151
	Servidor de correo	Microsoft Licencia Servidor Exchange 2014 Standard OLP y Standard CAL	1	3,714	446	402	16,946		
Sistema ADR	Servidores Desarrollo	SO Linux RedHat y Visual Studio 2010 Pro	1	3,714	446	2,498			300
Sistema ADR	Servidor Red Windows	OpManager Premium Edition DeskTop Central Professional Edition ADManager Plus Professional Edition	1	3,714	446	21,785			2,614
Sistema ADR	Servidor para respaldar en cinta los datos	Software respaldo Data Protector	1	3,714	446	1,788			
Sistema ADR	Servidor Aplicaciones Propias	SO Linux RedHat Visual Studio 2010 Pro	1	3,714	446	2,498			300
Sistema ADR	Servidor PLS-CADD Software y DigSilent SW		1	3,714	446	9,500			1,140
Sistema ADR	Servidor DigSilent SW		1			14,395			1,727
Sistema ADR	Rack para servidores y comunicaciones		5	7,952				7500	
Sistema ADR	Switch de Fibra Óptica		5	21,690					
Sistema ADR	Switch GB Servidores y usuarios		5	14,734					
Sistema ADR	Equipo de aire acondicionado		5	7,540					
Sistema ADR	Equipo UPS con Baterías para respaldar servidores		15	22,309					
Sistema ADR	Equipo UPS con Baterías para respaldar los equipos de aire acondicionado		5	7,436					
			TOTAL	133,663	6,240	56,584	2,761,923	10,850,243	1,663,892

<https://www.cnee.c/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/>

Estudio VAD CNE - 2016-2020

ATD 3 - Empresa comparadora CHILQUINTA - 517.000 clientes (al inicio del estudio 2014)

Valores CNE ATD - 3



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

	VNR (USD)	Negocio
Gestión Distribución	6,061,039	O&M
SCADA	1,035,447	O&M
GIS	268,164	O&M
Sistema Comercial	6,687,399	COM
Sistema Administración Centrales Hardware	181,257	ADM
Sistema Administración Centrales Software	604,548	ADM
TOTAL	14,837,854	

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los numerales 1.6.3 y 7.7 de los TDRs, de los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y los artículos 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora, para determinar el valor eficiente de las aplicaciones informáticas presentadas, remitir los costos reales pagados por la Distribuidora por este concepto durante el periodo del 2012 al 2016, adjuntando toda la documentación contable de soporte de estos costos (facturas, registros contables, contratos, entre otros), con su correspondiente vinculación a un archivo Excel donde se detalle cada valor del costo propuesto. Así mismo, en atención a la normativa, deberá aplicar los porcentajes de descuento correspondientes a la utilización de recursos compartidos con otras empresas, detallando los mismos.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

En caso no se presente la información requerida, estos costos no podrán ser considerados para su inclusión en el cálculo correspondiente.

77.4 PC's y notebooks

A continuación se presenta la asignación de equipos de cómputo (PC's y notebooks) que propone el Consultor de la Distribuidora para las áreas administrativa, comercial y O&M.

EQUIPOS DE COMPUTO INDIVIDUALES

Empresa	Descripción	Uso	Cantidad	Costo unitario USD	Costo total USD	Negocio
DEORSA	PC all in one	ADM	254	678	172,184	ADM
DEORSA	Notebook	ADM	30	846	25,394	ADM
DEORSA	PC all in one	COM	297	678	201,334	COM
DEORSA	PC all in one	O&M	43	678	29,149	O&M

Al revisar la información proporcionada por el Consultor de la Distribuidora, se observó que se asignan equipos de cómputo a personal tercerizado y propio de las áreas de Comercialización y O&M, que por sus atribuciones, se considera que no es necesario asignarle un equipo de cómputo, como se muestra en la siguiente tabla:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

call center	lect. Facturacion	lect. Facturacion	lect. Facturacion	cajeros	atencion a clientes	agentes de agencia com.	jefe de cuadrilla	Jefe de Cuadrilla Área O&M	TOTAL
6	2	28	28	29	28	155	21	43	340
Personal Tercerizado	Personal Tercerizado	Personal Tercerizado	Personal Tercerizado	Personal Propio	Personal Propio	Personal Propio	Personal Propio	Personal Propio	

Así, se considera que la asignación de computadoras para el personal de lectura y facturación tercerizado, como para jefes de cuadrilla de las áreas comercial y O&M (personal propio), no corresponde a una gestión eficiente, toda vez que el personal tercerizado antes indicado debe contar con equipo de cómputo proporcionado por el contratista y las tareas de los jefes de cuadrilla no se relacionan directamente con uso de equipos de cómputo.

Por otra parte, se observó que la documentación de soporte de los costos de compras de equipo de cómputo presentada por el Consultor de la Distribuidora, no es suficiente, pues se limita a cotizaciones on-line de un único proveedor y de una sola consulta, lo cual no corresponde a las economías de escala que puede alcanzar la Distribuidora y por consiguiente la Empresa Eficiente de Referencia, por otro lado la cotización de un único equipo, con especificación de las cuales se desconoce si son las adecuadas y estrictamente necesarias para el trabajo que se requiere, puede inducir a errores y sobrevaloraciones, que finalmente se traducen en ineficiencias y costos excesivos que no pueden ser considerados en las tarifas.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los numerales 1.6.3 y 7.7 de los TDRs, los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y los artículos 82, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora:

- Excluir del cálculo de costos de equipo de cómputo (PC's y notebooks), aquellos equipos asignados al personal tercerizado de lectura y facturación y jefes de cuadrillas de las áreas comercial y O&M. Así mismo, en atención a los TDRs, deberá aplicar los porcentajes de descuento correspondientes a la utilización de recursos compartidos con otras empresas, detallando los mismos.
- Remitir documentación contable de soporte (facturas, registros contables, contratos, etc.) de los costos de compras reales de equipos de cómputo (PC's y notebooks), del período del año 2012 – 2016, debidamente certificada por el contador general de la Distribuidora.
- En caso no se presente la información requerida, estos costos no podrán ser considerados para su inclusión en el cálculo correspondiente.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

77.5 Otro equipamiento informático

El consultor de la Distribuidora asigna equipos como impresoras con scanner, fotocopadoras y proyectores, de acuerdo a la siguiente tabla:

Empresa	Descripción	Uso	Cantidad	Costo unitario USD	Costo total USD
DEORSA	Impresora con scanner	ADM	26	200	5,197
DEORSA	Impresora con scanner	COM	84	200	16,792
DEORSA	Fotocopiadora	ADM	26	555	14,443
DEORSA	Fotocopiadora	COM	84	555	46,661
DEORSA	Proyector	ADM	26	611	15,887
TOTAL					98,980

Q: 2 impresoras por gerencia (hay 13 gerencias)

Q: 3 impresoras por OCCC

Se observa que la cantidad de fotocopadoras y proyectores asignados a gerencias y oficinas comerciales se equipara a la cantidad de impresoras. La anterior equiparación, origina un sobredimensionamiento evidente toda vez que se propone que en cada gerencia haya 2 proyectores y 2 fotocopadoras, así como también se asume que en cada oficina comercial haya 3 fotocopadoras. Como se observa se están asignando recursos excesivos y por consiguiente ineficientes en este rubro.

OBSERVACIÓN:

En cumplimiento de los numerales 1.6.3 y 7.7 de los TDRs, los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y los artículos 82, 83, 85, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora presentar la documentación de soporte (fotografías, registros contables o administrativos, facturas, entre otros), donde se evidencie la asignación de las cantidades de equipos propuestos para gerencias y oficinas comerciales, toda vez que lo propuesto se considera sobredimensionado e ineficiente para el servicio que se requiere. En caso no se presente la información requerida, estos costos no podrán ser considerados para su inclusión en el cálculo correspondiente. Así mismo, en atención los TDRs, deberá aplicar los porcentajes de descuento correspondientes a la utilización de recursos compartidos con otras empresas, detallando los mismos.

El no remitir la información establecida en los TDRs limita y dificulta la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.