Anexo de la Resolución CNEE-53-2019

INTRODUCCIÓN

1. Ordenamiento jurídico aplicable en la República de Guatemala para el establecimiento de las Tarifas de distribución y su metodología de cálculo

De acuerdo al ordenamiento jurídico de la República de Guatemala, para la prestación del servio de distribución final de electricidad, cuando se utilizan bienes de dominio público, se requiere de autorización conforme a lo establecido en el artículo 13 de la Ley General de Electricidad, Decreto No.93-96 del Congreso de la República de Guatemala (Ley o LGE).

Las condiciones, derechos y obligaciones que rigen esa autorización, quedan plasmados mediante la suscripción de un "contrato de autorización definitiva de distribución". En el presente caso, Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, aceptó las condiciones, derechos y obligaciones para prestar el servicio de energía eléctrica al suscribir el "**CONTRATO DE TRANSFERENCIA DE AUTORIZACIÓN DEFINITIVA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL DE ELECTRICIDAD**", mediante escritura pública número tres, de fecha veintiséis de enero de mil novecientos noventa y nueve, autorizada por el Notario Edgar Allan Taylor Santos, por medio del cual, el Instituto Nacional de Electrificación –INDE-, en su calidad de propietario de la Empresa de Distribución de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación Región Oriente, (EDEEROR), transfirió a Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima todos los derechos y obligaciones, previamente adquiridos para la autorización para la prestación del servicio de distribución final de energía eléctrica, al suscribir, a su vez, conjuntamente con el Ministerio de Energía y Minas, el correspondiente contrato, mediante escritura pública número doscientos dos de fecha doce de diciembre de mil novecientos noventa y ocho, autorizado por el Notario Mario Saul Cifuentes Hernández.

En el referido contrato de autorización, específicamente en el inciso C) de la cláusula cuarta, en el apartado relativo a las obligaciones de la distribuidora, se estipuló que la Distribuidora debía observar todas las tarifas, términos y condiciones de las tarifas aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (Comisión o CNEE); así mismo, en el inciso L) de la misma cláusula y en la cláusula décima séptima, la Distribuidora se obliga a cumplir con todas las disposiciones previstas en la Ley General de Electricidad y el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Reglamento, RLGE), así como las modificaciones que estos sufran. En virtud de lo anterior, al suscribir el referido contrato, la Distribuidora quedó sujeta a todas las leyes de la República de Guatemala.

Como complemento, a lo indicado en la relacionada cláusula décima séptima del contrato ya mencionado, se establece que, en toda cuestión litigiosa relacionada con la aplicación, interpretación, ejecución y terminación, por cualquier causa, del presente contrato, la Distribuidora renuncia al fuero de su domicilio y se somete expresamente al arbitraje de la CNEE.

En este sentido, la Distribuidora como Adjudicatario de la autorización para la prestación del servicio de distribución final de energía eléctrica, aceptó expresamente las

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

condiciones de dicha autorización y el cumplimiento de la LGE, su reglamento y todas las leyes de la República de Guatemala, entre las cuales se incluye el régimen para el establecimiento de las tarifas, así como la metodología que defina la CNEE para tal efecto, por medio de Términos de Referencia específicos.

Por otro lado, en la Ley General de Electricidad, en el artículo 4, se establece que son funciones de la CNEE, entre otras: cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios; proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias; 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; y emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas. Por lo que, la CNEE en pleno ejercicio de sus funciones, estableció la metodología para el cálculo de los componentes eficientes de distribución, emitiendo para el efecto, las resoluciones correspondientes, para la elaboración de los estudios tarifarios, y otras disposiciones, necesarias para el cumplimiento de la ley y su reglamento, tal como será expuesto más adelante.

Específicamente, respecto a la determinación de las tarifas de distribución, la Ley General de Electricidad, instrumento normativo específico, que regula la materia, entre otras consideraciones establece, en el ya citado artículo 4, inciso c), que corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica definir las tarifas de distribución, sujetas a regulación, **y la metodología para su cálculo**; en el artículo 77, que: "**La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión** cada cinco (5) años; en el artículo 74, que: "**Los términos de referencia del o de los estudios del VAD serán elaborados por la Comisión**"; y finalmente, en el artículo 98, que: "Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión.".

Por lo que, en estricto cumplimiento a la legislación de la República de Guatemala, la CNEE emitió los Términos de Referencia para la Realización del Estudio del Valor Agregado de la Distribuidora (TdR), en los que estableció la metodología de cálculo para elaborar el Estudio del Valor Agregado de Distribución (EVAD, estudio, estudio tarifario); términos que deben ser cumplidos, tanto por la Distribuidora como por la firma de ingeniería o consultor precalificado que ésta haya contratado.

Dentro del debido proceso jurídico, la regulación de la República de Guatemala, permite que, en caso la Distribuidora hubiese considerado que la metodología para el cálculo de las tarifas, establecida en los TdR, no se ajustaba a lo establecido en la legislación vigente, o simplemente que no estaba de acuerdo con el contenido de los referidos TdR, estaba plenamente facultada, para:

A. Presentar los recursos legales correspondientes contra cada disposición que, a su criterio, consideraba que la metodología aprobada no correspondía a lo establecido en la Ley y su reglamento; tal como lo hizo, específicamente, para dos apartados de los TdR, presentando para el efecto, el respectivo recurso de revocatoria parcial, a los siguientes temas: **1**. Pérdidas No Técnicas y **2.** Incobrables.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Dichos recursos de revocatoria, fueron tramitados por la CNEE y elevados a la autoridad superior, la que resolvió oportunamente, declarándolos sin lugar y, como consecuencia, confirmando los TdR emitidos por la CNEE, dejando los referidos términos de referencia firmes administrativamente.

En este sentido, se puede constatar que la distribuidora, al haber objetado únicamente dos apartados de los TdR, consintió el resto de la metodología establecida en los mismos, al no haber presentado ninguna acción administrativa al resto de la metodología dentro de los plazos establecidos en la legislación. Ante cualquier desacuerdo o inconformidad respecto a la metodología aprobada en los TdR, la Distribuidora debió oportunamente utilizar los mecanismos o recursos legales establecidos en la legislación guatemalteca para hacer valer sus pretensiones.

Por lo tanto, los TdR y la metodología para la determinación del VAD contenidos en los mismos tienen firmeza legal y por consiguiente, correspondía a la Distribuidora y a su Consultor, el estricto y total cumplimiento de los mismos para la elaboración de los estudios.

B. En caso la Distribuidora hubiera requerido la modificación de la metodología establecida en los TdR, los mismos, en su numeral 1.8, establecen el mecanismo y procedimiento correspondiente. En dicho numeral, textualmente, indica: "Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso." Para el efecto, correspondía a la distribuidora realizar de forma escrita una solicitud formal a la CNEE, justificando y argumentando el porqué de su requerimiento de modificación; en cuyo caso, la CNEE, con base en los análisis técnicos y jurídicos que se emitieran para el efecto, notificaría a la Distribuidora de forma escrita lo que correspondía en cada caso. Solo en el caso de ser aceptada la modificación solicitada, podría entonces el Consultor de la distribuidora, modificar la metodología según lo aprobado.

   Es importante resaltar que, a lo largo de todo el presente proceso para la elaboración y entrega del estudio, no fue recibida ninguna solicitud formal por parte de la Distribuidora para modificar la metodología de cálculo de los estudios del VAD; por lo que, la Distribuidora, al argumentar en la presentación de su estudio tarifario final, que está en desacuerdo con la metodología establecida en los TdR, no la faculta para incumplir con la metodología e información requerida en los mismos términos. En este sentido, al establecer cualquier apartamiento o incumplimiento, por parte de la Distribuidora o de su Consultor, de la metodología o de la no entrega de la información requerida en los mismos, se evidencia el pleno incumplimiento al ordenamiento legal guatemalteco.

2. Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Tal como ya se puntualizó en el apartado anterior, de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad, en su artículo 4 inciso c), corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica definir las tarifas de distribución sujetas a regulación **y la metodología para su cálculo.** Por su parte, los artículos 60 y 61 de la referida Ley indican que las tarifas a usuarios del Servicio de Distribución Final serán determinadas por la CNEE a través de adicionar las componentes de costos de adquisición de potencia y energía, que son libremente pactados entre generadores, distribuidores y referidos a la entrada de la red

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

de distribución con **los componentes de costos eficientes de distribución**, correspondientes 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. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios. Así mismo, el artículo 77 de la misma Ley, establece que: "La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión cada cinco (5) años.".

2.1. Metodología de cálculo para las tarifas de distribución y costos de los componentes eficientes de distribución

Tomando como base fundamental lo establecido en el artículo 4, inciso C, y en el artículo 77 de la LGE, la Comisión, cada cinco años establece la metodología de cálculo para la determinación de los costos de los componentes eficientes de distribución o Valor Agregado de Distribución -VAD-; lo cual se realiza mediante la emisión de los Términos de Referencia del o de los Estudios del VAD, con la finalidad que cada distribuidor calcule los componentes del VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión, de acuerdo a lo que establece el artículo 74 de la referida Ley.

Asimismo, el Reglamento de la Ley General de Electricidad -RLGE-, respecto al establecimiento de la metodología de cálculo de los componentes de costos eficientes de distribución o VAD, en su artículo 98, determina que la CNEE cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, entregará a los Distribuidores los Términos de Referencia para la Realización del Estudio del Valor Agregado -TdR-, mismos que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión; y, en los que se establece la metodología, información requerida, plazos, procedimientos e indicadores de eficiencia, que se deben cumplir en la realización y desarrollo de los estudios del VAD que elaboren las firmas de ingeniería (Consultor, Consultor de la Distribuidora) que contraten las distribuidoras.

En el presente caso, los correspondientes TdR, fueron emitidos, con fecha 23 de enero de 2018 mediante la Resolución CNEE-4-2018 y notificados oportunamente a la distribuidora; indicando en el numeral 1.1 de los mismos, que: "El presente documento establece los Términos de Referencia, en adelante indistintamente, TdR, que regirán para la realización del estudio a contratar por Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima, de conformidad con lo establecido en el artículo 74 de la Ley General de Electricidad, para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución, para el período comprendido del 01 de febrero de 2019 al 31 de enero de 2024, que deberá ser presentado a consideración de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.". Así mismo, en el numeral 1.3.1 de estos TdR, se indicó a la Distribuidora que: "Los Términos de Referencia (TdR) han sido elaborados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) en ejercicio de su atribución legal de definir las tarifas de distribución sujetas a regulación y la metodología para su cálculo, conferida en la literal c del artículo 4 de la Ley General de Electricidad (LGE).", indicando también, que: "La metodología contenida en los presentes Términos de Referencia se emite en cumplimiento de lo indicado en el artículo 74 y 77 de la LGE, y el artículo 98 del RLGE". En virtud de lo expuesto, claramente se puede establecer que la Distribuidora y el Consultor contratado con base a estos TdR, tenían pleno conocimiento sobre la metodología que se debía aplicar para la elaboración de los estudios tarifarios del VAD; no obstante, lo anterior, ninguno de ellos, cumplió con la totalidad de lo estipulado en los TdR.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

2.2. Componentes del Valor Agregado de Distribución -VAD-

Como ya se indicó anteriormente, la Comisión estableció la metodología para el cálculo de los componentes de costos eficientes de distribución o VAD, con base en lo establecido en los artículos 60 y 61 de la LGE, en los que se determina que: "Los costos propios de la actividad de distribución que apruebe la Comisión deberán corresponder a **costos estándares de distribución de empresas eficientes**" y sus "**componentes de costos eficientes de distribución.**". Por su parte, el artículo 76, establece que: "Estas tarifas deberán reflejar en forma estricta el **costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica**.".

Derivado de ello, los componentes de costos eficientes de distribución o Valor Agregado de Distribución -VAD-, de acuerdo a lo establecido en los artículos 71 y 72 de la LGE, corresponden al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, y deberá contemplar al menos las siguientes componentes básicas:

a) Costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía.
b) Pérdidas medias de distribución, separadas en sus componentes de potencia y energía.
c) Costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada.

Al respecto, el artículo 73 de la Ley amplía estos conceptos y establece que: i) el costo de capital por unidad de potencia se calculará como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo –VNR- 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; y ii) que el costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia.

A continuación, se desarrolla lo preceptuado en la Ley y su reglamento, para cada uno de estos componentes:

2.2.1. Costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo –VNR- de una red de distribución dimensionada económicamente

De acuerdo al artículo 71 de la LGE: "**El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia**"; asimismo, el artículo 73 establece que: "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 resaltado es propio).

De igual manera, el artículo 67 de la LGE, regula 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**

CNEE COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Reemplazo sólo aquellas instalaciones o partes de instalaciones que son económicamente justificadas para prestar el servicio que se requiere.". (El resaltado es propio).

En este sentido, la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo -VNR- de una red de distribución dimensionada económicamente, corresponde al costo que tendría construir las obras y bienes físicos de la autorización; es decir, correspondería al costo de construir de manera eficiente, las instalaciones o redes de distribución dimensionadas económicamente, con la tecnología disponible en el mercado, para prestar el mismo servicio, entiéndase materiales, equipos, técnicas o formas de construcción, mano de obra, entre otros; así como los requerimientos técnicos necesarios para prestar el mismo servicio al usuario final (voltaje, capacidad, calidad, entre otros). En este punto es valioso destacar el motivo principal y la imperante necesidad de conocer los bienes físicos de la distribuidora (redes de distribución de media y baja tensión, transformadores, acometidas, medidores, entre otros).

En la elaboración de los estudios tarifarios para la determinación del VNR antes indicado, es imprescindible conocer con un alto nivel de certeza las instalaciones o bienes físicos reales de la Distribuidora, tal como lo indica el citado artículo 67 de la LGE, y así poder calcular los costos de reposición de las instalaciones, de conformidad con lo requerido en el inciso b) del artículo 82 del RLGE; en este sentido la CNEE emitió oportunamente (desde el año 2011) la Resolución CNEE-50-2011, que contiene la Norma de Requerimientos de Información para los Estudios del Valor Agregado de Distribución (EVAD), en la que se requiere el detalle de las instalaciones de distribución (redes de distribución de media y baja tensión, centros de transformación, equipos instalados, entre otros); sin embargo, no obstante lo dispuesto en la norma antes citada, la Distribuidora ha incumplido reiteradamente con suministrar dicha información; por lo que, en los propios TdR para la elaboración de los estudios del VAD, se le requirió nuevamente cumplir con la información antes indicada, misma que tampoco fue atendida de forma adecuada, al no remitir la totalidad de la información.

2.2.2. Componente de pérdidas medias de distribución de una red de distribución dimensionada económicamente y gestión de una empresa eficiente

Respecto al componente del VAD "Pérdidas medias de distribución", se indica que corresponderá a las pérdidas medias de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, tal como lo establece el artículo 71 de la LGE, así mismo, el artículo 90 del RLGE 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.**" (el resaltado es propio), criterio que fue definido por la CNEE en el numeral 6.3 de los TdR, y que, aunque fue objetado administrativamente por la distribuidora, cabe resaltar que dicha objeción fue resuelta por la instancia administrativa superior (MEM), ratificando lo que establece el artículo 90 del RLGE, en el sentido de que el porcentaje a adicionar corresponde a los criterios establecidos por la CNEE, quedando firme administrativamente lo establecido por la CNEE en los TdR y consecuentemente de cumplimiento obligatorio para la Distribuidora y su Consultor.

2.2.3. Componentes de costos asociados al usuario y costos de operación y mantenimiento correspondientes a una gestión eficiente de la red de distribución de referencia

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Respecto a los componentes del VAD a los que se refiere el artículo 72 de la LGE, referente a los costos asociados al usuario, así como los costos de operación y mantenimiento, estos corresponderán a **costos estándares de distribución de empresas eficientes, para una red de distribución de una empresa eficiente de referencia y la gestión eficiente de la red de distribución de referencia, mismos que deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica**, de acuerdo a lo establecido en los artículos 60, 61, 71, 73 y 76 de la LGE; conceptos que son ampliados en los artículos 81, 82, 83, 84, 85, 91 y 97 del RLGE.

En ese sentido, el artículo 82 del RLGE establece: "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.". Entre los costos incluidos están: "...costos de consumidores, impuestos y tasas arancelarias, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, y otros costos que tengan relación con el suministro y que sean aprobados por la Comisión...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. d) Los impuestos y tasas a considerar, serán aquellos que conforme a Ley graven a la actividad de Distribución y que constituyan un costo para el Distribuidor, a excepción del Impuesto Sobre la Renta. 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.** g) Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros **relacionados con la administración**. h) Una componente razonable de sanciones correspondiente a una empresa que preste un servicio con una calidad de servicio adecuada, según las normas que establezca la Comisión.".

2.3. Información requerida para los estudios tarifarios del VAD

La información que es necesaria para el establecimiento y elaboración de los Estudios Tarifarios del VAD, está regulada en los artículos 81 y 82 del RLGE, en donde se establece el Sistema Uniforme de Cuentas, el cual fue emitido por medio de la Resolución CNEE-55-2009 (de la cual, los artículos 2, literales a -incluyendo el anexo 1- y c -incluyendo el anexo 3-, el artículo 3 y el artículo 4, literales a y b, se encuentran derogados por haber sido declarados inconstitucionales), por lo que, para atender la información base para la elaboración de los Estudios Tarifarios del VAD, de conformidad con lo establecido en el inciso e) del artículo 4 de la LGE, la Comisión emitió oportunamente la Resolución CNEE-50-2011, correspondiente a la Norma de Requerimientos de Información para los Estudios del Valor Agregado de Distribución (EVAD), en la que se requiere a las Distribuidas presentar: i) Detalle de las instalaciones de distribución (redes de distribución de media y baja tensión, centros de transformación, equipos instalados, acometidas, medidores, entre otros); ii) Precios de materiales y equipos de distribución; y iii) Información de actividades de explotación de las instalaciones de distribución (actividades de mantenimiento,

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

información de oficinas comerciales y de servicio técnico, *call center*, cobranza, corte y reconexión, lectura de medición, entre otros). Por su parte, el artículo 82 del RLGE, desarrolla la información que se debe incluir en el Sistema Uniforme de Cuentas y por consiguiente necesaria para el cálculo de las tarifas de distribución o VAD.

Adicionalmente, en el numeral 2 de los TdR se estableció la Etapa 0, la cual corresponde a la Información Base para el Estudio Tarifario; así mismo, en cada etapa o apartado de los TdR, se especificó la información que es requerida y necesaria, tanto para el establecimiento de los componentes eficientes de distribución, como para las actividades de fiscalización de la CNEE y la corroboración de que los resultados presentados, correspondían a costos y valores eficientes, de acuerdo a lo estableció en el la normativa antes indicada, en cumplimiento a los artículos 4 y 74 de ley. Requerimientos de información que no fueron atendidos en su totalidad por la Distribuidora y su Consultor.

2.4. Costos No Reconocidos

El artículo 83 del RLGE, establece los costos que no serán reconocidos y por consiguiente no deberán ser incluidos en el cálculo de los componentes del VAD, correspondiendo, así: "...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 (...) **otros costos que, a criterio de la Comisión, sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad**." El resaltado es propio.

En consecuencia, en cumplimiento a los TdR y a las observaciones realizadas al EVAD presentado por la Distribuidora oportunamente, la CNEE estableció su criterio respecto a los costos excesivos incluidos en el estudio tarifario, y que no correspondían a costos eficientes para la determinación de la empresa eficiente de referencia. Dichos criterios, donde corresponde, se han indicado nuevamente en las discrepancias contenidas en la presente resolución.

2.5. Planes de expansión y niveles de eficiencia

El artículo 85 del RLGE, establece las proyecciones de costos, los planes de expansión que podrán ser reconocidos, a tarifas, así como los niveles de eficiencia que deberán contener los estudios del VAD que presenten las distribuidoras; al respecto dicha normativa establece: "Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un período 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...". En este apartado, se establece claramente que el Estudio del VAD, presentado por la Distribuidora, deberá considerar únicamente los planes de expansión que apruebe la CNEE, así como el cumplimiento de los indicadores de eficiencia de operación y costos unitarios que, para el efecto, defina la CNEE. La metodología e información necesaria para la determinación de los indicadores, quedó contenida en los TdR del Estudio del VAD. En los siguientes incisos se desarrolla cada uno de estos requerimientos.

2.5.1. Planes de expansión a incluir en los Estudios Tarifarios: El numeral 5.7 de los TdR 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

expansión de su red para el Próximo Periodo 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 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 (...) El crecimiento natural de redes de la Distribuidora no será considerado como inversiones adicionales de red, y será calculado en base a las proyecciones de la demanda. Por último, este crecimiento natural será confrontado contra la información histórica de la Resolución CNEE-50-2011". Este apartado, corresponde a todos los programas de inversión que la distribuidora presente en su estudio del VAD y proyecte realizar durante los cinco años de vigencia de las tarifas; en ese sentido, corresponde a la CNEE verificar su consistencia, y verificar si los mismos corresponden a programas eficientes y económicamente justificados, que resulten de beneficio a los usuarios. Los lineamientos, información requerida y procedimientos específicos para la aprobación de los planes de expansión y sus respectivos programas de inversión, fueron establecidos en los Términos de Referencia de los estudios del VAD en el referido numeral 5.7.

2.5.2. Niveles de eficiencia de los costos del VAD: El citado artículo 85 del RLGE, determina 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." Lo indicado anteriormente, corresponde a uno de los requerimientos más importantes para el establecimiento y la determinación de la denominada "empresa eficiente de referencia", ya que es aquí en donde la legislación dejó plasmados dos de los principios determinantes para establecer los niveles de eficiencia que deben cumplir los estudios tarifarios del VAD en cuanto a sus costos, sus proyecciones y niveles de eficiencia a reconocer; siendo éstos:

a. Se deberán cumplir con los niveles de eficiencia y los indicadores aprobados en la revisión tarifaria anterior, y
b. Que los niveles de eficiencia e indicadores, no podrán ser inferiores a los de la operación real de la Distribuidora, en el periodo anterior.

Es importante resaltar que es en este artículo del Reglamento, en donde el legislador, aclara y establece claramente los niveles de eficiencia que, como mínimo, deben utilizarse, para la determinación de la referida empresa eficiente de referencia, y sus costos eficientes de referencia que se deben establecer y calcular en los estudios tarifarios del VAD que realice la firma de ingeniería contratada por la Distribuidora, mismos que han sido requeridos en la metodología de cálculo del VAD, contenida en los TdR emitidos para la realización del EVAD.

Para el caso del establecimiento de los indicadores de la operación real de la Distribuidora, era imprescindible que la distribuidora presentara toda la información real de sus instalaciones, así como de los costos reales de operación de la Distribuidora, en cumplimiento a los artículos 82 y 85 del RLGE, a la Resolución

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

CNEE-50-2011, a los requerimientos de los TdR y a las comunicaciones de requerimiento específicas, entre otras; sin embargo, para el presente Estudio Tarifario la Distribuidora, de forma sistemática y reiterada omitió y obvio el cumplimiento de lo establecido en la normativa, al no presentar la información requerida y necesaria para establecer la empresa eficiente de referencia, ni las bases de datos de los activos físicos de distribución de la autorización, ni sus niveles e indicadores de eficiencia que debía alcanzar, lo cual claramente provoca de forma deliberada e ilegítimamente, un aumento en la brecha en la denominada asimetría de información por parte de la Distribuidora, lo cual entorpeció las funciones de la CNEE al impedir las actividades de fiscalización de los Estudios Tarifarios, de acuerdo a lo que establece el artículo 74 de la LGE, al no permitir la definición de la totalidad de indicadores y niveles de eficiencia necesarios para verificar el cumplimiento de la normativa, conforme a lo establecido en el artículo 85 de la LGE.

Derivado de dicha situación, sobre la actitud de incumplimiento de entrega de información de la Distribuidora y con base en los análisis técnicos, económicos y jurídicos, así como la información recabada por la CNEE, se estableció: primero, el franco y evidente incumplimiento de los TdR, en el Estudio Tarifario presentado por la Distribuidora; segundo, que los valores presentados por la distribuidora en su Estudio Tarifario, no correspondían a costos o valores eficientes y no reflejan en forma estricta el costo económico de distribuir la energía eléctrica; y tercero, la reiterada actitud de no atender los requerimientos de soporte técnico documentado y la trazabilidad de los datos propuestos, para el establecimiento de la empresa eficiente de referencia y para que los resultados de dicho estudio pudieran ser considerados para la definición de las tarifas por parte de la CNEE, en cumplimiento a lo establecido en los artículos 60, 61, 67, 71, 72, 73, 74, 75 y 76 LGE; 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE y Resolución CNEE-4-2018.

Derivado de lo antes indicado, la CNEE, en cumplimiento a la legislación guatemalteca, declaró improcedente, Estudio Tarifario, presentado en la etapa G1, y emitió las observaciones correspondientes, mismas que le fueron remitidas a la Distribuidora para que por medio de su empresa consultora, analizara y realizara las correcciones a su Estudio Tarifario; sin embargo, la Distribuidora nuevamente remitió a la CNEE su Estudio Tarifario, en la etapa G2, el cual, luego de ser revisado, se estableció que no cumplió con realizar la totalidad de las correcciones requeridas, por lo que en cumplimiento al artículo 75 de la LGE y 98 del RLGE, corresponde también declararlo como improcedente y establecer las discrepancias con el Estudio Tarifario presentado.

3. Del Estudio Tarifario presentado por la Distribuidora

En cumplimiento a los artículos 4, 74 y 75 de la LGE y 98 del RLGE, la Comisión verificó y fiscalizó el avance de cada etapa del EVAD presentado, así como la propuesta final del EVAD. Para el efecto, durante el proceso del EVAD se le fueron remitiendo los correspondientes comentarios, entre otros, mediante los siguientes oficios:

1. Oficio GTTE-NotaS2018-19 de fecha 12 de marzo de 2018, comentarios a la etapa 0.
2. Oficio GTTE-NotaS2018-58 de fecha 3 de julio de 2018, comentarios a la etapa A1.
3. Oficio GTTE-NotaS2018-60 de fecha 3 de julio de 2018, comentarios a la etapa A.2.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

4. Oficio GTTE-NotaS2018-104 de fecha 3 de septiembre de 2018, comentarios a la etapa B.
5. Oficio GTTE-NotaS2018-112 de fecha 21 de septiembre de 2018, comentarios a las etapas C y D.

Así mismo con fecha 28 de septiembre de 2018, mediante resolución CNEE-229-2018, le fueron notificadas 77 observaciones a lo estudio presentado (etapa G1), por no ajustarse e incumplir con lo indicado en los TdR, así como a la normativa legal ampliamente relacionada. Posteriormente, la Distribuidora presentó su nuevo Estudio Tarifario el 19 de diciembre de 2018, el cual luego del análisis correspondiente se volvió a establecer que no cumplía con el contenido de los TdR, ni con la legislación vigente; circunstancia que motiva declararlo improcedente y formular las discrepancias al Estudio Tarifario del VAD presentado por la Distribuidora.

A continuación, de manera general se mencionan los principales incumplimientos a la normativa legal vigente y a los TdR, no obstante, más adelante se detallarán puntualmente en las Discrepancias al EVAD presentado por la Distribuidora.

Pero, dado que el estudio tarifario incluye en su introducción una serie de argumentaciones y señalamientos, que en algunos casos trata de argumentar o justificar las razones del porqué su Estudio Tarifario incumplió con la metodología de cálculo establecida en los TdR y con la normativa vigente, es importante realizar algunas consideraciones o comentarios a lo indicado en dicha introducción:

El Consultor de la Distribuidora indica que: "*La regulación por Price-Cap, a diferencia de otras, busca incentivar la eficiencia de la empresa regulada ya que permite al distribuidor capturar las mejoras de la productividad durante el periodo tarifario y obtener una rentabilidad adicional producto de esas mejoras de productividad que deberán ser compartidas con los usuarios en la próxima fijación Tarifaria.*", al contrastar o comparar lo indicado, con lo que establece el artículo 85 del RLGE, en el que se indica 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.**" (el resaltado es propio), se observan ciertas similitudes con lo referente al traslado de las ganancias de eficiencia de la empresa real, a la próxima fijación tarifaria; en **la legislación guatemalteca establece que los niveles de eficiencia para la fijación tarifaria no podrán ser inferiores a los de la regulación tarifaria anterior y los resultados de la operación real de la empresa del periodo anterior**, en este sentido se coincide en cumplimiento a lo establecido en la normativa y específicamente en lo establecido en el artículo 85 del RLGE y los TdR.

No obstante, al analizar el estudio presentado, contrariamente a lo que argumenta la Distribuidora y a lo que establece específicamente el artículo 85 del RLGE, las mejoras de productividad del periodo anterior (indicadores valores y parámetros de lo aprobado en el periodo tarifario anterior y resultados de la operación real del periodo anterior), se constató que, en la propuesta presentada por el Consultor, los niveles de eficiencia no están siendo trasladados o compartidos a los usuarios, ya que, simplemente en el estudio presentado, para los casos donde las eficiencias de la operación real son mayores al

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"modelo hipotético presentado", el Consultor omitió aplicar los mismos, utilizando metodologías distintas a las aprobadas en los TdR y a lo que requiere el referido artículo del RLGE.

Caso contrario, cuando sus indicadores reales no son eficientes, requirió el reconocimiento de estos supuestos costos reales ineficientes (Perdidas No Técnicas, Incobrables, combate a Pérdidas No Técnicas, entre otros); para el efecto la distribuidora incumplió con proporcionar la información de costos de la operación real y, en su lugar, estableció costos que en muchos casos son mayores, tanto en forma individual como en forma global, sin demostrar matemática, técnica y financieramente que los valores y costos incluidos, resultasen en parámetros eficientes para la determinación de la empresa eficiente de referencia, incumpliendo con la normativa vigente y los TdR; dicha situación se detalla puntualmente en el apartado específico de las presentes discrepancias.

La Distribuidora también indica, que: *"En la regulación por incentivos existen diferentes metodologías para la definición de los costos operacionales eficientes. La regulación eléctrica de Guatemala utiliza el enfoque de empresa de referencia."*. En los TdR se estableció la metodología para la determinación de la modelación y diseño de la empresa eficiente de referencia, que permitía la determinación de los costos de los componentes eficientes de distribución, de una gestión y operación eficiente de la red de distribución; sin embargo, el Consultor de la Distribuidora, hizo caso omiso de la metodología establecida, aplicando metodologías a su mejor convenir apartándose de los TdR, lo que resultó en sobrevaloraciones y costos mayores a los de la operación real o a los costos eficientes que pueden ser alcanzados en Guatemala y que, por su puesto, podrían ser alcanzados por una empresa eficiente de referencia; y aunque, como indica en otros apartados de su introducción, que los costos mayores a la operación real es una situación que pudiese darse en la determinación de la empresa eficiente de referencia (*"puede ocurrir que los costos operacionales reales de algunas actividades de la distribuidora sean menores que los costos eficientes propuestos a partir de la empresa de referencia, sin perjudicar la evaluación de los costos eficientes a nivel global ni implicar, por tanto, un menor incentivo en la búsqueda de ganancia en eficiencia."*); Es necesario aclarar que esta situación de la eficiencia conjunta no se pudo observar o determinar en los valores, indicadores y parámetros presentados en el Estudio Tarifario por el Consultor de la Distribuidora, tal como se observa en la tabla comparativa de referencia de los indicadores, parámetros y costos que se presentará a continuación, así como lo que se indica específicamente en cada Discrepancia, en donde se evidenciará que esta condición de eficiencia global o conjunta no se dio, y tampoco fue demostrada ni modelada matemáticamente por el Consultor, para justificar el uso de valores o costos muy superiores a las eficiencias alcanzadas por la Distribuidora en su operación real, o valores que otras empresas han alcanzado en Guatemala, y que luego del análisis correspondiente, pudieron haber sido utilizados para el diseño de la empresa eficiente de referencia; Dados los incumplimientos a la metodología establecida en los TdR se determinó que el estudio tarifario presentado incumplió con los principio básicos de la regulación guatemalteca, correspondiente al establecimiento de costos eficientes; por lo que, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 83 del RLGE, los costos propuestos que presentaron esta condición de sobrevaloración, se consideraron a criterio de esta Comisión, como excesivos.

A continuación, se presenta como referencia un conjunto de las variaciones de indicadores y valores, entre el estudio tarifario aprobado en el periodo anterior y la presente propuesta tarifaria, en donde se evidencia que no se presentó mejora de los

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

indicadores o alguna mejora global de eficiencia entre dichos estudios tarifarios, **resaltando que ambos fueron realizados por el mismos Consultor**:

INDICADOR	UNIDAD	DEORSA REVISION ANTERIOR	DEORSA G2 - PROPUESTA EVAD	Variacion de los Indicadores y Valores
VNR/FACTURADO	$/Mwh	364	404	11.1%
OPEX/FACTURADO	$/Mwh	46	56	20.3%
OPEX/VNR	%	12.8%	13.8%	8.4%
VNR/USUARIO	$/u	591	668	13.1%
OPEX/USUARIO	$/u	75	92	22.5%
ENERGIA FACT/USUARIO	kWh/u	1.62	1.65	1.8%
VNR/DEMANDA	$/kW	1,567	1,773	13.1%
OPEX/DEMANDA	$/kW	200	245	22.6%
DEMANDA/USUARIO	kW/u	0.38	0.38	-0.1%
ANUALIDAD/DEMANDA	USD/kW	321.39	390.96	21.6%
PERDIDAS	%	14.3%	16.7%	17.1%
USUARIOS	#	658,106	775,961	17.9%
COMPRA	MWh	1,246,786	1,540,499	23.6%
VENTAS	MWh	1,068,608	1,282,666	20.0%
PERDIDAS	MWh	162,283	257,834	58.9%
POTENCIA MÁXIMA	kW	248,076	292,306	17.8%
VNR	MM USD	389	518	33.3%
OPEX	MM USD	50	72	44.4%
ANUALIDAD VNR	MM USD	30	43	41.5%
OPEX ANUAL	MM USD	50	72	44.4%
ANUALIDAD TOTAL	MM USD	80	114	43.3%
VAD MT	USD / kW / Mes	10.28	11.48	11.7%
VAD BT	USD / kW / Mes	12.32	16.08	30.6%
CF MT	USD / Cli / Mes	298.08	369.55	24.0%
$CFBT_{MD}$	USD / Cli / Mes	90.75	127.86	40.9%
$CFBT_{PD}$	USD / Cli / Mes	2.02	2.84	40.7%
FPE MT		1.0493	1.0718	45.7%
FPE BT		1.1283	1.1444	12.5%
FPP MT		1.0718	1.1024	42.7%
FPP BT		1.1502	1.1656	10.2%
ECONOMÍA DE ESCALA			1.09	

No obstante, que la Distribuidora en sus argumentos, indica que: "*...una empresa virtual de distribución de energía eléctrica que, en teoría, presta el servicio de forma eficiente en las* ***mismas condiciones y ambiente en que la empresa real desarrolla sus actividades.***" (el resaltado es propio), y luego se contradice al indicar que: "*...****considerando las características generales de las diferentes áreas de concesión, en detrimento de los detalles de costos específicos de cada actividad de la distribuidora.***" (el resaltado es propio); claramente se puede determinar que al respecto, **la metodología establecida en los TdR, establece que deben tenerse en cuenta las condiciones de la empresa real, indicando que esta información de las características, instalaciones y condiciones de operación de la Distribuidora, es el punto de partida para el diseño de la empresa eficiente de referencia** modelo; adicionalmente, en los TdR, se indicó: "*En caso el estudio realizado se requiera cantidades distintas de personal, deberá justificarse y razonarse*

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

adecuadamente de acuerdo a los principios de la Empresa Eficiente de Referencia.", asi como proponer las inversiones adicionales podría ser propuestas como planes de inversión; por lo que, lo requerido en ningún caso es el reconocimiento contable de costos de la distribuidora, como se quiere hacer ver en su argumentación, ya que, con las justificaciones, razonamientos y principios de la empresa eficiente de referencia, el Consultor de la Distribuidora debió haber diseñado, a partir con características similares o distintas, debiendo para cada caso haberse razonado y justificado técnica y económicamente tal como lo requerían los TdR y el artículo 98 de la RLGE.

En conclusión, si la condición real no presenta característica de eficiencia de operación y costos, el diseño conceptual de la empresa eficiente podría ser muy distinto a la operación real, debiendo la Distribuidora o su consultor, justificar y razonar el criterio aplicado, tal como se requiere en los TdR y el artículo 98 del RLGE. Por otro lado, si la condición real presenta características de eficiencia, se entiende que es una condición que puede y debería alcanzar la empresa eficiente de referencia, misma que no pudo ser validada por el hecho de no presentar la información requerida en los TdR, y utilizar costos excesivos sin sustento, que de forma individual o global no se justificaron y, por lo tanto, no pudieron ser considerados como eficientes. Ante ello, es necesario aclarar que la determinación de la empresa eficiente de acuerdo a lo establecido en los TdR, tiene como única función establecer los costos eficientes, de la empresa eficiente de referencia, para determinar las componentes del VAD, que pueden ser incluidos en las tarifas de distribución tal como lo establecen los artículos 60, 61, 71, 72, 73 y 76 de la LGE, los artículos 82, 83, 85, 90, 91 y 97 del RLGE, y la metodología establecida en los TdR.

Por lo tanto, la metodología emitida por la CNEE y plasmada en los TdR, no pretende el reconocimiento contable de los costos reales de la Distribuidora, sino más bien, el cumplimiento de los niveles de eficiencia que establece el artículo 85 del RLGE, para el diseño de los componentes de la empresa eficiente de referencia. En este sentido, es incorrecta la apreciación de la Distribuidora y su Consultor al indicar que: "La revisión periódica tarifaria no debe fundarse en el análisis de los costos observados en la empresa real ya que ello desalentaría la búsqueda de eficiencia, asemejándose al modelo de Cost Plus.", ya que como se estableció en los TdR y el articulo 85 del RLGE, en todo momento deben establecerse costos eficientes para el diseño de las componentes de la empresa eficiente de referencia; es aquí en donde se establece el mecanismo de incentivos, al dar la señal de eficiencia a la Distribuidora, para que ésta busque alcanzar la eficiencia en todas aquellas actividades de la Distribuidora que en la realidad no son eficientes. Contrario a ello, la propuesta de empresa de referencia contenida en el Estudio Tarifario de la Distribuidora, pretende el reconocimiento de sobrecostos o costos mayores a los que la Distribuidora puede acceder o ya tiene en la realidad; por lo que la distribuidora no tendría ningún incentivo para eficientizar sus procesos, ya que simplemente los costos reconocidos son superiores a sus costos reales; siendo entonces su único incentivo, el lograr el reconocimiento de costos mayores a los que una empresa eficiente de referencia pueda acceder, en cada revisión tarifaria.

En este orden de ideas, cabe mencionar que el Consultor de la Distribuidora, argumenta que "El concepto de empresa modelo o de referencia es un proceso que no debe ser encarado como una reingeniería de los procesos y actividades que componen la empresa real, sino que debe encararse a partir de un enfoque metodológico "no invasivo o intrusivo"...", y que "La revisión periódica tarifaria no debe fundarse en el análisis de los costos observados en la empresa real ya que ello desalentaría la búsqueda de eficiencia,

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

asemejándose al modelo de Cost Plus.". Sin embargo, el mismo Consultor indicó en el estudio tarifario que presentó en el año 2003, que:

> Conforme a lo establecido en el marco regulatorio de Guatemala, la estrategia regulatoria planteada es una regulación por incentivos, específicamente denominada Price-Cap. La Ley General de Electricidad, su Reglamento y los TdR establecen que los costos de explotación reconocidos en las tarifas corresponden a una gestión eficiente de las empresas.
>
> La regulación por Price Cap, al permitir a la empresa generar beneficios de la eficiencia lograda durante el periodo tarifario (en este caso cinco años), promueve los incentivos necesarios para que las empresas hagan un considerable esfuerzo en alcanzar la mayor eficiencia posible:
>
> ***"Las empresas reguladas por Price Cap tienden a la frontera eficiente tan rápido como pueden por presión de sus inversores, más que por la acción de los reguladores".***
>
> Consecuentemente, la metodología adoptada en el presente estudio partió de un análisis de la estructura organizacional y los costos alcanzados en el último ejercicio cerrado del actual período tarifario utilizando un enfoque de procesos y planteando mejoras a las ya alcanzadas por la Distribuidora basándose en los lineamientos establecidos en los TdR. Se tomaron como marco de referencia las actuales reglas del arte, los indicadores de costos y eficiencia de otras empresas latinoamericanas reguladas por Price-Cap, las normas sobre calidad de servicio, y las características que presenta el área servida por la Distribuidora.

Lo cual muestra un total cambio de criterio, e inconsistencia en los argumentos que utiliza el Consultor de la Distribuidora en el presente estudio tarifario para justificar el incumplimiento a la metodología establecida en los TdR.

Así mismo, la Distribuidora indica que: "Por otro lado, debe aclararse que la búsqueda de eficiencia no implica inequívocamente la minimización de los costos, sino también puede conducir a un aumento en la productividad que procure maximizar la producción, dados los insumos. Desde este punto de vista, resulta incompleto evaluar la ganancia en eficiencia de la distribuidora al considerar solamente los costos mínimos de operación y mantenimiento."; no es comprensible a qué se refiere la distribuidora, con esta ganancia de productividad, ya que los costos que se están estableciendo corresponden únicamente a los costos de distribución; la producción de energía, productividad de los usuarios o algún tipo de producción de bienes y servicios de la distribuidora, rebasan los alcances de la definición de las componentes eficientes de distribución o VAD, presentado en el presente estudio tarifario; adicionalmente, en el estudio tarifario presentado por la distribuidora, no se presentó ningún análisis de "maximización de la producción" que demuestre de forma matemática, técnica y económica, que el reconocer sobrecostos en las actividades de administración, operación y mantenimiento, produzca un aumento en la "productividad" que resulte en un beneficio global para los usuarios, a los que se pretende trasladar estos sobrecostos.

Así mismo, es inadmisible que la distribuidora trate de justificar el incumplimiento a lo establecido en el artículo 85 del RLGE, de la siguiente forma: "En primer lugar, se debe destacar que el análisis debe realizarse en función de un conjunto de indicadores que debía definir la Comisión. Desde la vigencia del RLGE hasta la fecha, la Comisión no ha definido los mencionados indicadores lo cual dificulta la aplicación del mencionado artículo 85 del RLGE.". Lo anterior, es contradictorio ya que con la información de sus instalaciones y de sus costos reales de operación (de los cuales la Distribuidora sistemáticamente se rehúsa trasladar a la CNEE, incumpliendo con la legislación

CNEE COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

guatemalteca) es con la que deben establecerse todos los indicadores y niveles de eficiencia, a los que hace referencia el citado artículo 85 del RLGE.

La CNEE en cumplimiento a los artículos 81, 82 y 85 del RLGE, entre otros, ha emitido las disposiciones correspondientes tales como: CNEE-55-2009: Sistema Uniforme de Cuentas, CNEE-174-2009, CNEE-50-2011: Norma de Requerimientos de Información para los Estudios del Valor Agregado de Distribución (EVAD), TdR, entre otras; para establecer la información necesaria para la determinación de las tarifas, entre los que incluye los indicadores y niveles de eficiencia, de las cuales se ha evidenciado un incumplimiento reiterado de la Distribuidora por varios años, creando o aumentando de forma deliberada e ilegítima una brecha en la que la misma distribuidora indica "la asimetría de información", esta obstrucción a las actividades de fiscalización de la CNEE, e incumplimiento a la entrega de información, establecida en los TdR, y la normativa legal vigente, es parte de los fundamentos de algunas de las principales discrepancias establecidas en la presente resolución.

Finalmente, se hace necesario resaltar que, no obstante, dentro de algunas respuestas entregadas por el Consultor en el Estudio Tarifario presentado con fecha diecinueve de diciembre de 2019, se indicó que se habían realizado las correcciones correspondientes, al analizar las bases de datos y memoria de cálculo, se determinó que el Consultor no había realizado ni aplicado efectivamente los ajustes correspondientes.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

ETAPA A – ESTUDIO DE LA DEMANDA

1. Proyección de la Demanda

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."*. Adicionalmente, entre otras consideraciones, los TdR determinan claramente que el Año Base para la realización del estudio tarifario es 2016. Por lo tanto, la distribuidora está facultada para utilizar datos históricos por un periodo mayor de 10 años, siempre y cuando el año último de dicho periodo sea el 2016, no posteriores; con esta base histórica de datos, la distribuidora debió realizar la correspondiente proyección de energía vendida, a partir del año 2017. Así mismo en el numeral 3.4 de los TdR, se requiere: *"...d. Proyección de energía y potencia máxima a nivel de Distribuidora. e. Balance de energía y potencia real para el Año Base de la Distribuidora, y proyectado hacia el final del Próximo Período Tarifario."*

El Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE o Reglamento), en sus artículos 84, 90 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."

"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."

"...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:

"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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con el inciso 3.2 TdR, al, haber utilizado para su estudio los datos históricos de clientes y de energía vendida desde el año 2002 al año 2017, en el que incluyó el año 2017; lo cual no cumple con lo establecido en los TdR, al utilizar un año posterior al año base del Estudio (2016). De igual forma incumplió con los incisos 3.3.3 y 3.4 al no realizar la proyección de la demanda y su crecimiento, con base a la información de la medición de energía y potencia de forma agregada (sin considerar la demanda de los distintos segmentos de mercado) del Sistema de Medición Comercial (SMEC) del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

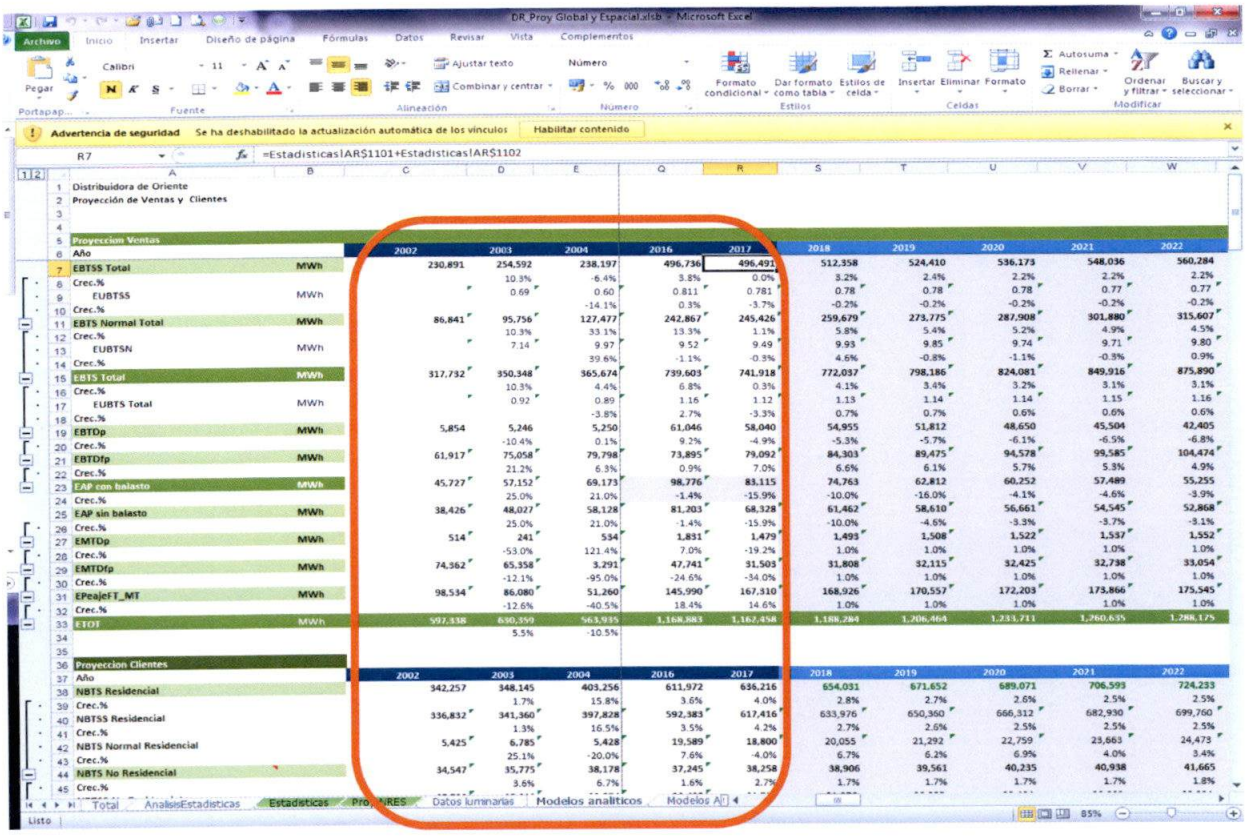
Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados, se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores proyectados no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia y una red de distribución óptima y económicamente dimensionada, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 67, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE.

Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANÁLISIS

En la imagen a continuación, contenida en la hoja "Modelos analíticos" del archivo Excel "DR_Proy Global y Espacial.xlsb", entregado por la Distribuidora, se observó que las proyecciones de energía vendida y de usuarios de la distribuidora, se realizaron a partir del año 2018.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



DR_Proy Global y Espacial.xlsb - Microsoft Excel

Distribuidora de Oriente
Proyección de Ventas y Clientes

Proyeccion Ventas

Año		2002	2003	2004	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
EBTSS Total	MWh	230,891	254,592	238,197	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%
EUBTSS	MWh		0.69	0.60	0.811	0.781	0.78	0.78	0.78	0.77	0.77
Crec.%				-14.1%	0.3%	-3.7%	-0.2%	-0.2%	-0.2%	-0.2%	-0.2%
EBTS Normal Total	MWh	86,841	95,756	127,477	242,867	245,426	259,679	273,775	287,908	301,880	315,607
Crec.%			10.3%	33.1%	13.3%	1.1%	5.8%	5.4%	5.2%	4.9%	4.5%
EUBTSN	MWh		7.14	9.97	9.52	9.49	9.93	9.85	9.74	9.71	9.80
Crec.%				39.6%	-1.1%	-0.3%	4.6%	-0.8%	-1.1%	-0.3%	0.9%
EBTS Total	MWh	317,732	350,348	365,674	739,603	741,918	772,037	798,186	824,081	849,916	875,890
Crec.%			10.3%	4.4%	6.8%	0.3%	4.1%	3.4%	3.2%	3.1%	3.1%
EUBTS Total	MWh		0.92	0.89	1.16	1.12	1.13	1.14	1.14	1.15	1.16
Crec.%				-3.8%	2.7%	-3.3%	0.7%	0.7%	0.6%	0.6%	0.6%
EBTDp	MWh	5,854	5,246	5,250	61,046	58,040	54,955	51,812	48,650	45,504	42,405
Crec.%			-10.4%	0.1%	9.2%	-4.9%	-5.3%	-5.7%	-6.1%	-6.5%	-6.8%
EBTDfp	MWh	61,917	75,058	79,798	73,895	79,092	84,303	89,475	94,578	99,585	104,474
Crec.%			21.2%	6.3%	0.9%	7.0%	6.6%	6.1%	5.7%	5.3%	4.9%
EAP con balasto	MWh	45,727	57,152	69,173	98,776	83,115	74,763	62,812	60,252	57,489	55,255
Crec.%			25.0%	21.0%	-1.4%	-15.9%	-10.0%	-16.0%	-4.1%	-4.6%	-3.9%
EAP sin balasto	MWh	38,426	48,027	58,128	81,203	68,328	61,462	58,610	56,661	54,545	52,868
Crec.%			25.0%	21.0%	-1.4%	-15.9%	-10.0%	-4.6%	-3.3%	-3.7%	-3.1%
EMTDp	MWh	514	241	534	1,831	1,479	1,493	1,508	1,522	1,537	1,552
Crec.%			-53.0%	121.4%	7.0%	-19.2%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
EMTDfp	MWh	74,362	65,358	3,291	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%
EPeajeFT_MT	MWh	98,534	86,080	51,260	145,990	167,310	168,926	170,557	172,203	173,866	175,545
Crec.%			-12.6%	-40.5%	18.4%	14.6%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
ETOT	MWh	597,338	630,359	563,935	1,168,883	1,162,458	1,188,284	1,206,464	1,233,711	1,260,635	1,288,175
			5.5%	-10.5%							

Proyeccion Clientes

Año	2002	2003	2004	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
NBTS Residencial	342,257	348,145	403,256	611,972	636,216	654,031	671,652	689,071	706,593	724,233
Crec.%		1.7%	15.8%	3.6%	4.0%	2.8%	2.7%	2.6%	2.5%	2.5%
NBTSS Residencial	336,832	341,360	397,828	592,383	617,416	633,976	650,360	666,312	682,930	699,760
Crec.%		1.3%	16.5%	3.5%	4.2%	2.7%	2.6%	2.5%	2.5%	2.5%
NBTS Normal Residencial	5,425	6,785	5,428	19,589	18,800	20,055	21,292	22,759	23,663	24,473
Crec.%		25.1%	-20.0%	7.6%	-4.0%	6.7%	6.2%	6.9%	4.0%	3.4%
NBTS No Residencial	34,547	35,775	38,178	37,245	38,258	38,906	39,561	40,235	40,938	41,665
Crec.%		3.6%	6.7%	1.6%	2.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.7%	1.8%

Total | AnalisisEstadisticas | Estadisticas | Pro...RES | Datos luminarias | Modelos analiticos | Modelos A...

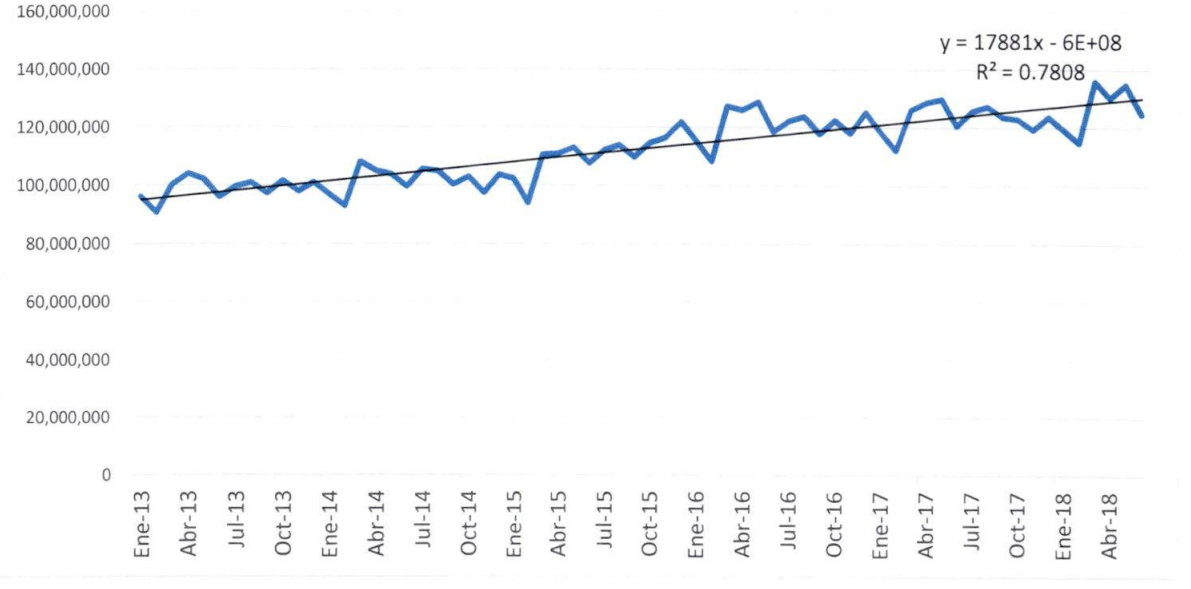
Al analizar las ventas del año 2017 reportadas por la distribuidora, se observaron ciertas singularidades y características atípicas de los valores presentados, respecto de las tendencias de crecimiento de las ventas comparadas con las compras de la distribuidora. Específicamente, se observa una desaceleración de la tendencia de crecimiento de ventas reportadas por la Distribuidora durante el año 2017, no concordante con la tendencia de sus series históricas de crecimiento; por lo que, se procedió a verificar si dicha situación correspondía con las compras de energía y potencia de la Distribuidora, de acuerdo con la información registrada en el Sistema de Medición Comercial (SMEC) del AMM, correspondiente al total de energía y potencia ingresada a su red durante ese mismo año, encontrándose que el comportamiento de consumo total (2017), a la entrada de la red de la distribuidora, no presentó ninguna desaceleración comparable a lo que reportó la Distribuidora en la salida de la red (ventas 2017); por lo que, se observó un atípico incremento de las perdidas, según la información de ventas del año 2017 presentada por la Distribuidora; situación que se hizo de conocimiento al Consultor de la Distribuidora en las Observaciones, sin embargo, el Consultor de la distribuidora no aclaró ni indicó que haya verificado dicha información, ni justificado la congruencia de los datos presentados por la Distribuidora.

Al analizar los reportes de la medición oficial del Mercado Mayorista remitidos por el AMM, correspondientes a los datos reales del total de consumo de energía y potencia, en la entrada de la red de la Distribuidora, y su correspondiente tendencia histórica de crecimiento, se determinó que, tanto el comportamiento de las ventas reportadas por la Distribuidora para el año 2017, como las correspondientes tendencias de crecimiento de potencia y energía, proyectados por el Consultor de la Distribuidora, presentan un escenario completamente inconsistente. En la gráfica a continuación, con datos históricos

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

del AMM, desde el año 2013, no se observa una depresión significativa o desaceleración del crecimiento en la demanda de energía y potencia, incluso para el año 2017, mismo año en el que los datos de la Distribuidora no presentan crecimiento, mientras que la medición del AMM presenta una tendencia de crecimiento sostenido y constante:

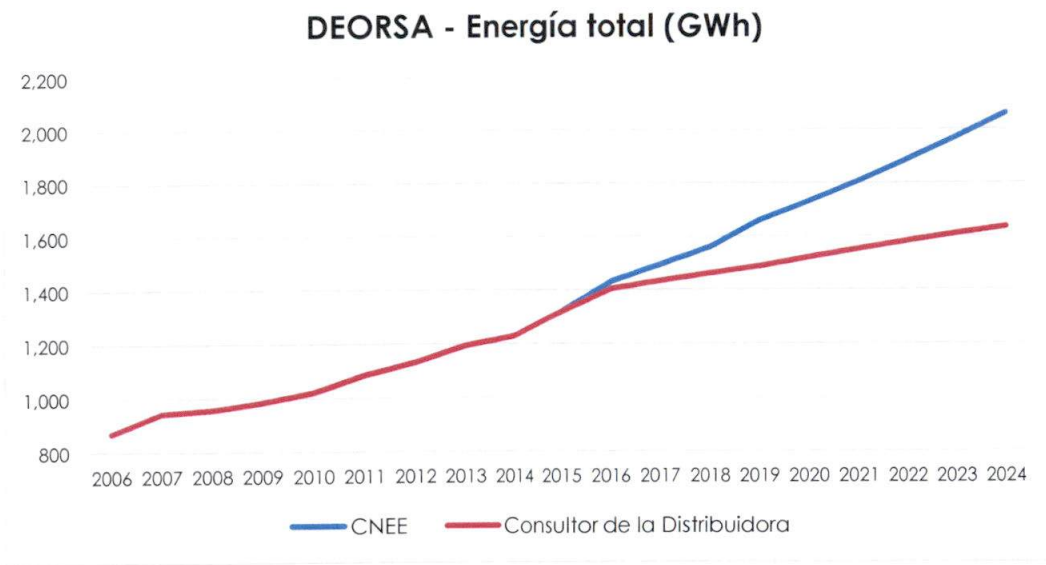
Energía de la Distribuidora DEORSA + GU´s & Comercializadores + EEM´s medición AMM Enero 2013 - Junio 2018 (kWh)



La inclusión de la información de ventas del año 2017, reportada por la Distribuidora, como parte de la información base con la que el Consultor de la Distribuidora realizó las correspondientes proyecciones, dadas las características atípicas de esta información (una desaceleración del crecimiento, provocado por un aumento inusual de las pérdidas), sesgó deliberadamente los resultados del crecimiento y proyección de la demanda de energía y potencia de la Distribuidora, al introducir en la proyección el efecto de un aumento constante de las pérdidas (diferencia entre compras y ventas) en los años proyectados, lo cual se hizo evidente en los resultados presentados por el Consultor de la Distribuidora, al proyectar una marcada desaceleración del crecimiento, resultando en tasas de crecimiento sensiblemente bajas, comparadas con los datos históricos del crecimiento no solo de las ventas sino de las compras, así como si se compararan con las proyecciones realizadas con los registros de la medición de potencia y energía registrados por el AMM, como lo establecen los TdR.

Al realizar la proyección con la información a nivel de la Distribuidora, de forma agregada, tal como lo requieren los incisos 3.3.3 y 3.4 de los TdR con la información de la medición del AMM, y compararla con la proyección presentada por el Consultor de la Distribuidora, se puede observar claramente el sesgo introducido en los resultados finales presentados y utilizados en el estudio tarifario, tal y como se muestra a continuación:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



Como se observa en la gráfica anterior, la inclusión y utilización de información inadecuada y no fundamentada por parte del Consultor de la Distribuidora, presenta un escenario de desaceleración del crecimiento ficticio (línea color rojo), y no congruente con los crecimientos de la demanda total de energía de la distribuidora al utilizar la información agregada a nivel distribuidora, correspondiente a la medición oficial del AMM, en la que la información histórica no presenta decrecimiento o desaceleraciones importantes (línea azul), como en el caso de la información incongruente presentada por la distribuidora, que introduce en sus proyecciones un efecto de aumento constante de perdidas, desacelerando de forma ficticia el consumo de energía total esperado, distorsionando de manera deliberada los resultados de crecimiento y las proyecciones de la energía y potencia que utilizó en el estudio tarifario presentado.

Derivado de las variaciones atípicas de la información presentada por la Distribuidora, se realizó un análisis a las bases de datos de ventas reportadas por la Distribuidora a la CNEE. Para el efecto se separaron las ventas reportadas y la cantidad de usuarios promedio al año, por rangos de consumo mensual de energía, para los años 2014 a 2018, tal como se presenta continuación:

	Variaciones anuales en el consumo total de energía (crecimiento)				Variaciones anuales en número de usuarios (crecimiento)			
Rangos de consumo (kWh/mes)	2015/2014	2016/2015	2017/2016	2018/2017	2015/2014	2016/2015	2017/2016	2018/2017
0					6%	17%	23%	-12%
1-30	-2%	0%	0%	5%	-1%	0%	0%	6%
31-60	1%	3%	14%	7%	1%	3%	13%	6%
61-88	4%	6%	11%	8%	4%	6%	11%	8%
89-100	7%	-9%	-7%	6%	7%	-8%	-7%	6%
101-300	10%	7%	-5%	6%	9%	7%	-6%	6%
301-500	15%	15%	0%	7%	15%	14%	0%	7%
501-1000	15%	15%	3%	8%	15%	15%	2%	8%
1001-5000	10%	7%	0%	2%	10%	8%	0%	3%

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

5001-10000	9%	10%	1%	1%	8%	11%	1%	1%
10001-15000	8%	6%	1%	11%	7%	7%	1%	11%
15001-20000	6%	3%	8%	6%	5%	3%	7%	7%
20001-30000	2%	10%	12%	9%	4%	10%	10%	8%
30001-40000	2%	-1%	-14%	-2%	2%	-1%	-13%	-3%
40001-50000	-4%	-12%	4%	-18%	-5%	-10%	2%	-18%
mas de 50,000	-12%	-11%	-29%	-18%	1%	-3%	-18%	-16%
Total	**4.4%**	**3.9%**	**-2.6%**	**3.4%**	**3.8%**	**4.1%**	**4.3%**	**5.0%**

Energía en la entrada de la red (AMM)	**8.7%**	**9.6%**	**1.6%**

Del análisis comparativo y variaciones y crecimientos de usuarios y ventas reportadas de energía, resultaron las siguientes variaciones:

I. Una reducción importante del crecimiento de energía de las ventas de usuarios regulados, del año 2015 al año 2016, al pasar de 4.4% al 3.9% y del año 2016 al año 2017 con un decrecimiento del 2.6%.
II. En los años 2016 y 2017 se observa una migración extraordinaria entre usuarios con consumos mayores de 89 kWh al mes a categorías con consumos menores de 89 kWh al mes. Vale la pena mencionar que en estos años se dieron dos eventos extraordinarios:
    a. En el año 2016, se inició un proceso de investigación que derivó en una sanción a la Distribuidora, por estimación de facturación en 99 kWh al mes y facturación repetitiva de un grupo importante de usuarios (15,135), ya que en la normativa nacional no se permite la estación de consumo de los usuarios.
    b. En el año 2017, existió una restructuración de los subsidios que otorga el estado, modificándose los rangos de subsidio y concentrándose en dos bloques (1-60 y 61-89 kWh al mes), anteriormente se cubría hasta 100 kWh al mes, vale destacar que estas migraciones se dieron en pocos meses, lo cual no es normal en los procesos de reacomodo de la demanda de los usuarios, dada cierta inelasticidad de la demanda.

En conclusión se observan que se dieron eventos extraordinarios en la facturación en los años 2016 y 2017, que no corresponde a una situación normal del comportamiento de la demanda, por lo que no debió haber sido utilizada para calcular una tendencia de comportamiento de los consumos. Al Consultor de la Distribuidora haber analizado estas situaciones extraordinarias y haber tomado las consideraciones correspondientes, en todo caso, debió sustentar sus proyecciones con la medición agregada reportada por el AMM, que presenta características de mayor confiabilidad.

Además, la inclusión de las ventas históricas de los años 2016-2017 para el cálculo de la proyección del Consultor de la Distribuidora, no cumple con las correctas técnicas estadísticas de análisis de datos, en las que, ante la aparición de datos atípicos en una serie histórica, el Consultor de la Distribuidora debió realizar especial tratamiento de análisis y verificación de la información presentada por la Distribuidora, siendo procedente por parte del Consultor de la Distribuidora, acudir a prácticas reconocidas internacionalmente, en materia estadística, como interpolaciones, aplicación de métodos de exclusión de datos atípicos, descarte de los datos, entre otros. Por lo tanto, en el caso hipotético, para efectos del estudio, el Consultor de la Distribuidora hubiera considerado

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

imprescindible y válido incluir los datos de ventas de los años 2016-2017 dentro de la serie histórica, al observar que los mismos presentaban un comportamiento inconsistente, irregular o atípico con relación a la tendencia de crecimiento de la serie histórica correspondiente, previa y obligadamente, debió haber realizado los razonamientos y verificaciones correspondientes, así como, haber aplicado el correcto análisis estadístico que requieren los valores atípicos y haber determinado que los datos reportados no tienen ninguna coherencia con las mediciones reales registrados por del Sistema de Medición Comercial (SMEC) del AMM.

Como complemento, es importante resaltar también que el comportamiento de un crecimiento de las ventas que lleva implícito un aumento constante de las pérdidas de energía y potencia, como los resultados planteados por el Consultor de la Distribuidora, es contradictorio e incongruente con lo propuesto por el mismo Consultor, referente a su propuesta de revertir la situación de las pérdidas, al proponer una reducción de las mismas para el próximo quinquenio, misma que la Distribuidora proyecta alcanzar mediante los planes de Gestión de Pérdidas No Técnicas. La inclusión del efecto de aumento de las pérdidas de energía durante los años 2016 y 2017, sesga el resultado de la proyección al introducir esta tendencia creciente de pérdidas, en los posteriores años proyectados y, por consiguiente, provoca una subestimación del crecimiento del consumo de energía de la Distribuidora, lo cual se evidencia en sus resultados inesperados e inconsistentes, al compararlos con los datos históricos de crecimiento y con la tendencia de los registros de la medición de energía y potencia en la entrada de la red de la Distribuidora, de acuerdo a la medición oficial del Sistema de Medición Comercial (SMEC) del AMM.

Por lo tanto, el aumento de pérdidas durante el año 2017(desaceleración del crecimiento por merma en ventas reportadas), que únicamente se evidenciaron en el reporte de ventas que la distribuidora presentó, provocó un sesgo que derivó en una desaceleración y baja en los crecimientos proyectados (una separación inconsistente entre compras y ventas de la Distribuidora, tal como se demostró en las gráficas anteriores). De haber atendido lo requerido el Consultor de la Distribuidora, respecto a utilizar los datos oficiales del Sistema de Medición Comercial (SMEC) del AMM, mismo que son utilizados para las liquidaciones de compras y ventas del mercado mayorista, el consultor de la distribuidora hubiese podido evidenciar la inconsistencia de los resultados presentados.

El efecto final de los errores y sesgos introducidos en la proyección del crecimiento de la demanda, resultó en tasas de crecimiento muy inferiores a los datos históricos tanto de ventas como de compras de la distribuidora, y al utilizar dichas proyecciones de potencia y energía, como denominador en el cálculo de los cargos del VAD, resultó en un incremento artificial de dichos cargos y en una sobrevaloración en los costos medios del VAD que se calcula en la etapa de componentes del VAD. Dicha propuesta es totalmente inconsistente y al adicionar una componente creciente de pérdidas en sus proyecciones de ventas, derivada de la utilización de las ventas "reales" del año 2017, que no corresponde a la operación y gestión eficiente de la red de una empresa eficiente de referencia, incumple con lo establecido en la Ley y su reglamento; adicionalmente es inconsistente con la misma propuesta del Consultor de la Distribuidora, del reconocimiento de cuantiosos planes de reducción de pérdidas, incluidos en los estudios tarifarios presentados por la distribuidora.

No se observó que el Consultor de la Distribuidora haya realizado el cálculo de la proyección de demanda de energía y potencia máxima a nivel de la entrada de la

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

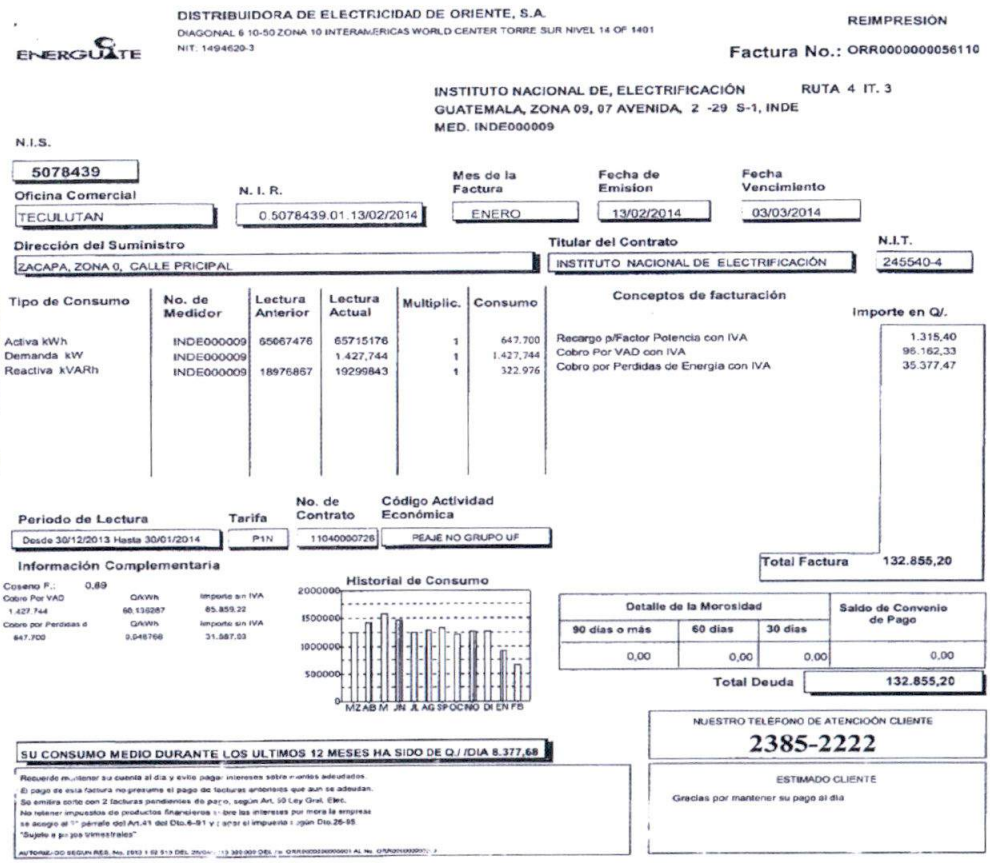
Distribuidora (registros del AMM), como lo indica la literal d del numeral 3.4 de los TDRs; esto implica que el Consultor debió haber realizado sus proyecciones, considerando la energía y potencia máxima a la entrada de las redes del Distribuidor.

Adicionalmente, se estableció que el Consultor de la Distribuidora no incluyó la totalidad de la demanda de usuarios conectados a las instalaciones de la distribuidora en su función de transportista, específicamente en lo que corresponde al total de la demanda de potencia y energía de las distribuidoras municipales conectadas a sus instalaciones y a las cuales les factura y cobra el VAD; por lo que, al no incluir toda la demanda, dentro de la cual se deben repartir los costos de distribución, introduce un error de cálculo y una sobrevaloración de dichos cargos. Es importante establecer que dicho error le fue indicado en las Observaciones, realizadas a la Distribuidora, pero de forma incomprensible no fueron corregidos.

A continuación, se presenta a manera de ejemplo, los cuadros de demanda de energía y potencia para el año 2016 y una imagen de la facturación que la Distribuidora emite al Instituto Nacional de Electrificación, como suministrador de energía a una distribuidora municipal, por el servicio de peaje en función de 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S.A.
DIAGONAL 6 10-50 ZONA 10 INTERAMERICAS WORLD CENTER TORRE SUR NIVEL 14 OF 1401
NIT: 1494620-3

ENERGUATE

REIMPRESION

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: TECULUTAN
N. I. R.: 0.5078439.01.13/02/2014
Mes de la Factura: ENERO
Fecha de Emision: 13/02/2014
Fecha Vencimiento: 03/03/2014
Dirección del Suministro: ZACAPA, ZONA 0, CALLE PRICIPAL
Titular del Contrato: INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN
N.I.T.: 245540-4

Tipo de Consumo	No. de Medidor	Lectura Anterior	Lectura Actual	Multiplic.	Consumo
Activa kWh	INDE000009	65667476	65715176	1	647.700
Demanda kW	INDE000009		1.427,744	1	1.427,744
Reactiva kVARh	INDE000009	18976857	19299833	1	322.976

Conceptos de facturación	Importe en Q/.
Recargo p/Factor Potencia con IVA	1.315,40
Cobro Por VAD con IVA	96.162,33
Cobro por Perdidas de Energia con IVA	35.377,47

Periodo de Lectura: Desde 30/12/2013 Hasta 30/01/2014
Tarifa: P1N
No. de Contrato: 11040000726
Código Actividad Económica: PEAJE NO GRUPO UF

Total Factura 132.855,20

Información Complementaria
Coseno P.: 0,89
Cobro Por VAD: 1.427,744 kWh — 68.130287 — importe sin IVA 85.859,22
Cobro por Perdidas d: 647,700 kWh — 0,046768 — importe sin IVA 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

Recuerde mantener su cuenta al día y evite pagar intereses sobre montos adeudados.
El pago de esta factura no presuma el pago de facturas anteriores que aun se adeudan.
Se emitira corte con 2 facturas pendientes de pago, según Art. 50 Ley Gral. Elec.
No tienen impuestos de productos financieros ni pre las intereses por mora la empresa se acogio al 1° párrafo del Art.41 del Dto.6-91 y (acar el impuesto) egún Dto.26-95.
"Sujeto a pa os trimestrales"

NUESTRO TELEFONO DE ATENCIÓN CLIENTE
2385-2222

ESTIMADO CLIENTE
Gracias por mantener su pago al dia

A continuación, se presenta un cuadro que compara los valores de la energía reportada por la Distribuidora dentro del cálculo de los ajustes trimestrales para la categoría de Usuarios de Peaje en Función de Transportista, frente a los valores de energía de Grandes Usuarios - Comercializadores y Empresas Eléctricas Municipales – EEM´s –, conectados a la red de la Distribuidora, contenidos en los archivos de medición del AMM, para el período comprendido del 2014 al 2018:

Mes	1 Energía en kWh de Usuarios de Peaje en Función de Transportista - UPFT- reportada por DEORSA para cálculo de AT´S	2 Energía en kWh de Grandes Usuarios y Comercializadores -GUyC- en la Red de DEORSA según medición AMM)	3 Energía en kWh de Empresas Eléctricas Municipales - EEMs- conectadas a la Red de DEORSA según medición AMM	4 = 2 + 3 Energía en kWh de GUyC + EEMs conectadas a la Red de DEORSA según medición AMM	5 = 1 - 4 Diferencia entre Energía en kWh de GUyC + EEMs conectadas a la Red de DEORSA reportadas por la Distribuidora como UPFT y según medición AMM
ene-14	6,190,271	6,168,327	1,398,352	7,566,679	-1,376,408
feb-14	6,650,826	5,278,845	1,445,116	6,723,961	-73,135
mar-14	9,207,458	7,662,016	1,663,638	9,325,654	-118,196
abr-14	7,764,490	6,129,665	1,716,845	7,846,510	-82,020
may-14	7,754,988	6,142,462	1,744,985	7,887,446	-132,459
jun-14	6,981,018	5,397,704	1,691,348	7,089,052	-108,034

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

jul-14	7,326,532	5,689,742	1,776,182	7,465,924	-139,393
ago-14	6,898,277	5,560,065	1,788,627	7,348,692	-450,415
sep-14	7,072,724	5,488,389	1,668,062	7,156,451	-83,727
oct-14	7,290,561	5,757,331	1,695,335	7,452,667	-162,106
nov-14	7,564,597	6,413,211	1,479,330	7,892,540	-327,944
dic-14	7,564,597	7,108,231	1,563,665	8,671,895	-1,107,299
ene-15	8,325,899	6,163,964	1,575,571	7,739,535	586,364
feb-15	7,352,182	5,795,028	1,443,452	7,238,481	113,701
mar-15	11,575,568	8,962,908	1,817,923	10,780,831	794,737
abr-15	10,848,446	8,162,360	1,970,241	10,132,601	715,845
may-15	9,789,621	7,795,190	1,996,517	9,791,707	-2,086
jun-15	9,248,114	7,443,386	1,845,854	9,289,241	-41,127
jul-15	10,758,254	7,865,940	2,004,302	9,870,242	888,012
ago-15	10,770,674	7,966,124	2,059,039	10,025,163	745,511
sep-15	11,056,082	7,934,852	1,927,444	9,862,296	1,193,786
oct-15	10,758,254	8,439,016	1,995,799	10,434,814	323,440
nov-15	11,962,208	14,002,167	1,810,399	15,812,566	-3,850,358
dic-15	10,770,674	13,588,415	1,891,081	15,479,495	-4,708,821
ene-16	11,056,082	12,067,249	1,775,315	13,842,563	-2,786,482
feb-16	10,519,703	12,798,061	1,588,816	14,386,877	-3,867,174
mar-16	10,087,874	15,950,640	2,092,191	18,042,831	-7,954,957
abr-16	13,435,629	15,138,361	2,132,256	17,270,617	-3,834,987
may-16	12,667,511	13,789,477	2,270,401	16,059,878	-3,392,367
jun-16	11,774,042	14,673,939	2,047,971	16,721,910	-4,947,868
jul-16	11,933,715	14,851,905	2,101,598	16,953,503	-5,019,788
ago-16	12,520,989	15,379,436	2,106,214	17,485,650	-4,964,661
sep-16	12,112,645	14,716,901	2,000,069	16,716,970	-4,604,325
oct-16	12,500,869	15,397,589	2,029,043	17,426,631	-4,925,763
nov-16	13,677,098	16,579,953	1,862,713	18,442,665	-4,765,568
dic-16	13,677,098	16,479,684	1,997,644	18,477,328	-4,800,230
ene-17	12,500,869	14,679,943	1,853,918	16,533,862	-4,032,993
feb-17	12,045,238	14,933,372	1,789,199	16,722,571	-4,677,333
mar-17	12,385,837	18,279,966	2,007,112	20,287,078	-7,901,241
abr-17	13,919,344	15,939,108	2,183,817	18,122,925	-4,203,581
may-17	13,448,028	16,501,725	2,267,845	18,769,570	-5,321,542
jun-17	14,128,974	15,575,275	2,119,936	17,695,211	-3,566,237
jul-17	15,689,101	16,612,157	2,230,335	18,842,492	-3,153,391
ago-17	13,982,860	17,202,307	2,231,769	19,434,076	-5,451,216
sep-17	14,324,514	16,573,721	2,234,138	18,807,859	-4,483,345
oct-17	13,510,807	16,926,697	2,059,889	18,986,585	-5,475,778

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

nov-17	13,963,230	17,705,227	1,835,021	19,540,248	-5,577,019
dic-17	14,884,974	17,810,554	1,895,695	19,706,249	-4,821,274
ene-18	14,136,552	17,648,914	1,742,390	19,391,304	-5,254,751
feb-18	14,220,005	17,463,634	1,766,760	19,230,394	-5,010,389
mar-18	14,601,796	21,431,828	2,212,578	23,644,406	-9,042,610
abr-18	14,517,415	19,243,836	2,223,975	21,467,810	-6,950,395
may-18	15,993,957	18,683,653	2,364,064	21,047,717	-5,053,760
jun-18	16,228,806	17,996,371	2,283,325	20,279,697	-4,050,891
jul-18	18,067,439	19,118,775	2,393,319	21,512,094	-3,444,656

Totales	735,276,580	765,456,660	131,239,062	896,695,722	-161,419,142

Sobre estas irregularidades, relacionadas con la no inclusión de la potencia y energía de distribuidoras municipales, entre los usuarios conectados a la red de la Distribuidora, y a las cuales factura el VAD o Peaje en Función de Transportista, la CNEE ha abierto los expedientes de investigación respectivos, derivado de las implicaciones de no haber cumplido con las normativas aplicables, en las que requerían el reporte de dichas ventas y dicha omisión o incumplimiento, tenga impactos económicos en otros procesos que requieren el uso de dicha información; los mismos se encuentran siguiendo el debido proceso administrativo.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento de los numerales 3.2, 3.3.3. y 3.4 de los Términos de Referencia (TdR), en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y en los artículos 82, 84, 90, 91 y 97 del RLGE, se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con los criterios utilizados por el Consultor de la Distribuidora, en cuanto a la propuesta de proyección de la demanda, por incluir en su análisis los datos de clientes y energía vendida del año 2017, considerando que el año base del Estudio del Valor Agregado de Distribución es el año 2016. Así, las proyecciones de ventas debieron haberse realizado retirando del análisis de la proyección del crecimiento de la demanda, las distorsiones que causa el aumento atípico de las pérdidas, al haber utilizado, como base para la proyección, los valores de ventas reportados por la Distribuidora durante los años 2016 y 2017, y provocado, consecuentemente, un sesgo en la proyección de la potencia y energía, al introducir un efecto de un aumento constante de perdidas, en la proyección de potencia y energía del periodo tarifario a definir; lo cual no corresponde a una gestión eficiente de la red y sus pérdidas, de una empresa eficiente de referencia, tal como lo establecen los artículos mencionados al inicio de este párrafo. Por lo que lo propuesto se considera que no cumple con lo establecido en los numerales 3.2, 3.3.3 y 3.4 de los TdR.

Asimismo, se discrepa con la omisión de la presentación de las proyecciones de consumo de energía y potencia, a la entrada de la red de la Distribuidora, es decir, con no haber tomado como base, lo reportado oficialmente por el Sistema de Medición Comercial (SMEC) del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), en donde puede establecerse de forma adecuada, la tendencia de crecimiento de la demanda de energía y potencia, sin sesgos de información o deficiencias operacionales de gestión de la distribuidora, que no corresponden a la gestión eficiente de la empresa eficiente de referencia que debe establecerse en el cálculo tarifario.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Adicionalmente se discrepa con las proyecciones de la demanda de energía y potencia presentados por el Consultor de la distribuidora, derivado que no incluye el total de la demanda de energía y potencia de la Distribuidora, al omitir la correspondiente demanda de energía y potencia, de usuarios de Peaje en Función de Transportista (distribuidoras municipales de la distribuidora les factura el VAD, lo cual se ha establecido a través de copias de la facturación emitida y la información remitida por el AMM, y, por lo tanto, debieron haber sido incluidos en el total de la demanda de la Distribuidora. Por todo lo anterior, se considera que la propuesta del Consultor incumple con lo establecido en el artículo 61 de la LGE al proponer de trasladar los costos atribuibles a un grupo de usuarios a otras categorías de usuarios.

Finalmente, esta Discrepancia a las proyecciones de demanda, aplican para el resto de etapas del estudio tarifario, en especial a las etapas de los que se definen las proyecciones de demandas de potencia y energía, los balances de potencia y energía, proyección del VNR y determinación de los componentes y cargos del VAD.

2. Demanda Total de Energía y Potencia

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:*

a) *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).*

b) *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."*

Esta Discrepancia se relaciona consecuentemente con la Discrepancia anterior, y a lo establecido en el numeral 3.4 de los TdR, se requiere: *"...d. Proyección de energía y potencia máxima a nivel de Distribuidora. e. Balance de energía y potencia real para el Año Base de la Distribuidora, y proyectado hacia el final del Próximo Período Tarifario."*

El Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE o Reglamento), en sus artículos 84, 90 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."

"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."

"...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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con el inciso 3.2 TdR, al haber utilizado para su estudio los datos históricos de clientes y de energía vendida desde el año 2002 al año 2017, en el que incluyó el año 2017; lo cual no cumple con lo establecido en los TdR, al utilizar un año posterior al año base del Estudio (2016). De igual manera, también incumplió con los numerales 3.3.3 y 3.4 al no realizar la proyección de la demanda y su crecimiento, con base a la información de la medición de energía y potencia de forma agregada (sin considerar la demanda de los distintos segmentos de mercado) del Sistema de Medición Comercial (SMEC) del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados, se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores proyectados no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia y una red de distribución optima y económicamente dimensionada, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 67, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE.

Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

ANÁLISIS

Demanda Total de Energía

El Consultor de la Distribuidora presentó una tasa proyectada de crecimiento de usuarios con cierto grado de consistencia respecto a los correspondientes valores históricos; sin embargo, no hizo lo mismo con la propuesta **de la tasa de crecimiento del consumo de energía**, en la que presentó un quiebre sustancial respecto de la evolución histórica real, la que, a su vez, ha mantenido crecimientos estables y sostenidos; los resultados incongruentes presentados de la proyección de la demanda que han sido cuestionados en la anterior Discrepancia (Proyección de la Demanda), argumentos válidos para la presente Discrepancia, tal como se puede ver en las comparaciones y resultados presentados en la siguiente tabla:

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

En la tabla anterior, se evidencia el claro efecto distorsionador, resultante de la inclusión, como dato histórico, del valor atípico de ventas de los años 2016 y 2017 (Discrepancia anterior), y cobra alta relevancia el darle el adecuado tratamiento estadístico a estos valores atípicos, así como la utilización de la información del Sistema de Medición Comercial (SMEC) del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

De igual forma, era imperativo e imprescindible que el Consultor de la Distribuidora atendiera dentro de su análisis, el comportamiento de la serie histórica del consumo de energía, a la entrada de la red de la Distribuidora (tomando como fuente, las mediciones reales, registradas por el AMM), por medio del cual, habría determinado o corroborado claramente que el comportamiento de la tendencia de crecimiento sostenido de la demanda de energía no era congruente con su propuesta de utilizar una proyección de demanda de energía deprimida a valores que rondan alrededor de la mitad de las tasas históricamente observadas.

A continuación, se muestra una tabla que contiene los valores de tasas de crecimiento de energía, en la entrada de la red de la Distribuidora, de acuerdo a las mediciones del AMM, en donde se evidencia y se demuestra la inconsistencia e incongruencia del valor de la tasa de crecimiento de la demanda, propuesto por el Consultor de la Distribuidora para el período 2017-2024.

Tasa de Crecimiento	Periodo 2009-2017	Período 2011 - 2016	Periodo 2017-2024 (Propuesta Consultor de la Distribuidora)	Período proyectado 2017-2014 con datos AMM
Energía	6.5%	4.4%	2.3%	4.7%

De lo anterior, se confirma que lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora es inconsistente e incongruente, frente a los valores históricos de crecimiento estable y

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rojas
Secretaria General

sostenido de la energía de la Distribuidora, registrada por la medición comercial del AMM, tal como se explicó en la Discrepancia anterior.

Demanda Total de Potencia

Con relación a la proyección de la demanda total de potencia, se observó que la evolución prevista por el Consultor de la Distribuidora para la Potencia Máxima simultánea (1.7%) acentúa aún más el escenario de contracción de las proyecciones del consumo total de la Distribuidora.

Al analizar los datos históricos de ventas de potencia se observa que el valor de la tasa de crecimiento de la potencia en el último decenio se duplica con respecto al valor correspondiente, propuesto por el Consultor:

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

*Esta potencia es calculada con los factores de caracterización.

Nuevamente, en esta tabla se evidencia el claro efecto distorsionador resultante de la inclusión de los valores atípicos de ventas de los años 2016 y 2017, y cobra alta relevancia la necesidad de un adecuado tratamiento estadístico a este valor atípico, así como la utilización de la información del Sistema de Medición Comercial (SMEC) del Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

De igual forma, era imperativo e imprescindible que el Consultor de la Distribuidora atendiera dentro de su análisis, el comportamiento de la serie histórica de la demanda de potencia, a la entrada de la red de la Distribuidora (tomando como fuente, las mediciones reales, registradas por el AMM), por medio del cual, habría corroborado claramente que el comportamiento de la tendencia de crecimiento sostenido de la demanda de potencia no era congruente con su propuesta de una proyección de demanda de potencia deprimida a valores que rondan alrededor de la mitad de las tasas históricamente observadas.

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	Período 2009 - 2017	Periodo 2017-2024 (Propuesta Consultor de la Distribuidora)	Período proyectado 2017-2014 con datos AMM
Potencia Máxima	5.0%	1.7%	4.7%

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 discrepancias anteriores.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento de los numerales 3.2, 3.3.3 y 3.4 de los Términos de Referencia (TDRs), los artículos 62, 61, 71, 73 y 76 de la LGE y los artículos 82, 84, 90, 91 y 97 del RLGE, se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con los criterios utilizados por el Consultor de la Distribuidora, ya que no presentó valores razonables y acordes a los crecimientos de demanda total de energía y potencia máxima de la Distribuidora, a la entrada de su red de distribución. Incumpliendo con los numerales 3.3.3 y 3.4 al no realizar la proyección de la demanda y su crecimiento, con base en la información de la medición de energía y potencia de forma agregada (sin considerar la demanda de los distintos segmentos de mercado) del Sistema de Medición Comercial (SMEC) del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y utilizar dicha información para determinar las tasas de crecimiento, en los cuales se incluye, además de la demanda de la Distribuidora, a grandes usuarios, comercializadores y Empresas Eléctricas Municipales, conectados a la red del a Distribuidor. Así, las proyecciones de demanda de energía y potencia debieron haberse realizado, considerando la información el Sistema de Medición Comercial (SMEC) del AMM, sin considerar en el análisis de la proyección del crecimiento de la demanda, las distorsiones que causa el aumento atípico de las pérdidas, al haber utilizado como base de proyección, los valores de ventas de energía reportados por la Distribuidora durante los años 2016 y 2017 y provocando consecuentemente, un sesgo en la proyección de un aumento constante de pérdidas, en los subsecuentes años de proyección; lo cual no corresponde a una gestión eficiente de la red y sus pérdidas, de una empresa eficiente de referencia, tal como lo establecen los artículos mencionados al inicio de este párrafo.

Asimismo, se discrepa con la omisión de la presentación de las proyecciones de energía y potencia a nivel de entrada de la red de la Distribuidora, es decir, con el hecho de no haber tomado como base lo registrado oficialmente por el Sistema de Medición Comercial (SMEC) del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), que representa una fuente de información con un mayor grado de confiabilidad y precisión de la información registrada, al tratarse de la medición oficial para liquidar las transacciones del Mercado Marista guatemalteco, y con la cual puede establecerse de forma adecuada, la tendencia de crecimiento de la demanda de energía y potencia, sin sesgos o deficiencias operacionales de gestión de la distribuidora, que no corresponden a la gestión eficiente de la empresa eficiente de referencia que debe establecerse en el cálculo tarifario.

Adicionalmente se discrepa con las proyecciones de la demanda de energía y potencia, presentados por el Consultor de la distribuidora, derivado que, no se incluye el total de la demanda de energía y potencia, al omitir la demanda de energía y potencia, de usuarios de Peaje en Función de Transportista (distribuidoras municipales de energía), a los cuales la distribuidora les factura el VAD y de los cuales se ha establecido a través de copias de la facturación emitida y la información remitida por el AMM, y por lo tanto deben ser incluidos en el total de la demanda de la Distribuidora.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Finalmente, esta Discrepancia a las proyecciones de demanda, aplican para el resto de etapas del estudio tarifario, en especial a las etapas de los que se definen los balances de potencia y energía, proyección del VNR y determinación de los componentes y cargos del VAD.

Valores Eficientes de Referencia – Etapa B

3 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 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 82, 83, 84, 85, 91, 97 y 98 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…

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…."

"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."

"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."

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"...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"

"Cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deber· 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; la Comisión en el plazo de dos mes resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores formulando las observaciones que considere pertinentes."

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."

"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 del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con el numeral 4.2.2 de los TdR, i) al no presentar la información requerida que permitiera corroborar los valores y parámetros propuestos, ii) no definir de forma adecuada los perfiles de puestos de las encuestas utilizadas, utilizando perfiles sobrecalificados o inadecuados y con salarios muy superiores a los que pueden ser obtenidos en el mercado guatemalteco en una empresa eficiente, iii) incumplir con la metodología establecida para el cálculo de las cargas sociales de los operarios, y adicionar de forma incongruente "Bonos" de acuerdo a pactos colectivos de

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

la empresa real, a los valores de la encuesta. Por lo que, lo propuesto se considera ineficiente e incumple con lo establecido en los TdR.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no correspondían a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, derivado que el Consultor de la Distribuidora, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANÁLISIS

Con relación a los costos de la mano de obra, se ha analizado lo propuesto en el estudio del Consultor de la Distribuidora en el estudio tarifario, siendo posible establecer lo siguiente:

3.1 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 parte de la Distribuidora o de los contratistas, en el año base, ni la correspondiente documentación contable que sustente los valores efectivamente pagados. Por otra parte, el Consultor de la Distribuidora remitió la definición de las funciones de cada perfil propuesto en su estudio, con características distintas y en algunos casos superiores a los perfiles requeridos y distintos a los requerimientos reales del personal que efectivamente integran las cuadrillas de trabajo; perfiles inconsistentes que finalmente utilizó como soporte para equiparar la utilización de perfiles de puestos de la encuesta salarial con asignaciones salariales muy superiores a los salarios que se reconocen a este tipo de personal en el mercado laboral de Guatemala, y por supuesto, valores también muy superiores a los salarios que la distribuidora y sus contratistas realmente pagan a su personal, según información recabada por la CNEE de otras fuentes. La omisión en la presentación de esta información entorpeció la labor de verificación y fiscalización, por parte de la CNEE, para la valorización salarial de la mano de obra propuesta por el Consultor de la Distribuidora y para la determinación de los costos de personal que pueden ser considerados en la empresa eficiente de referencia.

ii. Por otra parte, en la propuesta actual del Consultor de la Distribuidora, se evidenció un considerable incremento salarial del personal de la Distribuidora, comparando dicha propuesta salarial, con las categorías equivalentes de la revisión tarifaria anterior presentada por el mismo Consultor, tal como se muestra en la siguiente tabla:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

				Revisión tarifaria actual		Revisión tarifaria anterior		Incremento Salarial	
				Personal Contratista	Personal Propio	Personal Contratista	Personal Propio	Personal Contratista	Personal Propio
Perfil PWC	Descripción PWC	Salario mensual (GTQ)	Salario anual (GTQ)	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, sin fundamento ni soporte válido, el incremento salarial propuesto para el personal propio fue del 71% y para el personal de los contratistas o de tercerizados 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 de acuerdo al artículo 83 del RLGE. Como complemento, al analizar la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), entre los años 2011 y 2016 (años de referencia de los EVAD), cuya variación al alza fue, aproximadamente 19.4%, no se justifica la variación presentada por el mismo consultor en su estudio tarifario, de acuerdo a la siguiente tabla:

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

En los siguientes incisos se presenta el análisis de los costos de mano de obra y la comparación de costos en el mercado guatemalteco y propios de la distribuidora y de sus contratistas, con lo que puede determinarse los sobrecostos e inconsistencias presentados por el Consultor en su estudio tarifario.

iii. El Consultor de la Distribuidora no aplicó los perfiles de puestos de la cuadrilla, requeridos en las Observaciones contenidas en la Resolución CNEE-229-2018.

3.2 Integración de la cuadrilla:

El Consultor de la Distribuidora utilizó 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 maquinaría, 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

		mantenimiento complejos que requieren de lectura de planos y conocimientos técnicos.
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.
Peón	Peón agrícola	

De la tabla anterior es posible señalar las siguientes inconsistencias:

i. No fue posible validar la propuesta de adecuación óptima de los puestos de la cuadrilla, respecto de los puestos equivalentes tomados de la Encuesta utilizada por el Consultor de la Distribuidora, ni con las eficiencias de costos 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 consideró equivalentes; 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 sus contratistas, así como de la documentación contable que debería haber sustentado los valores efectivamente pagados.

   Claramente se puede evidenciar que esta información era de suma importancia para establecer si las equivalencias que realizó el Consultor de la distribuidora presentaban una razonabilidad, no solo en las equivalencias de puestos y de funciones utilizados, sino en la consideración más importante, respecto a los costos del personal equivalente utilizado, en los que se debía establecer los niveles de eficiencia y que tienen impacto directo en la determinación de los costos, para establecer los componentes eficientes de la empresa eficiente de referencia.

   Sin embargo, la información requerida no fue presentada por la distribuidora ni por su consultor, aun después de haber sido requerida reiteradamente e incluida dentro de las Observaciones; por lo que, la Distribuidora y su consultor incumplieron con lo establecido en los TDRs y lo establecido en el artículo 82 y 85 del RLGE, en cuanto a la información de perfiles y de costos requerida, y que en los estudios presentados, los niveles de eficiencia no podrían ser inferiores a la operación real de la empresa.

ii. Con relación a los montos de remuneración propuestos para los integrantes de la Cuadrilla de acuerdo a lo presentado por el Consultor de la Distribuidora, se realizó un análisis de los montos pagados por otras empresas del sector, así como de los resultados de la "Encuesta Salarial Específica del Subsector Eléctrico de Guatemala"[1] (Encuesta CNEE).

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria Ejecutiva

[1] "Encuesta Salarial Específica del Subsector Eléctrico de Guatemala", contratada por la CNEE y realizada en el año 2015.

Los salarios y puestos presentados en los estudios tarifarios por el consultor, para los cuatro puestos de la cuadrilla, se muestran en la siguiente tabla:

Perfil PWC	Descripción PWC	Salario mensual (GTQ)
350022	Supervisor de Mantenimiento	11,536
350060	Técnico Especializado	6,696
350085	Mecánico Industrial	5,332
320084	Peón agrícola	2,950

Para determinar la razonabilidad de los puestos y salarios de la cuadrilla de trabajo, la CNEE indagó e investigó por su cuenta con personal e información pública de las siguientes entidades o instituciones, para obtener valores de referencia. Los resultados fueron los siguientes:

a. DEORSA

Mediante un proceso de consulta directa y de forma verbal con personal de la Distribuidora, se obtuvieron los siguientes datos de salarios para los integrantes de la cuadrilla:

Conformación de CUADRILLA DEORSA

CARGO	SALARIO
Jefe de Cuadrilla	Q 4,200.00
Liniero 1	Q 3,900.00
Liniero 2	Q 3,600.00
Peón	Q 3,300.00

b. INDE-ETCEE

Igualmente, al investigar los valores de salarios para cuadrillas de otra empresa del sector como lo es INDE-ETCEE se obtuvieron los siguientes datos de salarios pagados para los integrantes de la cuadrilla, tanto de registros de la empresa, como de convocatorias en medios:

b.1 Conformación de CUADRILLAS de Mantenimiento Sección Líneas de Transmisión Subestación Guatemala Sur ETCEE-INDE:

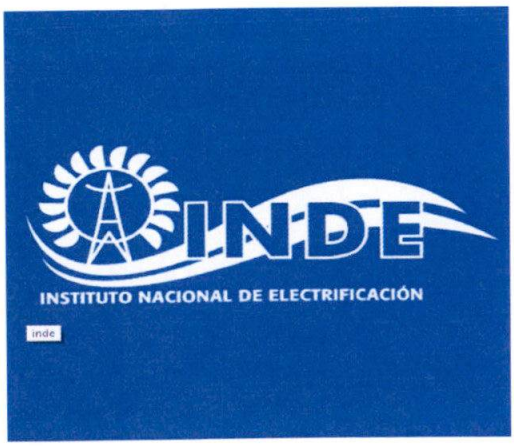
CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

DATOS PERSONAL TÉCNICO SECCIÓN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SISTEMA CENTRAL ETCEE-INDE			
No. FICHA	**SUELDO**	**PLAZA**	**CARGO**
		Cuadrilla 1	
8934	Q 3,686.00	Auxiliar Profesional IV	Jefe de Cuadrilla
20967	Q 3,125.88	Electricista III	Liniero 1
21032	Q 2,865.00	Liniero de Líneas Vivas II	Liniero 2
21706	Q 2,520.77	Trabajador II	Peón
		Cuadrilla 2	
4062	Q 3,304.88	Auxiliar Profesional II	Jefe de Cuadrilla
12846	Q 3,125.88	Electricista III	Liniero 1
20965	Q 2,865.00	Liniero de Líneas Vivas II	Liniero 2
22590	Q 2,721.00	Trabajador IV	Peón
		Cuadrilla 3	
13272	Q 3,304.88	Auxiliar Profesional II	Jefe de Cuadrilla
13015	Q 3,125.88	Electricista III	Liniero 1
22316	Q 2,865.00	Liniero de Líneas Vivas II	Liniero 2
10197	Q 2,721.00	Trabajador IV	Peón

b.2 Convocatoria externa del INDE, publicación de Abril 2017[2]:

INDE abre convocatoria externa a plazas laborales

Por Allan Martínez - 11 abril, 2017



El Instituto Nacional de Electrificación INDE abrió la convocatoria a 10 plazas laborales:

3 de Contabilidad I con sueldo de Q2,791.00 Número de plaza 513, 532, y 514

En tu celular





COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

[2] https://republica.gt/2017/04/11/inde-habre-convocatoria-externa-plazas-laborales/



República NOTICIAS ECONOMÍA TENDENCIAS VIDA DEPORTES SOMOS OPINIÓN

El Instituto Nacional de Electrificación INDE abrió la convocatoria a 10 plazas laborales:

3 de Contabilidad I con sueldo de Q2,791.00 Número de plaza 513, 532, y 514

FOGEL LA MEJOR REFRIGERACIÓN PARA SU NEGOCIO

1 Oficinista con sueldo de Q2,408.00 Número de plaza 166

2 Contador con sueldo de Q2,891.00 número de plaza 560 y 561

1 de Operador Especializado Q2,408.00 número de plaza 775

1 de Auxiliar de Profesional IV Q3,686.00 número de plaza 1305

3 de Guardalmacén I con sueldo de Q2,562.00, número de plaza 23

4 Profesional III con sueldo de Q6,553.00 número de plaza 1513.

Si usted está interesado o desea más información puede participar enviando su:

Curriculum Vitae

Acreditación de educación

Constancias laborales.

El expediente debe contener únicamente los documentos solicitados por la convocatoria y no debe excederse de más de 6 hojas.

Si usted quiere más información o quiere enviar su expediente solicítela a la dirección de correo electrónico: rspersonal@inde.gob.gt.

b.3 Convocatoria externa del INDE, publicación de Agosto 2018[3]:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

[3] http://ang.org.gt/noticias/convocatoria-externa-del-inde/

INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN

CONVOCATORIA EXTERNA
NÚMERO 06-2018
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN –INDE–
Planta Hidroeléctrica Chixoy, Alta Verapaz.
Oficinas de Quetzaltenango, Quetzaltenango.
Edificio Central del INDE, 7ª. Avenida 2-29, zona 9, Ciudad de Guatemala.

No.	Puesto	Plaza	Ref.	Sueldo	Actividades y/o funciones	Requisitos	Sede
1	Operador Especializado V	1261	402	Q3,142.00 de sueldo base, más prestaciones establecidas en el Pacto Colectivo de Condiciones de Trabajo.	Opera los mandos de control en plantas cuya capacidad supera los 99.1 MW en adelante, en la ejecución de procedimientos de arranque, operación y parada normal y de emergencia, controla las variables de operación del equipo principal y el equipo auxiliar, ejecuta las maniobras que ordena el Centro de Despacho de Carga para el Control de las principales variables de operación del Sistema Nacional Interconectado tales como: voltajes de generación y transmisión, y frecuencia local y del sistema nacional interconectado; efectúa lecturas periódicas y vigila constantemente los tableros de control y mando; opera localmente a control remoto las unidades y equipo diverso de la planta y la subestación; vigila constantemente el tablero de alarmas y ejecuta las maniobras correctivas que sean necesarias; participa en la operación de la planta para ensayos y pruebas que se realicen a las estructuras y equipos que la conforman. Transmite al centro de despacho de carga toda la información relacionada con la operación de la planta. Efectúa cálculos y prepara informes diversos relacionados con la operación y las instalaciones de la planta. Reporta a los jefes de Mantenimiento, las fallas que se presentan en el equipo. Dirige, coordina y supervisa al personal bajo su responsabilidad. Realiza otras tareas afines al puesto.	Poseer Diploma de Bachiller Industrial y Título de Perito en Electricidad y acreditar un año de experiencia en la especialidad que el puesto requiera.	Presa Pueblo Viejo/ Mantenimiento/Planta Hidroeléctrica Chixoy/ Empresa de Generación de Energía Eléctrica -EGEE-
2	Electromecánico II	1624	280	Q2,955.00 de sueldo base, más complementos al salario mínimo y prestaciones establecidas en el Pacto Colectivo de Condiciones de Trabajo.	Revisa los dispositivos electromecánicos y diagnostica fallas en las plantas generadoras de energía eléctrica; distribuye el trabajo de mantenimiento preventivo o correctivo de las plantas generadoras; efectúa desmontaje, montaje, cambios y ajustes de piezas gastadas o dañadas del equipo mecánico, así como reparaciones o cambios de circuitos o conductos eléctricos; realiza pruebas en los equipos y plantas reparadas para garantizar las reparaciones; diseña instalaciones de conducción de electricidad para efectuar nuevas instalaciones de planta. Dirige, coordina y supervisa al personal bajo su responsabilidad. Realiza otras tareas afines al puesto.	Poseer diploma y título de Bachiller Industrial y Perito en especialidad afín al puesto y acreditar tres años de experiencia en trabajos relacionados con el puesto.	Campamento Lichinazul/Presa Pueblo Viejo/Mantenimiento/ Planta Hidroeléctrica Chixoy/ Empresa de Generación de Energía Eléctrica INDE -EGEE-
3	Operador Especializado IV	2231	295	Q2,955.00 de sueldo base, más complementos al salario mínimo y prestaciones establecidas en el Pacto Colectivo de Condiciones de Trabajo.	Opera los mandos en plantas cuya capacidad está comprendida entre 50.1 y 99 MW, en el arranque, operación y paro, efectúa lecturas periódicas y vigila constantemente los tableros de control; consigna en informes y formularios los valores de los parámetros de operación ocurridos durante el turno, revisa continuamente el funcionamiento del equipo de generación; ejecuta las maniobras que se le ordenan en operación normal y en emergencia; atiende instrucciones y solicitudes de información del funcionamiento de la planta por radio o teléfono.	Poseer diploma y título de Bachiller Industrial y Perito en Electricidad y acreditar tres años de experiencia en trabajos relacionados con el puesto.	Casa de Máquinas Quixal /Departamento de Operación/ Planta Hidroeléctrica Chixoy / Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE -EGEE-
4	Electricista II	603	142	Q2,646.00 de sueldo base, más complementos al salario mínimo y prestaciones establecidas en el Pacto Colectivo de Condiciones de Trabajo.	Mantiene y repara la maquinaria y equipo eléctrico de la Planta Generadora, calibra y efectúa ajustes en los equipos eléctricos; da mantenimiento a los transformadores de potencia, medición y protección, desarrollando las actividades que corresponden a su nivel de trabajo; efectúa instalaciones eléctricas provisionales de equipo móvil; solicita materiales para el desarrollo de sus actividades; atiende las emergencias que se presenten y ejecuta las maniobras que le sean ordenadas; cumple y observa que se cumplan las normas de seguridad e higiene. Dirige, coordina y supervisa al personal bajo su responsabilidad. Realiza otras tareas afines al puesto.	Poseer Diploma de Bachiller Industrial y Perito en Electricidad y acreditar un año de experiencia en trabajos relacionados con el puesto. Saber interpretar diagramas eléctricos complejos.	Casa de Máquinas Quixal/Mantenimiento Eléctrico/Planta Hidroeléctrica Chixoy/Empresa de Generación de Energía Eléctrica INDE -EGEE-
5	Auxiliar Profesional I	1223	314	Q2,997.00 de sueldo base, más complementos al salario mínimo y prestaciones establecidas en el Pacto Colectivo de Condiciones de Trabajo.	Realiza cálculos, diagramas, tabulaciones y/o recopila la información necesaria para los estudios de planificación que se realiza, tales como costos, evaluaciones económicas y otros, elaborando informes mensuales de las mismas; participa con los profesionales de la unidad, en las comisiones que se efectúen en el interior del país, con el objeto de recabar información o realizar investigaciones.	Haber aprobado el cuarto semestre de una carrera universitaria afín al puesto y acreditar seis meses de experiencia en trabajos relacionados con el puesto.	División de Presupuesto/ INDE Edificio Central.
6	Contador I	1719	274	Q2,955.00 de sueldo base, más complementos al salario mínimo y prestaciones establecidas en el Pacto Colectivo de Condiciones de Trabajo.	Realiza trámites de pago de compañías contratistas; mecanografía documentos de compra y pago; efectúa transferencias de fondos con demanda de divisas; opera Cuenta Corriente de compañías contratistas; elabora documentos de información. Realiza otras tareas afines al puesto.	Poseer título de Perito Contador y acreditar tres años de experiencia en labores relacionadas con el puesto.	Activos Fijos/Departamento Contabilidad de Bienes/ Gerencia Financiera / Edificio Central
7	Profesional III	886	586	Q8, 553.00 de sueldo base, más las prestaciones establecidas en el Pacto Colectivo de Condiciones de Trabajo.	Proporciona asistencia médica a los trabajadores, a familiares de trabajadores, esposa e hijos menores y a los padres; elabora ficha clínica de los pacientes y familiares, ordena examen de laboratorio, rayos X, y analiza los resultados, ordena suspensión y/o alta a los trabajadores cuando el caso lo amerita; transfiere pacientes graves al IGSS o al hospital de la localidad; elabora pedidos de medicamentos y equipo para tener y contar con existencia adecuadas; atiende a pacientes que residen en el área urbana, municipios y departamentos aledaños a la Clínica Médica respectiva. Disponibilidad para atender emergencias fuera del horario normal.	Poseer título universitario de Médico y Cirujano con especialización profesional que el puesto requiere. Acreditar como mínimo cuatro años de experiencia como Médico y Cirujano.	División de Recursos Humanos/Gerencia de Servicios Corporativos/ sede de Quetzaltenango.
8	Contador III	1074	376	Q3,142.00 de sueldo base, más prestaciones establecidas en el Pacto Colectivo de Condiciones de Trabajo.	Entrega, registra, controla y opera el movimiento de los activos fijos en servicio, a través de tarjetas kardex al personal de su área, planta u otro sistema; recibe los activos fijos en servicio que son devueltos por los usuarios de su unidad; elabora la tarjeta kardex de inventario de bienes en servicio para llevar el control auxiliar de su unidad administrativa; actualiza el inventario de activos fijos en servicio de acuerdo a las tarjetas de responsabilidad, depurando los listados; entrega al Departamento de Contabilidad, el reporte mayor control de kardex de activos fijos en servicio y/o en bodega., realiza conciliación de saldos del reporte de inventario de activos fijos del sistema SAP, contra los controles auxiliares de bodega; elabora y entrega mensualmente a la División de Contabilidad el reporte de activos fijos en servicio consignando saldos anteriores, monto de cargos y abonos, deberá practicar al 31 de diciembre de cada año un inventario o recuento físico de los bienes muebles en servicio, consignando todas las características de los mismos; realiza otras actividades inherentes al puesto, que le sean asignadas por su jefe inmediato.	Poseer título de Perito Contador, acreditar un año de experiencia en labores relacionadas con el puesto y haber aprobado el cuarto semestre de una carrera universitaria afín al puesto.	División Coordinadora de Electrificación Rural / Gerencia de Electrificación Rural y Obras del INDE – GERO / Edificio Central.

DOCUMENTOS A PRESENTAR PARA PARTICIPAR EN CONVOCATORIA:
- Curriculum Vitae con fotografía reciente.
- Acreditación de educación.
- Constancias laborales.

IMPORTANTE
1. El expediente debe contener únicamente los documentos solicitados por la convocatoria, no mayor a 6 hojas.
2. Enviar expediente a la siguiente dirección de correo electrónico rspersonal@inde.gob.gt
3. Última fecha para aplicar a la convocatoria: 20 de agosto de 2018 hasta las 16:00 horas.
4. Indicar en el asunto el número y nombre de la plaza a la que aplica.

c. Encuesta CNEE

La CNEE realizó en el año 2015 una encuesta de salarios para diversos puestos y ocupaciones, del sector eléctrico, que incluyó las diversas empresas nacionales de distribución, transmisión, generación, contratistas, entre otros. Por lo que la misma disponía

de puestos específicos para formar las cuadrillas de trabajo, sin requerir de equivalencias, como las propuestas por el consultor de la distribuidora. Para los puestos de los integrantes de una cuadrilla dicha encuesta mostró los siguientes salarios actualizados a la fecha base del estudio:

c.1 Para Contratistas:

Nombre del Puesto	Salario (Q)
Jefe de Cuadrillas o Proyecto	8,571.00
Liniero/Técnico de Operación y Mantenimiento	6,289.67
Liniero/Técnico de Construcción	4,097.96
Ayudante de Liniero	2,937.96

c.2 Para Distribución Privada:

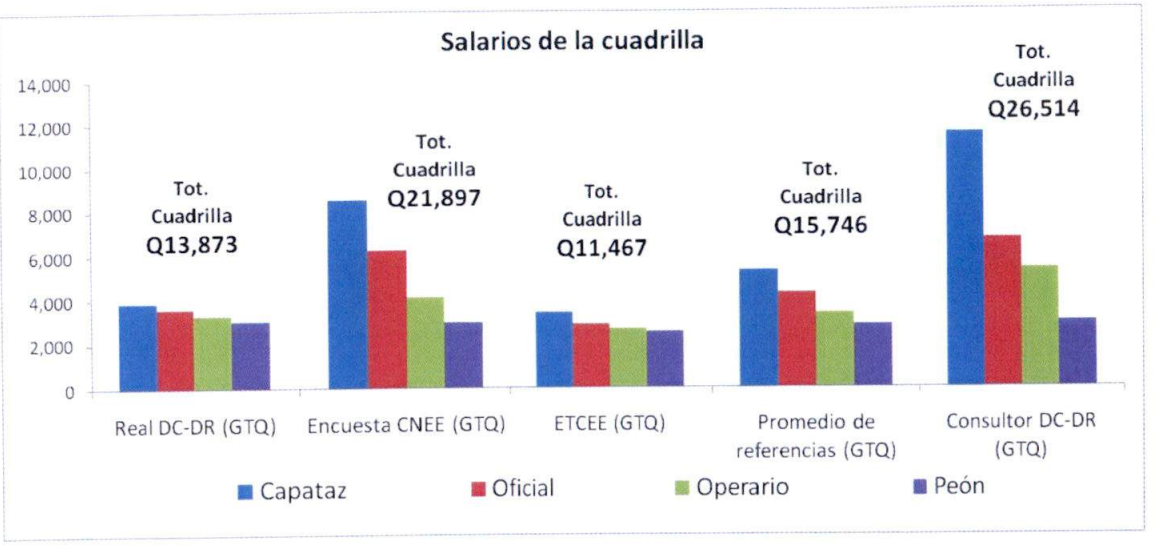
Nombre del Puesto	Salario (Q)
Jefe de Cuadrillas o Proyecto	8,180.77
Liniero/Técnico de Operación y Mantenimiento	6,319.69

Tomando como base la información anterior, se ha construido una tabla y gráfica comparativa entre las referencias obtenidas del sector eléctrico guatemalteco y las equivalencias y valores propuestos por el Consultor de la Distribuidora; ajustando los valores de salarios a moneda de la fecha base de los TdR, para que los valores sean comparables. Dicho comparativo se muestra a continuación:

Puesto Cuadrilla TDRs	Real DC-DR (GTQ)	Encuesta CNEE (GTQ)	ETCEE (GTQ)	Promedio de referencias (GTQ)	Consultor DC-DR (GTQ)
Capataz	3,885	8,571	3,409	5,288	11,536
Oficial	3,607	6,290	2,891	4,263	6,696
Operario	3,330	4,098	2,650	3,359	5,332
Peón	3,052	2,938	2,517	2,836	2,950
Total Cuadrilla	**13,873**	**21,897**	**11,467**	**15,746**	**26,514**

*Investigación e información obtenida de empleados de DEORSA (DR).

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



De lo anterior se evidencia que la propuesta del Consultor de la Distribuidora, al utilizar equivalencias incorrectas de los puestos de la encuesta PWC, así como de no realizar las comparaciones de costos pagados a cada integrante de la cuadrilla en la operación real de la distribuidora, resultó que en el estudio tarifario presentado por la Distribuidora, incluyó sobrevaloraciones de más del 68% respecto al promedio de referencias obtenidas de forma independiente y verbal por la CNEE, y aun mayor respecto a referencias de salarios pagados por la propia distribuidora. En este sentido se pudo determinar que los costos de mano de obra que conforma la cuadrilla de trabajo, presentado por la distribuidora, son: i) muy superiores a los costos de operación real de la distribuidora, incumpliendo los TdR y el articulo 85 del RLGE, y ii) Los valores presentados muestran sobrevaloraciones excesivas respecto los propios costos reales de la distribuidora, y de valores que pueden ser obtenidos en el mercado guatemalteco, así mismo el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, y que reduzcan costos en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes.

Por lo que luego de la evidencia de costos reales que pueden ser alcanzados por la empresa eficiente de referencia y las sobrevaloraciones presentadas en el estudio tarifario de la Distribuidora, se determinó que los costos del personal que conforma la cuadrilla de trabajo presentados por la distribuidora, son excesivos (artículo 83 del RLGE), y no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE.

Adicionalmente, el no remitir la información establecida en los TdR limitó y dificultó la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, de acuerdo a las funciones de la CNEE y lo establecido en el artículo 74 de la LGE, así como la correcta valoración salarial de la Distribuidora y de sus contratistas, información muy importante para la determinación de la empresa eficiente de referencia, el VNR óptimo y económicamente justificado y adaptado, que debió haberse utilizado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Adicionalmente, al analizar cada uno los salarios propuestos, tal como ya se indicó, se evidenciaron sobrevaloraciones que se consideraron excesivas y **sin la debida sustentación o justificación de los requerimientos de valores superiores, de acuerdo a lo requerido en los TdR y el articulo 98 del RLGE,** por lo que, al no presentar o no tener ninguna justificación para estas sobrevaloraciones, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 85 del RLGE, se le requirió en algunos casos utilizar las eficiencias de la empresa real; en este sentido se requirió en las Observaciones de la Resolución CNEE-229-2018 que el Consultor de la Distribuidora presentara el respaldo documental correspondiente, entre otros: facturas, planillas, vouchers de pago, planillas del IGSS. Dicha documentación debería ser respaldada por una declaración jurada del contador general y del representante legal de la Distribuidora indicando que dicha información era verídica y comprobable. Ante tal requerimiento **el Consultor de la Distribuidora no remitió dicha información, ni justificó la utilización de salarios excesivos o sobrevalorados, mediante algún análisis técnico-económico que justificara que lo propuesto mejoraba la eficiencia conjunta, para la determinación de la empresa eficiente de referencia, de acuerdo a los principios establecidos en los TdR,** sino que se limitó a plantear los valores con los incrementos referidos.

3.3 Cargas Sociales incluidas al costo de mano de obra

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

Cargas sociales			
	Personal		
Cargas Sociales	Contratista	Propio	Referencia
IRTRA (Instituto de Recreación de los trabajad	1,00%	1,00%	Ley de Creación (Decreto 1528)
INTECAP (Instituto de Capacitación y Producti	1,00%	1,00%	Ley Orgánica INTECAP
IGSS (Instituto de Seguridad Social de Guatem	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		9,6%	de desempeño (sobre 14 salarios)
Bono desempeño gerencial		9,6%	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. Indemnizaciones: En primer lugar es oportuno aclarar que de acuerdo a la legislación guatemalteca, la indemnización no es de aplicación universal, y únicamente es obligatorio el pago, cuando el empleado es despedido de forma injustificada, entre otros; así mismo dado que ante estas condiciones de ley, el pago de la indemnización se da bajo situaciones que no pueden ser totalmente previsibles, y no se tiene conocimiento de que existan estadísticas nacionales en las que se pueda establecer el porcentaje de empleados que son indemnizados, en los TdR se estableció que debía utilizarse la estadística de la propia Distribuidora, para determinar el porcentaje de veces en las cuales la distribuidora debía incurrir en el pago de las indemnizaciones, de acuerdo a la fórmula matemática establecida en los mismos TdR.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora, dentro del archivo "Análisis costos MO.xlsx", hoja "Indemnizacion", presentó 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	23,128.03
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, el informe presentado por el Consultor de la Distribuidora indicó 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 porcentaje 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 ajustó a lo estipulado en los TDRs, toda vez que:

i.1 Los TdR claramente definieron que el cálculo se realizaría multiplicando 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, lo cual corresponde a 8.33%*65% = 5.44%.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

i.2. En su lugar el Consultor de la Distribuidora realizó: "*el cociente entre el monto total pagado por la empresa en concepto de indemnizaciones divido* 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*", suponiendo la obligatoriedad de indemnización universal, que no corresponde a la legislación nacional. Con este cálculo distinto, se incrementa el monto de indemnizaciones a reconocer.

ii. Bonos de Desempeño: la adición de "Bonos de Desempeño" de los Pactos Colectivos de la Distribuidora, a los salarios resultantes de las encuestas salariales; adicionando al personal de nivel operativo y jerárquico un sobrecosto de 9.6% (valor resultante de aplicar el 12% indicado en el pacto colectivo por 0.8 equivalente al cumplimiento de metas individuales que tiene el personal de la Distribuidora según indica el Consultor); representó un error conceptual y metodológico al haber mezclado los salarios resultantes de una encuesta salarial, con bonos y compensadores de Pactos Colectivos de los salarios reales de la Distribuidora, esto en todo caso esto hubiese aplicado si hubiese utilizando los salarios reales de la Distribuidora, lo cual no fue así. Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora adicionó a los salarios resultantes de las encuestas salariales, bonos por desempeño para todo el personal propio, tanto para nivel operativo como jerárquico (9.6%), indicando que obedece al cumplimiento del Pacto Colectivo artículo 27 y en cumplimiento individual de metas de los empleados de la distribuidora:

> **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.

- Por otra parte la empresa, de acuerdo al Art. 27 del Convenio Colectivo de Trabajo conviene el pago de un bono asociado a desempeño que asciende a un promedio del 12% al personal propio. Este bono aplica sobre 14 salarios.

  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. Se asume el cumplimiento de las metas individuales del 80% del personal.

Así mismo, es necesario aclarar que el uso de los "Bono por desempeño" y "Bono por desempeño gerencial" por ser sujetos a resultados de desempeño, el pago de los mismos

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

dependerá de los resultados que pueda o no alcanzar cierta persona dentro de la Distribuidora y es una compensación a los salarios reales de que paga la distribuidora, de manera puntual de acuerdo a la metodología de sus pactos laborales, por lo que no implica el pago total a todos los trabajadores y dependerá estrictamente de las evaluaciones de desempeño de cada trabajador, así mismo la distribuidora no documenta los niveles de aplicación de dichos compensadores, y los mismos aplicarían únicamente si hubiese utilizado en su estudio tarifario, los salarios reales efectivamente pagados a sus trabajadores.

De igual manera, el Consultor y la Distribuidora, no presentaron 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, de acuerdo con lo establecido con el articulo 4 y 74 de la LGE, al negarse a presentar información imprescindible sobre las eficiencias de la empresa real, necesarias para establecer la razonabilidad de los valores presentados, así como los niveles de eficiencia necesarios para establecer la empresa eficiente de referencia**, de acuerdo a lo que establece el artículo 85 del RLGE.

Luego del análisis y comparaciones, aun con las limitaciones de información, se pudo determinar que los valores presentados no correspondían a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, derivado que el Consultor de la Distribuidora, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71 y 73 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento a los numerales 4.2.2 de los Términos de Referencia, a los artículos 83, 84, 85, 97 y 98 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 discrepa con los criterios del Consultor de la Distribuidora, en lo siguiente:

i. La omisión de presentar la definición de las funciones reales desempeñadas para cada puesto de la cuadrilla, en vez de ello remitió las funciones de los perfiles sobrecalificados que propone en su estudio para realizar las tareas que se requieren, derivó en el uso de equivalencias incorrectas, resultando en sobrevaloraciones en los puestos que conforma las cuadrillas de trabajo. Dicho incumplimiento limitó y dificultó la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, de acuerdo a las funciones de la CNEE y lo establecido en el artículo 74 de la LGE, 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.

ii. La omisión de presentar el comparativo entre los salarios reales pagados a la mano de obra frente a los valores propuestos en su estudio, de acuerdo con lo requerido

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

en los TdR, no permitió establecer la racionalidad de los valores de mano de obra presentados, así como la determinación de si los perfiles de puestos utilizados de la encuesta PWC eran los correctos de acuerdo a las asignaciones salariales que se requieren para valorar al personal operativo de una empresa eficiente de referencia, y acordes a los niveles de eficiencia de la revisión anterior y los costos reales de la operación de la distribuidora tal como lo establece el artículo 85 del RLGE. Adicionalmente la falta de esta información limitó y dificultó la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, de acuerdo a las funciones de la CNEE y lo establecido en el artículo 74 de la LGE, 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.

iii. Por la omisión de utilizar los perfiles y salarios máximos indicados en la Resolución CNEE-229-2018, presentando en su lugar perfiles y salarios, que presentan sobrevaloraciones excesivas respecto los costos reales de la distribuidor, o valores congruentes, y que pueden ser obtenidos en el mercado guatemalteco, así mismo el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, y 73 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE.

iv. Al considerar el pago de indemnización de forma universal a todos los trabajadores, lo cual no corresponde a una condición de la legislación laboral guatemalteca, adicionalmente, el Consultor de la distribuidora no demostró que tanto su personal como el personal tercerizado cuenta con indemnización universal (pago de indemnización independientemente de la causa del cese de la relación laboral). Ante dicha situación, la metodología estadística referente al pago de indemnizaciones, quedo establecida en los TdR, misma que le fue igualmente señalada en las Observaciones; aun así el Consultor de la Distribuidora incumplió con la metodología establecida en los TdR, en la que su aplicación arrojaba un valor a utilizar equivalente 8.33%*65% = 5.44%.

Por lo anterior, los valores de indemnización incluidos, corresponden a una sobrevaloración respecto a los costos reales de la distribuidora. Así mismo el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71 y 73 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

v. Con la adición de "Bonos de Desempeño" de los Pactos Colectivos de la Distribuidora, a los salarios resultantes de las encuestas salariales; adicionando al personal de nivel operativo y al personal jerárquico un sobrecosto de (9.6%); lo cual representó un error conceptual y metodológico al haber mezclado los salarios resultantes de una encuesta salarial, con bonos y compensadores de Pactos Colectivos de los salarios reales de la Distribuidora, esto en todo caso esto hubiese aplicado si hubiese utilizando los salarios reales de la Distribuidora.

En este sentido, la utilización de estos compensadores, únicamente tendría una lógica de aplicación y congruencia, si el Consultor de la Distribuidora, hubiese utilizado los salarios o costos reales del personal y por lo tanto de forma congruente se aplicarían estos compensadores de acuerdo a los porcentajes de desempeño registrados estadísticamente, siendo estos los salarios comparables con los de las encuestas salariales; la aplicación de los mencionados compensadores o bonos de los pactos colectivos de la distribuidora, sobre los salarios referenciales de las encuestas salariares es un error de concepto e incongruente metodológicamente, al mezclar dos fuentes de datos distintas, por lo que la adición de este compensador a los valores de la encuesta salarial, es simplemente una sobrevaloración y costos excesivos, que no corresponden a la gestión eficientes de una empresa eficiente de referencia. Por lo que dichos bonos no debieron ser considerados, como un incremento al salario medio competitivo, reflejado en los resultados de la encuesta salarial, ya que esto significaría distorsionar los resultados de la misma. Por otro lado, no se presentó la comparación de salarios reales pagados por la distribuidora (en los que debían incluir los bonos por desempeño y gerenciales) y los salarios reflejados en la encuesta, para así determinar los niveles de eficiencia propuestos por el consultor de la distribuidora.

Este error e incongruencia en la metodología, corresponde a una sobrevaloración y costos excesivos, que no pueden ser considerados como eficientes; así mismo el Consultor de la Distribuidora, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, y 73 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE.

Finalmente, esta Discrepancia a los costos de Mano de Obra y parámetros que se definen en esta etapa, aplican para el resto de etapas del estudio tarifario, en el que se utilizan los costos del personal de Mano de Obra, en las etapas de definición del VNR y Costos de Explotación.

4 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*

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 82, 83, 84, 85, 91, 97 y 98, 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…

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 calcular· 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…."

"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."

"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 Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rojas
Secretaria General

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

"Cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deber· 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; la Comisión en el plazo de dos mes resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores formulando las observaciones que considere pertinentes."

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."

"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 del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con el numeral 4.2.2 de los TdR, al considerar que para la determinación del costo de la mano de obra para la determinación del VNR, los operarios incurrían en largos periodos de movilización dentro de sus horas laborales (entre el 43 y 46% de las horas del día laboral), asumiendo en su hipótesis que los operarios tenían que presentarse a la sede de la distribuidora y luego movilizarse a la obra de construcción, y luego retirarse de la obra durante las horas laborales para movilizarse nuevamente y llegar puntualmente a la hora de salida en la sede de la distribuidora. La hipótesis anterior no guarda una razonabilidad de eficiencia operacional para construir redes de distribución, al incluir en su hipótesis, ineficiencias teóricas de movilización innecesaria de los operarios, ya que éstos podrían presentarse y salir directamente a la obra de construcción, como es la práctica común en obras de construcción, sin

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

necesidad de tener que movilizarse a la sede de la distribuidora con el único objetivo de estar presente a la hora de entrada y salida en dicha sede. Por lo que, esta propuesta se considera ineficiente e incumple con lo establecido en los TDRs.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no correspondían a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, derivado que el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TDRs y lo establecido en los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANÁLISIS

Al analizar lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora respecto de las Horas de Trabajo de la Mano de Obra, ha sido posible observar lo siguiente: en el archivo "Análisis costos MO.xlsx", hoja "Generales", se muestra 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 observa lo siguiente:

1. El Consultor de la Distribuidora presentó 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:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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)	3.40	3.17
Horas de refrigerio y desplazamiento día	**3.90**	**3.67**
Ajuste sobre tiempos	**109.7%**	**97.6%**

Con relación a la tabla anterior, el Consultor de la Distribuidora indicó en su informe que las horas que el personal operativo labora en promedio al día son alrededor de poco más de tres horas y media, para el personal del contratista y de tres horas tres cuartos, para el personal propio. Este peculiar postulado o hipótesis del Consultor de la Distribuidora, generó dudas razonables sobre el tipo modelo de empresa presentado, en la que su personal labora únicamente menos de la mitad de la jornada laboral, y los rendimientos que esta empresa puede tener con esta baja productividad de su personal, y aún más cuestionable seria suponer que corresponde a una empresa eficiente de referencia, que serviría para determinar los costos eficientes que tendría construir las instalaciones y redes de distribución de la Distribuidoras (VNR).

De acuerdo a la metodología propuesta, el Consultor de la Distribuidora, propuso que para calcular el los costos de la mano de obra de los contratistas, se debe aplicar un ajuste sobre tiempos de 109.7% y para personal propio, un ajuste sobre tiempos de 97.6%, lo que es equivalente a duplicar los costos de la mano de obra.

En su argumentación el Consultor de la Distribuidora sustentó dichos porcentajes incluyendo los siguientes factores: ausentismo mensual, capacitación mensual, tiempos de refrigerio y tiempos de desplazamiento. Al respecto de estos factores se comenta lo siguiente:

i. Ausentismo: el Consultor de la Distribuidora argumentó que el ausentismo es una **realidad** considerada en la legislación laboral guatemalteca y por ende debe considerarse en el modelado de la empresa eficiente. Para el efecto sustentó su tasa de ausentismo propuesta **con estudios realizados en otros países** (consultora ADECCO, según informe del Consultor).

   No obstante lo anterior, se considera que el ausentismo invocado en la propuesta del Consultor de la Distribuidora es una contingencia o eventualidad que puede cubrirse precisamente por el porcentaje de "imprevistos" que ya se reconoce en la conformación de unidades constructivas de los TDRs.

ii. Capacitación: el Consultor de la Distribuidora argumentó que la capacitación es una necesidad permanente en todas las empresas y por ende debe considerarse en el modelado de la empresa eficiente. Para el efecto sustenta su tasa de

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

capacitación propuesta con estudios realizados en otros países (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, según informe del Consultor).

iii. Tiempos de desplazamiento: El Consultor de la Distribuidora indicó en su informe lo siguiente:

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 area 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	32.63	3.40	-	**3.40**
Brigada de mantenimiento	5,192	103.46	32.63	3.17	-	**3.17**

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 (corresponden a los registros más recientes de la empresa, lo que abarca el segundo

QUANTUM

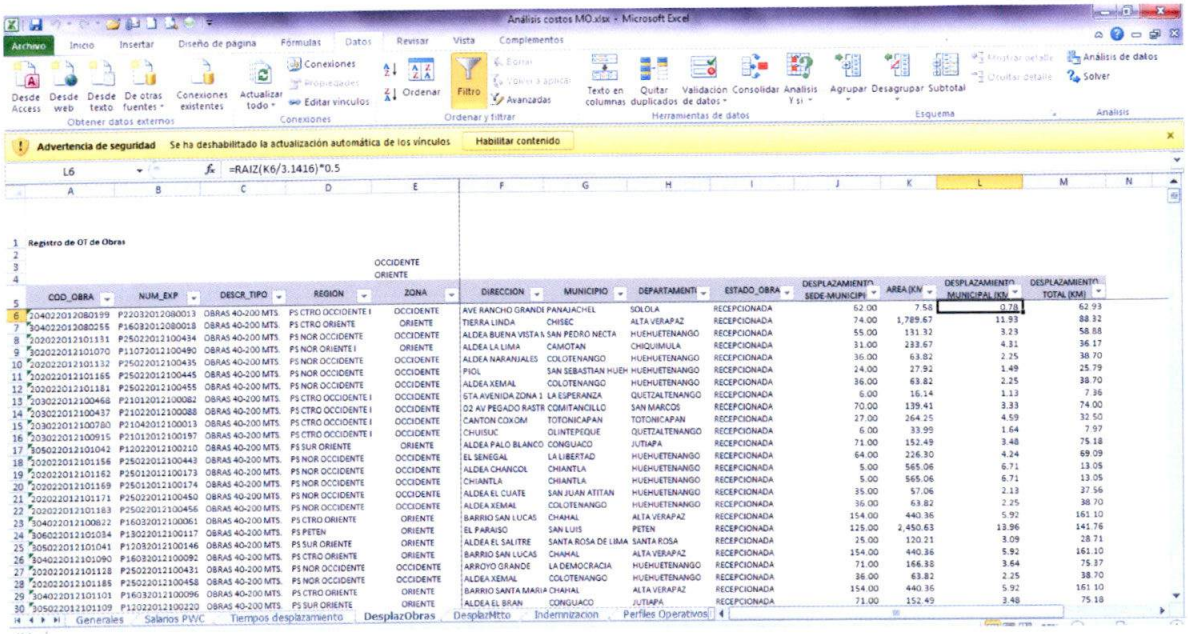
ENERGUATE
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE S.A.

semestre de 2018) se obtuvo una velocidad promedio de desplazamiento de ***32.63*** km/h. El detalle de cálculo puede verificarse en archivo Velocidad Promedio Jun - Dic 2018.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, presentó dos tablas con los desplazamientos efectuados en obras terminadas:

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Desplazamiento Obras



Análisis costos MO.xlsx - Microsoft Excel

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

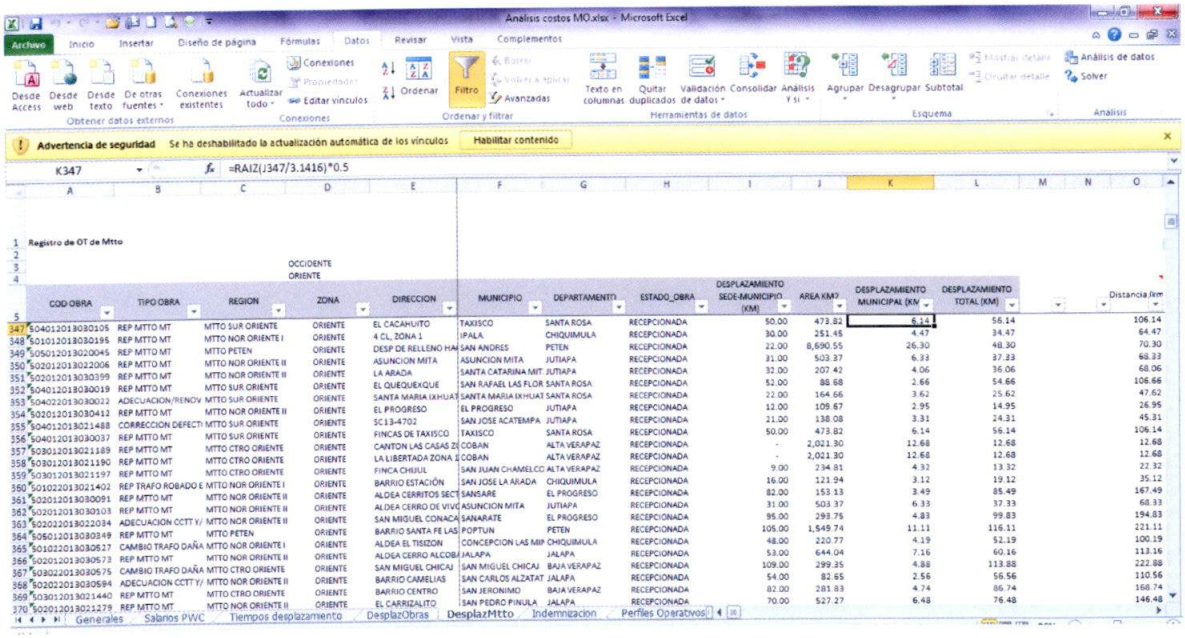
L6 =RAIZ(K6/3.1416)*0.5

Registro de OT de Obras

COD_OBRA	NUM_EXP	DESCR_TIPO	REGION	ZONA	DIRECCION	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	ESTADO_OBRA	DESPLAZAMIENTO SEDE-MUNICIPIO	AREA (KM	DESPLAZAMIENTO MUNICIPAL (KM	DESPLAZAMIENTO TOTAL (KM)
2040220120801	P2203201208001	OBRAS 40-200 MTS.	PS CTRO OCCIDENTE I	OCCIDENTE	AVE RANCHO GRANDI	PANAJACHEL	SOLOLA	RECEPCIONADA	62.00	7.58	0.78	62.93
3040220120802	P1603201208001	OBRAS 40-200 MTS.	PS CTRO ORIENTE	ORIENTE	TIERRA LINDA	CHISEC	ALTA VERAPAZ	RECEPCIONADA	74.00	1,789.67	11.93	88.32
4020220121011	P2502201210044	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA BUENA VISTA N	SAN PEDRO NECTA	HUEHUETENANGO	RECEPCIONADA	55.00	131.32	3.23	58.88
5020220121011	P1107201210049	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR ORIENTE I	ORIENTE	ALDEA LA LIMA	CAMOTAN	CHIQUIMULA	RECEPCIONADA	31.00	233.67	4.31	36.17
6020220121011	P2502201210043	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA NARANJALES	COLOTENANGO	HUEHUETENANGO	RECEPCIONADA	36.00	63.82	2.25	38.70
7020220121011	P2502201210044	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	PIOL	SAN SEBASTIAN HUEH	HUEHUETENANGO	RECEPCIONADA	24.00	27.92	1.49	25.79
8020220121011	P2502201210045	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA XEMAL	COLOTENANGO	HUEHUETENANGO	RECEPCIONADA	36.00	63.82	2.25	38.70
9020220121011	P2502201210045	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	GTA AVENIDA ZONA 1	LA ESPERANZA	QUETZALTENANGO	RECEPCIONADA	6.00	16.14	1.13	7.86
10020220121004	P2102012100088	OBRAS 40-200 MTS.	PS CTRO OCCIDENTE I	OCCIDENTE	D2 AV PEGADO RASTR	COMITANCILLO	SAN MARCOS	RECEPCIONADA	70.00	139.41	3.33	74.00
11020220121007	P2104201210001	OBRAS 40-200 MTS.	PS CTRO OCCIDENTE I	OCCIDENTE	CANTON COXOM	TOTONICAPAN	TOTONICAPAN	RECEPCIONADA	27.00	264.25	4.59	32.50
12020220121009	P2101201210019	OBRAS 40-200 MTS.	PS CTRO OCCIDENTE I	OCCIDENTE	CHUISUC	OLINTEPEQUE	QUETZALTENANGO	RECEPCIONADA	6.00	33.99	1.64	7.97
13050220121010	P1202201210021	OBRAS 40-200 MTS.	PS SUR ORIENTE	ORIENTE	ALDEA PALO BLANCO	CONGUACO	JUTIAPA	RECEPCIONADA	71.00	152.49	3.48	75.18
14020220121011	P2502201210044	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	EL SENEGAL	LA LIBERTAD	HUEHUETENANGO	RECEPCIONADA	64.00	226.30	4.24	69.09
15020220121011	P2502201210044	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA CHANCOL	CHIANTLA	HUEHUETENANGO	RECEPCIONADA	5.00	565.06	6.71	13.05
16020220121011	P2502201210044	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	CHIANTLA	CHIANTLA	HUEHUETENANGO	RECEPCIONADA	5.00	565.06	6.71	13.05
17020220121011	P2502012100044	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA EL CUATE	SAN JUAN ATITAN	HUEHUETENANGO	RECEPCIONADA	35.00	57.06	2.13	37.56
18020220121011	P2502201210045	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA XEMAL	COLOTENANGO	HUEHUETENANGO	RECEPCIONADA	36.00	63.82	2.25	38.70
19040220121008	P1603201210009	OBRAS 40-200 MTS.	PS CTRO ORIENTE	ORIENTE	BARRIO SAN LUCAS	CHAHAL	ALTA VERAPAZ	RECEPCIONADA	154.00	440.36	5.92	161.10
20060220121010	P1302201210011	OBRAS 40-200 MTS.	PS PETEN	ORIENTE	EL PARAISO	SAN LUIS	PETEN	RECEPCIONADA	125.00	2,450.63	13.96	141.76
21050220121010	P1202012100021	OBRAS 40-200 MTS.	PS SUR ORIENTE	ORIENTE	ALDEA EL SALITRE	SANTA ROSA DE LIMA	SANTA ROSA	RECEPCIONADA	25.00	120.21	3.09	28.71
22040220121010	P1603201210009	OBRAS 40-200 MTS.	PS CTRO ORIENTE	ORIENTE	BARRIO SAN LUCAS	CHAHAL	ALTA VERAPAZ	RECEPCIONADA	154.00	440.36	5.92	161.10
23020220121011	P2502012100044	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	ARROYO GRANDE	LA DEMOCRACIA	HUEHUETENANGO	RECEPCIONADA	71.00	166.38	3.64	75.37
24020220121011	P2502012100045	OBRAS 40-200 MTS.	PS NOR OCCIDENTE	OCCIDENTE	ALDEA XEMAL	COLOTENANGO	HUEHUETENANGO	RECEPCIONADA	36.00	63.82	2.25	38.70
25040220121010	P1603201210009	OBRAS 40-200 MTS.	PS CTRO ORIENTE	ORIENTE	BARRIO SANTA MARIA	CHAHAL	ALTA VERAPAZ	RECEPCIONADA	154.00	440.36	5.92	161.10
26050220121010	P1202012100021	OBRAS 40-200 MTS.	PS SUR ORIENTE	ORIENTE	ALDEA EL BRAN	CONGUACO	JUTIAPA	RECEPCIONADA	71.00	152.49	3.48	75.18

Generales | Salarios PWC | Tiempos desplazamiento | DesplazObras | DesplazMtto | Indemnizacion | Perfiles Operativos

Desplazamiento Mantenimiento



Análisis costos MO.xlsx - Microsoft Excel

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

K347 =RAIZ(J347/3.1416)*0.5

Registro de OT de Mtto

COD OBRA	TIPO OBRA	REGION	ZONA	DIRECCION	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	ESTADO_OBRA	DESPLAZAMIENTO SEDE-MUNICIPIO (KM)	AREA (KM2)	DESPLAZAMIENTO MUNICIPAL (KM	DESPLAZAMIENTO TOTAL (KM)	Distancia (km
1040120130301	REP MTTO MT	MTTO SUR ORIENTE	ORIENTE	EL CACAHUITO	TAXISCO	SANTA ROSA	RECEPCIONADA	50.00	473.82	6.14	56.14	106.14
2010120130301	REP MTTO MT	MTTO NOR ORIENTE I	ORIENTE	4 CL. ZONA 1	IPALA	CHIQUIMULA	RECEPCIONADA	30.00	251.45	4.47	34.47	64.47
3050120130200	REP MTTO MT	MTTO PETEN	ORIENTE	DESP DE RELLENO HA	SAN ANDRES	PETEN	RECEPCIONADA	22.00	8,690.55	26.30	48.30	70.30
4020120130220	REP MTTO MT	MTTO NOR ORIENTE II	ORIENTE	ASUNCION MITA	ASUNCION MITA	JUTIAPA	RECEPCIONADA	31.00	503.37	6.33	37.33	68.33
5020120130303	REP MTTO MT	MTTO NOR ORIENTE II	ORIENTE	LA ARADA	SANTA CATARINA MIT	JUTIAPA	RECEPCIONADA	32.00	207.42	4.06	36.06	68.06
6040120130203	REP MTTO MT	MTTO SUR ORIENTE	ORIENTE	EL QUEQUEXQUE	SAN RAFAEL LAS FLOR	SANTA ROSA	RECEPCIONADA	52.00	88.68	2.66	54.66	106.66
7040120130200	ADECUACION/RENOV	MTTO SUR ORIENTE	ORIENTE	SANTA MARIA IXHUAT	SANTA MARIA IXHUAT	SANTA ROSA	RECEPCIONADA	22.00	164.66	3.62	25.62	47.62
8040220130300	ADECUACION/RENOV	MTTO SUR ORIENTE	ORIENTE	EL PROGRESO	EL PROGRESO	JUTIAPA	RECEPCIONADA	12.00	109.67	2.95	14.95	26.95
9020120130304	REP MTTO MT	MTTO NOR ORIENTE II	ORIENTE	SC 13-4702	SAN JOSE ACATEMPA	JUTIAPA	RECEPCIONADA	21.00	138.08	3.31	24.31	45.31
10040120130214	CORRECCION DEFECT	MTTO SUR ORIENTE	ORIENTE	FINCAS DE TAXISCO	TAXISCO	SANTA ROSA	RECEPCIONADA	50.00	473.82	6.14	56.14	106.14
11040120130300	REP MTTO MT	MTTO SUR ORIENTE	ORIENTE	CANTON LAS CASAS 2	COBAN	ALTA VERAPAZ	RECEPCIONADA	-	2,021.30	12.68	12.68	12.68
12030120130211	REP MTTO MT	MTTO CTRO ORIENTE	ORIENTE	LA LIBERTADA ZONA 2	COBAN	ALTA VERAPAZ	RECEPCIONADA	-	2,021.30	12.68	12.68	12.68
13030120130211	REP MTTO MT	MTTO CTRO ORIENTE	ORIENTE	FINCA CHIJUL	SAN JUAN CHAMELCO	ALTA VERAPAZ	RECEPCIONADA	9.00	234.81	4.32	13.32	22.32
14030120130211	REP MTTO MT	MTTO CTRO ORIENTE	ORIENTE	BARRIO ESTACIÓN	SAN JOSE LA ARADA	CHIQUIMULA	RECEPCIONADA	16.00	121.94	3.12	19.12	35.12
15010220130214	REP TRAFO ROBADO E	MTTO NOR ORIENTE I	ORIENTE	ALDEA CERRITOS SECT	SANSARE	EL PROGRESO	RECEPCIONADA	82.00	153.13	3.49	85.49	167.49
16020120130300	REP MTTO MT	MTTO NOR ORIENTE II	ORIENTE	ALDEA CERRO DE VIVO	ASUNCION MITA	JUTIAPA	RECEPCIONADA	31.00	503.37	6.33	37.33	68.33
17020120130310	REP MTTO MT	MTTO NOR ORIENTE II	ORIENTE	SAN MIGUEL CONACA	SANARATE	EL PROGRESO	RECEPCIONADA	95.00	293.75	4.83	99.83	194.83
18020220130220	ADECUACION CCTT Y/	MTTO NOR ORIENTE II	ORIENTE	BARRIO SANTA FE LAS	POPTUN	PETEN	RECEPCIONADA	105.00	1,549.74	11.11	116.11	221.11
19050120130303	REP MTTO MT	MTTO PETEN	ORIENTE	ALDEA EL TISIZON	CONCEPCION LAS MIN	CHIQUIMULA	RECEPCIONADA	48.00	220.77	4.19	52.19	100.19
20010220130305	CAMBIO TRAFO DAÑA	MTTO NOR ORIENTE I	ORIENTE	ALDEA CERRO ALCOB	JALAPA	JALAPA	RECEPCIONADA	53.00	644.04	7.16	60.16	113.16
21020120130305	REP MTTO MT	MTTO NOR ORIENTE II	ORIENTE	SAN MIGUEL CHICAJ	SAN MIGUEL CHICAJ	BAJA VERAPAZ	RECEPCIONADA	109.00	299.35	4.88	113.88	222.88
22030220130305	CAMBIO TRAFO DAÑA	MTTO CTRO ORIENTE	ORIENTE	BARRIO CAMELIAS	SAN CARLOS ALZATAT	JALAPA	RECEPCIONADA	54.00	82.65	2.56	56.56	110.56
23020220130305	ADECUACION CCTT Y/	MTTO NOR ORIENTE II	ORIENTE	BARRIO CENTRO	SAN JERONIMO	BAJA VERAPAZ	RECEPCIONADA	82.00	281.83	4.74	86.74	168.74
24030120130214	REP MTTO MT	MTTO CTRO ORIENTE	ORIENTE	EL CARRIZALITO	SAN PEDRO PINULA	JALAPA	RECEPCIONADA	70.00	527.27	6.48	76.48	146.48
25020120130212	REP MTTO MT	MTTO NOR ORIENTE II	ORIENTE									

Generales | Salarios PWC | Tiempos desplazamiento | DesplazObras | DesplazMtto | Indemnizacion | Perfiles Operativos

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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

a. El registro de obras presentadas correspondió solamente al año 2018 y no presentó documentación de respaldo de los valores reportados, por ejemplo: órdenes de trabajo recibidas por la Distribuidora, ni registros de años anteriores (2011-2016).

b. 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 como no aclaró la metodología usada para determinar los tiempos de desplazamiento.

c. El valor de tiempo del desplazamiento utilizado en su cálculo corresponde al promedio de la información unificada de DEOCSA y DEORSA.

d. 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 en este cálculo.

e. El Consultor de la Distribuidora propuso una gestión ineficiente de los recorridos de los vehículos toda vez que consideró que para la realización de tareas (construcción y/o mantenimiento) dichos vehículos parten y retornan al punto de partida de manera individual por cada operación realizada. Esto se considera ineficiente si se toma en cuenta que:

i. Para construcción: al ser el Estudio del Valor Agregado de Distribución, como la misma distribuidora lo resalta en otras etapas, la legislación guatemalteca establece que para determinar el VAD, los costos corresponden a una empresa eficiente de referencia, y para el establecimiento del VNR, el artículo 67 de la LGE establece que el VNR 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, lo cual implica entonces, que para la construcción de las instalaciones de distribución se debe partir de cero, por lo que una forma eficiente que debió considerar el Consultor de la Distribuidora, es la existencia de centros de trabajo y/o acopio de materiales y recursos; en ese sentido, los vehículos y las bodegas de materiales permanecerían a distancias cercanas de la construcción de la obra; por lo que no sería necesario considerar recorridos extensos de las cuadrillas. Lo óptimo habría sido estar cerca de la obra o simplemente con una buena planificación y logística de una empresa eficiente, que establecería los planes o rutas de trabajo adecuadas para que el personal de trabajo se presente directamente en la obra a la hora de entrada del día laboral, lo cual haría más eficiente el desarrollo de la construcción de redes, lo referente a que todo el personal operativo, obligatoriamente debe desplazarse a la sede de trabajo para poder estar a la hora de salida, no tiene lógica, ni corresponde a las buenas prácticas de una empresa eficiente que construye instalaciones de distribución.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

ii. Para mantenimiento: las tareas de mantenimiento preventivo (70% del costo total de las tareas de mantenimiento[4] aproximadamente) son programadas con la suficiente anticipación, como para que una empresa eficiente pueda aprovechar cada recorrido para atender más de una actividad. Lo óptimo habría sido una buena planificación y logística de una empresa eficiente, que establecería los planes o rutas de trabajo adecuadas para que el personal de trabajo se presente directamente en la obra a la hora de entrada del día laboral, y a los centros de acopio de materiales de forma espaciada, lo cual haría más eficiente el desarrollo de la construcción de redes, lo referente a que todo el personal operativo, obligatoriamente debe desplazarse todos los días a la sede de trabajo para poder estar a la hora de salida, no tiene lógica, ni corresponde a las buenas prácticas de una empresa eficiente que construye instalaciones de distribución.

No se observó en la propuesta del Consultor ninguna aplicación de ratios o factores de eficiencia que consideren los criterios vertidos en los dos numerales anteriores.

Dado que los tiempos de ausentismo, capacitación y tiempos de desplazamiento forman parte del cálculo del factor de ajuste del tiempo (factor de productividad) también se ha investigado en diferentes fuentes los factores utilizados en otras áreas productivas para comparar lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora. De lo investigado vale la pena mencionar lo siguiente:

a. Algunos autores en sus obras relacionadas con mejoramiento en productividad, indican que los suplementos de tiempo totales van desde un 8 hasta un 40%[5].

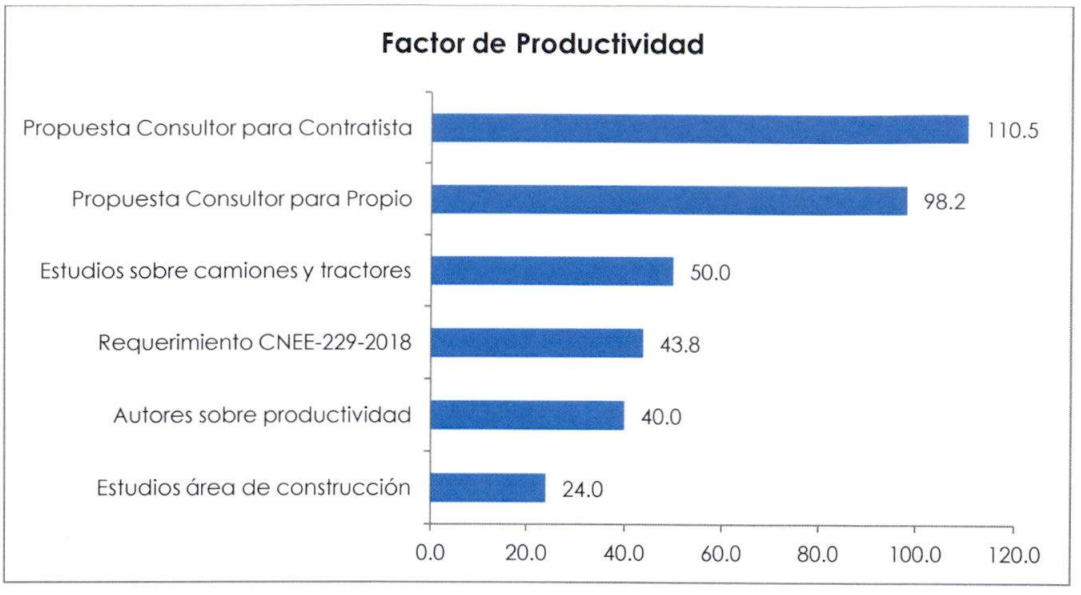
b. Estudios efectuados en el área de la construcción han dado como resultado un valor promedio de 24% para trabajos no contributivos, concepto equivalente al factor de productividad[6].

c. Otros estudios de tiempos de traslado sobre camiones y tractores en movimiento de materiales muestran resultados de tiempos improductivos entre 8 y 50 porciento[7].

A continuación, se muestra un gráfico comparativo de lo anteriormente mencionado:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

[4] Hoja "O&M" del archivo "DR_Modelo O&M.xlsx"
[5] García Criollo, Roberto. Estudio del trabajo. Medición del trabajo, México D.F McGrawHill, c1998 ISBN 970-10-1657-1, página 225
[6] https://www.ricuc.cl/index.php/ric/article/viewFile/331/pdf
[7] http://digitk.areandina.edu.co/repositorio/bitstream/123456789/900/5/Articulocient%C3%ADfico_An%C3%A1lisis%20interpretativo%20de%20tiempos%20improductivos.pdf



Es importante mencionar que los anteriores factores, son datos observados directamente en la realidad de cada una de las áreas productivas investigadas, es decir, estos valores aún pueden ser objeto de mejoras en la eficiencia.

De la información anteriormente recopilada se puede indicar, lo siguiente:

a) Literatura y diferentes estudios demuestran que el ajuste sobre tiempos, se mantiene en valores inferiores o cercanos al 50%, **muy por debajo de los factores de 109% y 97%, para contratistas y personal propio respectivamente, propuestos por el Consultor de la Distribuidora**.
b) Derivado de lo anterior, se observa que los valores propuestos por el Consultor aún son objeto de optimización, en aspectos tales como incluir tiempos de traslado a campo únicamente para materiales, dando instrucciones al personal técnico para que se presente directamente al lugar de la obra.

Adicionalmente, se ha encontrado que la Organización Internacional del Trabajo (OIT), una institución de muy alto prestigio a nivel internacional, publica las horas efectivamente trabajadas por semana por persona ocupada[8] para distintos países. A continuación se muestran unos ejemplos:

País	Año	Promedio de horas efectivamente trabajadas por semana por persona ocupada
Argentina	2017	38
Brasil	2017	38
Chile	2017	40

[8] https://www.ilo.org/ilostat/faces/wcnav_defaultSelection?_adf.ctrl-state=91lg1gytt_115&_afrLoop=13230550938758 78&_afrWindowMode=0&_afrWindowId=91lg1gytt_165#!

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Colombia	2(17	43
Costa Rica	2 17	43
Ecuador	2(16	38
El Salvador	2)17	42
Guatemala	2)16	43
Jamaica	2)17	43
Panamá	2)17	38
Perú	2 17	39
Promedio Centroam rica		**41.5**
Promedio Total		**40.5**
QUANTUM 2018		**19.5**

Con los datos anteriores, los tiempos inevitables se calcularían como la diferencia entre las horas laborables indicadas por el Código de Trabajo (44 horas) y las horas **efectivamente trabajadas por semana por persona ocupada (40.5)**, tal y como se muestra a continuación:

	Horas laborales semanales (Código de Trabajo)	Promedio de horas efectivamente trabajadas por semana por persona ocupada	%Horas eficientes a la semana	% tiempos inevitables a la semana
Guatemala	44	43	97.73%	2.27%
Promedio Centroamérica	44	41.5	94.32%	5.68%
Promedio Total	44	40.5	92.05%	7.95%
Propuesta del Consultor de la Distribuidora G2	44	19.5	44.32%	55.68%

Las 19.5 horas corresponden a restar de las horas efectivas del día que indica el Consultor de la Distribuidora (igual a 7.46 horas) menos las horas de "refrigerio y desplazamiento" igual 3.91 horas, por 5.5 días.

Lo anterior hace ver, una vez más, **la ineficiencia que propuso el Consultor de la Distribuidora** al incluir dentro del Estudio **un factor de ajuste sobre tiempos** tan alto, tanto para personal de contratista y como propio (**109% y 97% respectivamente**). Con esta propuesta sin fundamento, el Consultor pretende incrementar significativamente los costos de mano de obra en el estudio presentado.

Finalmente, a continuación se presenta una tabla que muestra los distintos valores del factor de ajustes sobre tiempos que se han propuesto en las distintas revisiones tarifarias, siendo posible observar lo inconsistente de los cambios de criterios del Consultor de la Distribuidora en este tema, en cada revisión tarifaria:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

	Revisión tarifaria		
	2008	2013	2018
Factor de tiempos inevitables propuesto en cada estudio tarifario de la Distribuidora	1.176	1.438	2.097
Incremento del factor propuesto entre cada revisión tarifaria		22%	46%

Lo antes indicado demuestra que la propuesta del Consultor contraviene lo establecido en el artículo 85 del RLGE, al utilizar un indicador de eficiencia de la mano de obra un 46% mayor que el utilizado en la revisión tarifaria anterior, adicionalmente los valores presentados no muestran una razonabilidad por lo que no pueden ser considerados como parámetros eficientes para determinar los costos de la empresa eficiente de referencia.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento a los numerales 4.2.2 de los Términos de Referencia, a los artículos 82, 83, 84, 85, 91, 97 y 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 61, 67, 71, 72, y 73 de la Ley General de Electricidad, se discrepa con los criterios del Consultor de la Distribuidora, al considerar que para la determinación del costo de la mano de obra para la determinación del VNR, que los operarios incurrían en largos periodos de movilización dentro de sus horas laborales (entre el 43 y 46% de las horas del día laboral), asumiendo en su hipótesis que los operarios tenían que presentarse a la sede de la distribuidora y luego movilizarse a la obra de construcción, y luego retirarse de la obra durante las horas laborales para movilizarse nuevamente y llegar puntualmente a la hora de salida en la sede de la distribuidora. La hipótesis que no guarda una razonabilidad de eficiencia operacional para construir redes de distribución, al incluir en su hipótesis, ineficiencias teóricas de movilización innecesaria de los operarios, ya que éstos podrían presentarse y salir directamente a la obra de construcción, como es la práctica común en obras de construcción, sin necesidad de movilizarse a la sede de la Distribuidora. Por lo que lo propuesto se considera ineficiente e incumple con lo establecido en el numeral 4.2.2 de los TdR.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no se cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no correspondían a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, derivado que el Consultor de la Distribuidora, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 91, 97 y 98 del RLGE.

Así mismo, se discrepa con el Consultor de la Distribuidora en cuanto a la no aplicación de los valores máximos de ajuste sobre tiempos indicados en la Resolución CNEE-229-2018, de acuerdo a lo establecido en el artículo 85 del RLGE en el que indica "*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*

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior", (el resaltado es propio) por lo que el factor de ajuste sobre tiempos, que debió haber establecido el Consultor de la Distribuidora no debieron ser superiores a los aprobados en el periodo anterior, mismos que fueron propuestos por el mismo Consultor, hace cinco años y corresponde a los niveles de eficiencia del periodo anterior, los cuales de presentan a continuación para personal propio y de contratista:

	Personal operativo	
	Contratista	**Propio**
Ajuste sobre tiempos	43.8%	43.8%

Finalmente, esta Discrepancia a los costos de Mano de Obra y parámetros que se definen en esta etapa, aplican para el resto de etapas del estudio tarifario, en el que se utilizan los costos del personal de Mano de Obra, en las etapas de definición del VNR y Costos de Explotación.

5 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

reconocerán provendrán de precios reales de los últimos cinco (5) años y deberán ser 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."

"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..."

Por su parte, la Ley General de Electricidad (LGE), en sus artículos 60, 61, 67, 71, 73 y 79 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, ... 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."

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"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.".

"La tasa de actualización a utilizar en la presente ley para la determinación de tarifas ser· igual a la tasa de costo del capital que determine la Comisión, mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. Se podrán usar tasas de costo de capital distintas para las actividades de transmisión y distribución. En cualquier caso, si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento real anual o bien superior a trece por ciento real anual, se aplicarán estos últimos valores, respectivamente."

De acuerdo a lo establecido el numeral 4.2.2 de los TDR y en los artículos anteriormente citados, el costo de herramientas asignadas a la mano de obra debe reflejar los principios de una empresa eficiente. Para tal efecto los TDR establecieron los procedimientos, formatos, la Tasa de Actualización de la Inversión y los requerimientos de información que el Consultor de la Distribuidora debía cumplir para que la CNEE realizara los análisis respectivos de la razonabilidad de lo propuesto en cuanto a los costos requeridos y las eficiencias que se persigue alcanzar con dichos recursos.

A continuación se presenta el análisis de esta discrepancia:

ANALISIS:

Al revisar el estudio del Consultor de la Distribuidora, se determinó que en dicho estudio se incumplió lo establecido en los TDR, al no apegarse al procedimiento y requerimientos de información establecidos para la consideración de los costos de herramientas propuestos. Lo anterior se comprueba al observar que:

a) No se presentaron justificaciones técnicas debidamente documentadas, para sustentar los valores de las vidas útiles de varias herramientas utilizados en sus memorias de cálculo, las cuales a criterio de la CNEE se han considerado cortas.

b) De acuerdo a las verificaciones en campo realizadas por la CNEE en apego a lo establecido en los TDR, se estableció que el personal de las cuadrillas no cuenta con la totalidad de los equipos y herramientas que el Consultor de la Distribuidora indica en su estudio que las mismas deben de tener, por lo que es injustificado adicionar equipos y herramientas que no requiere el personal operativo.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

c) Adicionalmente se determinó que el Consultor no aplicó un porcentaje de utilización, acorde al uso que tienen las herramientas y equipos especiales dentro de la construcción de redes de la Distribuidora, con lo cual se podrían presentar sobrevaloraciones.

d) El Consultor de la Distribuidora utilizó una Tasa de Actualización de la Inversión (TAI) del 10%, incumpliendo los TdR, así como lo establecido en el artículo 79 de la LGE, donde se establece la utilización de una tasa del 7%.

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

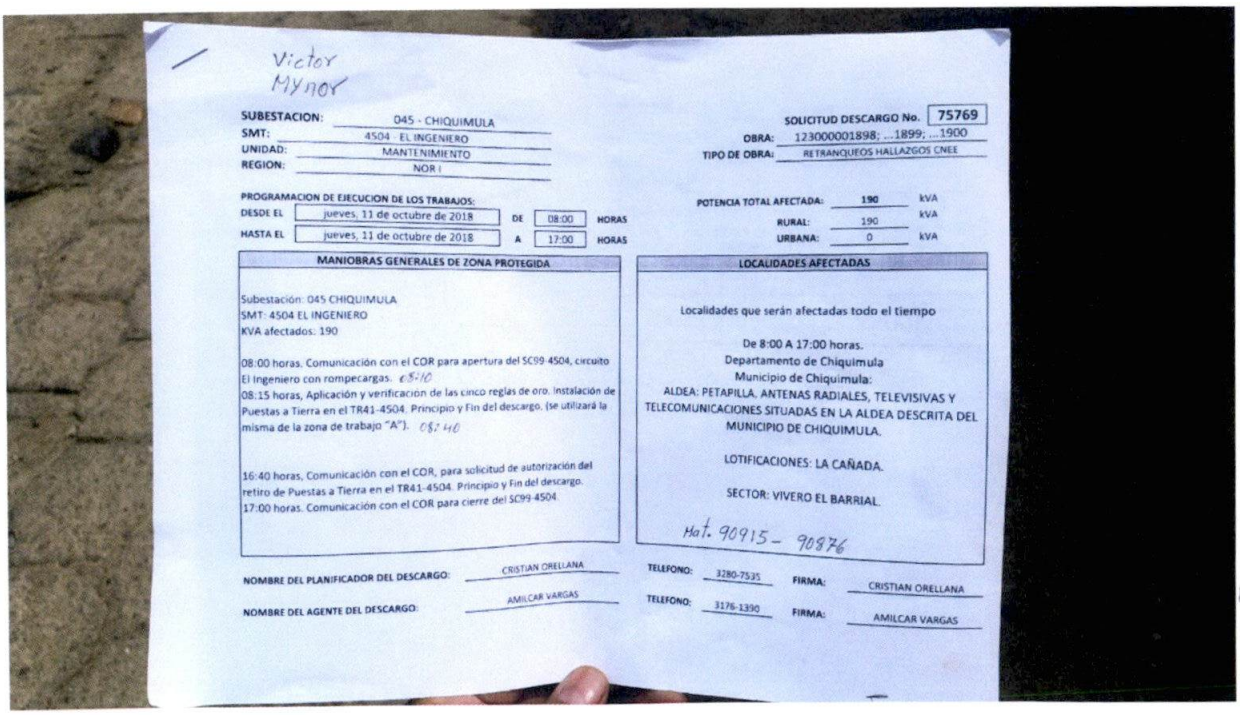
5.1 Vida Útil asignada a las Herramientas

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

5.2 Herramientas Eficientes Asignadas

Sobre este tema, es necesario indicar lo siguiente:

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 obtuvieron las siguientes imágenes:



Victor
Mynor

SUBESTACION: 045 - CHIQUIMULA
SMT: 4504 - EL INGENIERO
UNIDAD: MANTENIMIENTO
REGION: NOR I

SOLICITUD DESCARGO No. 75769
OBRA: 123000001898; ...1899; ...1900
TIPO DE OBRA: RETRANQUEOS HALLAZGOS CNEE

PROGRAMACION DE EJECUCION DE LOS TRABAJOS:
DESDE EL jueves, 11 de octubre de 2018 DE 08:00 HORAS
HASTA EL jueves, 11 de octubre de 2018 A 17:00 HORAS

POTENCIA TOTAL AFECTADA: 190 kVA
RURAL: 190 kVA
URBANA: 0 kVA

MANIOBRAS GENERALES DE ZONA PROTEGIDA

Subestación: 045 CHIQUIMULA
SMT: 4504 EL INGENIERO
KVA afectados: 190

08:00 horas. Comunicación con el COR para apertura del SC99 4504, circuito El Ingeniero con rompecargas. 08:10
08:15 horas, Aplicación y verificacion 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"). 08:40

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.
17:00 horas. Comunicación con el COR para cierre del SC99 4504.

LOCALIDADES AFECTADAS

Localidades que serán afectadas todo el tiempo

De 8:00 A 17:00 horas.
Departamento de Chiquimula
Municipio de Chiquimula:
ALDEA: PETAPILLA, ANTENAS RADIALES, TELEVISIVAS Y TELECOMUNICACIONES SITUADAS EN LA ALDEA DESCRITA DEL MUNICIPIO DE CHIQUIMULA.

LOTIFICACIONES: LA CAÑADA.

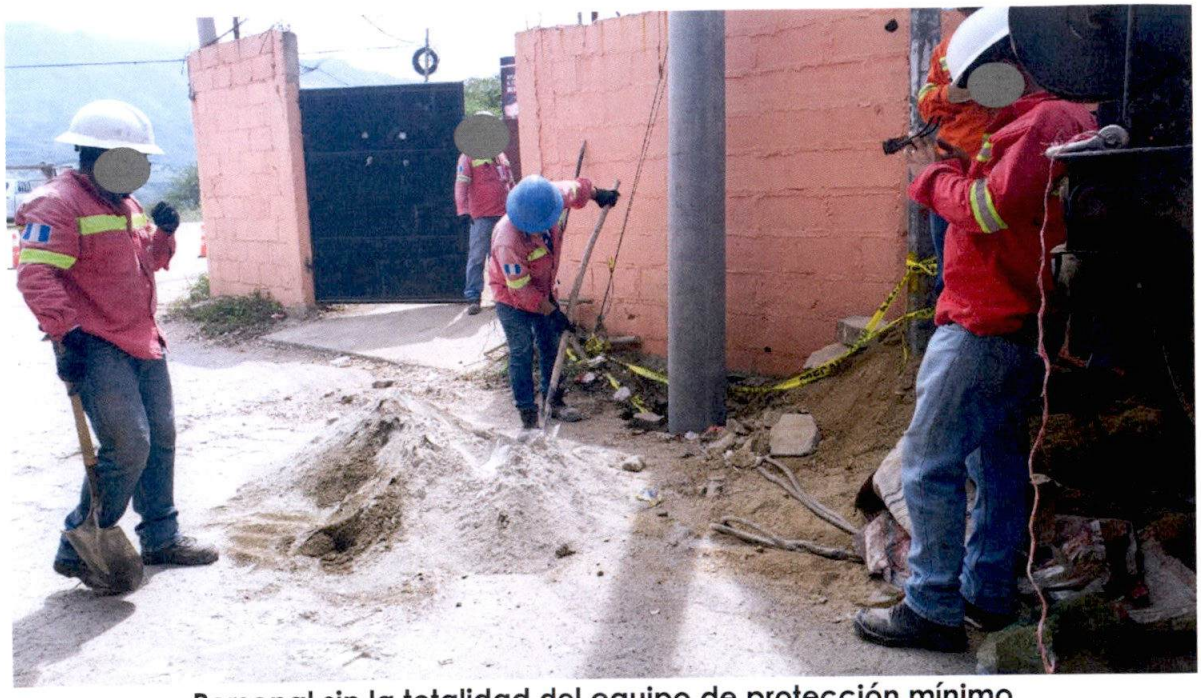
SECTOR: VIVERO EL BARRIAL.

Hat. 90915 - 90976

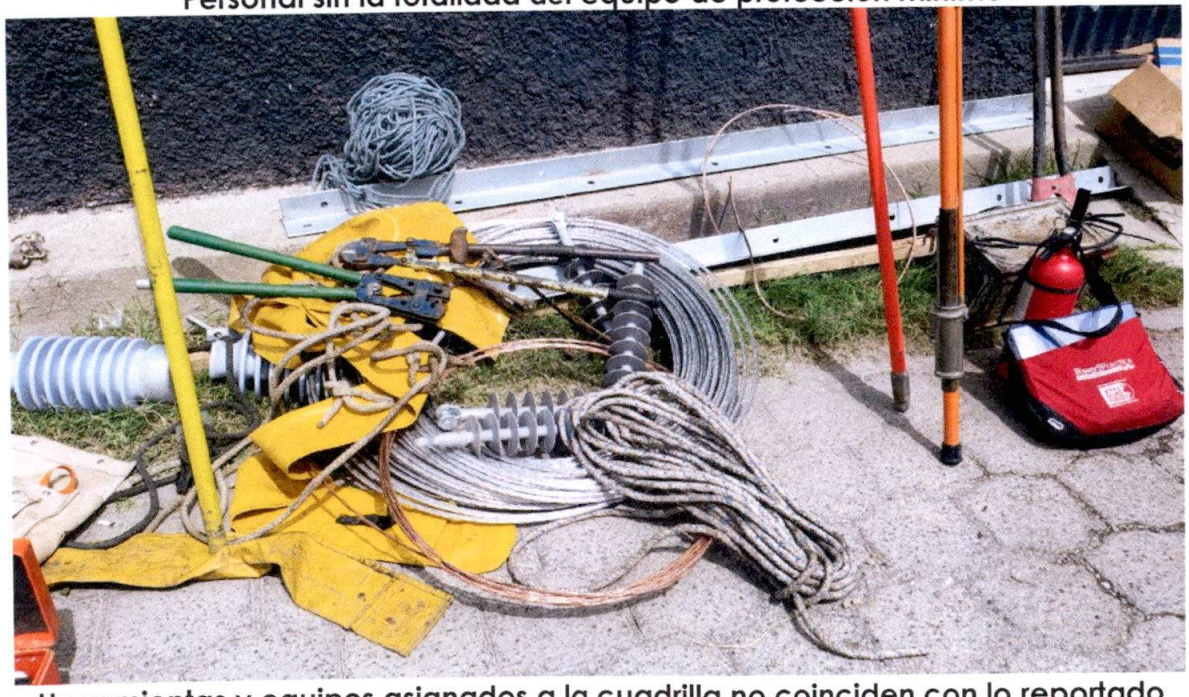
NOMBRE DEL PLANIFICADOR DEL DESCARGO: CRISTIAN ORELLANA TELEFONO: 3280-7535 FIRMA: CRISTIAN ORELLANA
NOMBRE DEL AGENTE DEL DESCARGO: AMILCAR VARGAS TELEFONO: 3176-1390 FIRMA: AMILCAR VARGAS

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Secretaría General

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



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



Otras herramientas y equipos observados

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



Otras herramientas y equipos observados



Otras herramientas y equipos observados

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

i. No todo el personal de la cuadrilla cuenta con la totalidad de equipos y herramientas incluidas por el Consultor de la Distribuidora en su estudio tarifario, no obstante, se

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

presentó una declaración jurada del representante legal de la Distribuidora indicando que todo su personal contaba con las herramientas indicadas por su Consultor.

ii. En cuanto a las herramientas que el Consultor indicó que debe utilizar la cuadrilla en general, no aplicó los porcentajes de utilización de aquellas herramientas de uso muy específico, correspondiente a la utilización de las mismas en la construcción de las redes utilizadas por la Distribuidora.

5.3 Cálculo de la Anualidad de las Herramientas

Para realizar el cálculo de la anualidad de las herramientas, el Consultor de la Distribuidora en cumplimiento del artículo 79 de la LGE debió utilizar la Tasa de Actualización de la Inversión (TAI) del 7%, ya que es la que se debe utilizar para la determinación de tarifas, en su lugar utilizó una tasa del 10%, incumpliendo lo establecido en la regulación guatemalteca, específicamente, en los TdR.

DISCREPANCIA:

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, 73 y 79 de la Ley General de Electricidad, se discrepa con el Consultor de la Distribuidora en lo siguiente:

i. No utilizar los siguientes tiempos de vida útil para las herramientas que se listan a continuación, incluyéndolos 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	Botiquin de primeros auxilios	3
14	Conos de señalizacion	5
15	Traje protector de abejas	10
16	Tensador de cadena (mica) 1 tonelada	5
17	Tensador de cadena (mica) 3 tonelada	5

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

18	Comelon de No.1/0 - 4/0	5
19	Comelon para Ag 3/8	5
20	Garrucha doble de poleas triples, 16lbs, soga de 1/2"	10
21	Corta cable para ACSR No.2 - 477 mcm	10
22	Barreta de 8 pies	15
23	Caimanete mecanico para conectores de compresion	5
24	Escalera dieléctrica multiusos de 6' o 8' con dispositivo antivuelco	10
25	Caimanete mecánico para conectores nema 1	5
26	Comelón de No. 2 - 1/0	5
27	Recipiente para almacenaje de agua para consumo (1 Gal.)	3
28	Pala excavadora manual (para hacer hoyos para postes)	10
29	Equipo de puesta a tierra trifásico	10
30	Detector de voltaje	5
31	Guantes de alto voltaje 40kV**	3
32	Bolsa protectora de guantes dieléctricos (Clase 2 / Clase 4)	3
33	Pertiga de gancho articulada (tipo pistola) de 10 pies**	5
34	Pertiga de universal de 10 pies con accesorio de desconexión**	5
35	Pértiga Telescópica (extensible hasta 35 pies)	10
36	Pantalla de protección contra impactos y arco eléctrico	3
37	Flejadora para cinta de acero de 3/8" a 1/2"	5
38	Cámara fotográfica digital (16 mega pixeles / memoria 8 GB) y estuche de cámara	5
39	GPS	10
40	GPS vehículo	10
41	Estructura para vehículo de brigadistas (ver diseño y especificaciones elaboradas por ENERGUATE)	10
42	Arco de sierra (con sierra)	5
43	Multímetro digital de gancho CAT. IV	5
44	Cepillo para limpieza de conductores (Universal en "U")	5
45	Machete	5
46	Arnés de Tala y Poda	5
47	Eslinga móvil 120 cm	5
48	Motosierra para poda	15
49	Motosierra para Tala	15
50	Sierra universal para poda	5
51	Destornillador phillips 1/4x4	10
52	Destornillador plano 1/4x4	10
53	Barreno eléctrico	10

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

ii. No todo el personal de la cuadrilla cuenta con la totalidad de los equipos y herramientas incluidos por el Consultor de la Distribuidora en su estudio tarifario, lo cual representa sobrevaloraciones y sobrecostos. No obstante, en su estudio presentó una declaración jurada del representante legal de la Distribuidora indicando que todo su personal contaba con las herramientas indicadas por su Consultor.

iii. En cuanto a las herramientas que el Consultor indicó que debe utilizar la cuadrilla en general, no aplicó los porcentajes de utilización de aquellas herramientas de uso muy específico, correspondiente a la utilización de las mismas en la construcción de las redes utilizadas por la Distribuidora.

iv. No utilizó la Tasa de Actualización de la Inversión (TAI) del 7% para el cálculo de la anualidad de las herramientas, en cumplimiento del artículo 79 de la Ley General de Electricidad.

6 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.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 (RLGE o Reglamento), en sus artículos 82, 83, 84, 85, 91, 97 y 98 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…

g) Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración.."

"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."

"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."

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"...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"

"Cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deber· 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; la Comisión en el plazo de dos mes resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores formulando las observaciones que considere pertinentes."

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."

"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 del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con el numeral 4.2.3 de los TdR, i) al no presentar la información requerida que permitiera corroborar los valores y parámetros propuestos, ii) no definir de forma adecuada los perfiles de puestos de las encuestas utilizadas, seleccionando perfiles sobrecalificados o inadecuados y con salarios muy superiores a los que pueden ser obtenidos en el mercado guatemalteco una empresa eficiente, iii) incumplir con la metodología establecida para el cálculo de las cargas sociales de los operarios, y adicionar de forma incongruente "Bonos" de acuerdo a pactos colectivos de la empresa real a los valores de la encuesta. Por lo que lo propuesto

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

se considera ineficiente e incumple con lo establecido en los TdR y en la normativa legal vigente.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no correspondían a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, derivado que el Consultor de la Distribuidora, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANALISIS

Valorización de las Remuneraciones

El Consultor de la Distribuidora indicó en su informe que, para el cálculo del costo de las remuneraciones, utilizó 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 indicó 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 estos salarios, contrario a lo establecido en los TdR, en los que se requería utilizara los valores promedios totales obtenidos, así el consultor de la Distribuidora indica:

> También la observación menciona la necesidad de uso de valores promedio, para todas las posiciones. La distribuidora utilizó para las posiciones gerenciales y jefaturas (categoría profesional 1) el percentil 75 de la muestra, en tanto que para el resto de las posiciones, se tomaron los valores promedio. Esto tiene sustento y se verifica a partir de estudios realizados en la región en los que se evidencia la "lucha" por los profesionales con un determinado nivel de formación (ver punto 3.3 del informe de etapa B). El ofrecer un salario un tanto mayor que el promedio, permite captar profesionales cualificados y lograr su permanencia en la estructura, evitando las rotaciones y cambios en las directrices de gestión que, generalmente redundan luego en desarticulación operativa.

El Consultor de la Distribuidora nuevamente obvió dentro de su informe la tabla comparativa de los valores propuestos y los valores promedio efectivamente pagados en el año base por la Distribuidora de acuerdo a lo requerido en los TdR. También omitió la presentación de la documentación contable que sustente los valores efectivamente pagados por la Distribuidora a sus empleados para el año base. Que la Distribuidora no haya remitido la información establecida en los TdR limitó y dificultó la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario presentado, de acuerdo con lo establecido con el articulo 4 y 74 de la LGE, así como la evaluación de la argumentación y de los valores y parámetros presentados, así como, el correspondiente análisis para determinar

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

los valores eficientes de los puestos de trabajo de la empresa eficiente de referencia, con la finalidad de establecer la razonabilidad de los valores propuestos por el Consultor.

Ante tales omisiones la CNEE procedió a realizar la siguiente comparación entre lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora contra los valores promedio de la Encuesta CNEE. El comparativo se muestra a continuación:

Puesto Consultor DC-DR	Salario Consultor DC-DR (GTQ)	Salario Encuesta CNEE (GTQ)	Diferencia (GTQ)	%Sobrecosto
GERENTE DE LEGALES	60,577	52,649	7,928	15.06%
GERENTE DE RECURSOS HUMANOS	107,660	29,610	78,049	263.59%
GERENTE ECONÓMICO FINANCIERO	95,824	63,177	32,647	51.68%
GERENTE DE MANTENIMIENTO	105,894	27,912	77,982	279.39%
Secretaria Ejecutiva	7,969	6,836	1,133	16.58%

Del cuadro anterior puede observarse la diferencia entre los valores propuestos en el estudio del Consultor y los valores resultantes de la investigación del mercado laboral del sector eléctrico elaborada por CNEE; diferencia que deriva en sobrecostos que no pueden ser considerados para el establecimiento de la empresa eficiente de referencia.

Así mismo, se realizó la evolución del cumplimiento de indicadores de acuerdo a lo establecido en el artículo 85 del RLGE en el que indica "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.", aunque de forma incompleta derivada la omisión en los estudios presentados, respecto a presentar la información de los costos de la operación real de la distribuidora. Aún así se hizo el análisis comparativo respecto a las remuneraciones que fueron propuestas por el mismo Consultor y aprobadas en la revisión tarifaria anterior y que corresponde a una de las dos formas de medir los límites de eficiencia del periodo anterior de acuerdo al artículo 85 RLGE. Dichas comparaciones se presentan a continuación:

		EVAD 2018	EVAD 2013	
Puesto	Cantidad	Salarios unitarios c/cargas mes PWC USD	Salarios unitarios c/cargas mes PCA USD	Variación %
PRESIDENTE	1	22,881	19,735	16%
ASISTENTE GERENCIA GENERAL	1	3,406	1,731	97%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	1,033	1,107	-7%
MENSAJERO	1	958	705	36%
GERENTE DE AUDITORIA INTERNA	1	9,852	8,436	17%

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

AUDITOR INTERNO SR.	2	6,936	3,741	85%
AUDITOR INTERNO SEMI SR.	3	3,919	2,074	89%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE SEGURIDAD MEDIOAMBIENTE Y CALIDAD	1	10,424	5,581	87%
INGENIERO DE OPERACIÓN SR.	1	3,182	3,930	-19%
TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN SR.	1	3,182	3,930	-19%
TÉCNICO DE SEGURIDAD DE TRABAJO	4	2,391	2,097	14%
AUXILIAR DE SEGURIDAD DE TRABAJO	5	1,829	613	198%
GERENTE DE REGULACIÓN Y TARIFAS	1	9,852	8,436	17%
ANALISTA DE ASUNTOS REGULATORIOS	2	4,708	4,053	16%
ANALISTA DE TARIFAS	1	4,708	4,053	16%
TÉCNICO DE ASUNTOS REGULATORIOS	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE LEGALES	1	12,221	4,693	160%
ABOGADO SR.	2	5,199	2,260	130%
ABOGADO JR.	3	4,030		
ASISTENTE LEGAL	7	2,071		
GERENTE DE COMUNICACIONES Y RELACIONES EXTERNAS	1	8,509	4,172	104%
ANALISTA DE COMUNICACIÓN	1	2,791	2,421	15%
ASESOR DE COMUNICACIÓN	2	1,802	1,107	63%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033		
GERENTE DE RECURSOS HUMANOS	1	21,577	5,545	289%
RECLUTAMIENTO Y SELECCIÓN	1	3,807	3,930	-3%
COMPENSACIONES Y REMUNERACIONES	1	3,807	1,928	98%
RELACIONES LABORALES	1	3,807	960	297%
FORMACIÓN Y CAPACITACIÓN	1	3,807	2,222	71%
ASISTENTE RECLUTAMIENTO Y SELECCIÓN	2	2,911		
ASISTENTE COMPENSACIONES	2	2,911	986	195%
ASISTENTE RELACIONES LABORALES	2	2,911		
ASISTENTE FORMACIÓN Y CAPACITACIÓN	1	2,911		
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	4	1,033	1,107	-7%
MÉDICO	1	2,297	2,567	-11%
GERENTE ECONÓMICO FINANCIERO	1	19,225	8,436	128%
SECRETARIA EJECUTIVA	1	1,766	1,184	49%
GERENTE DE GESTIÓN FINANCIERA	1	10,523	4,883	115%
ANALISTA FINANCIERO SR.	1	3,372	3,824	-12%
ANALISTA FINANCIERO SEMI SR.	1	3,372	2,711	24%
ANALISTA FINANCIERO SEMI JR.	2	2,319	2,386	-3%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE CONTABILIDAD	1	7,214	4,883	48%
ASISTENTE DE CONTADOR	2	3,400	1,814	87%
TESORERO	1	5,643	3,824	48%

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

ANALISTA DE CONTABILIDAD SR.	1	3,372	3,587	-6%
ANALISTA DE CONTABILIDAD SEMI SR.	1	3,372	2,386	41%
ANALISTA FINANCIERO SR.	1	3,372	3,824	-12%
ANALISTA FINANCIERO SEMI SR.	1	3,372	2,711	24%
ANALISTA FINANCIERO SEMI JR.	1	1,770	2,386	-26%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE PRESUPUESTOS	1	9,534	4,053	135%
ANALISTA DE PRESUPUESTOS SR.	1	3,372	3,824	-12%
ANALISTA DE PRESUPUESTOS SEMI SR.	2	3,372	1,107	205%
GERENTE DE GESTION FISCAL	1	10,509	6,661	58%
ANALISTA FISCAL SR.	1	4,533	2,711	67%
ANALISTA FISCAL JR.	1	3,070	2,386	29%
GERENTE DE COMPRAS, LOGÍSTICA Y SSGG	1	8,965	7,645	17%
ANALISTA DE PRESUPUESTO SR.	1	3,453	2,800	23%
ANALISTA DE PRESUPUESTO SEMI SR.	2	3,182	2,386	33%
ANALISTA DE PRESUPUESTO JR.	2	1,960	1,219	61%
COMPRADOR	2	1,887	2,386	-21%
INGENIERO CONTROL DE CALIDAD	1	3,182	2,386	33%
AUXILIAR DE COMPRAS	2	1,764	962	83%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	4	1,033	1,107	-7%
SUPERVISOR DE BODEGA	5	2,584	1,770	46%
GERENTE DE SISTEMAS Y TELECOM	1	8,319	5,951	40%
PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SISTEMAS	1	4,671	2,747	70%
TECNOLOGÍA DE SISTEMAS	1	3,361	2,256	49%
TELECOMUNICACIONES	1	3,305	1,500	120%
SOPORTE REDES Y MICROINFORMÁTICA SR.	2	3,503	1,500	133%
SOPORTE REDES Y MICROINFORMÁTICA JR.	3	1,450	1,128	29%
ESPECIALISTA EN SEGURIDAD	1	3,186	1,107	188%
SOPORTE SISTEMAS COMERCIALES	2	3,138		
SOPORTE SISTEMAS TÉCNICOS	2	3,138		
SOPORTE SISTEMAS ADMINISTRATIVOS	1	3,138		
ASISTENTE INFORMÁTICO	4	1,450		
DIRECTOR DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	1	21,226	9,024	135%
SECRETARIA EJECUTIVA	1	1,766	1,184	49%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE OPERACIONES	1	10,185	8,318	22%
INGENIERO DE OPERACIÓN SR.	2	3,182	4,316	-26%
INGENIERO DE OPERACIÓN SEMI SR.	2	3,182	2,547	25%
INGENIERO DE OPERACIÓN JR.	2	2,121	1,817	17%
TÉCNICO DE OPERACIÓN	5	1,237	1,795	-31%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO DE MANTENIMIENTO	4	1,033	1,548	-33%

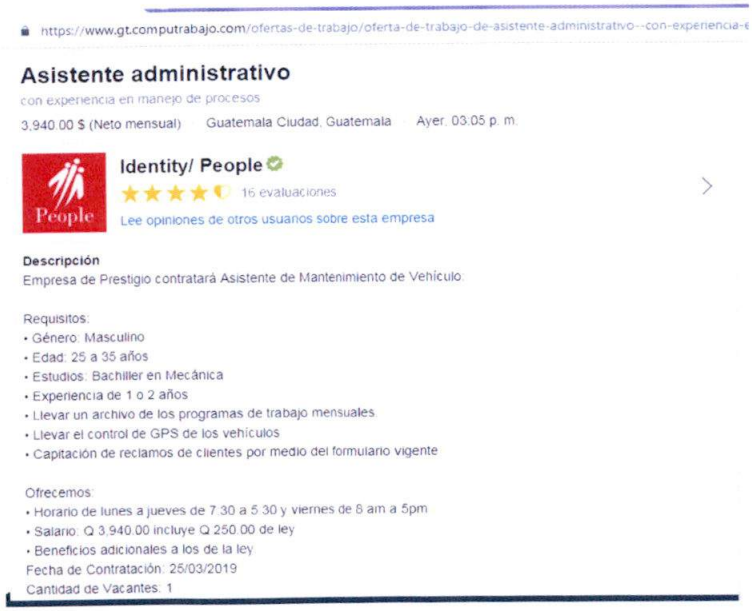
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

GERENTE DE MANTENIMIENTO	1	10,185	7,167	42%
INGENIERO DE MANTENIMIENTO SR. AT_MT	1	3,182	2,547	25%
INGENIERO DE MANTENIMIENTO SR. BT	1	3,182	2,547	25%
INGENIERO DE MANTENIMIENTO JR. AT_MT	3	2,121	2,547	-17%
INGENIERO DE MANTENIMIENTO JR. BT	3	2,121	2,547	-17%
TÉCNICO DE MANTENIMIENTO MT Y BT	3	2,121	2,176	-3%
TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN JR.	4	1,237	1,795	-31%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO DE MANTENIMIENTO	3	1,033	1,548	-33%
GERENTE DE PLANEAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	1	10,185	8,318	22%
ANALISTA DE PLANEAMIENTO	2	3,182	4,316	-26%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO DE MANTENIMIENTO	2	1,033	1,548	-33%
DIRECTOR COMERCIAL	1	21,226	9,024	135%
SECRETARIA EJECUTIVA	1	1,766	1,184	49%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE DEFENSORÍA DE CLIENTES	1	8,509	4,172	104%
COORDINADOR DEFENSORÍA DE CLIENTES	1	3,070	2,664	15%
ASISTENTE DEFENSORÍA DE CLIENTES	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE COMERCIAL	1	8,352	7,817	7%
ANALISTA COMERCIAL SR.	1	3,182	2,421	31%
ANALISTA COMERCIAL SEMI SR.	2	2,651	1,854	43%
ANALISTA COMERCIAL JR.	4	1,033	1,197	-14%
TÉCNICO DE ANÁLISIS DE MERCADO	1	2,651	1,854	43%
ANALISTA DE ATENCIÓN AL CLIENTE	3	1,033	1,197	-14%
ASISTENTE COMERCIAL	3	1,033	1,107	-7%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	4	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE PÉRDIDAS COMERCIALES	1	11,032	6,002	84%
ANALISTA DE PÉRDIDAS	5	3,182	894	256%
SOCIOLOGO	1	3,182	1,330	139%
ASISTENTE SOCIAL	5	2,911	1,330	119%
SUPERVISOR DE LABORATORIO DE MEDICIONES	1	2,779	1,804	54%
TÉCNICO DE MEDICIONES	3	1,237	1,795	-31%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE ATENCIÓN A GRANDES CLIENTES	1	7,419	5,844	27%
ANALISTA COMERCIAL SR.	2	3,182	2,421	31%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	1,033	1,107	-7%
JEFE GESTIÓN DIFERENCIADA	1	3,070	2,664	15%
GERENTE DE COMPRAS DE ENERGÍA	1	8,965	7,645	17%
ANALISTA COMERCIAL SR.	1	3,182	2,421	31%
ANALISTA COMERCIAL SEMI SR.	2	2,651	1,854	43%
ANALISTA COMERCIAL JR.	2	1,033	1,197	-14%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033	1,107	-7%

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

COORDINADOR GENERAL CON SECTORES	1	10,185	9,024	13%
COORDINADOR	5	5,235	3,412	53%
ASISTENTE COMERCIAL	5	3,070	1,197	157%
ASISTENTE O&M	5	3,070	1,548	98%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	5	3,070	1,107	177%
	254			**46%**

De la tabla comparativa anterior, respecto a los niveles de eficiencia del periodo anterior, es posible determinar que las remuneraciones presentaron una sobrevaloración promedio del 46% (muy superior a la variación del Índice de Precios al Consumidor de Guatemala correspondiente al 19.4%), esto respecto a los valores del periodo tarifario anterior, y eso sin tomar en cuenta las comparaciones con los costos de la operación real de la distribuidora, dado el incumplimiento de haber presentado la información correspondiente, que permitiera realizar un análisis de la razonabilidad de los valores propuestos. Por ejemplo, al "Asistente Administrativo", asignado al área de Coordinación de Sectores", se le asignó un salario mensual alrededor de GTQ 24,000 mensuales, lo cual, al comparar con valores de mercado y la información de esta Comisión, claramente se observó la sobrevaloración propuesta por el Consultor de la Distribuidora, tal y como se muestra a continuación en los siguientes ejemplos, y que se repite en muchas de las propuestas salariales utilizadas en el estudio presentado:



https://www.gt.computrabajo.com/ofertas-de-trabajo/oferta-de-trabajo-de-asistente-administrativo--con-experiencia-e

Asistente administrativo

con experiencia en manejo de procesos

3,940.00 $ (Neto mensual) Guatemala Ciudad, Guatemala Ayer, 03:05 p. m.

Identity/ People

16 evaluaciones

Lee opiniones de otros usuarios sobre esta empresa

Descripción

Empresa de Prestigio contratará Asistente de Mantenimiento de Vehículo.

Requisitos:
- Género: Masculino
- Edad: 25 a 35 años
- Estudios: Bachiller en Mecánica
- Experiencia de 1 o 2 años
- Llevar un archivo de los programas de trabajo mensuales.
- Llevar el control de GPS de los vehículos
- Capitación de reclamos de clientes por medio del formulario vigente

Ofrecemos:
- Horario de lunes a jueves de 7:30 a 5:30 y viernes de 8 am a 5pm
- Salario: Q 3,940.00 incluye Q 250.00 de ley
- Beneficios adicionales a los de la ley

Fecha de Contratación: 25/03/2019
Cantidad de Vacantes: 1

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

ASISTENTE ADMINISTRATIVO

JUST-LINK

Expira 02/02/2019

Ciudad Guatemala, Guatemala

☆ AGREGAR A FAVORITOS APLICAR

DETALLE DE LA OFERTA

Área de la Empresa	Agencia de Reclutamiento
Cargo Solicitado	Asistente Administrativo
Puestos Vacantes	1
Tipo de Contratación	Tiempo completo
Nivel de Experiencia	de uno a tres años
Género	Indiferente
Edad	20 / 35
Salario máximo (USD)	437
Salario mínimo (USD)	437
Vehículo	Indiferente
País	Guatemala
Departamento	Ciudad Guatemala

*Salario de USD$437 es equivalente a Q3,286.24, con un tipo de cambio de Q7.52

ASISTENTE ADMINISTRATIVA

SOLUCIONA RH, S.A.

Expira 02/02/2019

Ciudad Guatemala, Guatemala

☆ AGREGAR A FAVORITOS APLICAR

DETALLE DE LA OFERTA

Área de la Empresa	Servicios
Cargo Solicitado	Asistente Administrativo
Puestos Vacantes	1
Tipo de Contratación	Tiempo completo
Nivel de Experiencia	de uno a tres años
Género	Indiferente
Edad	18 / 70
Salario máximo (USD)	
Salario mínimo (USD)	
Vehículo	Indiferente
País	Guatemala
Departamento	Ciudad Guatemala

DESCRIPCIÓN DE LA OFERTA

Será responsable de realizar diversas tareas administrativas. Se encargará de atender a clientes, pago a proveedores, manejo de caja chica y de llevar el control de la recepción de facturas. Tiene relación directa con otros departamentos para entrega de documentos y también tiene contacto con proveedores.
Ofrecemos:
• Horario de lunes a viernes de 8:00am a 5:00pm
• Sueldo de Q.3,250.00 + Q.250.00 de bonificación
• Prestaciones de ley.
• Ambiente agradable de trabajo.

Requerimos:
• Mujer entre 20 a 30 años.

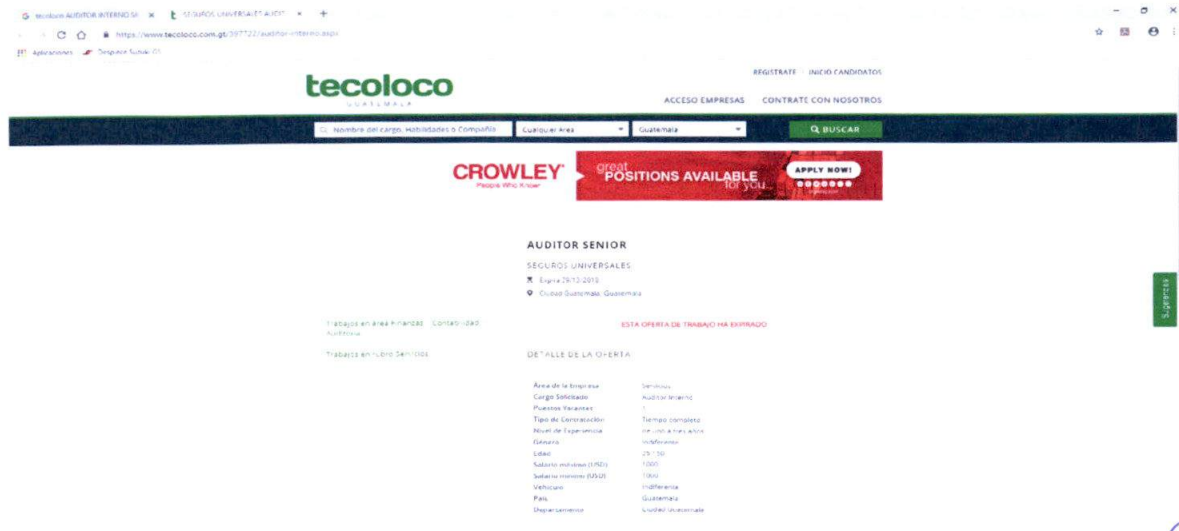
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Otros ejemplos de esto son:

Puesto Consultor DC-DR	Salario Consultor DC-DR (GTQ)	Salario Encuesta CNEE (GTQ)	Salario Tecoloco (GTQ)
TÉCNICO DE SEGURIDAD DE TRABAJO	11,112	8,246	4,513.28
AUDITOR INTERNO SR.	33,981	7,731	7,522.13
COMPRADOR	8,576	6,184	6,808.00
ANALISTA DE CONTABILIDAD SR.	16,050	10,098	8,274.00

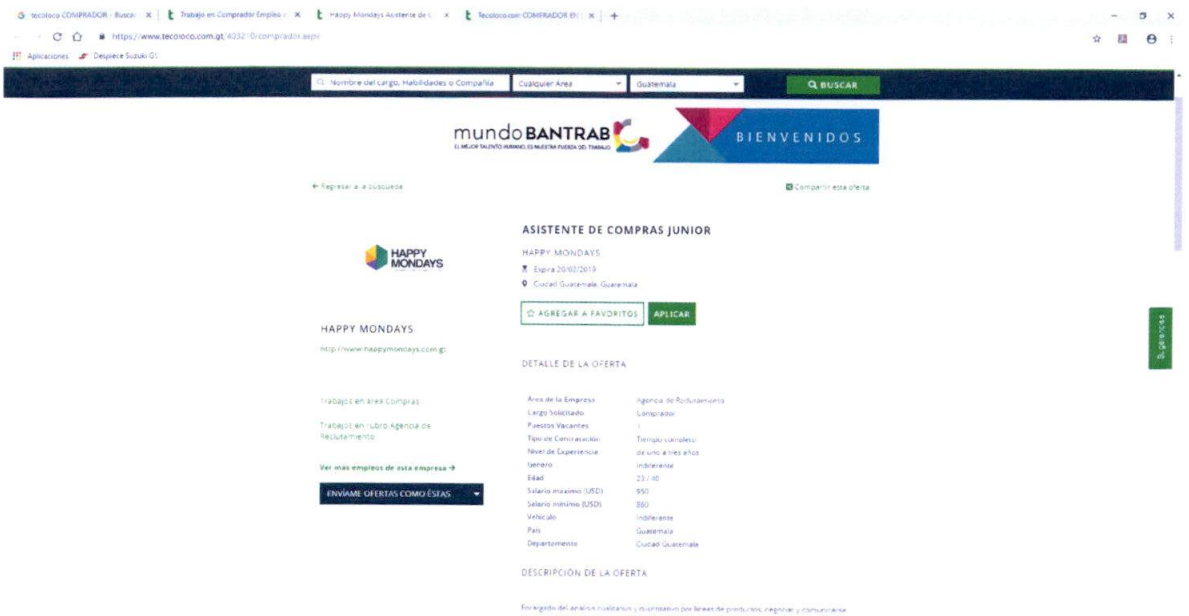


Fuente: https://www.tecoloco.com.gt/269947/oficial-de-seguridad-industrial.aspx

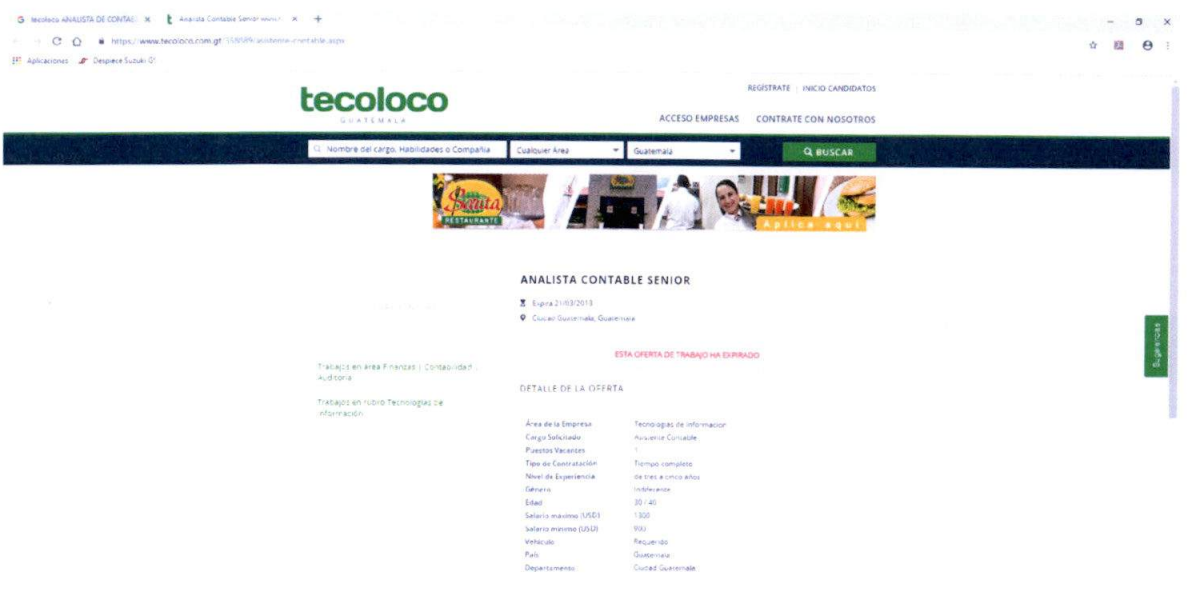


Fuente: https://www.tecoloco.com.gt/397722/auditor-interno.aspx

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



Fuente: https://www.tecoloco.com.gt/403210/comprador.aspx



Fuente: https://www.tecoloco.com.gt/358889/asistente-contable.aspx

* Donde aplique se utilizó una tasa de cambio igual a Q7.52213 por USD.

De lo anterior se evidencia y se establece que la propuesta del Consultor de la Distribuidora, presentó sobrevaloraciones respecto a los mismos salarios propuestos por el Consultor en el periodo anterior, y respecto a otras referencias. Según el análisis de la CNEE, el Consultor debió, como fue requerido en los TdR, haber realizado las comparaciones necesarias, para así establecer con un criterio adecuado los perfiles de la encuesta a utilizar. En este sentido se pudo observar que los valores planteados para las

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

remuneraciones, presentados por el Consultor, son: i) muy superiores a los costos del periodo anterior, propuestos por el mismo Consultor, incumpliendo los TdR y el artículo 85 del RLGE, y ii) Los valores propuestos , presentan sobrevaloraciones excesivas respecto los valores que pueden ser obtenidos en el mercado guatemalteco. Así mismo, el Consultor de la Distribuidora, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, y que reduzcan costos en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes.

Adicionalmente, al analizar cada uno los salarios propuestos, tal como ya se indicó, se evidenciaron sobrevaloraciones que se consideraron excesivas y **sin la debida sustentación o justificación de los requerimientos de valores superiores, de acuerdo a lo requerido en los TdR y el articulo 98 del RLGE,** por lo que, al no presentar o no tener ninguna justificación para estas sobrevaloraciones, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 85 del RLGE, se le requirió en algunos casos utilizar las eficiencias de la empresa real; en este sentido se requirió en las Observaciones de la Resolución CNEE-229-2018 que el Consultor de la Distribuidora presentara el respaldo documental correspondiente, entre otros: facturas, planillas, vouchers de pago, planillas del IGSS. Dicha documentación debería ser respaldada por una declaración jurada del contador general y del representante legal de la Distribuidora indicando que dicha información era verídica y comprobable. Ante tal requerimiento **el Consultor de la Distribuidora no remitió dicha información, ni justificó la utilización de salarios excesivos o sobrevalorados, mediante algún análisis técnico-económico que justificara que lo propuesto mejoraba la eficiencia conjunta, para la determinación de la empresa eficiente de referencia, de acuerdo a los principios establecidos en los TdR,** sino que se limitó a plantear los valores con los incrementos referidos.

Cargas Sociales incluidas al costo de mano de obra

El Consultor de la Distribuidora presentó en el archivo "Análisis costos MO.xlsx", hoja "Generales", el resumen del factor de cargas sociales que aplicó en sus cálculos para determinar el costo de las remuneraciones:

Cargas sociales			
	Personal		
Cargas Sociales	Contratista	Propio	Referencia
IRTRA (Instituto de Recreación de los trabajad	1,00%	1,00%	Ley de Creación (Decreto 1528)
INTECAP (Instituto de Capacitación y Producti	1,00%	1,00%	Ley Orgánica INTECAP
IGSS (Instituto de Seguridad Social de Guatem	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		9,6%	de desempeño (sobre 14 salarios)
Bono desempeño gerencial		9,6%	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:

iii. Indemnizaciones: En primer lugar es oportuno aclarar que de acuerdo a la legislación Guatemalteca, la indemnización no es de aplicación universal, y únicamente es

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

obligatorio el pago, cuando el empleado es despedido de forma injustificada, entre otros; así mismo dado que ante estas condiciones de ley, el pago de la indemnización se da bajo situaciones que no pueden ser totalmente previsibles, y no se tiene conocimiento de que existan estadísticas nacionales en las que se pueda establecer el porcentaje de empleados que son indemnizados, en los TDRs se estableció que debía utilizarse la estadística de la propia Distribuidora, para determinar el porcentaje de veces en las cuales la distribuidora debía incurrir en el pago de las indemnizaciones, de acuerdo a la fórmula matemática establecida en los mismos TDRs.

Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora, dentro del archivo "Análisis costos MO.xlsx", hoja "Indemnizacion", presentó 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)
3	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
5	DR	51003	Julio	2014	MEDIO AMBIENTE	SEGURIDAD, MEDIO AMBIENTE Y CALIDAD	1.97	Despido Injustificado	14,779.00		52,502.52	23,128.03
6	DR	51007	Febrero	2015	MONTADOR MANTENIMIENTO	OPERACIONES	2.56	Despido con Causa Justa	6,581.00		0.00	9,495.09
5	DR	51048	Septiembre	2016	ANALISTA COBRANZA	COMERCIAL	3.17	Renuncia Voluntaria	11,025.00		0.00	20,732.02
6	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, el informe presentado por el Consultor de la Distribuidora indicó 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 porcentaje 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Como se observa, el procedimiento utilizado por el Consultor de la Distribuidora para el cálculo de indemnizaciones no se ajustó a lo estipulado en los TDRs, toda vez que:

iii.i Los TdR claramente definieron que el cálculo se realizaría multiplicando 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, lo cual corresponde a 8.33%*65% = 5.44%.
iii.ii En su lugar el Consultor de la Distribuidora realizó el cociente entre el monto total pagado por la empresa en concepto de indemnizaciones divido 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", suponiendo la obligatoriedad de indemnización universal, que no corresponde a la legislación nacional. Con este cálculo distinto se incrementa el monto de indemnizaciones a reconocer.

iv. Bonos de Desempeño: la adición de "Bonos de Desempeño" de los Pactos Colectivos de la Distribuidora, a los salarios resultantes de las encuestas salariales; adicionando al personal de nivel operativo y jerárquico un sobrecosto de 9.6% (valor resultante de aplicar el 12% indicado en el pacto colectivo por 0.8 equivalente al cumplimiento de metas individuales que tiene el personal de la Distribuidora según indica el Consultor); representó un error conceptual y metodológico al haber mezclado los salarios resultantes de una encuesta salarial, con bonos y compensadores de Pactos Colectivos de los salarios reales de la Distribuidora, esto en todo caso esto hubiese aplicado si hubiese utilizando los salarios reales de la Distribuidora, lo cual no fue así. Sin embargo, el Consultor de la Distribuidora adicionó a los salarios resultantes de las encuestas salariales, bonos por desempeño para todo el personal propio, tanto para nivel operativo como jerárquico (9.6%), indicando que obedece al cumplimiento del Pacto Colectivo artículo 27 y en cumplimiento individual de metas de los empleados de la distribuidora:

> **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.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

- Por otra parte la empresa, de acuerdo al Art. 27 del Convenio Colectivo de Trabajo conviene el pago de un bono asociado a desempeño que asciende a un promedio del 12% al personal propio. Este bono aplica sobre 14 salarios.

  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. Se asume el cumplimiento de las metas individuales del 80% del personal.

Así mismo, es necesario aclarar que el uso de los "Bono por desempeño" y "Bono por desempeño gerencial" por ser sujetos a resultados de desempeño, el pago de los mismos dependerá de los resultados que pueda o no alcanzar cierta persona dentro de la Distribuidora y es una compensación a los salarios reales de que paga la distribuidora, de manera puntual de acuerdo a la metodología de sus pactos laborales, por lo que no implica el pago total a todos los trabajadores y dependerá estrictamente de las evaluaciones de desempeño de cada trabajador, así mismo la distribuidora no documenta los niveles de aplicación de dichos compensadores, y los mismos aplicarían únicamente si hubiese utilizado en su estudio tarifario, los salarios reales efectivamente pagados a sus trabajadores.

Así mismo, el Consultor y la Distribuidora, no presentaron 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 , de acuerdo con lo establecido con el artículo 4 y 74 de la LGE, al negarse a presentar información imprescindible sobre las eficiencias de la empresa real, necesarias para establecer la razonabilidad de los valores presentados, así como los niveles de eficiencia necesarios para establecer la empresa eficiente de referencia**, de acuerdo a lo que establece el artículo 85 del RLGE.

Luego del análisis y comparaciones, aun con las limitaciones de información, se pudo determinar que los valores presentados no correspondían a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, derivado que el Consultor de la Distribuidora, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 97 y 98 del RLGE.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento del numeral 4.2.3 de los TdR, de los artículos 82, 83, 84, 85, 91, 97 y 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y de los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la Ley

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

General de Electricidad, se discrepa con el criterio del Consultor de la Distribuidora en lo siguiente:

i. No utilizó los valores promedio de la encuesta salarial de PWC en la totalidad de los puestos que integran la estructura central. Derivado que para los puestos gerenciales, jefaturas y profesionales, utilizo el percentil 75 (P75) para la determinación estos salarios.

ii. La omisión de presentar el comparativo entre los salarios reales pagados a sus empleados frente a los valores propuestos en su estudio, de acuerdo con lo requerido en los TdR, que permitiera establecer la razonabilidad de los valores propuestos en su estudio tarifario, lo cual limitó y dificultó la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, de acuerdo a las funciones de la CNEE y lo establecido en el artículo 74 de la LGE, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia.

iii. Al haber presentado remuneraciones con sobrevaloraciones excesivas respecto los costos que pueden ser obtenidos en el mercado guatemalteco, al no haber justificado la razonabilidad de los valores propuestos, mediante las comparaciones requeridas en los TdR, para determinar de forma correcta la asignación de los perfiles de puestos de la encuesta salarial de forma adecuada y por no haber considerado lo indicadores de eficiencia del periodo anterior, respecto a los salarios y remuneraciones aprobados y propuestos por el mismo Consultor en su estudio Tarifario anterior; así mismo el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 91, 97 y 98 del RLGE.

iv. Al considerar el pago de indemnización de forma universal a todos los trabajadores, lo cual no corresponde a una condición de la legislación laboral guatemalteca, adicionalmente, el Consultor de la distribuidora no demostró que tanto su personal como el personal tercerizado cuenta con indemnización universal (pago de indemnización independientemente de la causa del cese de la relación laboral). Ante dicha situación, la metodología estadística referente al pago de indemnizaciones, quedó establecida en los TDRs, misma que le fue igualmente señalada en las Observaciones; aun así el Consultor de la Distribuidora incumplió con la metodología establecida en los TdR, en la que su aplicación arrojaba un valor a utilizar equivalente 8.33%*65% = 5.44%.

Por lo que los valores de indemnización incluidos, corresponden a una sobrevaloración respecto a los costos reales de la Distribuidora. Así mismo el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 91, 97 y 98 del RLGE.

v. Con la adición de "Bonos de Desempeño" de los Pactos Colectivos de la Distribuidora, a los salarios resultantes de las encuestas salariales; adicionando al personal de nivel operativo y al personal jerárquico un sobrecosto de (9.6%); lo cual representó un error conceptual y metodológico al haber mezclado los salarios resultantes de una encuesta salarial, con bonos y compensadores de Pactos Colectivos de los salarios reales de la Distribuidora, esto en todo caso esto hubiese aplicado si hubiese utilizando los salarios reales de la Distribuidora. En este sentido, la utilización de estos compensadores, únicamente tendría una lógica de aplicación y congruencia, si el Consultor de la Distribuidora, hubiese utilizado los salarios o costos reales del personal y por lo tanto de forma congruente se aplicarían estos compensadores de acuerdo a los porcentajes de desempeño registrados estadísticamente, siendo estos los salarios comparables con los de las encuestas salariales; la aplicación de los mencionados compensadores o bonos de los pactos colectivos de la distribuidora, sobre los salarios referenciales de las encuestas salariares es un error de concepto e incongruente metodológicamente, al mezclar dos fuentes de datos distintas, por lo que la adición de este compensador a los valores de la encuesta salarias, es simplemente un sobrevaloración y costos excesivos, que no corresponden a la gestión eficientes de una empresa eficiente de referencia. Por lo que dichos bonos no debieron ser considerados, como un incremento al salario medio competitivo, reflejado en los resultados de la encuesta salarial, ya que esto significaría distorsionar los resultados de la misma. Por otro lado, no se presentó la comparación de salarios reales pagados por la distribuidora (en los que debían incluir los bonos por desempeño y gerenciales) y los salarios reflejados en la encuesta, para así determinar los niveles de eficiencia propuestos por el consultor de la distribuidora.

Dicho error e incongruencia metodología corresponde a una sobrevaloración y costos excesivos, que no pueden ser considerados como eficientes; así mismo el Consultor de la Distribuidora, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 60, 61, 67, 71 y 73 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 91, 97 y 98 del RLGE.

Finalmente, esta Discrepancia a los costos que se definen en esta etapa, aplican para el resto de etapas del estudio tarifario, en el que se utilizan las Remuneraciones de personal, en especial la etapa de Costos de Explotación.

7 Otros Costos Reconocidos - Costos Indirectos

Los Términos de Referencia establecen en sus numerales 1.8, 4.3.2, y 7.5.2 que *"Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada*

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso."

"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."

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"El Distribuidor deberá ser considerado como una unidad para asignarle costos indirectos, contemplando para el caso, los siguientes componentes de la estructura empresarial:

a. *Dirección, Estrategia y Control:*
   i. *Dirección*
   ii. *Gerencia General*
   iii. *Auditorías Interna y Externa*
   iv. *Asesoría Legal*
   v. *Relaciones Institucionales*
b. *Administración y Finanzas:*
   i. *Administración*
   ii. *Finanzas*
   iii. *Contabilidad*
   iv. *Control y Gestión*
   v. *Compras*
   vi. *Procedimientos y Control*
   vii. *Sistemas Informáticos*
c. *Planificación e Ingeniería:*
   i. *Planificación de inversiones, con proyecto a cargo de terceros*
   ii. *Control de calidad de las inversiones, con inspección a cargo de terceros"*

Así mismo el numeral 1.8 de los TdR establece: *"Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso."*

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 83, 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."

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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que incumplió con el numeral 4.3.2 de los TdR, al adicionar un factor multiplicador a los costos de materiales, mano de obra, vehículos y equipo de montaje, que no está contenido en la metodología de cálculo establecida en los TdR, así mismo, si la Distribuidora requería realizar un cambio a la metodología establecida en los TdR, debió seguir el procedimiento establecido en el numeral 1.8 de los mismos TdR, en los que indica: *"Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso."*, al respecto, la Distribuidora no realizó ningún requerimiento de forma escrita, justificando plenamente la modificación de la metodología de cálculo establecida en los TdR. Por lo que la utilización de este factor multiplicador, que incrementa los costos de materiales, mano de obra, vehículos y equipo de montaje se considera ineficiente e incumple con lo establecido en los TdR. Finalmente, se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANÁLISIS

Se estableció que el Consultor de la Distribuidora incluyó en su informe un parámetro o factor adicional a lo establecido en la metodología de cálculo contenida en los TdR modificando así, los resultados obtenidos, así mismo la Distribuidora no realizó ningún requerimiento de forma escrita, justificando plenamente la necesidad de modificar la metodología de cálculo contenida en los TdR, de acuerdo a lo establecido en el numeral 1.8 de estos TdR. El factor multiplicado adicionado, corresponde al denominado "**ingeniería, inspección de obra y generales**" correspondiente a un 8% de incremento, aplicado sobre materiales, mano de obra, vehículos y equipo de montaje, argumentando lo siguiente:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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)

Adicionalmente en su respuesta a las observaciones de la CNEE el Consultor respondió lo siguiente:

El 8% al que se refiere la propuesta de la empresa tiene que ver con costos de ingenieria que derivan del costo del personal propio y de las gestiones que la empresa debe llevar adelante para asegurar la correcta realización por parte del contratista, además de los costos asociados a toda obra de distribución por las etapas de estudio, diseño e investigación de materiales, normalización de materiales y equipos y disposiciones constructivas, proyecto, replanteo, inspección de obra y puesta en servicio, que involucra trabajos específicos de índole técnica. Estos costos se enuncian en el informe de etapa B. Estos costos que por su naturaleza existen solamente porque existe el proyecto de inversion deben ser activados junto con el material y la mano de obra directa. Esta práctica es acorde a la Norma Internacional de Contabilidad nº 16 (NIC 16), la cual establece que estos gastos deben ser adicionados al activo y no pueden ser registrados como gasto de la empresa en sus Estados de Resultados.

Respecto de los argumentos planteados por el Consultor de la Distribuidora, se indica lo siguiente:

El numeral 7.5.2 de los TDRs indicó que debía incluirse dentro de la estructura empresarial de la distribuidora una componente de "Planificación e Ingeniería", la cual está a cargo de la planificación y control de la calidad (inspección) de las inversiones a cargo de terceros. Esta componente fue incluida dentro de la estructura empresarial de la Distribuidora, tal y como se observa a continuación:

	Área	Puesto	Cantidad	Categoría	T/NT	Salarios unitarios c/cargas mes PWC USD	Total Remuneraciones USD al año	GP
	Dirección de Operación y Mantenimiento	GERENTE DE PLANEAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	1	Personal	NT	10,763	129,153	1
	Dirección de Operación y Mantenimiento	ANALISTA DE PLANEAMIENTO	2	Personal	NT	3,238	77,716	2
	Dirección de Operación y Mantenimiento	ASISTENTE ADMINISTRATIVO DE MANTENIMIENTO	2	Personal	NT	1,049	25,168	3

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

El proceso de planificación e ingeniería, de acuerdo al informe de Etapa E, realiza lo siguiente:

PLANIFICACIÓN E INGENIERÍA	Planificación e ingeniería	Estudios y proyectos	Centralizada
		Licitación y contratación de obras	Centralizada
		Supervisión y recepción de obras	Centralizada

Con vista en lo anterior se puede determinar que el Consultor de la Distribuidora, incumplió con los TdR, adicionalmente propone la duplicación de costos al querer incluir dentro del cálculo del VNR una componente de costos de: estudios, proyectos, licitaciones, contrataciones, supervisiones y recepciones de obras, que fueron considerados en los costos de explotación.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numerales 1.8, 4.3.2, y 7.5.2,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 ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018, y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora al haber adicionado un factor multiplicador equivalente al 8%[9], a los costos de materiales, mano de obra, vehículos y equipos de montaje, que no está contenido en la metodología de cálculo establecida en los TDRs, ya que estos costos son incluidos dentro de los costos de explotación. Así mismo, la Distribuidora no siguió el procedimiento establecido para realizar las modificaciones a la metodología establecida en el numeral 1.8 de los TDRs.

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

8. 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:*

[9] Celda F3, de la hoja "Otros Costos", del archivo "Unidades Constructivas DR.xlsm"

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

d. *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.*
   iii. *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.*
   iv. *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.*
   v. *Organigrama funcional, incluyendo la lista de personal asignado que participará en dichas actividades, identificado plenamente con nombre y cargo.*
   vi. *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.).*

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

   a. *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.*
   b. *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".

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su artículo 82, establece que:
"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."

La Ley General de Electricidad, en sus artículos 60, 67 y 73, 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 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 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, del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con el numeral 3.6 de los TdR, Resolución CNEE-50-2011. Derivado del incumplimiento por parte de la Distribuidora al no proporcionar los inventarios de las instalaciones de Distribución de Baja Tensión, en los TdR, se estableció el mecanismo para la determinación en base a un relevamiento estadístico de la red, poder determinar de forma fiable y estadísticamente representativa las características de la red de Baja Tensión. Sin embargo, la Distribuidora se resistió a la realización de la misma y no fue sino hasta 7 meses después de recibidos los TdR, que inició a realizar dicha muestra. Derivado del poco tiempo restante, requirió a la CNEE una reducción considerable del muestreo a realizar, la CNEE, en aras de poder obtener esta información, considerando la importancia que reviste conocer con cierto grado de certeza la cantidad de bienes físicos de la Distribuidora de acuerdo a lo establecido en el artículo 67 de la Ley, aceptó el planteamiento de la Distribuidora, sin embargo la Distribuidora al presentar los resultados de dicho relevamiento, se establecieron variaciones significativas de las características de la red de BT obtenida en los muestreos realizados en años anteriores, la CNEE procedió a la revisión y verificación de la información presentada, así como actividades de verificación de campo del relevamiento realizado por la Distribuidora, encontrando que el desarrollo del relevamiento no fue acorde a las buenas prácticas de la técnica estadística al no respetar los elementos de la muestra que salieron en el sorteo aleatorio correspondiente, perdiendo representatividad y rigor estadístico. Adicionalmente, en las verificaciones del relevamiento realizado por la Distribuidora se establecieron sobrevaloraciones e información sin fundamento ya que no fueron encontradas las cantidades de instalaciones que reportó la Distribuidora en su informe del relevamiento. Así mismo se encontraron otras incongruencias e inconsistencias de la información presentada y lo observado en campo. Ante los vicios de procedimiento establecidos y la falta de fiabilidad de la información relevada, se invalidó totalmente la representatividad de la muestra, por lo que la misma no puede, bajo ningún argumento ser aceptada como válida para el establecimiento de la totalidad de las instalaciones de baja tensión de la Distribuidora. Estableciéndose entonces que los parámetros máximos a utilizar corresponderían a los utilizados en la revisión tarifaria anterior, tal como lo establece el artículo 85 del RLGE.

Por lo que lo propuesto se considera ineficiente e incumple en lo establecido en los TdR, en lo establecido en los artículos 60, 67 de la LGE, y el artículo 83 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

ANÁLISIS

Al respecto de los activos de la red de la Distribuidora, es importante indicar que, desde la emisión y entrada en vigencia de la "NORMA DE REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN PARA LOS ESTUDIOS DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (EVAD)" (Resolución CNEE-50-2011) en el año 2011, la Distribuidora ha incumplido de manera reiterada durante siete años, con remitir la información de activos requerida en la misma, específicamente para el inventario de redes de baja tensión, acometidas y medidores existentes, previo a la emisión de dicha resolución, ni de aquellas que ha instalado posteriormente a la emisión de la resolución mencionada. Esto se evidenció en las audiencias técnicas sostenidas con personal técnico de la Distribuidora, donde indicó que ya se realizó el relevamiento de esta información, pero que los datos no han sido cargados en su sistema.

Derivado de ello, se iniciaron 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 y remitir dicho inventario, entorpeciendo las actividades de fiscalización de esta Comisión, y para este caso específico, la adecuada definición del VNR, de acuerdo a lo establecido en el artículo 67 de la LGE y el artículo 82 del RLGE.

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

i. La Distribuidora ha tenido conocimiento 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 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 georreferenciada de su red de baja tensión, acometidas y medidores. Por lo que, debió cumplir con lo indicado en los TdR 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 TdR.
iii. Derivado de lo anterior, y por la importancia que reviste para la realización del estudio contar con la información de las instalaciones a las que se debe calcular el VNR, dado que la mayoría de las instalaciones del Distribuidor pertenecen a áreas rurales (RDR) y no pueden aplicarse otras metodologías como a las áreas en damero; cobro gran importancia la realización de dichos muestreos para poder estimar las obras y bienes físicos de la Distribuidora de una manera estadísticamente representativa, por lo que 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 especifico), proponiendo utilizar los muestreos anteriores bajo el argumento de que estos poseían un volumen mayor de instalaciones relevadas (no verificados), sin embargo se le reiteró que debía cumplir con lo establecido en los TdR y realizar el mismo. Finalmente, dichos muestreos se efectuaron de forma tardía y con un plazo de trabajo relativamente corto (un mes) dados los plazos a cumplir para la entrega del estudio tarifario, por lo que se aceptó la propuesta de la Distribuidora en realizar un muestreo reducido en sus alcances, en virtud del

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

escaso tiempo disponible.

iv. Debido al incumplimiento de la Distribuidora y con el afán de sustentar técnicamente la cantidad de instalaciones, la CNEE accedió la propuesta de la Distribuidora dadas las limitaciones antes indicadas, mismas que impidieron atender todo lo establecido en los TdR, ejemplo: relevar circuitos completos de distribución.

La propuesta de la Distribuidora fuer realizar un muestreo reducido a través de relevar instalaciones de Baja Tensión asociadas a un Centro de Transformación – CT –, estableciéndose entonces el CT como la unidad muestral a relevar, con sus correspondientes instalaciones de BT asociadas, obteniéndose un indicador de metros de red de baja tensión por CT. Derivado del corto tiempo para la realización del relevamiento de las muestras (un mes), se complicó la verificación y supervisión del proceso, mientras la Distribuidora realizaba dicho muestreo, por lo que al personal de la CNEE le tomó un mayor tiempo corroborar los relevamientos e información presentados por la Distribuidora y su Consultor.

Resultado del análisis del relevamiento presentado por la Distribuidora:

El Consultor de la Distribuidora, remitió en su estudio los resultados de dicho muestreo, presentando un resultado muy diferente al resultado presentado en estudios tarifarios anteriores con muestreos de mayor alcance, indicando que con este muestreo la cantidad de redes de Baja Tensión, debían incrementarse en un 23% en comparación, derivado que la característica de metros de red de Baja Tensión por Centro de Transformación había aumentado de 450 m-BT/CT a 553.47 m-BT/CT. Como resultado del nuevo muestreo, el Consultor de la Distribuidora incrementó en 113.47 m de red de BT por cada CT (3,770 km de red de BT adicionales), cantidades que fueron adicionadas sin una forma razonada o explicada de tales variaciones de las características de la red de baja tensión; lo cual generó dudas razonables, ante una variación tan grande en las características y cantidades de red de BT obtenidos con un muestreo de menor alcance a los muestreos anteriores, crecimientos de red que no podían explicarse con el crecimiento horizontal de las redes de distribución, ni con el crecimiento de la demanda de los usuarios. Por lo que, la CNEE en su función de fiscalización, procedió a revisar la información remitida, entre los que se incluía el archivo "2.m - i, ii y iii - Cantidades DR.xlsx", así como las verificaciones de campo que se realizaron para corroborar la fidelidad de los datos del relevamiento de instalaciones presentados; estableciéndose una serie de errores en el procedimiento estadístico así como incongruencias, falencias e inconsistencias de la información relevada, que indicaban una manipulación inadecuada de la muestra y las actividades de relevamiento, de los cuales se presentan de forma resumida a continuación:

a. Se relevaron elementos muestrales –CT- que no fueron seleccionados en el sorteo aleatorio de la muestra a relevar. En total la Distribuidora relevó 31 CTs que no pertenecían a la muestra seleccionada, de un total de 170 relevados, correspondiendo a un 18% de la muestra total. La Distribuidora al utilizar elementos distintos a los resultantes en el sorteo aleatorio, y adicionados por la Distribuidora con criterios desconocidos e inconsultos, contaminó totalmente la muestra y perdió totalmente su representatividad, consistencia y rigor estadístico. Al analizar estos CT adicionados por la Distribuidora se estableció que correspondían a los elementos de la muestra que presentaban las mayores cantidades de metros de redes de BT por CT; esta acción deliberada de la

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Ríos
Secretaria General

Distribuidora le introdujo un sesgo significativo e importante a los resultados finales e indujeron a un "error" de sobre-estimación de las instalaciones de BT, explicándose así el aumento abrupto de la característica de metros de red de BT por CT. A continuación, se muestra el detalle de los centros o CT, relevados por la distribuidora según su informe, y si los mismos pertenecían a la muestra obtenida en el sorteo aleatorio:

CT_relevado según informe G2	CT_seleccionado en muestra
40142490	**No**
40014426	**No**
40005321	**No**
40104701	Si
40005238	Si
40005229	**No**
40124356	Si
40014765	**No**
40112871	Si
40106924	**No**
40005488	Si
40009751	**No**
40117379	Si
40144081	**No**
40112074	Si
40005437	Si
40146811	Si
40157867	**No**
40005341	Si
40112077	**No**
40005669	Si
40161430	**No**
40105623	Si
40005778	Si
40114008	**No**
40156842	**No**
40141227	**No**
40160765	**No**
40119072	Si
40114186	**No**
40132859	Si

CT_relevado según informe G2	CT_seleccionado en muestra
40004475	Si
40003356	Si
40126910	Si
40124876	Si
40003339	**No**
40012886	Si
40108713	Si
40136772	Si
40135939	Si
40142230	Si
40142061	Si
40109374	Si
40143579	Si
40111060	Si
40120472	Si
40013270	Si
40159025	Si
40159097	Si
40137933	Si
40010901	Si
40163654	Si
40130892	Si
40130899	Si
40155862	Si
40155543	Si
40155534	Si
40155798	Si
40155773	Si
40155597	Si
40155716	Si
40155589	Si

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

40004867	Si
40101011	Si
40121484	**No**
40004161	Si
40142611	**No**
40008780	Si
40130997	Si
40005858	**No**
40005545	Si
40144753	**No**
40004476	**No**
40135406	**No**
40140521	**No**
40146954	Si
40129063	Si
40150742	**No**
40010744	**No**
40162991	Si
40157838	Si
40129962	Si
40139835	**No**
40120561	Si
40012244	Si
40104133	Si
40156329	Si
40118511	**No**
40009516	Si
40009384	Si
40144136	Si
40129168	**No**
40125396	Si
40141783	Si
40130586	Si
40111228	Si
40126018	Si
40006906	Si
40163728	**No**
40014804	**No**

40157739	Si
40158066	Si
40153215	Si
40153075	Si
40153093	Si
40110374	Si
40013078	Si
40007601	Si
40149567	Si
40009220	Si
40131468	Si
40114020	Si
40114019	Si
40143712	Si
40120342	Si
40124972	Si
40158995	Si
40159091	Si
40155774	Si
40010809	Si
40117295	Si
40155409	Si
40155636	Si
40155629	Si
40010763	Si
40128365	Si
40154940	Si
40137068	Si
40011264	Si
40102169	Si
40108699	Si
40005248	Si
40006279	Si
40009753	Si
40009788	Si
40114089	Si
40144077	Si
40008565	Si

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

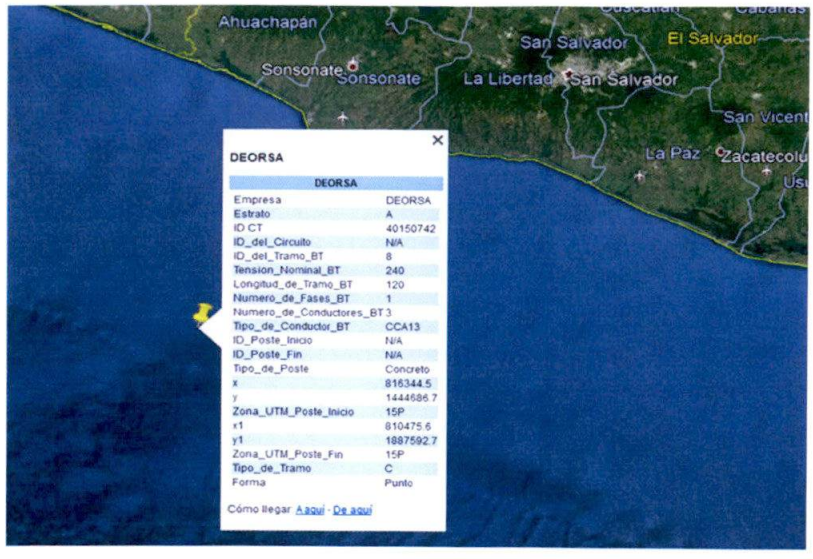
40004809	Si
40141135	Si
40007196	Si
40145438	Si
40007159	Si
40156706	Si
40157066	Si
40156879	Si
40156765	Si
40008209	Si
40144280	Si
40005558	Si
40160179	Si
40120129	Si
40004434	Si
40014119	Si
40013428	Si

40122403	Si
40004944	Si
40008266	Si
40008087	Si
40138875	Si
40142651	Si
40011007	Si
40006842	Si
40112636	Si
40006806	Si
40006112	Si
40159061	Si
40012832	Si
40137934	Si
40010688	Si

b. Se determinó que existió repetición de centros muestreados con diferentes ubicaciones: Se estableció que algunos centros relevados que tienen el mismo identificador (duplicados), y que, al momento de ubicarlos en un mapa se encuentran en lugares distintos. Al tabular dicha información, el Consultor de la Distribuidora sumó bajo un mismo número de identificador las longitudes de red de los centros con un mismo número de identificación, y los integró como si fueran un único centro de transformación; lo cual dio como resultado una duplicación de instalaciones en un mismo código de CT, sobredimensionamiento en la longitud de la red de BT por centro de transformación, cambiando totalmente la característica que se pretendía establecer. Ejemplo de estos CTs son los siguientes: 40010763, 40010688, entre otros.

c. Se determinó inconsistencias en las coordenadas del relevamiento: Al plotear en un mapa geográfico la totalidad de las coordenadas contenidas dentro de los datos del relevamiento enviado por la distribuidora se puede observar que un grupo de las coordenadas reportadas por la distribuidora presentan inconsistencias como la que se indica en el CT ID "40150742", puesto que no corresponde a una coordenada correctamente georreferenciada, ya que al posicionarlas en el mapa, el lugar corresponde al océano pacífico, tal como se muestra a continuación:

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



Para esta misma ubicación convergen la totalidad de registros que corresponden al CT ID "40150742" por lo que no puede ser graficada la red BT de dicho centro de transformación.

De lo anterior, se evidencia que los registros de los centros de transformación que fueron presentados en el relevamiento de la distribuidora, muestran incongruencias.

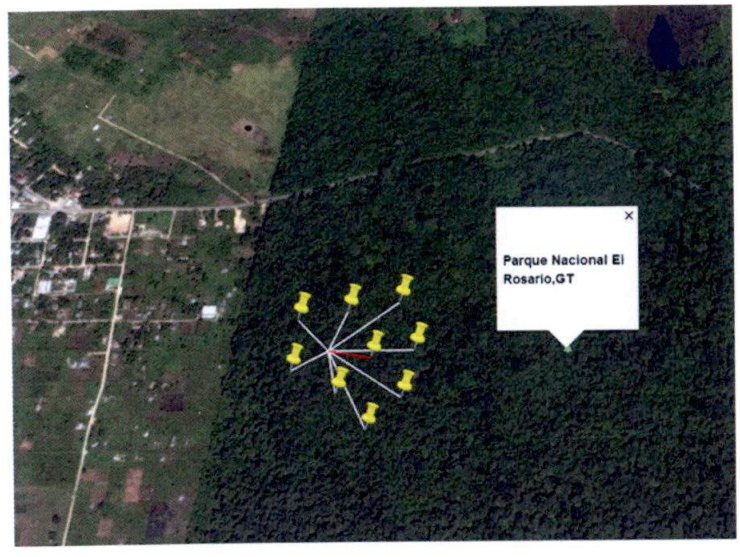
d. Los registros del centro de Transformación CT ID "40010763" aparecen distribuidos en diferentes localidades geográficamente distantes entre sí, por lo que no pueden ser de un único centro de transformación, tal como se muestra en la siguiente imagen:



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rojas
Secretaria General

e. Tomando en cuenta que la distancia entre los puntos más lejanos es de aproximadamente 1.7 kilómetros, para una red de BT, se considera que el servicio eléctrico puede ser ineficiente y no se puede garantizar que se cumplan con lo estipulado por las NTSD para regulación y caída de voltaje.

f. Los registros correspondientes al CT ID "40158066" al ser graficados en un mapa presentan inconsistencias ya que convergen en una zona protegida llamada "Parque Nacional El Rosario", así mismo, todos los registros asociados al mismo Centro de Transformación tienen la misma coordenada, tal como se puede observar en la siguiente imagen:

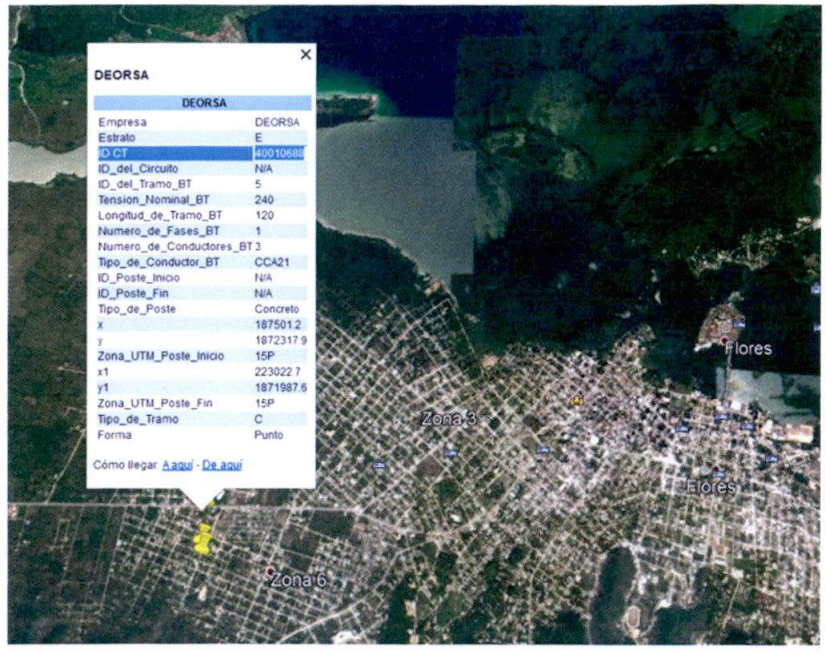


Lo anterior, evidencia que los registros de este CT presentan inconsistencias, ya que se observa duplicidad de la información en cuanto a que las coordenadas de dichos puntos son las mismas y se ubican en un área protegida.

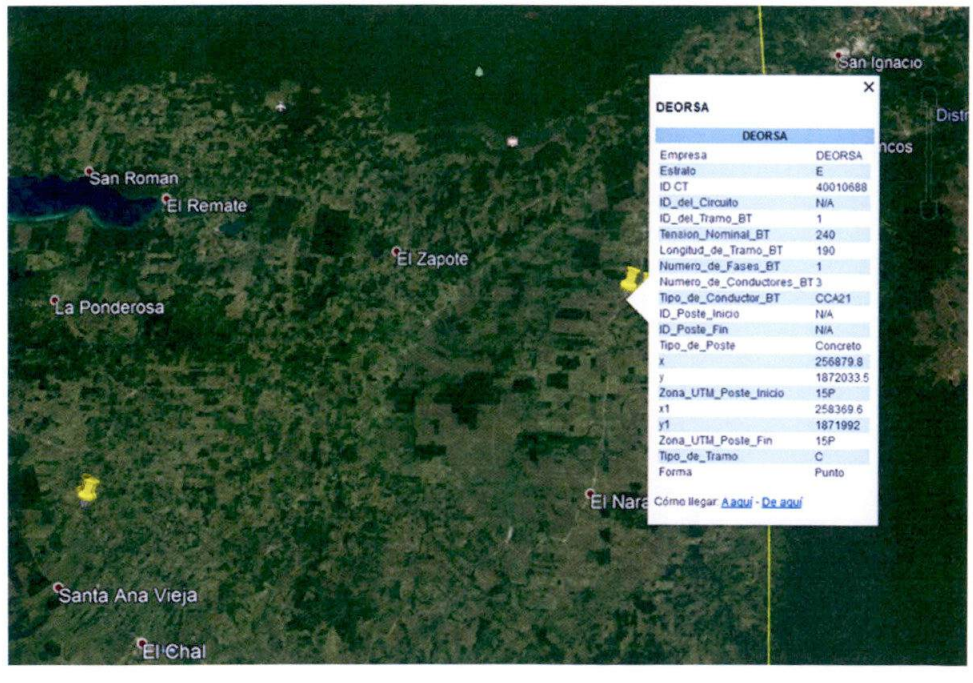
g. Los registros del CT ID "40010688" incluyen coordenadas que corresponden a diferentes localidades y al plotear en un mapa los registros informados por la distribuidora se puede observar que dichos puntos graficados corresponden a regiones distantes a los que realmente deberían ser.

En la siguiente imagen se muestran los puntos que corresponden a un grupo de coordenadas de la red de BT del CT ID "40010688" localizado en el municipio de San Benito, Petén:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



Al plotear la totalidad de los registros indicados por la Distribuidora en el archivo "2.m - i, ii y iii - Cantidades DR.xlsb" hoja "CircuitosBT2018", que corresponden al centro de transformación CT ID "40010688", se pudo observar que la red de BT asociada a este centro de trasformación tiene otros registros que se localizan en un área geográfica diferente a la mencionada anteriormente, tal como se muestra en la siguiente imagen:



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

De lo anterior, se evidencia que los datos de relevamiento reportados por la distribuidora son inconsistentes e incongruentes, pues para un centro de transformación la distancia total de la red de BT corresponde a la suma de varias redes de BT, de diferentes lugares, ubicados en regiones distintas, por lo que aumenta excesivamente la longitud total de la red de BT obtenida del muestreo asociado al centro de transformación CT ID "40010688". Esta misma inconsistencia se detectó en otros centros de transformación que la distribuidora reporta en los datos de relevamiento y evidencia la incongruencia de la información enviada por parte de la distribuidora.

h. Comparación de la información remitida por la Distribuidora y la información relevada por la CNEE: Dadas las inconsistencias encontradas en la información remitida por la Distribuidora en el archivo "2.m - i, ii y iii - Cantidades DR.xlsb", la CNEE procedió a realizar verificaciones en campo para varios centros de transformación, que presentaban longitudes extensas. A continuación se incluye el resumen de las mismas, el cual incluye las distancias en metros de las longitudes de red de BT informadas por la Distribuidora y las que se verificaron por parte de fiscalizadores de la CNEE en campo:

No. ID_CT	Longitud BT Informada por la Distribuidora	Longitud BT Verificada por CNEE	Diferencia Longitud BT	Diferencia Porcentual	Observación
40158066	2360	1616	744	46%	NCG*
40149567	2010	999	1011	101%	Excesivo
40163654	1780	1374	406	30%	NCG*
40155409	1740	0	1740		No Existe
40007601	1685	1609	76	5%	Dentro del Limite
40157838	1650	510	1140	224%	NCG*
40154940	1632	169	1463	866%	Excesivo
40155798	1580	624	956	153%	Excesivo
40014804	1575	202	1373	680%	NCG*
40010688	1560	633	927	146%	Excesivo

NCG*: No Coincide Geográficamente, se hizo el relevamiento del CT más cercano.

En la tabla anterior, se observa lo siguiente:

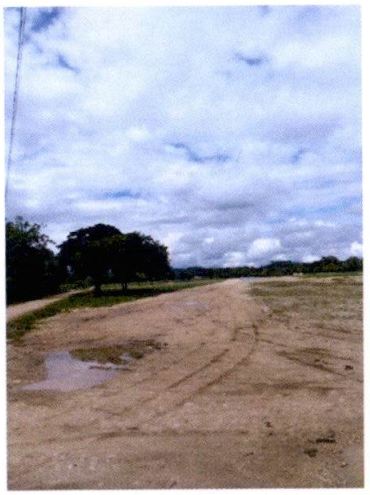
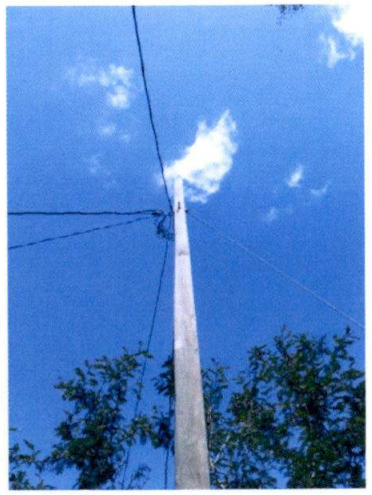
a. Un sobredimensionamiento de la red de BT en varios Centros de Transformación reportados por la Distribuidora.
b. Las verificaciones realizadas por parte de la CNEE confirman que las longitudes reales de los Centros de Transformación son mucho menores a las reportadas por la Distribuidora.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

De las fiscalizaciones efectuadas en campo por la CNEE, a manera de ejemplo del trabajo realizado, se obtuvieron las siguientes fotos:





De la documentación fotográfica se puede observar que la Distribuidora tiene una identificación denominada "Matricula" en la base de cada Centro de Transformación, y esta identificación no corresponde a la identificación reportada por la distribuidora para cada "CT" en la descripción de los CT presentados en el sorteo.

Cómo se puede observar, existen inconsistencias evidentes e información incorrecta y errónea 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, ni estadísticamente representativos, al haber sesgado la muestra a un sobredimensionamiento ficticio, para incrementar de forma deliberada la cantidad de instalaciones de Baja Tensión, mismas que no pueden ser aceptadas para establecer la cantidad de activos físicos que se requieren para el establecimiento del VNR, de acuerdo a lo establecido en el artículo 67 de la LGE y 82 del RLGE. Cabe resaltar, la inexplicable coincidencia en que, todos los errores e inconsistencias antes presentados, derivaron en incrementos a la cantidad de redes de Baja Tensión presentadas por el Consultor de la

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Marroquín Robles
Secretaria General

Distribuidora, con los correspondientes sobrecostos que esto implica.

Es importante agregar en este punto, que el Consultor de la Distribuidora indica en su informe tarifario presentado, haber mejorado la calidad de la información relevada y presentada en el informe anterior, indicando que ha incrementado la cantidad de Centros de Transformación relevados, mejorándose la precisión de los resultados obtenidos y extrapolados a la población. Sin embargo, al realizar la verificación de lo indicado en los archivos del modelo del cálculo, se determinó que el archivo de respaldo del relevamiento en cuestión (archivo Excel "2.m - i, ii y iii - Cantidades DR.xlsx"), no presenta adecuaciones, correcciones o mejoras, sino que corresponde al mismo archivo entregado en el informe anterior (G1), por lo que no existe sustento para lo indicado por el Consultor en su informe. Esta situación se suma a las preocupaciones, respecto a la fiabilidad de los resultados y argumentaciones presentadas en el Estudio Tarifario, ya que no se tiene la certeza de que lo que se indicó de forma escrita en los informes, corresponde realmente a lo que está contenido en las memorias de cálculo, de donde finalmente se obtiene los resultados y valores del VAD. Así mismo ante esta situación, se está realizando el análisis correspondiente y se ha abierto el expediente de investigación para determinar posibles implicaciones regulatorias.

Finalmente, es necesario resaltar la importancia que tiene el conocer la longitud real de la totalidad de la red de baja tensión de la Distribuidora 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, dado que el 92% de sus redes pertenece al Resto de Red –RDR-, y dada sus características (no están en damero) se debe mantener el trazo real y por consiguiente su longitud real, de acuerdo a lo establecido en los TdR y el referido artículo de la LGE.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 5.4.3.2. y artículos 60, 67 y 73 de la Ley General de Electricidad, articulo 82 del RLGE, se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora, con lo siguiente:

i. No haber descartado los resultados del relevamiento muestral realizado a la red de baja tensión por la Distribuidora para el cálculo del VNR, con el cual argumenta un injustificado crecimiento excesivo en la red de baja tensión. Como se ha demostrado, los resultados obtenidos, parten de un muestreo sin representatividad estadística, y la información de los relevamientos, presenta errores e inconsistencias, con una evidente falta de fiabilidad. Todo esto ha resultado por el incumplimiento reiterado de la Distribuidora a presentar la información y bases de datos de todos sus activos o redes de distribución de baja tensión.

ii. No haber utilizado, como máximo, los datos del relevamiento de baja tensión de los años 2008 y 2012 para el cálculo del VNR de la Distribuidora, es decir 450 metros/centro de transformación, de acuerdo al artículo 85 del RLGE.

iii. Al haber indicado en sus informes escritos haber realizado modificaciones y mejoras, pero se constató que en las memorias de cálculo no realizó ningún cambio; por lo que, se considera falso que se hayan realizado mejoras o cambios en a estas memorias de cálculo.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

9. 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 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.*"

Los TdR, en su numeral 5.4.1 establecen que: "*En todos los casos deberán cumplirse las siguientes condiciones:...*

e. La anualidad del VNR será calculada con el Factor de Recuperación de Capital definido en el numeral 5.10, para lo cual se utilizará la vida útil típica de instalaciones de distribución. Se considera para las Redes de Media Tensión una vida útil de 30 años; para la Red de Baja Tensión 25 años; para equipos de medición 20 años; para el equipamiento de protección y maniobra de Media y Baja Tensión una vida útil de 15 años y para sistemas informáticos, de información y comunicación una vida útil de 7 años...."

Por otra parte, los TdR 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.*"

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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."

No obstante lo especificado en los TdR y artículos de la Ley y su Reglamento anteriormente citados, al revisar el informe presentado por el Consultor de la Distribuidora, se ha determinado que en la selección del material del poste óptimo, no se han cumplido los principios de eficiencia, referentes a instalaciones económicamente adaptadas y económicamente dimensionadas para la prestación del servicio requerido, toda vez que se han introducido distorsiones en los análisis comparativos con las diferentes alternativas tecnológicas disponibles en el mercado y las tecnologías utilizadas actualmente por la Distribuidora. Esto se comprueba al observar que:

a. En su Informe G2, el Consultor de la Distribuidora ya no incluyó el archivo "DR_Postes MT y BT.xlsx" que había entregado con la versión original G1, en donde se podía observar que de un análisis económico el poste madera resultaba ser el económicamente adaptado para redes de media y baja tensión.
b. El Consultor de la Distribuidora utilizó un factor que reduce la vida útil de los postes de madera, con lo cual se introducen sobrecostos en la selección de material óptimo del poste, al requerir la sustitución de dichos postes con mayor frecuencia.

A continuación se presenta el análisis detallado de esta discrepancia:

ANÁLISIS:

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 en su documento de respuestas a las observaciones de la Resolución CNEE-229-2018 indicó lo siguiente:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Las distintas alternativas de soportes disponibles en Guatemala y sus características relevantes son:

- **Postes de hormigón armado vibrado o centrifugado:** este material presenta uniformidad dimensional, buena resistencia mecánica y elevada durabilidad. La utilización masiva de este material en el mercado redujo sus costos de adquisición y de instalación, así como los de sus herrajes, y por ser fabricado en el país no es necesario incurrir en costos de importación.
- **Postes de madera:** estos postes, si bien son más baratos que los de hormigón, a más de su menor vida útil (20 años) tienen el inconveniente de necesitar, para alcanzar la vida útil citada, más trabajo de mantenimiento, por mayor frecuencia de reaplomado (y consecuente retensado de riendas) debida a su menor sección de empotramiento, mayor tasa de reposición anticipada por roturas por accidentes o incendios, etc., tareas éstas que encarecen el costo total anual de los apoyos.

Para la comparación económica entre postes de concreto y de madera se acepta eliminar el concepto de reimpregnación de los postes de madera (inciso c y d de la observación de la CNEE) y

Por lo expuesto se propone respetar los porcentajes de cada tipo de poste resultantes de los relevamientos realizados en 2008 y 2012, porcentajes que prácticamente coinciden con los relevados por la CNEE.

DEORSA

		MT		BT	
		AUD	RdR	AUD	RdR
Relevamiento 2008 - 2012	% Madera	22%	49%	45%	53%
	% Concreto	78%	51%	55%	47%

De acuerdo a lo anterior, el Consultor de la Distribuidora propuso utilizar una mezcla de postes de concreto y madera de acuerdo a los relevamientos realizados durante los años 2008 y 2012. Para esta versión del informe G2, el Consultor de la Distribuidora ya no incluyó el archivo "DR_Postes MT y BT.xslx", que había entregado con la versión original G1, en donde se podía observar que de un análisis económico el poste de madera resultaba ser el económicamente adaptado para redes de media y baja tensión, ya que el mismo Consultor de la Distribuidora aceptó que los costos de reimpregnación no son aplicables a los postes de madera.

Cabe mencionar que el propio Consultor de la Distribuidora indicó que los datos de los relevamientos del 2008 y 2012 **prácticamente coinciden con los relevados por la CNEE realizados durante el 2018.**

b. En cuanto a la utilización de los postes de madera dentro del modelo de Unidades Constructivas del Consultor de la Distribuidora se pudo observar que en su informe indicó lo siguiente:

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Considerando que las vidas útiles, indicadas por la CNEE, son las que se reconocen para las instalaciones de MT y de BT con el fin de que la empresa recupere el costo de la inversión realizada, es necesario efectuar una modificación en el análisis del flujo de costo de capital que se va recuperando en cada tipo de poste.

De acuerdo a lo indicado por los técnicos de la empresa, los postes de madera tienen una duración estimada de 20 años, por lo que en el análisis a 30 años de los postes de MT y en el análisis a 25 años de los postes de BT, en el caso del poste de madera es necesario incorporar un nuevo poste en el año 21.

Lo anterior se puede verificar en la celda "AM5" hoja "Armados" dentro del archivo "Unidades Constructivas DR.xlsm" tal y como se ve en la siguiente imagen:

				Factor compensacion menor vida útil
MADERA				1,168
Total Materiales	Total MO	Total Montaje	Otros costos	COSTO TOTAL ARMADO
186,68	111,38	28,22	88,76	484,76
145,34	103,27	28,16	77,70	414,02
112,19	94,61	23,69	67,24	347,75
No se usa	No se usa	No se usa	No se usa	No se usa
No se usa	No se usa	No se usa	No se usa	No se usa
426,13	165,94	42,75	158,23	926,29
358,07	148,33	40,78	137,77	800,02
295,92	165,94	40,34	135,13	744,41
191,09	153,21	36,06	110,24	573,02
189,39	139,99	33,32	103,36	544,36
164,48	129,41	30,86	93,70	488,75

En relación a este tema se indica lo siguiente:

i. El Consultor de la Distribuidora, utilizó un factor que reduce la vida útil de los postes de madera, con lo cual se introducen sobrecostos en la selección de material óptimo del poste, al requerir la sustitución de dichos postes con mayor frecuencia. Sin embargo se constató en el mercado guatemalteco que los proveedores de postes de madera garantizan que estos postes tienen una vida útil de 25 años, lo cual invalida la necesidad de simular la sustitución de dichos postes y por ende de aplicar el factor de ajuste.

ii. La vida útil indicada en el numeral 5.4.1 de los TDRs de 30 años para media tensión y 25 años para baja tensión, vidas útiles que contemplan la mezcla de tecnologías disponibles para la construcción de redes eléctricas en Guatemala. Por lo cual, si se considera que los postes de madera pueden durar hasta 25 años, valor que es inferior a la vida útil reconocida en media tensión, en su contraparte el poste de hormigón puede durar más allá de los 30 años reconocidos en los TDRs, resultando así la vida útil indicada en los TDRs un promedio de ambas tecnologías. Para el caso de baja tensión, si la vida útil del poste de madera indicada por los proveedores guatemaltecos llegara a estar por debajo de la vida útil indicada en los TDRs, esto es compensado por la vida útil de los postes de concreto.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Derivado de lo anterior, es posible indicar que el criterio del Consultor de la Distribuidora referente a la utilización de un factor que "trata de igualar" la vida útil de los postes de madera a los postes concreto, es inconsistente con sus propios cálculos e incongruente con los criterios de construcción y selección óptima de postes que se evidencian en la red de la Distribuidora; también es incongruente con los volúmenes de compra real de postes y con las condiciones de ruralidad de la mayor parte de sus instalaciones.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento a los numerales 5.2 y 5.4.7 de los TdR, 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 discrepa con el Consultor de la Distribuidora dado que se introdujeron distorsiones en los análisis comparativos con las diferentes alternativas tecnológicas disponibles en el mercado y las tecnologías utilizadas actualmente por la Distribuidora al:

a. En su Informe G2, el Consultor de la Distribuidora ya no incluyó el archivo "DR_Postes MT y BT.xlsx" que había entregado con la versión original G1, en donde se podía observar que de un análisis económico el poste madera resultaba ser el económicamente adaptado para redes de media y baja tensión.

b. El Consultor de la Distribuidora utilizó un factor que reduce la vida útil de los postes de madera, con lo cual se introducen sobrecostos en la selección de material óptimo del poste, al requerir la sustitución de dichos postes con mayor frecuencia, ya que la vida útil media establecida en los TdR para redes de baja tensión se compensa entre instalaciones que tienen una mayor vida de duración (conductores y postes de concreto, por ejemplo), por lo que es un error conceptual querer adicionar un factor de reducción de vida útil a cada tipo de material, de ser así tendría que agregar un factor de aumento para aquellos que tienen una vida útil mayor, es por esto que los TdR definen valores medios de aplicación general para cada tipo de instalación.

10. Tipos de apoyos utilizados en el diseño de las redes de distribución

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 sus artículos 82 y 83, establece que:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"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. "

"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 del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con el numeral 5.3.2 de los TdR, y los artículos 67 y 73 de la LGE, al utilizar en el cálculo del VNR, un material con características superiores a las requeridas para prestar el mismo servicio que se requiere, y por supuesto con un costo mayor, no solo del tipo o clase de material que utiliza para la construcción de sus redes en la realidad, sino al que puede ser determinado como óptimo y eficiente calculado con parámetros correctos; así mismo, limita el análisis de otras alternativas o materiales que pueden prestar el mismo servicio para el que se requiere, de acuerdo a lo establecido en el artículo 67 de la LGE. Por lo que, lo propuesto se considera ineficiente e incumple con lo establecido en los TdR.

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumplen con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no correspondían a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, derivado que el Consultor de la Distribuidora, no presentó cálculos correctos, obviando factores e incumpliendo con las NTDOID; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden al diseño de una red dimensionada económicamente y que la misma sea económicamente adaptada, al utilizar las tecnologías económicas disponibles en el mercado, correspondiente a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE.

De los artículos anteriores, es posible comentar que, la CNEE está plenamente facultada para determinar si los costos propuestos para su traslado a tarifas son, a su criterio, adecuados o excesivos. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANALISIS

Luego de la revisión del tipo de apoyo utilizado para las redes de Media y 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 observó el sobredimensionamiento en la clase de los postes que incluye en este tipo de unidades constructivas, datos que provienen de la hoja "Datos relevamiento", tal y como se muestra a continuación:

a. Clase de apoyos para redes de Baja Tensión

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	-	33%				-	44%			
Po 30' C 750	300	-	67%	100%	100%	100%	-	56%	100%	100%	100%
Po 30' C 500	200	-					-				

		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	33%					44%				
Po 30' C 1000	400		33%	33%				44%			
Po 30' C 750	300	67%	67%	67%	100%	100%	56%	56%	100%	100%	100%
Po 30' C 500	200										

b. Clase de apoyos para redes de Media Tensión

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Apoyos en Media Tensión

		Trifásicas									
		URBANA					RURAL				
		4/0	3/0	2/0	1/0	#2	4/0	3/0	2/0	1/0	#2
Clase	Rotura [daN]	UT4/0	UT3/0	UT2/0	UT1/0	UT2	RT4/0	RT3/0	RT2/0	RT1/0	RT2
Po 35' C 3500	1500	73%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Po 35' C 3000	1300	0%	73%	73%	0%	0%	55%	0%	0%	0%	0%
Po 35' C 2500	1100	0%	0%	0%	73%	0%	0%	55%	55%	0%	0%
Po 35' C 2000	800	0%	0%	0%	0%	73%	0%	0%	0%	55%	0%
Po 35' C 1500	600	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	55%
Po 35' C 1000	400	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Po 35' C 750	300	27%	27%	27%	27%	27%	45%	45%	45%	45%	45%

		Monofásicas									
		URBANA					RURAL				
		4/0	3/0	2/0	1/0	#2	4/0	3/0	2/0	1/0	#2
Clase	Rotura [daN]	UM4/0	UM3/0	UM2/0	UM1/0	UM2	RM4/0	RM3/0	RM2/0	RM1/0	RM2
Po 35' C 3500	1500	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Po 35' C 3000	1300	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Po 35' C 2500	1100	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Po 35' C 2000	800	73%	73%	0%	0%	0%	55%	0%	0%	0%	0%
Po 35' C 1500	600	0%	0%	73%	73%	73%	0%	55%	55%	55%	0%
Po 35' C 1000	400	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	55%
Po 35' C 750	300	27%	27%	27%	27%	27%	45%	45%	45%	45%	45%

De lo anterior se pudo determinar que el Consultor de la Distribuidora propuso:

a. Para redes de Baja Tensión: la utilización de una clase de poste para el diseño "óptimo" del 94% de las redes de baja tensión.
b. Para redes de Media Tensión: la utilización de dos clases de poste para el diseño "óptimo" por calibre del 100% de las redes de media tensión.

Por otro lado, al analizar la verificación que realizó el Consultor de la Distribuidora en el archivo "DR_Verificación de los apoyos.xlsx", hojas "Verificación BT" y "Verificación MT" en las celdas C6 y D6, **la fórmula utilizada, calcula la carga de rotura sin descontar el factor "2" que ya tienen incluidos los postes que se publicaron en las resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018,** tal como se observa a continuación:

C6 =EXTRAE(C3;10;4)*0.4536*9.81/10

	A	B	C	D
1	Apoyos de alineación	Unid.	Zona	
2			Urbana	Rural
3	**Poste**		**Po 30' C 1500**	**Po 30' C 750**
4	Altura total	m	9.14	9.14
5	**Altura útil**	m	**7.73**	**7.73**
6	Carga de rotura	daN	667.5	333.7

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Al respecto el Consultor de la Distribuidora en sus respuestas a las observaciones emitidas por la CNEE mediante la Resolución CNEE-229-2018, indicó lo siguiente:

> 2) Dado que el listado de precios de postes homologados por la CNEE los califica, tanto para madera como para concreto, por "clase", clase que para postes de madera (ANSI 05.1) refiere a su carga de rotura (carga a la que se alcanza la máxima tensión admisible en las fibras de la madera), hemos dado por sentado que hay coherencia en la designación de los materiales, y que lo mismo aplica a los de concreto, vale decir que la carga en daN indicada corresponde a su carga de rotura, y más cuando no hay indicación alguna de coeficientes de seguridad considerados ni referencia alguna a norma que los especifique.

Con relación a lo anteriormente indicado por el Consultor de la Distribuidora es necesario referir que:

a. En Guatemala los postes son diseñados y fabricados, incluyendo un factor de seguridad (o resistencia) igual a 2, por lo que, en sus denominaciones comerciales a este tipo de poste se les denomina con una "Clase" que ya tiene un factor de seguridad 2, por lo que comercialmente en el nombre de la Clase, su denominación es exactamente la mitad, de la capacidad de rotura del poste, esto es un factor plenamente conocido en el mercado guatemalteco, y resulta incongruente que el Consultor de la Distribuidora, después de contar con muchos años de trabajo en Guatemala, indique desconocer dicho factor, y más aún que la Distribuidora en pleno conocimiento ratifique tal situación. Por lo que este factor adicional utilizado comercialmente en la denominación de las Clases de postes en Guatemala, debe ser considerado para determinar la capacidad de esfuerzo último en la punta. 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, lo cual es de pleno y extenso conocimiento de la Distribuidora; por lo que, cuando el Consultor de la Distribuidora no utiliza dicho factor en sus cálculos para determinar la capacidad de esfuerzo ultimo del poste, de forma errada duplica la clase de poste que se requiere sobredimensionando la clase de postes que está proponiendo utilizar, y por consiguiente los costos del VNR. Vale la pena indicar que los factores de seguridad ya están considerados en las NTDOID, y el uso comercial de este factor no corresponde a la norma antes indicada, por lo que para la determinación del esfuerzo último que soporta el poste debe inequívocamente multiplicarse la clase nominal del poste por dos.

b. Para corroborar lo anterior la CNEE ha realizado consultas con fabricantes de postes de concreto del mercado guatemalteco, quienes han confirmado lo expuesto en el inciso anterior, lo cual es de pleno conocimiento de la Distribuidora, por lo que, causa extrañeza la argumentación presentada. A continuación, se muestran algunas imágenes de las **fichas técnicas de dichos fabricantes donde claramente se observa la inclusión de dicho factor**:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

i. POSCRET SA:

Poscret, S.A.

FABRICA DE POSTES DE CONCRETO CENTRIFUGADO

Home

Quiénes Somos

Productos y Servicios

Boletines Técnicos

Contáctenos

POSTES AUTOSOPORTADOS.

Caracteristicas fisicas de los postes de concreto centrifugado pretensado segun normas COGUANOR-001, Empresa Electrica de Guatemala, INDE y otras.

LONGITUD EN METROS	Ø EN MM PUNTA	Ø EN MM BASE	PESO Kg / LBS*100	RESISTENCIA (FS = 2)	EMPOTRAMIENTO METROS
10.67	210	370	10/22	1000	segun suelo
10.67	210	370	10.2/22.5	1500	segun suelo
10.67	210	370	10.4/23	2000	segun suelo
10.67	210	370	10.6/24	2500	segun suelo
12.2	210	393	13.2/29	1000	segun suelo
12.2	210	393	13.4/29.5	1500	segun suelo
12.2	210	393	14/31	2500	segun suelo
12.2	275	458	21.8/48	3000	segun suelo
12.2	275	458	22/48.5	3500	segun suelo
12.2	275	458	22.7/50	4000	segun suelo
13.72	210	416	17.7/39	1000	segun suelo
13.72	210	416	18.2/40	1500	segun suelo
13.72	210	416	18.6/41	2000	segun suelo
13.72	275	481	25.5/56	2500	segun suelo
13.72	275	481	26/57	3000	según suelo
13.72	275	481	26.4/58	3500	según suelo
13.72	275	481	26.8/59	4000	según suelo

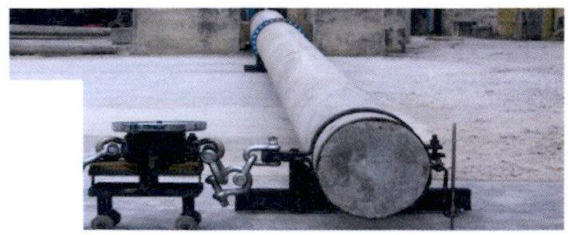
ii. ASAF

ASAF

Inicio Nosotros Productos y Servicios Contacto

Proveemos Soluciones

Conozca nuestros servicios y productos



Postes

De Concreto

Postes de concreto de 8 a 36 metros. Fabricados bajo normas ASTM y COGUANOR.

Postes Auto soportados, clase 1000 hasta 14000 libras, con factor de seguridad 2.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rojas
Secretaria General

iii. ATLAS

POSTES DE DISTRIBUCION Y TELEFONIA

LONGITUD METROS	DIAMETRO EXTERIOR CENTIMETROS		PESO LIBRAS W	MTS.	RESISTENCIA DE DISEÑO FACTOR DE SEGURIDAD 2 A 1 lbs.
	PUNTA	BASE			
6.50	12.0	21.7	600	1.15	300
8.00	16.5	28.5	1,250	1.30	500
9.00	16.5	30.0	1,400	1.40	500
9.14	16.5	30.2	1,450	1.40	500
10.60	16.5	32.5	2,100	1.56	500
12.00	16.5	34.5	2,400	1.70	750
12.19	16.5	34.8	2,500	1.72	750
13.70	16.5	37.0	3,600	1.87	1,000

iv. CIFA

CIFA
PREFABRICANDO EL FUTURO

Postes Cifa

Ficha Técnica

Descripción

Nuestros postes de concreto son elementos estructurales auto-sustentados, pretensados y centrifugados, reforzados con acero de alta resistencia.



Características Generales

Su elaboración contempla un proceso de centrifugado que nos permite obtener resistencias promedio de 7,000 psi en el concreto y un acero de refuerzo pretensado ULBON de ultra alta resistencia de grado 180 y 210.

Dicho diseño permite su utilización para distribución de energía, iluminación, telefonía o cable según los parámetros establecidos por cada cliente o empresa.

El desempeño estructural real de los postes supera ampliamente la clase de resistencia a flexión a la que pertenecen según el diseño y los ensayos de trabajo y de ruptura que se efectúan como parte del control de calidad periódico que se tiene.

Para el desarrollo de nuestros postes, contamos con amplias instalaciones, moderno equipo, la experiencia de más de 25 años y la certificación de ISO 9001 en la fabricación de postes.

Características Específicas

Tensión de ruptura no menor de 200 Kf Clase 300 kgf (750 lb)

Conicidad de 1.5 cm / m de longitud

Flecha menor al 3% bajo carga al 40%

Fy acero de refuerzo superior a 70,000 psi

Recubrimiento mínimo de 20 mm

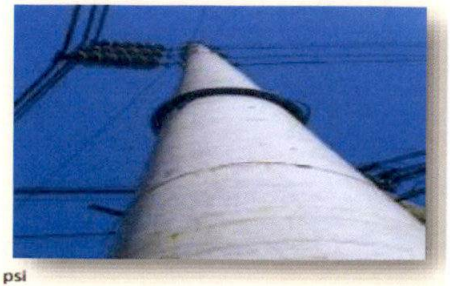
Dos perforaciones de diámetro mínimo de 2 cm o según requerimientos

Pueden ser marcados al centro de gravedad

Pueden ser marcados en la línea de empotramiento.

Concreto según standares internacionales con resistencia promedio de 7,000 psi

El poste tiene un factor mínimo de seguridad 2



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

c. Las fichas técnicas mostradas, corroboran la característica de diseño de un factor de seguridad igual a 2 para los postes de concreto fabricados y comercializados en Guatemala y reconocidos en el listado de valores eficientes aprobados por la CNEE para el presente estudio. Con vista en la información anteriormente expuesta, es posible indicar que la omisión de descontar el factor de seguridad de los postes igual a dos dentro de sus cálculos, es una inconsistencia que induce al sobredimensionamiento de las instalaciones de la Distribuidora.

Derivado de lo anterior, es posible indicar que la propuesta del Consultor de la Distribuidora referente a la utilización de postes clase 750, como mínimo, para las redes de baja y media tensión, no corresponde a cálculos técnicos acordes a las características mecánicas del poste, el calibre del conductor y el vano implicado, de acuerdo con lo establecido en las NTDOID, lo cual genera un sobredimensionamiento ficticio en sus cálculos, resultando en sobrecostos que se consideran ineficientes y excesivos y no pueden ser considerados para el establecimiento del VNR óptimamente dimensionado, económicamente adaptado y justificado para prestar el servicio que se requiere, de acuerdo a los artículos 67 y 73 de la LGE.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 5.3.2, a las NTDOID, 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 discrepa con el Consultor de la Distribuidora por:

a. Incumplir con el numeral 5.3.2 de los TdR y lo establecido en los artículos 67 y 73 de la LGE, al limitar las opciones constructivas de sus redes, utilizando solamente una clase de poste (al 92% del total de las redes de baja tensión) y dos clases de postes por calibre (para redes de media tensión), por lo que la propuesta presentada no es económicamente dimensionada para prestar el servicio que se requiere, de acuerdo a lo establecido en el artículo 67 de la LGE, y por lo tanto no puede considerarse como un diseño eficiente y óptimo de la red de distribución, para la determinación del VNR.

b. Incumplir con el numeral 5.3.2 de los TdR, NTDOID y lo establecido en los artículos 67 y 73 de la LGE, al no utilizar en las UUCC de redes de media y baja tensión postes económicamente adaptados para prestar el servicio que se requiere, ya que no considera que los postes fabricados y comercializados en Guatemala incluyen un factor mínimo de seguridad (o resistencia) de 2, por lo que se determinó que los cálculos presentados incumplen con lo establecido con las NTDOID, al aplicar factores de seguridad adicionales que no están contenidos ni establecidos en dicha norma.

11. 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.*

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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."

No obstante lo indicado en los TdR y artículos citados anteriormente, al revisar el informe presentado por el Consultor de la Distribuidora, se determinó que se incumplió lo indicado en los TdR referente a que para cada Unidad Constructiva deberá calcularse la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar, apartándose de los principios de eficiencia que establecen que las instalaciones cuyos costos se reconozcan en tarifas,

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

deben corresponder a instalaciones económicamente adaptadas y óptimamente dimensionadas para prestar el servicio que se requiere.

Lo anterior se comprueba al observar que:

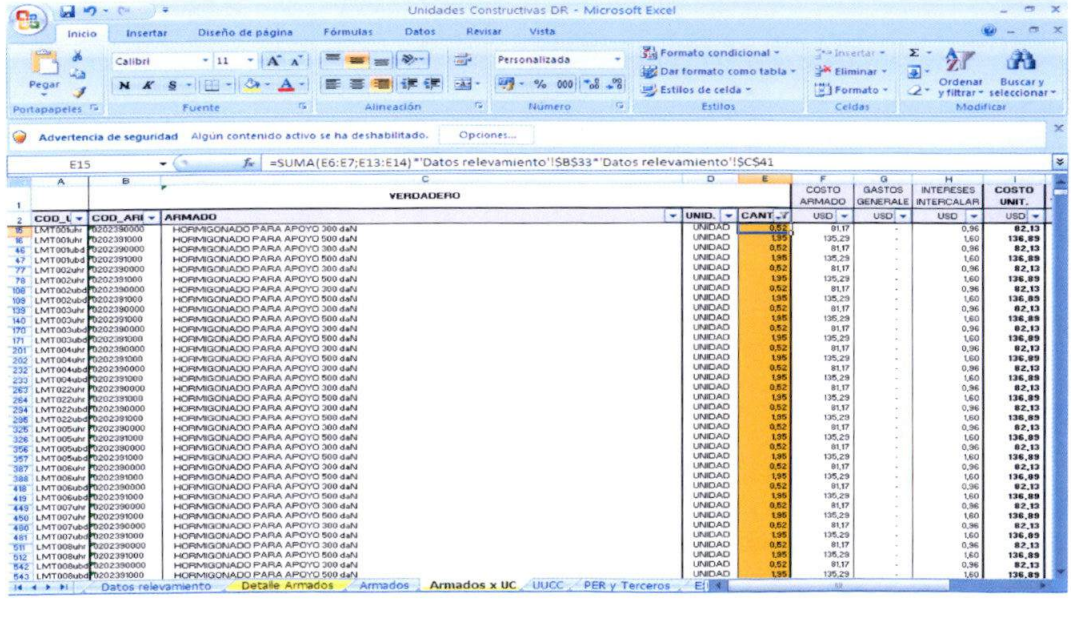
a. En el modelo de cálculo del Consultor de la Distribuidora hay inconsistencias referentes a la duplicación de cimentaciones para algunas clases de postes.
b. Se propone el reconocimiento de sobredimensionamiento de las instalaciones de distribución, al plantear estructuras (postes), con cimentación y retenidas al mismo tiempo, cuando técnicamente es evidente que las cimentaciones son activos sustitutivos de las retenidas, es decir, en el caso extremo, en el que no se puedan utilizar retenidas, se utiliza la cimentación en los postes, ya que esta tiene mayores costos.
c. Los valores de postes con cimentación, se consideran excesivos, toda vez que lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora difiere ampliamente con los resultados de verificaciones de campo realizadas por CNEE, donde se encontró que el 1% de la postación de la distribuidora cuenta con cimentación.

El análisis detallado de esta discrepancia se muestra a continuación:

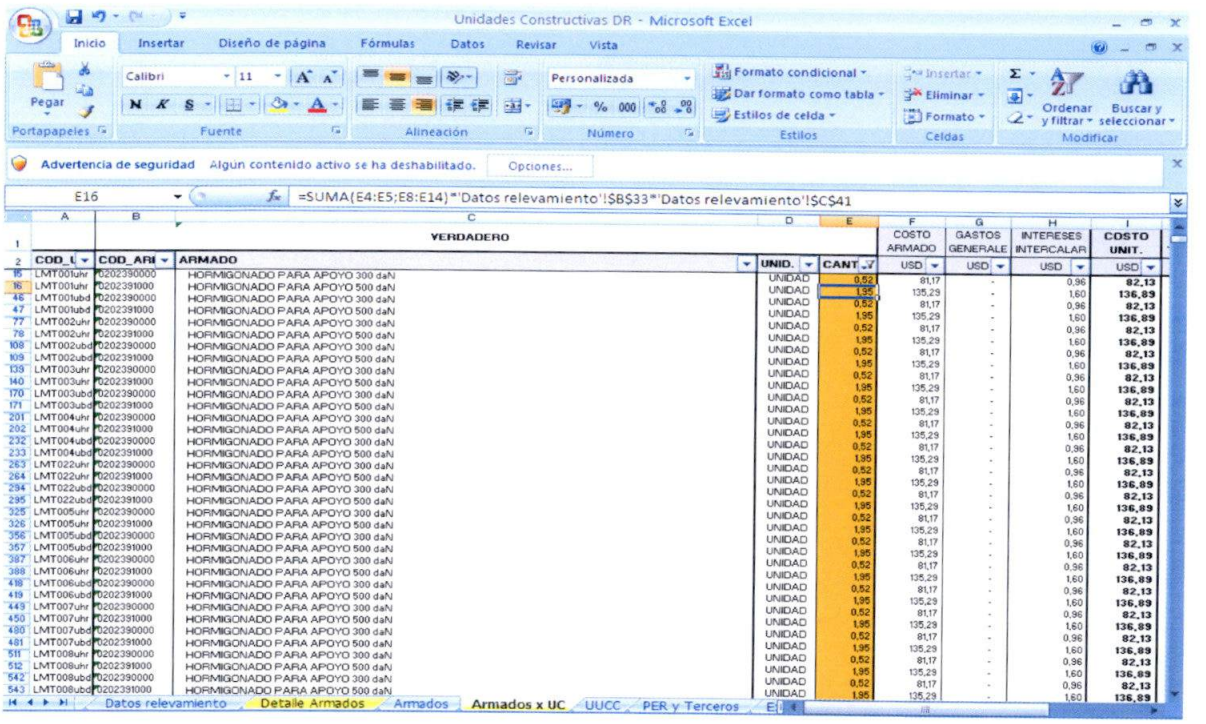
ANÁLISIS:

a. Las cimentaciones son trabajos sustitutivos de las retenidas, es decir, dado el caso en que no sea posible utilizar retenidas se utiliza la cimentación, pues la mayoría de suelos en Guatemala tienen alta capacidad portante como para no requerir cimentaciones.

   Al analizar las fórmulas de "HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN" y "HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN" en el archivo "Unidades Constructivas DC", hoja "Armados x UC" surge una inconsistencia, la cual se muestra a continuación en las celdas E15 y E16:



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Robles
Secretaria General

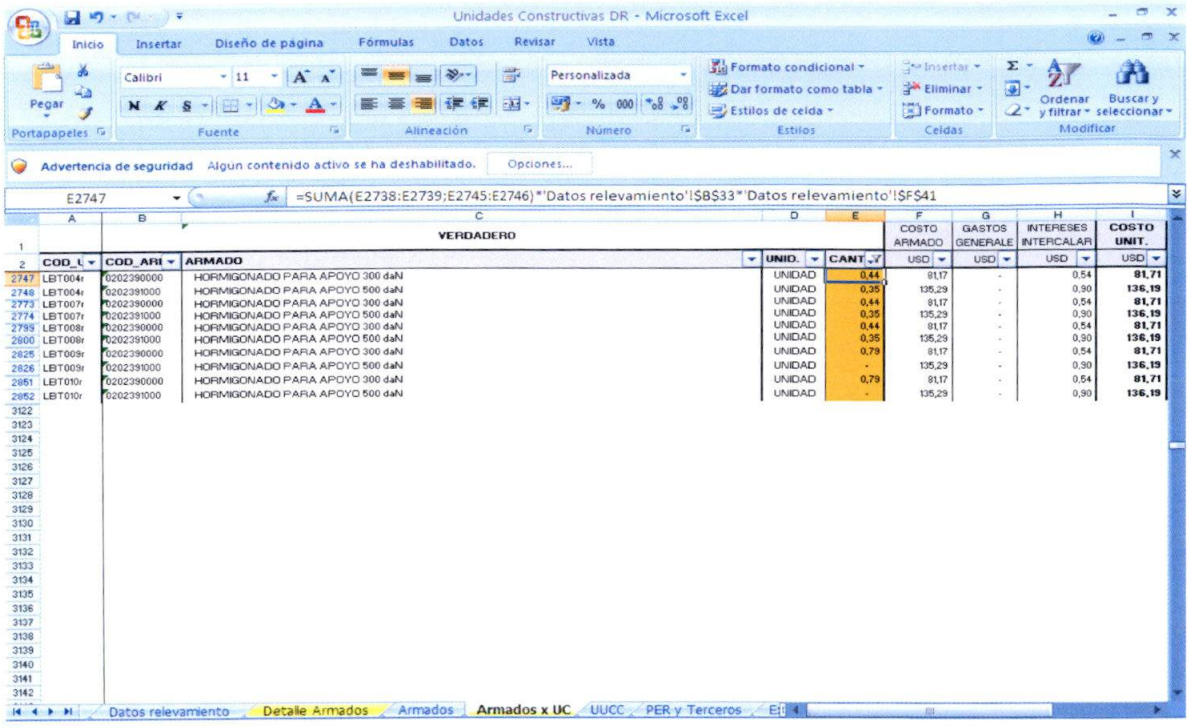


De las imágenes anteriores podemos verificar que el valor de cimentaciones es aplicado dos veces para los siguientes postes (para este ejemplo son las celdas E13 y E14):

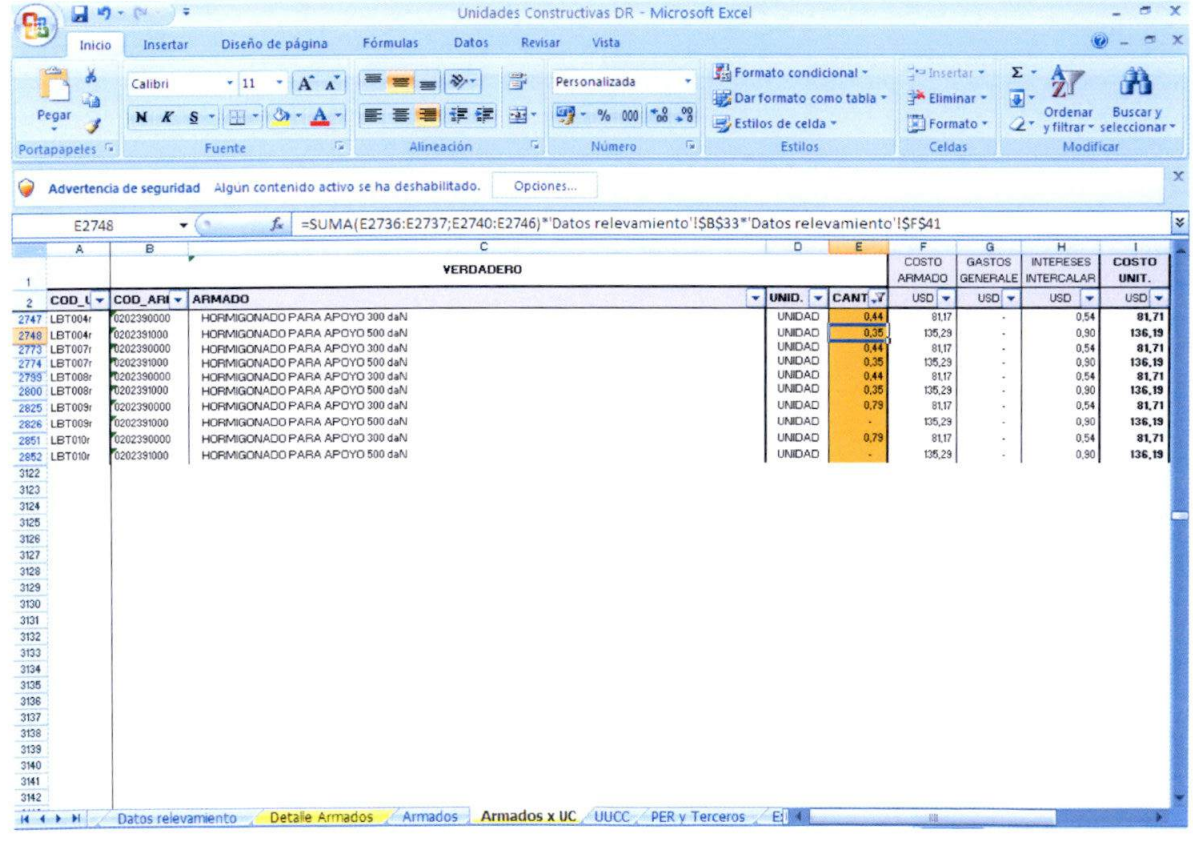
0202305000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 1000
0202310000	POSTE HORMIGÓN PRETENSADO CENTRIFUGADO O VIBRADO 10.5 m CLASE 750

Este error persiste para todas las unidades constructivas de media y baja tensión, donde se utilicen los armados "HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN" y "HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN", como lo muestran las siguientes imágenes, donde la duplicación para el siguiente ejemplo se origina por las celdas E2745 y E2746:

COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



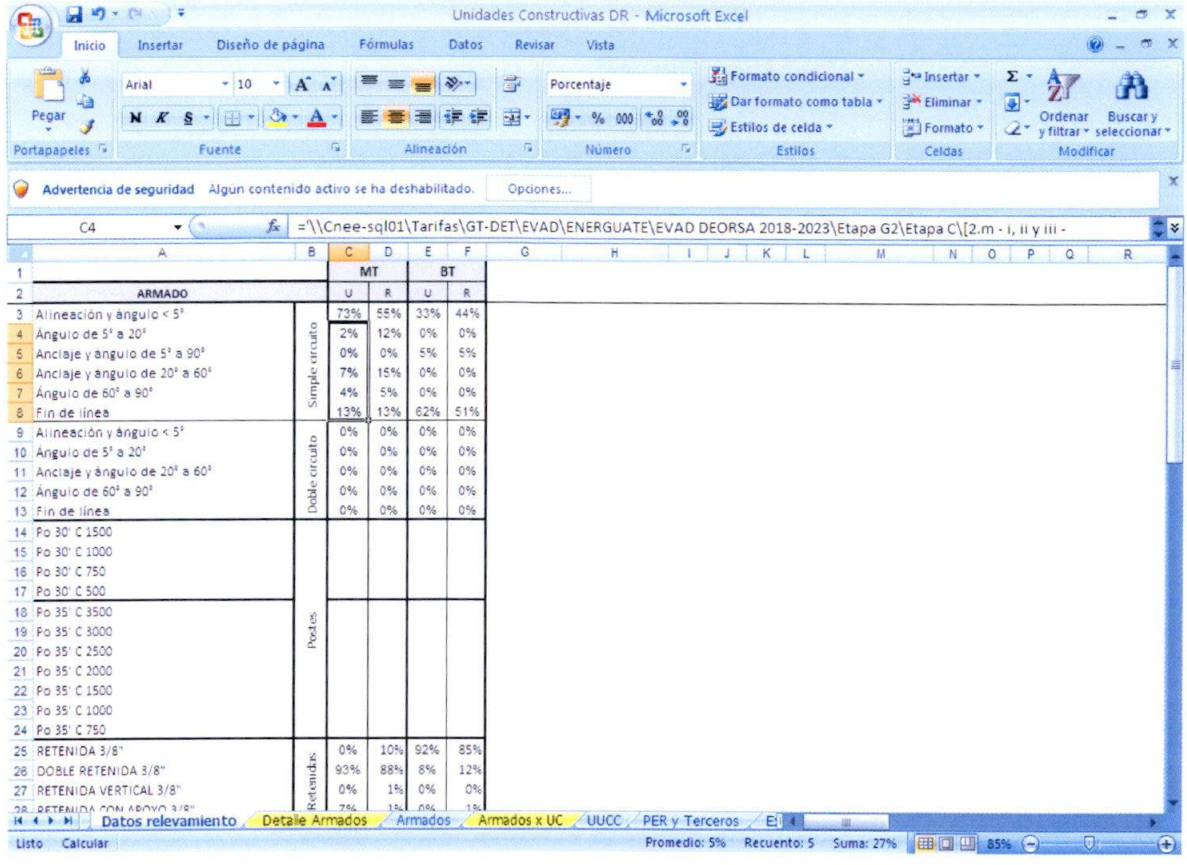
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1			VERDADERO			COSTO ARMADO	GASTOS GENERALE	INTERESES INTERCALAR	COSTO UNIT.
2	COD_U	COD_ARI	ARMADO	UNID.	CANT	USD	USD	USD	USD
2747	LBT004r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	0,44	81,17	-	0,54	**81,71**
2748	LBT004r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	0,35	135,29	-	0,90	**136,19**
2773	LBT007r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	0,44	81,17	-	0,54	**81,71**
2774	LBT007r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	0,35	135,29	-	0,90	**136,19**
2799	LBT008r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	0,44	81,17	-	0,54	**81,71**
2800	LBT008r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	0,35	135,29	-	0,90	**136,19**
2825	LBT009r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	0,79	81,17	-	0,54	**81,71**
2826	LBT009r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	-	135,29	-	0,90	**136,19**
2851	LBT010r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	0,79	81,17	-	0,54	**81,71**
2852	LBT010r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	-	135,29	-	0,90	**136,19**



	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1			VERDADERO			COSTO ARMADO	GASTOS GENERALE	INTERESES INTERCALAR	COSTO UNIT.
2	COD_U	COD_ARI	ARMADO	UNID.	CANT	USD	USD	USD	USD
2747	LBT004r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	0,44	81,17	-	0,54	**81,71**
2748	LBT004r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	0,35	135,29	-	0,90	**136,19**
2773	LBT007r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	0,44	81,17	-	0,54	**81,71**
2774	LBT007r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	0,35	135,29	-	0,90	**136,19**
2799	LBT008r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	0,44	81,17	-	0,54	**81,71**
2800	LBT008r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	0,35	135,29	-	0,90	**136,19**
2825	LBT009r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	0,79	81,17	-	0,54	**81,71**
2826	LBT009r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	-	135,29	-	0,90	**136,19**
2851	LBT010r	0202390000	HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN	UNIDAD	0,79	81,17	-	0,54	**81,71**
2852	LBT010r	0202391000	HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN	UNIDAD	-	135,29	-	0,90	**136,19**

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

b. La forma de calcular los hormigonados por el Consultor de la Distribuidora es un error técnico y conceptual, ya que como se mencionó en párrafos anteriores, los hormigonados son trabajos sustitutos de las retenidas, por lo cual la fracción que se debió fijar para su modelo debió considerar la utilización de las retenidas, éstas últimas son instaladas en aquellos puntos de la línea donde se genera un desequilibrio de esfuerzos mecánicos en los postes. La utilización de las retenidas, se muestra en la hoja "Datos relevamiento" del archivo "Unidades Constructivas DR":



		MT		BT	
ARMADO		U	R	U	R
Alineación y ángulo < 5°	Simple circuito	73%	55%	33%	44%
Ángulo de 5° a 20°	Simple circuito	2%	12%	0%	0%
Anclaje y ángulo de 5° a 90°	Simple circuito	0%	0%	5%	5%
Anclaje y ángulo de 20° a 60°	Simple circuito	7%	15%	0%	0%
Ángulo de 60° a 90°	Simple circuito	4%	5%	0%	0%
Fin de línea	Simple circuito	13%	13%	62%	51%
Alineación y ángulo < 5°	Doble circuito	0%	0%	0%	0%
Ángulo de 5° a 20°	Doble circuito	0%	0%	0%	0%
Anclaje y ángulo de 20° a 60°	Doble circuito	0%	0%	0%	0%
Ángulo de 60° a 90°	Doble circuito	0%	0%	0%	0%
Fin de línea	Doble circuito	0%	0%	0%	0%
Po 30' C 1500	Postes				
Po 30' C 1000	Postes				
Po 30' C 750	Postes				
Po 30' C 500	Postes				
Po 35' C 3500	Postes				
Po 35' C 3000	Postes				
Po 35' C 2500	Postes				
Po 35' C 2000	Postes				
Po 35' C 1500	Postes				
Po 35' C 1000	Postes				
Po 35' C 750	Postes				
RETENIDA 3/8"	Retenidas	0%	10%	92%	85%
DOBLE RETENIDA 3/8"	Retenidas	93%	88%	8%	12%
RETENIDA VERTICAL 3/8"	Retenidas	0%	1%	0%	0%
RETENIDA CON APOYO 3/8"	Retenidas	7%	1%	0%	3%

De la imagen anterior podemos observar que, para las redes de simple circuito en Media Tensión Urbano, el porcentaje de cambio de ángulo en 1 km de red resultan en un total de 27% (suma de las celdas C4:C8), siendo este dato el universo total de retenidas en 1km de red respecto de los apoyos (postes); también se puede observar que la composición de las retenidas para este tipo de red simple circuito en MT urbano es de:

RETENIDA 3/8"	Retenidas	0%
DOBLE RETENIDA 3/8"		93%
RETENIDA VERTICAL 3/8"		0%
RETENIDA CON APOYO 3/8"		7%

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Lo anterior suma un total de 100%, para las distintas variaciones de retenidas, las cuales, siguiendo con el ejemplo, el Consultor las aplicó para el 27% del total de los apoyos.

El señalamiento en este punto es que, el porcentaje de aplicación de cimentaciones (hormigonados) debió ser tomada en cuenta dentro del total de retenidas que aplican al 27% de todos los apoyos por kilómetro.

Tomando en cuenta que las retenidas y las cimentaciones son sustitutivas entre sí, al aplicar a un porcentaje de estructuras con cimentaciones la cantidad de retenidas debió reducirse en la misma proporción la cantidad de cimentaciones (es decir, si el poste tenía cimentación no debió haber contemplado retenida); sin embargo, en las memorias de cálculo enviadas en la etapa G2 no se apreció dicha reducción. Por lo tanto, si el Consultor de la Distribuidora indicó que el 27% de las estructuras tenían retenidas (del universo total de instalaciones (postes)), y argumentó que el 18.9% tenía cimentación (del universo total de instalaciones (postes)), entonces la cantidad de retenidas debió ser reducida a 8.1% del total de las instalaciones (postes).

c. Adicionalmente, la CNEE requirió la utilización de un 1% de cimentaciones en el total de la red de la distribuidora, porcentaje obtenido de los relevamientos realizados por la CNEE, relevamientos que el mismo Consultor en la observación de la cantidad de postes de concreto y madera, indicó que los datos prácticamente coinciden con los relevamientos realizados por la Distribuidora en los años 2008 y 2012. Por lo tanto en las instalaciones de la Distribuidora, el 26% del total de las instalaciones debió reconocerse con retenida y un 1% con cimentación, para así alcanzar el 27% de instalaciones que requieren de equilibrio de esfuerzos mecánicos.

   El ejercicio anterior debió haberse aplicado para las instalaciones de media tensión rural y baja tensión urbanas y rurales.

d. A continuación se muestran imágenes de los relevamientos realizados por la CNEE, donde se determinó el uso escaso de dichas cimentaciones, tal y como se puede observar en las instalaciones de la Distribuidora:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rojas
Secretaria General







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 UUCC 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.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 reconocer activos inexistente y 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.

DISCREPANCIA:

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 ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora, en virtud de lo siguiente:

a. Incluir en su modelo de cálculo la duplicación del valor de cimentaciones para las unidades constructivas de media y baja tensión, donde se utilicen los armados "HORMIGONADO PARA APOYO 500 daN" y "HORMIGONADO PARA APOYO 300 daN".
b. Plantear en su modelo de cálculo el reconocimiento de sobredimensionamiento de las instalaciones de distribución, al plantear estructuras (postes), con cimentación y retenidas al mismo tiempo, cuando técnicamente es evidente que las cimentaciones son activos o instalaciones sustitutas de las retenidas, es decir, en el caso en que no sea posible instalar retenidas, se utiliza la cimentación como solución constructiva a un mayor costo.
c. **No aplicar** como máximo 1% de cimentaciones en la totalidad de la red de acuerdo a lo establecido en el los artículos 67 de la LGE y 83 del RLGE.

12. 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 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.*"

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.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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."

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 considerar lo indicado en TdR y en los artículos anteriormente citados, se evidencian los principios de eficiencia que deben reflejarse en los costos trasladados a tarifas, los cuales deben corresponder a instalaciones económicamente adaptadas y óptimamente dimensionadas para la prestación del servicio que se requiere. Con base en ello se consideró que lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora en su informe G1, referente a los tiempos de montaje, no correspondía a costos eficientes, y adicionalmente no demostró que los recursos requeridos para los tiempos de montaje propuestos, mejoraran la eficiencia global de las actividades de construcción, por lo que se requirió al Consultor de la Distribuidora utilizar en este rubro los valores resultantes de la revisión tarifaria anterior.

No obstante lo indicado, el Consultor de la Distribuidora, no aplicó lo requerido por CNEE, y reiteró en su modelo de cálculo (archivos Excel remitidos adjuntos a su informe), los valores presentados en su informe G1, aunque en el texto de su informe G2 refirió haber realizado las modificaciones requeridas por CNEE, lo cual puede inducir a un error al regulador

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

ANALISIS:

Sobre este tema, el Consultor en su informe de respuesta a las observaciones indicó lo siguiente:

5.1.10. 28. Tiempos de montaje

En cumplimiento de los TDRs en sus numerales 5.2. y 5.1.2., de los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y de los artículos 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.

Respuesta:

Se ha cumplido con la indicación dada por la CNEE.

Al revisar en la hoja "Tiempos de montaje" del archivo "Unidades Constructivas DR", se observó que el Consultor de la Distribuidora no cumplió con utilizar como valor máximo los valores de duración de tareas utilizadas en la revisión tarifaria del año 2013, en las siguientes tareas:

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS G2		
			Especializada / montaje (Hs)		
			Rev. Actual	Rev. Anterior	Incremento
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	0.484	0.4400	10%
436937a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 9 m CLASE 500	UNIDAD	0.484	0.4400	10%

Es importante mencionar acá que, no obstante, el Consultor de la Distribuidora refirió en la correspondiente respuesta de su informe G2, el haber aplicado lo anteriormente indicado derivado de las observaciones efectuadas al informe G1. Sin embargo, al revisar los archivos de Excel del modelo de cálculo del Consultor, remitidos adjuntos a su informe G2, contrario a lo manifestado por el Consultor, se corroboró que no se aplicaron las modificaciones indicadas, lo cual puede inducir a un error al regulador. Ante esta situación la CNEE analizará lo que corresponda regulatoriamente.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento de los TdR en sus numerales 5.2. y 5.1.2., de los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y de los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se discrepa con el Consultor de la Distribuidora por no haber utilizado como valor máximo los valores de duración de tareas utilizados en la revisión tarifaria del año 2013, en las siguientes, como se requirió en las observaciones contenidas en la Resolución CNEE-229-2018:

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

CÓDIGO	MATERIAL	UNIDAD	DURACIÓN TAREAS G2		
			Especializada / montaje (Hs)		
			Rev. Actual	Rev. Anterior	Incremento
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	0.484	0.4400	10%
436937a	POSTE HORMIGON PRETENSADO CENTRIFUGADO 9 m CLASE 500	UNIDAD	0.484	0.4400	10%

Cabe mencionar aquí que el Consultor de la Distribuidora, en su informe G2, refirió haber realizado las modificaciones requeridas por CNEE, sin embargo no se observó en sus modelos de cálculo (archivos Excel remitidos adjuntos a su informe), la aplicación de dichas modificaciones, lo cual puede inducir a un error al regulador.

13. 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.".

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:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"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 considerar lo indicado en TdR y en los artículos anteriormente citados, se evidencian los principios de eficiencia que deben reflejarse en los costos trasladados a tarifas, los cuales deben corresponder a instalaciones económicamente adaptadas y óptimamente dimensionadas para la prestación del servicio que se requiere. Con base en ello se consideró que lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora en su informe G1, referente a la utilización del cable de acero galvanizado calibre 3/8¨ en las retenidas de baja tensión, no correspondía a costos eficientes, y adicionalmente no demostró que los recursos requeridos para utilizar este material, mejoraran la eficiencia global de las actividades de construcción, por lo que se requirió al Consultor de la Distribuidora que reemplazara el cabe en cuestión por el cable de acero galvanizado de 5/16¨ en sus unidades constructivas.

No obstante lo indicado, el Consultor de la Distribuidora, no aplicó lo requerido por CNEE, reiterando en su modelo de cálculo (archivos Excel remitidos adjuntos a su informe), los valores presentados en su informe G1, aunque en el texto de su informe G2 refirió haber realizado las modificaciones requeridas por CNEE, lo cual puede inducir a un error al regulador,.

A continuación se muestra el análisis detallado de esta discrepancia:

ANÁLISIS:

Sobre este tema, el Consultor de la Distribuidora en su informe de respuestas a las Observaciones indicó lo siguiente:

5.1.13. 31. Cable de acero galvanizado para retenidas de BT

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 UUCC de **BT de retenidas simples**, para estructuras en postes de 9 metros utilizar **10 metros.**
b. En UUCC de **BT de retenidas dobles**, para estructuras en postes de 9 metros utilizar **20 metros**
c. En UUCC de BT, para **retenidas de Baja Tensión** utilizar el cable con código CNEE CCA69 "Cable de acero galvanizado de 5/16".

Respuesta:

Se colocaron las longitudes indicadas por la CNEE, y se reemplazó el cable de 3/8" por el de 5/16", tal lo solicitado.

En hoja "Detalle Armados" se creó el armado "RETENIDA 3/8" simple para BT, con código 0209300100b, lo que permite diferenciarlo del armado utilizado en MT.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Sin embargo, al revisar el archivo de "Unidades Constructivas DR.xlsm", hoja "Armados x UC", se observó que en las retenidas de baja tensión se sigue aplicando el calibre 3/8 para las retenidas, tal y como se observa a continuación:

LBT001r	0209300100b	RETENIDA 5/16" simple en BT	CONJUNTO	7.27
LBT001r	0209304300	DOBLE RETENIDA 3/8"	CONJUNTO	1.01
LBT001r	0209302100	RETENIDA VERTICAL 3/8"	CONJUNTO	0.02
LBT001r	0209302300	RETENIDA CON APOYO 3/8"	CONJUNTO	0.04
LBT001r	0209310300	ANCLAJE DE RETENIDA 3/8" CON ANCLA DE POLIPROPILENO	CONJUNTO	5.46

Con lo visto anteriormente, se comprueba que el tipo de cable de acero galvanizado que el Consultor de la Distribuidora utilizó fue el código CNEE CCA35 "Cable de acero galvanizado de 3/8" para BT, para todas las retenidas de BT.

Es importante mencionar acá que el Consultor de la Distribuidora refirió en su informe G2 el haber aplicado lo anteriormente indicado derivado de las observaciones efectuadas al informe G1. Sin embargo, al revisar los archivos Excel del modelo de cálculo del Consultor, remitidos adjuntos al informe G2 se corroboró que no se aplicaron las modificaciones indicadas, lo cual puede inducir a un error al regulador.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 5.3.2, 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 discrepa con el Consultor de la Distribuidora ya que aún habiendo aceptado la observación realizada por medio de la Resolución CNEE-229-2018, según su informe escrito, las modificaciones no fueron realizadas en sus modelos de cálculo, al no haber utilizado en UUCC de BT, para todas las retenidas de Baja Tensión, el cable con código CNEE CCA69 "Cable de acero galvanizado de 5/16", como se requirió en las observaciones contenidas en la Resolución CNEE-229-2018.

14. 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 TdR 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*

CNEE COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA Ingrid Alejandra Martínez Rodas Secretaria General

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 sus artículos 83 y 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 período de cinco años.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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.

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión."

"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 del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con los numerales 5.3.2 y 5.7 de los TdRs, articulo 85 del RLGE y artículos 67 y 73 de la LGE, al incluir en el cálculo del VNR, un material inexistente en la totalidad de la red o no se justifique económicamente para aplicar en las proyecciones de costos, ya que presenta costos mayores no solo del material existente, sino al que puede obtenerse en el mercado y que pueden

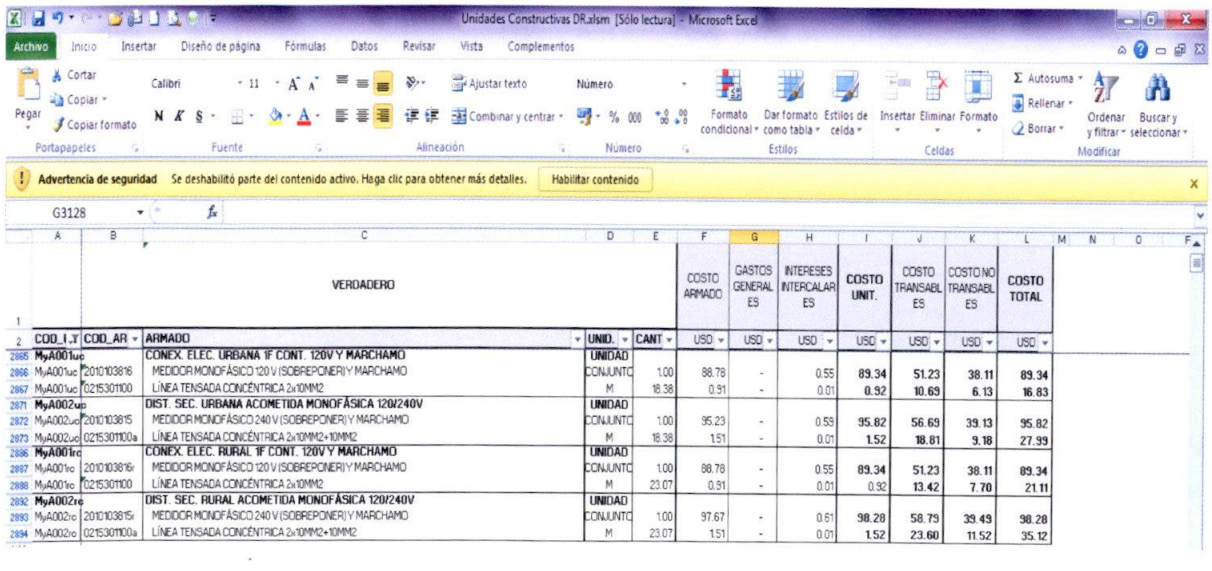
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

perfectamente prestar el servicio que se requiere en las proyecciones de costos, de acuerdo a lo establecido en el artículo 67 de la LGE, por lo que si en dado caso el consultor de la Distribuidora requiere la utilización de una tecnología distinta a la tecnología optima y económicamente adaptada, debió en todo caso proponer un programa de inversión para modificar esta tecnología de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 de los TdR y articulo 85 del RLGE. Por lo que, lo propuesto, se considera ineficiente e incumple con lo establecido en los TdR.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no correspondían a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, derivado que el Consultor de la Distribuidora, aunque argumenta la necesidad de los mismos, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos materiales con costos excesivos, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos de una forma mayor al sobrecosto presentado, de manera de mejorar la eficiencia en la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto, los valores o parámetros presentados, no corresponden al diseño de una red dimensionada económicamente y que la misma sea económicamente adaptada, al utilizar las tecnologías económicas disponibles en el mercado, correspondiente a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANALISIS

Dentro de las unidades constructivas que utilizan acometidas se pudo verificar la existencia de armados que utilizan LÍNEA TENSADA CONCÉNTRICA como se muestra en la siguiente imagen:



		VERDADERO			COSTO ARMADO	GASTOS GENERALES	INTERESES INTERCALARES	COSTO UNIT.	COSTO TRANSABLES	COSTO NO TRANSABLES	COSTO TOTAL
COD_I_T	COD_AR	ARMADO	UNID.	CANT	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
MyA001uc		CONEX. ELEC. URBANA 1F CONT. 120V Y MARCHAMO	UNIDAD								
MyA001uc	2010103816	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (SOBREPONER) Y MARCHAMO	CONJUNTO	1.00	88.78	-	0.55	89.34	51.23	38.11	89.34
MyA001uc	0215301100	LÍNEA TENSADA CONCÉNTRICA 2x10MM2	M	18.38	0.91	-	0.01	0.92	10.69	6.13	16.83
MyA002up		DIST. SEC. URBANA ACOMETIDA MONOFÁSICA 120/240V	UNIDAD								
MyA002up	2010103815	MEDIDOR MONOFÁSICO 240 V (SOBREPONER) Y MARCHAMO	CONJUNTO	1.00	95.23	-	0.59	95.82	56.69	39.13	95.82
MyA002up	0215301100a	LÍNEA TENSADA CONCÉNTRICA 2x10MM2+10MM2	M	18.38	1.51	-	0.01	1.52	18.81	9.18	27.99
MyA001rc		CONEX. ELEC. RURAL 1F CONT. 120V Y MARCHAMO	UNIDAD								
MyA001rc	2010103816	MEDIDOR MONOFÁSICO 120 V (SOBREPONER) Y MARCHAMO	CONJUNTO	1.00	88.78	-	0.55	89.34	51.23	38.11	89.34
MyA001rc	0215301100	LÍNEA TENSADA CONCÉNTRICA 2x10MM2	M	23.07	0.91	-	0.01	0.92	13.42	7.70	21.11
MyA002re		DIST. SEC. RURAL ACOMETIDA MONOFÁSICA 120/240V	UNIDAD								
MyA002rc	2010103815	MEDIDOR MONOFÁSICO 240 V (SOBREPONER) Y MARCHAMO	CONJUNTO	1.00	97.67	-	0.61	98.28	58.79	39.49	98.28
MyA002rc	0215301100a	LÍNEA TENSADA CONCÉNTRICA 2x10MM2+10MM2	M	23.07	1.51	-	0.01	1.52	23.60	11.52	35.12

Es importante mencionar que los materiales "CABLE CONCENTRICO AL 2X6+6 60A 600V" y "CABLE CONCENTRICO AL 2X10+10MM2 50A-600V", que integran el armado LÍNEA

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 tríplex, 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 CONCENTRICO AL 2X6+6 60A 600V	Mayores	M	**1.84**
TEMP4	CABLE CONCENTRICO AL 2X10+10MM2 50A-600V	Mayores	M	**0.94**

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

Respecto de la utilización de este material, el Consultor de la Distribuidora en su informe G2, indicó lo que se muestra en el recuadro a continuación:

> Su uso, tal como puede observarse en los informes de etapa C **no aplica en un 100% sobre las acometidas** de la distribuidora, sino que plantea el siguiente esquema, debido a que se comenzó a instalar en 2016:
>
> 1. En el año base 2016, solo considera a los usuarios donde efectivamente se colocó el cable concéntrico
> 2. De 2017 en adelante:
>   a. Se utiliza para los nuevos usuarios
>   b. Hay un programa de sustitución gradual del cable dúplex y tríplex, en el orden de 40,000 acometidas por año, por las que se consideró el delta inversión entre los típicos constructivos que utilizan el cable dúplex y/o triplex y los típicos que consideran el uso del cable concéntrico.

Así mismo, el Consultor de la Distribuidora no presentó una justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de este material con costos mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir de una forma mayor los costos en las pérdidas, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes.

Al respecto, si el Distribuidor necesitaba mejorar las instalaciones de su red, debió requerirlas como un programa de inversiones de acuerdo a lo indicado en el numeral 5.7 de los TdR.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento de los numerales 5.3.2. y 5.7. de los TdR, de los artículos 83 y 85 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 discrepa con el Consultor de la Distribuidora por incluir en

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

su proyección de costos del VNR, un programa de inversión que pretende la sustitución gradual del cable dúplex y tríplex por cable concéntrico, siendo dichos cables (dúplex y triplex), la solución técnica-económica y por lo tanto corresponden a los materiales y a la tecnología eficiente y económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere de acuerdo a los TdR, por lo que la propuesta de inversión dado que no cumple con lo antes indicado no puede ser incluido como costos en la proyección del VNR, tal como lo establecen los artículos 67 y 73 de la LGE, en todo caso dicho plan o programa de inversión debió haber cumplido con lo que establece el numeral 5.7 de los TdR.

Si el consultor de la Distribuidora, lo que requería era un plan de inversión para la sustitución gradual de la tecnología del cable dúplex y tríplex por cable concéntrico de mayor costo, debió haberlo solicitado como un plan o programa de inversión de acuerdo al numeral 5.7 de los TdR, siempre y cuando su propuesta de inversión se justifique que sea óptimamente dimensionada y económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere, presentando para el efecto la justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos mayores, resulte en costos globales eficientes, al reducir mayores costos en las pérdidas, para que así, de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes. Dicho plan debió haber sido presentado para su aprobación e inclusión en la proyección, de acuerdo con lo establecido en el artículo 85 del RLGE.

15. 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 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."

Como se observa, el Reglamento de la Ley General de Electricidad dota a la CNEE de la facultad de no reconocer en tarifas aquellos costos que considere excesivos o no correspondientes, pudiendo ser estos costos: **materiales**, insumos, mano de obra, entre otros.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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... 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 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 del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con los numerales 5.3.1, 5.4.2.5 y 5.7 de los TdR, articulo 85 del RLGE y artículos 67 y 73 de la LGE, al incluir en el cálculo del VNR, materiales inexistentes en la totalidad de la red o no se justifique económicamente para aplicar en las proyecciones de costos, ya que presenta costos mayores para prestar el servicio que se requiere en las proyecciones de costos, de acuerdo a lo establecido en el artículo 67 de la LGE; por lo que, si en dado caso el consultor de la Distribuidora requiere la utilización de una tecnología distinta o adicional a la tecnología óptima y económicamente adaptada, debió en todo caso proponer un plan de inversión para modificar esta tecnología de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 de los TdR y artículo 85 del RLGE. Por lo que lo propuesto se considera ineficiente e incumple con lo establecido en los TdR.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no correspondían a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, derivado que el Consultor de la Distribuidora, aunque argumenta la necesidad de los mismos, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos materiales con costos excesivos, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos de una forma mayor al sobrecosto presentado, de manera de mejorar la eficiencia en la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto, los valores o

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

parámetros presentados, no corresponden al diseño de una red dimensionada económicamente y que la misma sea económicamente adaptada, al utilizar las tecnologías económicas disponibles en el mercado, correspondiente a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente, se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANÁLISIS:

Al analizar la propuesta del Consultor se observó que en los armados y unidades constructivas de 25,156 usuarios al año base (2016) y para todos los armados y unidades constructivas de los medidores y acometidas para todos los nuevos suministros a partir del año 2017, se incluyeron 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. **CAJA DERIVACIÓN MONOFÁSICA 9 SALIDAS 1000V MVB206:** Dentro del proceso de verificación de campo realizado por la CNEE se verificó la escasa 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 consideró 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 consideró 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 observó 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.



CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



Nuevamente, al observar los resultados de la verificación de campo realizada por la CNEE, se determinó que de una muestra aleatoria 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 consideró que no es eficiente ni económicamente adaptado. Por otro lado la Distribuidora no demostró 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:

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

COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Respecto de estos dos materiales es importante mencionar que su utilización en las unidades constructivas de acometidas y medidores implica un sobrecosto unitario como se muestra a continuación:

Material	Costo Unitario (USD)
CAJA DERIVACIÓN MONOFÁSICA 9 SALIDAS 1000V	64.85
Cubierta de policarbonato para medidor	17.93
Total	**82.78**

Sobrecosto que es incoherente con los principios de eficiencia que deben buscarse en el cálculo de las tarifas. 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, 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.

Así mismo, el Consultor de la Distribuidora no presentó una justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos materiales que incrementan los costos necesarios para la prestación del servicio, resulten en costos globales eficientes, al reducir de una forma mayor los costos en las pérdidas, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes.

Por último, tal como lo indica el artículo 61 de la Ley General de Electricidad, la propuesta del Consultor de la Distribuidora pretende recuperar costos de estos materiales instalados a un grupo de usuarios (25,156 usuarios al año base 2016) a través del cobro generalizado de la tarifa que aplica a todos los demás usuarios de la Distribuidora.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento de los numerales 5.3.1, 5.4.2.5 y 5.7. de los TdR, de los artículos 83 y 85 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 ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora por incluir 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 en los 25,156 usuarios al año base (2016) y los nuevos suministros a conectar del año 2017 en adelante; ya que la utilización de dichos materiales adicionales, no representa una forma eficiente y económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere de acuerdo a los TdRs y lo establecido en los numerales 5.3.1, 5.4.2.5 de los TdRs y lo establecido en los artículos 67 y 73 de la LGE.

Si el Consultor de la Distribuidora, lo que requería era un programa de inversión para la adición gradual de instalaciones que incrementan los costos de prestación del servicio, debió haberlo solicitado como un plan o programa de inversión de acuerdo al numeral 5.7 de los TdR, por lo que para las inversiones que ya realizó, debió haber requerido previamente las autorizaciones correspondientes, ya que las mismas pueden ser autorizadas, así como los planes de inversión siempre y cuando su propuesta de inversión

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

se justifique que sea óptimamente dimensionada y económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere, presentando para el efecto la justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos mayores, resulte en costos globales eficientes, al reducir mayores costos en las pérdidas, para que así, de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes. Dicho plan debió haber sido presentado para su aprobación, he inclusión en la proyección, de acuerdo con lo establecido en el artículo 85 del RLGE.

16. 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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

Al considerar lo establecido en los TdR y artículos anteriormente citados, es posible establecer que el Consultor de la Distribuidora incumplió lo estipulado en los TdR toda vez que:

a. Propuso el reconocimiento de los costos de equipos sin presentar memorias de cálculo o información que justificara su uso, ni el análisis económico del impacto que tienen estos equipos en los costos o ahorros en la operación y mantenimiento de la red, todo con la finalidad de determinar si dichos equipos cumplen con los principios de eficiencia referentes a que las instalaciones del Distribuidor deben ser óptimamente dimensionadas y económicamente adaptadas para la prestación del servicio que se requiere.
b. Los equipos propuestos, no se encuentran en el listado de materiales y valores eficientes aprobados por la CNEE en las Resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018, y no se siguió debidamente el proceso establecido en los TDR para su inclusión en dicho listado (ver discrepancia "MATERIALES Y EQUIPOS" del presente anexo).

A continuación se presenta el análisis a detalle de esta discrepancia:

ANÁLISIS:

En el informe de respuestas a las observaciones de la etapa G1 por parte del Consultor de la Distribuidora, se incluyó un análisis económico para justificar el uso de estos equipos indicando textualmente lo siguiente: "*La filosofía detrás de la determinación de la red óptima, consiste en buscar aquellos elementos que permitan minimizar el costo total de la distribuidora. Los costos de la misma, podrían separarse en costos de capital, de operación y mantenimiento, de pérdidas y de calidad.*"; así mismo, considerando la importancia que representan estos equipos para la Distribuidora, únicamente presentaron una imagen sin memoria de cálculo que "justifica" el uso de estos equipos:

Concepto	Unidad	Valor
Costo Energia No Suministrada	USD/kWh	1.46
Demanda Anual Ramal	kWh	100 000
Longitud del ramal	km	8
Tasa Falla	#/km	0.25
Tiempo Medio Reparacion	Hs	3.50
Porcentaje Fallas Temporales	%	80%
VNR Fusible Simple	USD	203
VNR Fusible Repeticion	USD	645
Vida Util	#	30
Tasa Descuento	%	10%
FIU Limite		8
TIU Limite		14

El resultado es el siguiente:

	Unidad	Fusible Simple	Fusible a repetición
Frecuencia de Falla Total	#	2.00	0.4
Delta FIU	#	2.00	0.4
Energia No Suministrada	kWh	40	8
Costo Energia No Suministrada	$	58	12
Costo de Capital	$	22	68
Costo Total	**$**	**80**	**80**

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Por otro lado, en dicho informe no se observó el análisis económico del impacto que tienen estos equipos en los costos o ahorros en la operación y mantenimiento de la red, ni las mejoras medibles de los indicadores de calidad y continuidad del servicio en los circuitos donde los tienen instalados. Se observó que se siguen incluyendo dentro del VNR del año base y no fueron propuestos como un plan de mejora a la red de la Distribuidora, como se observa a continuación:

COD_UC	UC	UNID.	COSTO UNIT. TRANSABLES	COSTO UNIT. NO TRANSABLES	COSTO UNIT. TOTAL	CANTIDADES REALES		CANTIDADES OPTIMAS	
			USD	USD	USD	URBANO	RURAL	URBANO	RURAL
EPM001T	CORTACIRCUITO 3 DISPAROS 15KV 110KV BIL	UNIDAD	270	261	531	-	-	-	2,945
EPM003T	CORTACIRCUITO DE REPETICIÓN 38KV, 200A	UNIDAD	567	317	884	-	-	-	3,782

Tampoco se observó dentro de los costos de explotación para Operación y Mantenimiento, una disminución en la cantidad de cuadrillas, costos o frecuencia de cambio de fusibles por la incorporación de estos cortacircuitos.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento al numeral 5.4.4. de los TdR, 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 ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora, en cuanto a la inclusión de los costos relacionados con los equipos "EPM001T CORTACIRCUITO 3 DISPAROS 15KV 110KV BIL" y "EPM003T CORTACIRCUITO DE REPETICIÓN 38KV, 200A", toda vez que:

a. Propuso el reconocimiento de los costos de estos equipos sin presentar memorias de cálculo o información que justificara su uso, ni el análisis económico del impacto que tienen estos equipos en los costos o ahorros en la operación y mantenimiento de la red, lo cual permitiría determinar si dichos equipos cumplen con los principios de eficiencia referentes a que las instalaciones del Distribuidor deben ser óptimamente dimensionadas y económicamente adaptadas para la prestación del servicio que se requiere.
b. Los equipos propuestos, no se encuentran en el listado de materiales y valores eficientes aprobados por la CNEE en las Resoluciones CNEE-243-2017 y CNEE-56-2018, y no se siguió debidamente el proceso establecido en los TDR para su inclusión en dicho listado (ver discrepancia "MATERIALES Y EQUIPOS" del presente anexo).

No obstante lo anterior, en caso la Distribuidora considere necesarios estos equipos y justifique que su propuesta de inversión sea óptimamente dimensionada y económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere, demostrando que su utilización permite alcanzar mejoras en la eficiencia y calidad del servicio prestado a los usuarios, los mismos podrán ser incluidos como un programa de inversión, sometido a consideración de CNEE, tal como lo establece el numeral 5.7 de los TdR.

17. Cable de cobre en equipos de protección y maniobra

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*

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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:

Al considerar lo indicado en TdR y en los artículos anteriormente citados, se evidencian los principios de eficiencia que deben reflejarse en los costos trasladados a tarifas, los cuales deben corresponder a instalaciones económicamente adaptadas y óptimamente dimensionadas para la prestación del servicio que se requiere. Con base en ello se consideró que lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora en su informe G1, referente a la cantidad de cable de cobre desnudo en los armados de los Centros de Transformación para los Reguladores de Tensión, no correspondía a costos eficientes ni demostró que los recursos requeridos para utilizar lo propuesto, mejorara la eficiencia global de las actividades de construcción, por lo que se requirió al Consultor de la Distribuidora que reemplazara el cabe en cuestión por el cable de acero galvanizado de 5/16" en sus unidades constructivas.

No obstante lo indicado, el Consultor de la Distribuidora, no aplicó lo requerido por CNEE, reiterando en su modelo de cálculo (archivos Excel remitidos adjuntos a su informe), los valores presentados en su informe G1, aunque en el texto de su informe G2 refirió haber realizado las modificaciones requeridas por CNEE, lo cual pudo haber inducido a un error al regulador

El detalle del análisis de esta discrepancia se expone a continuación:

ANÁLISIS:

Sobre este tema, el Consultor de la Distribuidora en su informe de respuestas a las Observaciones indicó lo siguiente:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

5.1.19. 37. Cable de cobre en equipos de protección y maniobra

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. Banco de Condensadores 13.8 kV y 34.5 kV
e. Montaje de Pararrayos Auto válvulas en poste para circuito trifásico y monofásico

Por otra parte, en los Reguladores de tensión 13.8 y 34.5 kV se requiere reducir a 10 metros la cantidad de Cable de cobre sin forro.

Respuesta:

Se acepta la reducción a 10 m de la cantidad de Cable de cobre sin forro.

Con relación al calibre del conductor de puesta a tierra, su valor mínimo está condicionado por dos aspectos, el mecánico y el térmico.

Aspectos mecánicos: para evitar el peligro que implica el corte de la puesta a tierra las normas aplicables fijan calibres mínimos que oscilan entre 25 mm² y 50 mm². Considerando el valor más permisivo, el conductor calibre AWG #4 (21.2 mm²) es insuficiente, lo que no sucede con el conductor calibre AWG #2 (33.6 mm²).

Aspectos térmicos: es imposible verificar si en caso de falla las temperaturas del conductor de puesta a tierra alcanzan valores inadmisibles sin conocer la magnitud de la corriente de falla a tierra en el emplazamiento de cada equipo, que puede superar, en el arranque de los alimentadores, los 10 kA.

Al revisar el archivo "Unidades Constructivas DR.xlsm", hoja "Detalle Armados" se observó lo siguiente:

EPM4			**Regulador De Tensión 13.8 kV 150 Amperes**			
EPM4	434470a	CCA04	CABLE DE COBRE DESNUDO Nº4 AWG	Mayores	M	15.00
EPM8			**Regulador De Tensión 13.8 kV 300 Amperes**			
EPM8	434470a	CCA04	CABLE DE COBRE DESNUDO Nº4 AWG	Mayores	M	15.00

Con lo visto anteriormente, se comprueba que la cantidad de metros que el Consultor de la Distribuidora utilizó para el cable de cobre desnudo en los reguladores fue de 15 metros.

Es importante mencionar acá que el Consultor de la Distribuidora refirió en su informe G2 el haber aplicado lo anteriormente indicado derivado de las observaciones efectuadas al informe G1. Sin embargo, al revisar los archivos Excel del modelo de cálculo del Consultor, remitidos adjuntos al informe G2 se corroboró que no se aplicaron las modificaciones indicadas, con lo cual pudo hacer incurrir en un error a la CNEE.

DISCREPANCIA:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

En cumplimiento al numeral 5.3.2 de los Términos de Referencia y de los artículos 60 y 67 de la Ley General de Electricidad, se discrepa con el Consultor de la Distribuidora, ya que indicó haber aceptado lo requerido en las observaciones contenidas en la Resolución CNEE-229-2018, sin embargo al revisar las memorias de cálculo se constató que no aplicó los cambios correspondientes a la cantidad de cable de cobre sin forro en los Reguladores de tensión 13.8 y 34.5 kV.

18. 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, 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:

Al considerar lo indicado en TdR y en los artículos anteriormente citados, se evidencian los principios de eficiencia que deben reflejarse en los costos trasladados a tarifas, los cuales deben corresponder a instalaciones económicamente adaptadas y óptimamente dimensionadas para la prestación del servicio que se requiere. Con base en ello se consideró que lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora en su informe G1, referente a la duplicación del material CRUCEROS DE HIERRO GALVANIZADO DE 8' (2438.4 MM), con código CNEE MVA02 y sus costos asociados, en las unidades constructivas, no correspondía a costos eficientes ni demostró que los recursos requeridos para utilizar lo propuesto, mejorara la eficiencia global de las actividades de construcción, por lo que se requirió al Consultor de la Distribuidora que realizara la corrección correspondiente, eliminando de sus modelos de cálculo la duplicación de este material.

No obstante lo indicado, el Consultor de la Distribuidora, no aplicó lo requerido por CNEE, reiterando en su modelo de cálculo (archivos Excel remitidos adjuntos a su informe), los valores presentados en su informe G1, aunque en el texto de su informe G2 refirió haber realizado las modificaciones requeridas por CNEE, lo cual puede inducir a un error al regulador.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

El detalle del análisis de esta discrepancia se expone a continuación:

ANALISIS:

En la documentación correspondiente a la etapa G2 en el archivo "Unidades Constructivas DR.xls" hoja "Detalle Armados", filas 3395 a 3888 de la columna E el Consultor de la Distribuidora insistió en utilizar **2 CRUCEROS DE HIERRO GALVANIZADO DE 8' (2,438.4 MM)** con código CNEE **MVA02** y precio eficiente **42.13$/Unidad**, ya que 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. Lo anterior se muestra a continuación:

			Materiales								
5											
6	Familia	Cod_Arm	Cod_Mat	Cod_CNEE	Descripcion	Tipo	Unid.	Cant.	Costo Unit. (USD	Costo Total (USD	Medi
3395	EQUIPOS DE MANIOBRA	EPM1			Regulador De Tensión 13.8 kV 50 Amperes						
3396		EPM1	447539	REG04	Regulador de Tensión 13.8 kV 50 Amperes	Mayores	Unidad	1,00	9.753,90	9.753,90	Camión (4 T
3397		EPM1	552910	PAP224	SECCIONADOR 13,2 kV 600A	Mayores	Unidad	3,00	156,03	468,09	Camión (4 T
3398		EPM1	441249	PAP08	AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSIÓN 13,2 kV	Mayores	Unidad	2,00	9,08	18,16	Camión (4 T
3399		EPM1	441264	MVC230	ARANDELA CURVA CUADRADA 2-1/4X2-1/4X3/16"	Menores	Unidad	4,00	1,11	4,44	Camión (4 T
3400		EPM1	438282	MVC205	Contratuerca de pestaña perno 5/8	Menores	Unidad	6,00	2,11	12,66	Camión (4 T
3401		EPM1	551418	MVA90	GRILLETE LARGO RECTO 5/8" 11.300KG	Menores	Unidad	2,00	11,92	23,84	Camión (4 T
3402		EPM1	450114	MVC92	PERNO ROSCA CORRIDA AC. GALV. 5/8" X 20"	Menores	Unidad	5,00	1,66	8,30	Camión (4 T
3403		EPM1	437661	MVC205	TUERCA DE OJO ACERO GALVANIZADO 5/8"	Menores	Unidad	2,00	2,11	4,22	Camión (4 T
3404		EPM1	450949	MVB301	GRAPA AMARRE ALUMINIO COND. AWG 1/0 (RAVEN)	Menores	Unidad	2,00	6,03	12,06	Camión (4 T
3405		EPM1	437603	MVB106	CONECTOR CUÑA A PRESIÓN CON ESTRIBO 1/0 AWG	Menores	Unidad	2,00	3,64	7,28	Camión (4 T
3406		EPM1	454857	MVB88	CONECTOR AMOVIBLE PARA ESTRIBO	Menores	Unidad	2,00	6,15	12,30	Camión (4 T
3407		EPM1	441202	PAP01	PARARRAYOS AUTOVALVULA 13,2 kV 10 kA	Mayores	Unidad	1,00	23,46	23,46	Camión (4 T
3408		EPM1	436991	PAP05	AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 13,2 kV (ANSI 57-1)	Mayores	Unidad	2,00	12,23	24,46	Camión (4 T
3409		EPM1	454874	MVE23	PERNO AC. GALVANIZADO 5/8"-3/4"X 12"	Menores	Unidad	2,00	0,93	1,86	Camión (4 T
3410		EPM1	437711	MVA16	RETENCION PREFORMADA "OMEGA" AISL.57/1-3 ACSR 1/0	Menores	Unidad	2,00	1,63	3,26	Camión (4 T
3411		EPM1	437659	MVC205	TUERCA EXAGONAL ACERO GALVANIZADO 5/8"	Menores	Unidad	24,00	2,11	50,64	Camión (4 T
3412		EPM1	551266	MVA02	CRUCETA ANGULAR METÁLICA 1800 mm	Menores	Unidad	2,00	42,13	84,26	Camión (4 T
3413		EPM1	929970	MVB04	PUNTAL ANGULAR AG TIPO BANDERA 7 PIES	Menores	Unidad		19,85	-	Camión (4 T
3414		EPM1	437647	MVC58	TORNILLO ACERO GALVANIZADO C/EXAG. C.T. 5/8"x6"	Menores	Unidad	1,00	0,41	0,41	Camión (4 T
3415		EPM1	551282	MVE23	PERNO ROSCA CORRIDA AC. GALV. 5/8" X 12"	Menores	Unidad	1,00	0,93	0,93	Camión (4 T
3416		EPM1	690293	MVA178	TERMINAL COMP. PLETINA COND.1/0 AWG	Menores	Unidad	4,00	1,46	5,84	Camión (4 T
3417		EPM1	442064	MVA258	PROTECTOR DE PINO TRATADO 2400 mm	Menores	Unidad	1,00	2,79	2,79	Camión (4 T
3418		EPM1	551557	MVA36	FLEJE DE SUJECION 20 X 0,7 MM	Menores	Unidad	4,00	-	-	Camión (4 T
3419		EPM1	704164	MVA93	HEBILLA PARA FLEJE DE SUJECIÓN	Menores	Unidad	4,00	-	-	Camión (4 T

Datos relevamiento | Detalle Armados | Armados | Armados x UC | UUCC | PER y Terceros | E

Sin embargo, en el informe presentado en la etapa G2 el Consultor de la Distribuidora indicó:

5.1.21. 39. Cruceros en equipos de protección y maniobra

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.

Respuesta:

Se efectuó el cambio indicado por la CNEE

Lo anterior evidencia que el modelo de las unidades constructivas contradicen lo indicado en el informe G2 del Consultor de la Distribuidora.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

DISCREPANCIA:

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 discrepa con el Consultor de la Distribuidora, ya que indicó haber aceptado lo requerido en las observaciones contenidas en la Resolución CNEE-229-2018, sin embargo al revisar las memorias de cálculo se constató que no aplicó los cambios correspondientes al no haber eliminado de sus modelos de cálculo la duplicación del material "CRUCERO DE HIERRO GALVANIZADO DE 8' (2438.4 MM)" y sus costos asociados de las unidades constructivas Reguladores de Tensión 13.8 y 34.5 kV

19. 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."

Al considerar lo indicado en TdR y en los artículos anteriormente citados, se evidencian los principios de eficiencia que deben reflejarse en los costos trasladados a tarifas, los cuales deben corresponder a instalaciones económicamente adaptadas y óptimamente dimensionadas para la prestación del servicio que se requiere. Con base en ello se consideró que lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora, referente a la utilización de cruceros de hierro galvanizado y sus costos asociados, en la totalidad de sus unidades constructivas de MT, no corresponde a costos eficientes dado que:

a. No concuerda con lo observado en la realidad de la red de la Distribuidora donde los cruceros de madera son ampliamente utilizados y se encuentran actualmente instalados en dicha red.
b. No demostró que su propuesta y los costos asociados a ella, mejoraran la eficiencia global de las actividades de construcción, ni que la propuesta correspondiera a un diseño económicamente adaptado ni óptimamente dimensionado para la prestación del servicio que se requiere.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

c. Los volúmenes de compra de cruceros de madera y metal, demuestran que la Distribuidora continúa comprando y por ende instalando en sus redes, cruceros de madera, lo cual desvirtúa el planteamiento del Consultor en su estudio.

El detalle del análisis de esta discrepancia se expone a continuación:

ANÁLSIS:

Al utilizar los cruceros de metal en las UUCC de MT se incurre en un sobredimensionamiento de la estructura para soportar los esfuerzos mecánicos que se requieren, ya que este tipo de cruceros se utilizan para instalaciones con conductores de calibres, superiores a los que propuso mayoritariamente el Consultor de la Distribuidora en su Estudio Tarifario (calibres mayores al #4, #2, 1/0), ya que requieren mayor esfuerzo mecánico para ser soportados.

Por otra parte, con relación a los niveles de utilización de los cruceros de metal o madera en la red del Distribuidor, es posible indicar que en la red real es evidente que existe un alto nivel de utilización de cruceros de madera en sus redes tanto de BT como MT, de donde lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora es altamente cuestionable.

Lo anterior se sustenta al analizar los niveles de compras de cruceros de madera y metal que ha realizado la Distribuidora durante el período 2012-2016, tomando como base los datos contenidos en los reportes enviados por la Distribuidora de acuerdo a la Resolución CNEE-50-2011:

CÓDIGO CNEE	MATERIAL	Cantidad en BASE DE PRECIOS período 2012-2016
MVB213	Crucero de hierro galvanizado de 5' (1800 mm)	55
MVB214	Cruceta angular metálica 2400 mm	1894
MVB216	Cruceta angular metálica A.G. 2400mm	575
MVA23	Crucero encajuelado de hierro galvanizado 8' (2438.4 mm)	132
MVA02	Crucero de hierro galvanizado de 8' (2438 .4 mm)	745
MVB215	Crucero de hierro galvanizado de 9' (3000 mm)	460
TOTAL CRUCEROS DE HIERRO		**3861**

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Compras de crucetas (cruceros) reportadas por DC y DR, Res. CNEE-50-2011, Años 2012 - 2016		
CRUCETA HIERRO	3,861	63%
CRUCETA MADERA	2,296	37%
TOTAL	**6,157**	**100%**

Con base en lo anteriormente observado, es posible indicar que, las compras de cruceros de metal y madera reportadas por la Distribuidora demuestran la utilización consistente de cruceros de madera en las instalaciones de dicha Distribuidora.

Con vista en todo lo anteriormente expuesto, se evidencia que la propuesta del Consultor de la Distribuidora carece de objetividad y razonabilidad, y que la misma no deriva de un proceso de optimización del diseño eficiente de unidades constructivas.

DISCREPANCIA:

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 y artículos 83 y 85 del RLGE, se discrepa con el Consultor de la Distribuidora por no haber aplicado un proceso de optimización del diseño eficiente de sus unidades constructivas de redes de Media Tensión que aplique un mix razonable de cruceros de madera y metal que reflejara las prácticas observadas en la red de la Distribuidora de acuerdo a lo establecido en el artículo 85 del RLGE, para todos los cruceros de la red de MT, conforme a la siguiente tabla:

Compras de crucetas (cruceros) reportadas por DC y DR, Res. CNEE-50-2011, Años 2012 - 2016		
CRUCETA HIERRO	3,861	63%
CRUCETA MADERA	2,296	37%
TOTAL	**6,157**	**100%**

En cumplimiento a lo establecido a los artículos 60, 67 y 73 de la LGE.

20. 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 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."

Tomando como referencia los TDR y los artículos citados anteriormente es posible establecer que el Consultor de la Distribuidora incumplió lo dispuesto en los TDR, al observar que propuso costos asociados a instalaciones de la distribuidora (transformadores de potencia), sin el correspondiente sustento documental requerido de acuerdo a lo estipulado en los referidos TdR, sustento que permitiría establecer la razonabilidad de los costos propuestos y realizar los análisis para determinar si lo propuesto

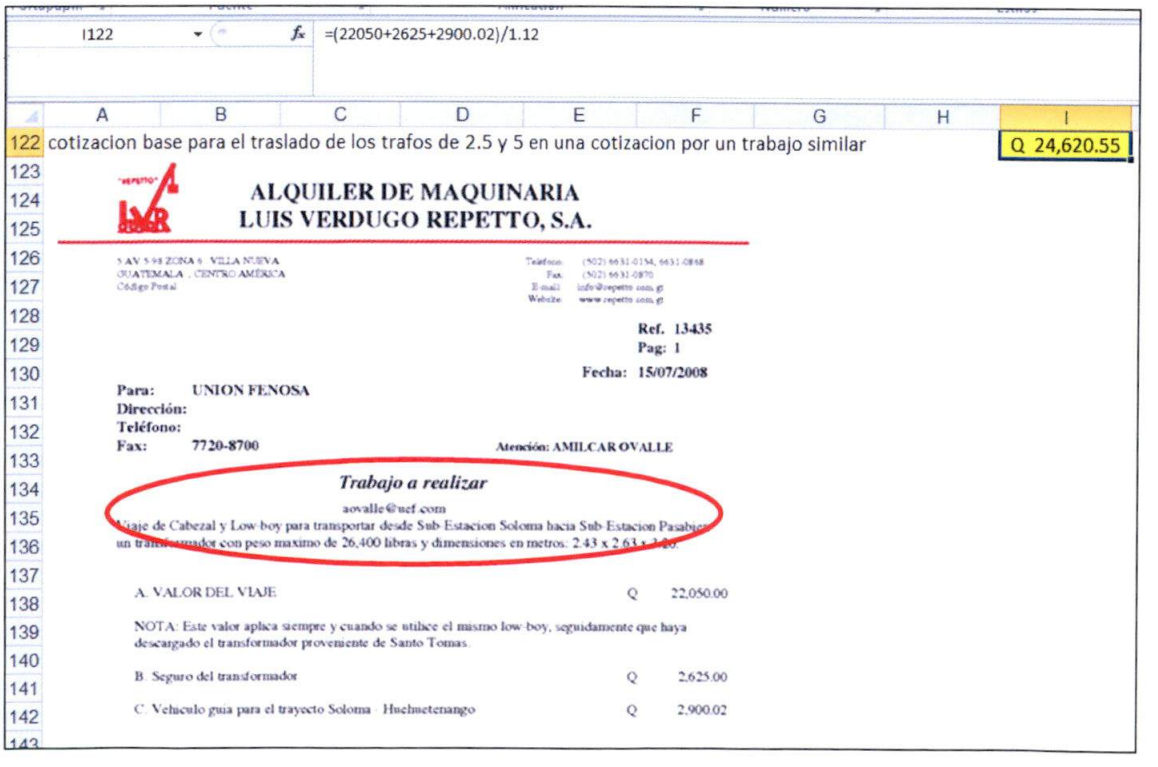
COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

responde a costos eficientes de instalaciones económicamente adaptadas y óptimamente dimensionadas para la prestación del servicio requerido.

ANALISIS:

Al respecto es posible indicar que el Consultor de la Distribuidora en su informe de respuesta a las observaciones de la etapa G1, incorporó el presupuesto de la subestación Santa Elena sobre el cual se indica lo siguiente:

a. No presentó las facturas o contratos que justifiquen los detalles económicos en los que se basan todos los cálculos para las subestaciones, tal como lo requirió la Resolución CNEE-229-2018.
b. No incluyó las facturas correspondientes de cada uno de los transformadores de potencia que conforman las subestaciones.
c. Dentro de la hoja "MO trafos potencia" del archivo "Unidades Constructivas DR.xlsm", el Consultor presentó cotizaciones de grúas sin sus facturas correspondientes, lo cual no da certeza del valor real pagado para estos trabajos.
d. Dicho presupuesto para la subestación Santa Elena, corresponde geográficamente al punto más distante de la red para la incorporación de una subestación, lo cual implica mayores costos de traslado y construcción. Tomando en cuenta, que la mayoría de subestaciones en su mayoría no están a una distancia tan lejana, no se justicia usar estas cantidades para la valoración de todas las subestaciones de la Distribuidora.
e. Asimismo, se incluyeron costos de traslado del transformador desde la subestación Soloma, departamento de Huehuetenango, hasta Subestación Pasabien, Zacapa (según la descripción de la cotización), lo cual es una cotización de transporte inusual y que el Consultor de la Distribuidora aplica en la valorización a todas las subestaciones de la Distribuidora, tal como se muestra a continuación:



I122 =(22050+2625+2900.02)/1.12

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
122	cotizacion base para el traslado de los trafos de 2.5 y 5 en una cotizacion por un trabajo similar								Q 24,620.55

ALQUILER DE MAQUINARIA
LUIS VERDUGO REPETTO, S.A.

5 AV 5-98 ZONA 6 VILLA NUEVA
GUATEMALA , CENTRO AMÉRICA
Código Postal

Teléfono: (502) 6631-0134, 6631-0868
Fax: (502) 6631-0870
E-mail: info@repetto.com.gt
Website: www.repetto.com.gt

Ref. 13435
Pag: 1
Fecha: 15/07/2008

Para: UNION FENOSA
Dirección:
Teléfono:
Fax: 7720-8700 **Atención: AMILCAR OVALLE**

Trabajo a realizar

aovalle@uef.com

Viaje de Cabezal y Low-boy para transportar desde Sub-Estacion Soloma hacia Sub-Estacion Pasabien un transformador con peso maximo de 26,400 libras y dimensiones en metros: 2.43 x 2.63 x 3.66.

A. VALOR DEL VIAJE	Q	22,050.00
NOTA: Este valor aplica siempre y cuando se utilice el mismo low-boy, seguidamente que haya descargado el transformador proveniente de Santo Tomas.		
B. Seguro del transformador	Q	2,625.00
C. Vehiculo guia para el trayecto Soloma - Huehuetenango	Q	2,900.02

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

De lo anterior, se evidencia sobrevaloración de los costos unitarios usados para la valoración de unidades constructivas de subestaciones.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 1.6.3, al 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 ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora en lo siguiente:

a. No remitir la documentación e información de sustento ni un comparativo entre el costo total de instalación propuesto para los transformadores de potencia propuestos 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, como se requirió en las observaciones contenidas en la Resolución CNEE-229-2018.
b. Incluir sobrecostos por traslado de transformadores en la valorización de las subestaciones de la red de distribución, sin justificaciones técnicas que permitan determinar la razonabilidad de dichos costos.

21. 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). 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:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELECTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"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."

Con base en los TdR y artículos anteriormente citados, es posible indicar que el Consultor de la Distribuidora incumplió dichos TDR si se considera que en las observaciones contenidas en la Resolución CNEE-229-2018, se requirió al Consultor de la Distribuidora remitir los planos y detalles técnicos de todas las subestaciones de la red de distribución contenidas en su estudio para corrobora la cantidad de campos o número de posiciones de dichas subestaciones, toda vez que en la revisión del informe G1 se observaron inconsistencias en la cantidad de campos reportada. No obstante lo anterior, dicha información no se remitió para la totalidad de las subestaciones sino solo para un grupo de estas, siendo imposible corroborar la cantidad de campos o número de posiciones antes indicada, incumpliendo con establecer claramente los bienes físicos de distribución que pueden ser reconocidos de acuerdo al artículo 67 de la LGE.

Como se observa, la omisión en la entrega de la información requerida contraviene lo dispuesto en los TdR referente a calcular *la* cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar en el diseño de las redes en el estudio, respetando los principios de eficiencia, adaptación económica y dimensionamiento óptimo de dichas instalaciones.

A continuación se presenta el detalle del análisis realizado para esta discrepancia:

ANALISIS:

Tomando como base la información reportada por el Consultor de la Distribuidora, únicamente se pudo corroborar que este corrigió la cantidad de campos en el archivo "Unidades Constructivas DC.xls" hoja "Armados x UC", para las siguientes subestaciones:

FICHA SUBESTACIONES - SE CABAÑAS	19/12/2018 12:08 ...	Adobe Acrobat D...	1,868 KB
FICHA SUBESTACIONES - SE CAMOTAN	19/12/2018 12:09 ...	Adobe Acrobat D...	893 KB
FICHA SUBESTACIONES - SE EL RANCHO 13.8	19/12/2018 12:09 ...	Adobe Acrobat D...	995 KB
FICHA SUBESTACIONES - SE ESQUIPULAS	19/12/2018 12:09 ...	Adobe Acrobat D...	1,298 KB
FICHA SUBESTACIONES - SE FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS	19/12/2018 12:09 ...	Adobe Acrobat D...	1,064 KB
FICHA SUBESTACIONES - SE MARIO MENDEZ	19/12/2018 12:09 ...	Adobe Acrobat D...	305 KB
FICHA SUBESTACIONES - SE SANTA ELENA PETEN	19/12/2018 12:09 ...	Adobe Acrobat D...	3,409 KB
FICHA SUBESTACIONES - SE VADO HONDO	19/12/2018 12:09 ...	Adobe Acrobat D...	452 KB

Así el Consultor de la Distribuidora no envió la información técnica que permitiera realizar las corroboraciones del número de campos correspondientes, para las siguientes subestaciones: SE PANALUYA, SE QUEZALTEPEQUE, SE LA RUIDOSA, SE CHIQUIMULA, SE LOS ESCLAVOS, SE EL PROGRESO, SE CHIQUIMULILLA, SE IPALA, SE SANARATE, SE SAN JULIAN, SE COBAN, SE SANTA ELENA PETEN, SE PUERTO BARRIOS, SE EL JICARO, SE PASTORIA y SE SALAMA.

DISCREPANCIA:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

En cumplimiento de 5.3.2. de los TDRs, artículo 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 60, 67 y 73 de la Ley General de Electricidad, se discrepa con el Consultor de la Distribuidora por no haber presentado la totalidad de la información técnica correspondiente que permita corroborar el número real de campos de las subestaciones: SE PANALUYA, SE QUEZALTEPEQUE, SE LA RUIDOSA, SE CHIQUIMULA, SE LOS ESCLAVOS, SE EL PROGRESO, SE CHIQUIMULILLA, SE IPALA, SE SANARATE, SE SAN JULIAN, SE COBAN, SE SANTA ELENA PETEN, SE PUERTO BARRIOS, SE EL JICARO, SE PASTORIA y SE SALAMA. Derivado de ello, se considera que la propuesta del consultor de la Distribuidora no está sustentada adecuadamente y por lo tanto no es posible establecer si la misma responde a costos eficientes de una red económicamente adaptada y óptimamente dimensionada para el servicio que se requiere, de acuerdo a lo establecido en el artículo 67 de la LGE.

22. 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."

Tomando en cuenta los TdR y los artículos anteriormente citados, se estableció que el Consultor de la Distribuidora incumplió los TdR, si se considera que:

a. En su propuesta, plantea la duplicación de equipos y materiales y el reconocimiento de sus costos asociados. Ante esto, en la Resolución CNEE-229-2018 se requirió al Consultor de la Distribuidora que corrigiera la inconsistencia indicada.
b. No obstante lo anterior, al revisar la memoria de cálculo adjunta al informe G2 presentado por el Consultor de la Distribuidora, se determinó que no se aplicaron las correcciones indicadas y que en el texto de su informe se limitó a brindar una respuesta inconsistente, sin mayor relación con lo requerido.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

c. Así, lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora contraviene los requerimientos planteados en los TDR referentes a calcular la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar en las instalaciones propuestas, las cuales deben responder a principios de eficiencia, adaptación económica y dimensionamiento óptimo para prestar el servicio requerido.

A continuación se presenta el análisis a detalle de esta discrepancia:

ANALISIS:

El Consultor de la Distribuidora incluyó dentro de todos los armados de "Campo de 34,5 kV" y "Campo de 13,8 kV" los siguientes equipos y materiales: Restauradores, seccionadores, pararrayos, cable de cobre, terminales de compresión, entre otros. A continuación se muestra en la siguiente imagen del archivo "Unidades Constructivas DR.xlsm" hoja "Detalle Armados" lo indicado en color rojo:

			Materiales								Tra
5											
6	Familia	Cod_Arm	Cod_Mat	Cod_CNEE	Descripcion	Tipo	Unid.	Cant.	Costo Unit. (USD)	Costo Total (USD)	Medio
3117		AyM8a	917370	MVC43	MARCHAMO PLASTICO TIPO CANDADO AZUL	Menores	Unidad	1.00	0.15	0.15	Camión (4 Ton)
3118	SUBESTACIONES	Campo1			Campo de 13,8 kV						
3119		Campo1	438978	PAP64	Restauradores (Reclosers) trifasicos para 13,8 kV, 630 amperios, 110	Mayores	Unidad	1.00	11,949.69	11,949.69	Camión (4 Ton)
3120		Campo1	917873	MVA123	Base para Seccionadores Dobles	Menores	Unidad	3.00	-	-	Camión (4 Ton)
3121		Campo1	552910	PAP224	SECCIONADOR 13,2 kV 600A	Mayores	Unidad	9.00	156.03	1,404.27	Camión (4 Ton)
3122		Campo1	690294	MVA179	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO COND. 4/0 AWG	Menores	Unidad	18.00	1.46	26.28	Camión (4 Ton)
3123		Campo1	525748	CCA44	CONDUCTOR ALUMINIO ACERO ACSR 4/0 PENGUIN	Mayores	M	25.00	1.18	29.50	Camión (4 Ton)
3124		Campo1	458557	MVC158	Soporte de base para seccionador fusible	Mayores	Unidad	3.00	-	-	Camión (4 Ton)
3125		Campo1	441202	PAP01	PARARRAYOS AUTOVALVULA 13,2 kV 10 kA	Mayores	Unidad	3.00	23.46	70.38	Camión (4 Ton)
3126		Campo1	434470	CCA05	CABLE DE COBRE DESNUDO Nº2 AWG	Mayores	M	10.00	2.43	24.30	Camión (4 Ton)
3127		Campo1	530559	MVC177	TERMINAL COMPRESIÓN PLETINA COND. CU #2	Menores	Unidad	3.00	1.46	4.38	Camión (4 Ton)
3128		Campo1	916048	ACEPOR	Estructura Metalica Galvanizada en caliente para Pórtico de Celosía	Menores	kg	1743.29	2.37	4,138.26	Camión (4 Ton)
3129	SUBESTACIONES	Campo2			Campo de 34,5 kV						
3130		Campo2	434490	PAP65	Restauradores (Reclosers) trifasicos para 34,5 kV, 630 amperios, 150	Mayores	Unidad	1.00	13,546.79	13,546.79	Camión (4 Ton)
3131		Campo2	917873	MVA123	Base para Seccionadores Dobles	Menores	Unidad	3.00	-	-	Camión (4 Ton)
3132		Campo2	552912	PAP224	SECCIONADOR 34,5 kV 600A	Mayores	Unidad	9.00	156.03	1,404.27	Camión (4 Ton)
3133		Campo2	690294	MVA179	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO COND. 4/0 AWG	Menores	Unidad	18.00	1.46	26.28	Camión (4 Ton)
3134		Campo2	525748	CCA44	CONDUCTOR ALUMINIO ACERO ACSR 4/0 PENGUIN	Mayores	M	25.00	1.18	29.50	Camión (4 Ton)
3135		Campo2	458531	MVC200	TUBO PORTAFUSIBLES EXPULSION 36 kV	Menores	Unidad	3.00	-	-	Camión (4 Ton)
3136		Campo2	441203	PAP02	PARARRAYOS AUTOVALVULA 34,5 kV 10 kA	Mayores	Unidad	3.00	49.43	148.29	Camión (4 Ton)
3137		Campo2	434470	CCA05	CABLE DE COBRE DESNUDO Nº2 AWG	Mayores	M	10.00	2.43	24.30	Camión (4 Ton)
3138		Campo2	530559	MVC177	TERMINAL COMPRESIÓN PLETINA COND. CU #2	Menores	Unidad	3.00	1.46	4.38	Camión (4 Ton)
3139		Campo2	916048	ACEPOR	Estructura Metálica Galvanizada en caliente para Pórtico de Celosía	Menores	kg	1743.29	2.37	4,138.26	Camión (4 Ton)

Asi mismo, en la misma hoja "Detalle Armados" el Consultor de la Distribuidora duplica los materiales y equipos indicados previamente en todos los armados de los Transformadores de Potencia, siendo éstos: Restauradores, seccionadores, pararrayos, cable de cobre y terminales de compresión, los cuales no son parte de un transformador de potencia, tal como se muestra a continuación en color rojo:

			Materiales								Trans
5											
6	Familia	Cod_Arm	Cod_Mat	Cod_CNEE	Descripcion	Tipo	Unid.	Cant.	Costo Unit. (USD)	Costo Total (USD)	Medio
3147	SUBESTACIONES	TrP2			Transformadores de potencia - 0.7 MVA						
3148		TrP2	TP12	0	Transformadores de potencia - 0.7 MVA	Mayores	Unidad	1.00	29,777.35	29,777.35	Contratista
3149		TrP2	434490	PAP65	Restauradores (Reclosers) trifasicos para 34,5 kV, 630 amperios, 150	Mayores	Unidad	1.00	13,546.79	13,546.79	Camión (4 Ton)
3150		TrP2	552912	PAP224	SECCIONADOR 34,5 kV 600A	Mayores	Unidad	9.00	156.03	1,404.27	Camión (4 Ton)
3151		TrP2	552910	PAP224	SECCIONADOR 13,2 kV 600A	Mayores	Unidad	3.00	156.03	468.09	Camión (4 Ton)
3152		TrP2	441203	PAP02	PARARRAYOS AUTOVALVULA 34,5 kV 10 kA	Mayores	Unidad	3.00	49.43	148.29	Camión (4 Ton)
3153		TrP2	434470	CCA05	CABLE DE COBRE DESNUDO Nº2 AWG	Mayores	M	15.00	2.43	36.45	Camión (4 Ton)
3154		TrP2	530559	MVC177	TERMINAL COMPRESIÓN PLETINA COND. CU #2	Menores	Unidad	3.00	1.46	4.38	Camión (4 Ton)
3155	SUBESTACIONES	TrP3			Transformadores de potencia - 2.5 MVA						
3156		TrP3	TP13	0	Transformadores de potencia - 2.5 MVA	Mayores	Unidad	1.00	106,347.69	106,347.69	Contratista
3157		TrP3	434490	PAP65	Restauradores (Reclosers) trifasicos para 34,5 kV, 630 amperios, 150	Mayores	Unidad	1.00	13,546.79	13,546.79	Camión (4 Ton)
3158		TrP3	552912	PAP224	SECCIONADOR 34,5 kV 600A	Mayores	Unidad	9.00	156.03	1,404.27	Camión (4 Ton)
3159		TrP3	552910	PAP224	SECCIONADOR 13,2 kV 600A	Mayores	Unidad	3.00	156.03	468.09	Camión (4 Ton)
3160		TrP3	441203	PAP02	PARARRAYOS AUTOVALVULA 34,5 kV 10 kA	Mayores	Unidad	3.00	49.43	148.29	Camión (4 Ton)
3161		TrP3	434470	CCA05	CABLE DE COBRE DESNUDO Nº2 AWG	Mayores	M	15.00	2.43	36.45	Camión (4 Ton)
3162		TrP3	530559	MVC177	TERMINAL COMPRESIÓN PLETINA COND. CU #2	Menores	Unidad	3.00	1.46	4.38	Camión (4 Ton)
3163	SUBESTACIONES	TrP4			Transformadores de potencia - 5 MVA						
3164		TrP4	TP14	0	Transformadores de potencia - 5 MVA	Mayores	Unidad	1.00	212,695.38	212,695.38	Contratista
3165		TrP4	434490	PAP65	Restauradores (Reclosers) trifasicos para 34,5 kV, 630 amperios, 150	Mayores	Unidad	1.00	13,546.79	13,546.79	Camión (4 Ton)
3166		TrP4	552912	PAP224	SECCIONADOR 34,5 kV 600A	Mayores	Unidad	9.00	156.03	1,404.27	Camión (4 Ton)
3167		TrP4	552910	PAP224	SECCIONADOR 13,2 kV 600A	Mayores	Unidad	3.00	156.03	468.09	Camión (4 Ton)
3168		TrP4	441203	PAP02	PARARRAYOS AUTOVALVULA 34,5 kV 10 kA	Mayores	Unidad	3.00	49.43	148.29	Camión (4 Ton)
3169		TrP4	434470	CCA05	CABLE DE COBRE DESNUDO Nº2 AWG	Mayores	M	15.00	2.43	36.45	Camión (4 Ton)
3170		TrP4	530559	MVC177	TERMINAL COMPRESIÓN PLETINA COND. CU #2	Menores	Unidad	3.00	1.46	4.38	Camión (4 Ton)
3171	SUBESTACIONES	TrP5			Transformadores de potencia - 7 MVA						
3172		TrP5	TP5	0	Transformadores de potencia - 7 MVA	Mayores	Unidad	1.00	297,773.53	297,773.53	Contratista
3173		TrP5	434490	PAP65	Restauradores (Reclosers) trifasicos para 34,5 kV, 630 amperios, 150	Mayores	Unidad	1.00	13,546.79	13,546.79	Camión (4 Ton)
3174		TrP5	552912	PAP224	SECCIONADOR 34,5 kV 600A	Mayores	Unidad	9.00	156.03	1,404.27	Camión (4 Ton)
3175		TrP5	552910	PAP224	SECCIONADOR 13,2 kV 600A	Mayores	Unidad	3.00	156.03	468.09	Camión (4 Ton)
3176		TrP5	441203	PAP02	PARARRAYOS AUTOVALVULA 34,5 kV 10 kA	Mayores	Unidad	3.00	49.43	148.29	Camión (4 Ton)
3177		TrP5	434470	CCA05	CABLE DE COBRE DESNUDO Nº2 AWG	Mayores	M	15.00	2.43	36.45	Camión (4 Ton)
3178		TrP5	530559	MVC177	TERMINAL COMPRESIÓN PLETINA COND. CU #2	Menores	Unidad	3.00	1.46	4.38	Camión (4 Ton)

Detalle Armados | Armados | Armados x UC | UUCC | Cuadros | PER y Terceros | Expansion | VNR | Ck_CNEE_2019_2023

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Lo anterior evidencia la duplicidad de estos materiales y equipos debido a que cada UUCC de subestaciones está conformada por campos de 34.5 kV, 13.8 kV y transformadores de potencia, como observa en la hoja "Armados x UC" del mismo archivo:

COD_I	COD_AR	ARMADO	UNID	CANT
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	TRAFO MONOF. AUTOPROTEGIDO SOBRE POSTE, 13,2 kV/120-240 V - 10 kVA	UNIDAD	1
SE017	0206302000	TRAFO 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
SE018		SE FRAY BARTOLOME DE LAS CASAS	CONJUNTO	
SE018	Campo2	CAMPO DE 34.5 kV	CONJUNTO	1
SE018	Campo1	CAMPO DE 13.8 kV	CONJUNTO	2
SE018	0207301500	SECCIONADOR FUSIBLE FIJACIÓN EN POSTE PARA CIRCUITO MONOFÁSICO 13,2 kV 100 A	UNIDAD	1
SE018	0207301700	SECCIONADOR FUSIBLE FIJACIÓN EN POSTE PARA CIRCUITO MONOFÁSICO 34,5 kV 100 A	UNIDAD	1
SE018	0206301000	TRAFO MONOF. AUTOPROTEGIDO SOBRE POSTE, 13,2 kV/120-240 V - 10 kVA	UNIDAD	1
SE018	0206302000	TRAFO MONOF. AUTOPROTEGIDO SOBRE POSTE, 34,5 kV/120-240 V - 10 kVA	UNIDAD	1
SE018	TrP3	TRANSFORMADORES DE POTENCIA - 2.5 MVA	CONJUNTO	1
SE018	CompSSEE	OBRA CIVIL, TELECONTROL Y ACCESORIOS	CONJUNTO	1
SE018	TERRENO	TERRENO	M2	500

La respuesta del Consultor de la Distribuidora a esta observación, fue incompleta de acuerdo a todos los requerimientos solicitados por la CNEE en la Resolución CNEE-229-2018, tal y como se muestra a continuación:

> **Respuesta:**
>
> Se corrigió la cantidad de campos en todas las SSEE, siendo igual a la informada por la empresa en archivo "Monto asegurado SSEE actualizado 2017.xlsx".

Adicional a la respuesta inconsistente del Consultor de la Distribuidora en su informe, cabe agregar que al revisar el modelo de cálculo adjunto al informe G2, se determinó que no se aplicaron las correcciones requeridas de acuerdo a lo indicado en las observaciones contenidas en la Resolución CNEE-229-2018.

Derivado de ello, 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.

DISCREPANCIA:

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 discrepa con el Consultor de la Distribuidora ya que al parecer indicó haber hecho las correcciones requeridas en las observaciones de la Resolución CNEE-229-2018, sin embargo se determinó que las mismas no fueron aplicadas en sus modelos de cálculo, por lo que se discrepa indicado a continuación:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

a. Plantear el reconocimiento de costos que incluyen la duplicación de los siguientes equipos y materiales: restauradores, seccionadores, pararrayos, cable de cobre y terminales de compresión, en los armados de "Campo de 34,5 kV", "Campo de 13,8 kV" y dentro de los armados de los transformadores de potencia de todas las subestaciones de la Distribuidora, contraviniendo los requerimientos planteados en los TDR referentes a calcular la cantidad óptima y eficiente de materiales y/o equipos a utilizar en las instalaciones propuestas, las cuales deben responder a principios de eficiencia, adaptación económica y dimensionamiento óptimo para prestar el servicio requerido.

b. Hacer caso omiso a la corrección de las incongruencias indicadas en el anterior inciso, la cual se refirió en las observaciones contenidas en la Resolución CNEE-229-2018, presentando en su informe una respuesta inconsistente, sin mayor relación con lo requerido

23. Proyección del VNR para el próximo quinquenio

Sobre este tema, los TdR 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:

"*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.*"

El cálculo del VNR de acuerdo a los artículos anteriores debe buscar un dimensionamiento económico basado en costos eficientes. Estos costos eficientes deberán reflejar una evolución racional del crecimiento tanto de las instalaciones como de la demanda, con lo cual el VNR que se proyecte cumpla con el principio de prestar el servicio con instalaciones económicamente justificadas considerando la evolución real de la demanda frente a sus instalaciones.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

ANÁLISIS

Al revisar la información remitida y analizando la proyección del VNR propuesto por el Consultor de la Distribuidora se presenta lo siguiente:

VNR Total

Actividad	Rubro	Zona	Unid.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio
Media Tensión	Subestaciones		USD	5,475,572	5,475,572	5,475,572	5,475,572	5,475,572	5,475,572	5,475,572	5,475,572	5,475,572
	Aparatos y Equipos		USD	10,272,921	10,272,921	10,272,921	10,272,921	10,272,921	10,272,921	10,272,921	10,272,921	10,272,921
	Red MT	AUD	USD	8,849,182	8,849,182	8,849,182	8,849,182	8,849,182	8,849,182	8,849,182	8,849,182	8,849,182
		RdR	USD	191,473,167	195,302,631	199,208,683	203,667,421	208,205,841	212,350,976	216,579,013	220,891,610	210,150,591
	Total Red MT		USD	200,322,349	204,151,813	208,057,865	212,516,602	217,055,023	221,200,157	225,428,194	229,740,792	218,999,772
Total MT			USD	216,070,842	219,900,305	223,806,357	228,265,095	232,803,515	236,948,650	241,176,687	245,489,284	234,748,265
Baja Tensión	Transf. Media/Baja	AUD	USD	8,200,315	8,200,315	8,200,315	8,200,315	8,200,315	8,200,315	8,200,315	8,200,315	8,200,315
		RdR	USD	60,411,142	61,689,557	62,993,539	64,423,273	65,879,608	67,263,404	68,674,877	70,114,579	66,558,213
	Red BT	AUD	USD	10,229,051	10,229,051	10,229,051	10,229,051	10,229,051	10,229,051	10,229,051	10,229,051	10,229,051
		RdR	USD	124,298,908	126,765,064	129,280,542	132,141,115	135,053,004	137,722,449	140,445,284	143,222,576	136,310,828
Total BT			USD	203,139,416	206,883,986	210,703,447	214,993,754	219,361,977	223,415,220	227,549,527	231,766,521	221,298,408
Medidores y Acometidas	Acometidas	AUD	USD	1,479,918	1,567,936	1,639,348	1,733,836	1,817,299	1,903,947	1,979,652	2,056,393	1,855,079
		RdR	USD	10,606,454	11,212,667	11,702,293	12,361,987	12,944,300	13,526,600	14,031,901	14,544,371	13,185,242
	Medidores	AUD	USD	5,586,165	5,873,171	6,101,520	6,347,256	6,549,047	6,762,959	6,933,140	7,106,870	6,633,465
		RdR	USD	34,314,553	36,431,951	38,076,631	39,934,451	41,490,081	43,033,378	44,275,291	45,540,534	42,058,394
Total Medidores y Acometidas			USD	51,987,091	55,085,726	57,519,793	60,377,529	62,800,726	65,226,884	67,219,984	69,248,170	63,732,181
Total Empresa			**USD**	**471,197,349**	**481,870,017**	**492,029,597**	**503,636,378**	**514,966,219**	**525,590,754**	**535,946,198**	**546,503,975**	**519,778,853**

Respecto a las tasas de crecimiento del VNR propuestas, se indica que:

Lo anterior da como resultado una tasa de proyección de crecimiento del VNR promedio del quinquenio de 1.90% para el VNR de BT, de 1.84% para el VNR de MT y de 2.06% para el VNR total, este último incluyendo instalaciones MT, BT, acometidas y medidores.

Adicionalmente, al analizar las potencias máximas propuestas en el informe de etapa A.1, se observó 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 observó es que la tasa de crecimiento de VNR promedio es superior a la tasa de crecimiento de la demanda total de la potencia promedio, siendo este cociente el denominado "coeficiente de economía de escala", el cual da como resultado un valor de 1.09 (2.06%/1.88%).

Lo anterior se resume en la siguiente tabla:

Tasa de Crecimiento	BT	MT	TOTAL
VNR	1.90%	1.84%	2.06%
Potencia Máxima	1.98%	1.88%	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). 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.

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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:

$$VNR = k * Dem^b$$

Dónde:

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 crezcan 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	393,117,214
...	...	...	...	...	...	...
2016	1,168,883	16,108	16,572	38,836	651,601	469,842,886
Tasa	5.17%					3.63%

Los valores del año 2016 se obtuvieron de la hoja UUCC del archivo Unidades Constructivas DC.xlsx presentado por la empresa en la etapa G2, a excepción de las cantidades de km de red de BT Rural, que se mantuvieron de la Etapa G1. Las cantidades del año 2011 se obtuvieron del EVAD 2012.

El VNR 2016 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)	VNR (USD)
Costo	13,414	8,118	1,767	77.17	469,842,886

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

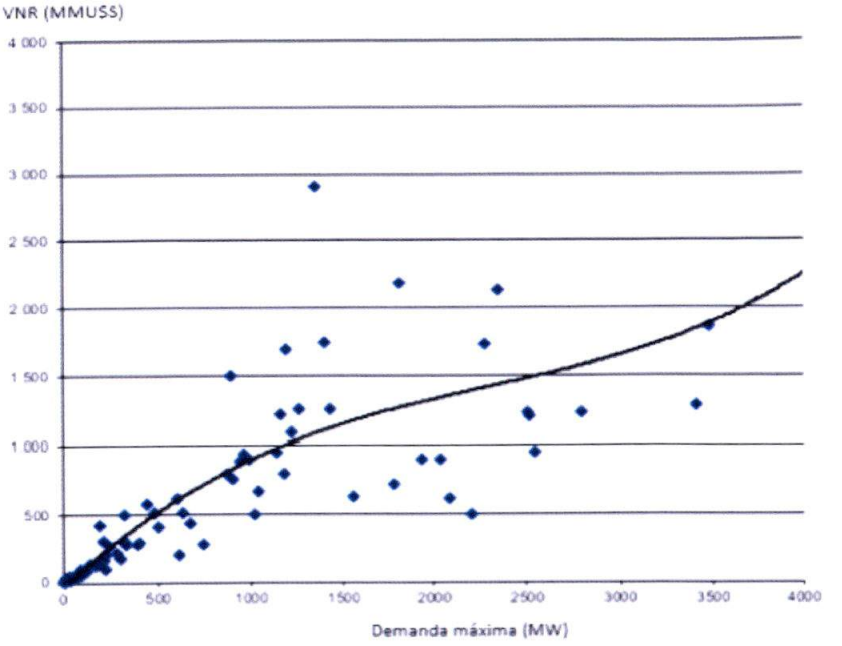
Por lo cual, el coeficiente de economía de escala para la Distribuidora, la correspondiente información histórica de la misma, da como resultado un valor de 0.70 (3.63%/5.17%). Este valor es inferior a uno, lo que confirma la consistencia de la metodología del BID y se evidencia que la proyección del VNR, calculada por el Consultor de la Distribuidora es excesivamente elevada y técnicamente inconsistente, ya que el factor de economía de escala resulta en 1.09, mayor a uno (este valor no presenta precisamente el concepto de dicha economía de escala) y muy superior al valor histórico de la Distribuidora de 0.70. En síntesis, el Consultor de la Distribuidora propuso en forma incoherente que la Distribuidora debe realizar inversiones muy superiores a sus requerimientos de 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 puede ser considerada para la determinación de las tarifas.

También, la Distribuidora presentó para el periodo 2011 – 2016 un cálculo del crecimiento superficial basado en la metodología de cuadriculas y determino que la tasa anual de crecimiento fue **3,9% para dicho periodo**, la **energía facturada creció un 5,17% anual**. Por lo cual, **el coeficiente de economía de escala para la Distribuidora, considerando la información de la misma, da como resultado un valor de 0.70 (3.63%/5.17%)**. Este valor es inferior a uno, lo que confirma la consistencia de la metodología del BID. La Distribuidora también propone un crecimiento de la superficie para el periodo tarifario de 2% que nos es consistente con la propuesta de crecimiento de la demanda del 1,88%; y se evidencia e que la proyección del VNR calculada por el Consultor de la Distribuidora es excesivamente elevada y técnicamente inconsistente para la tasa de crecimiento de la demanda proyectada.

A continuación, se exponen dos gráficos que muestran la economía de escala de la distribución de energía eléctrica. El primero fue realizado con datos de 81 distribuidoras de energía eléctrica de Argentina, Brasil y México pequeñas, medianas, grandes y muy grandes, y el segundo con datos de las empresas comparables en demanda a DEOCSA y DEORSA. En el eje x se encuentran valores de demanda máxima en MW y en el eje y valores de VNR obtenidos valorizando las cantidades de instalaciones a los valores medios del EVAD de DEOCSA y DEORSA.

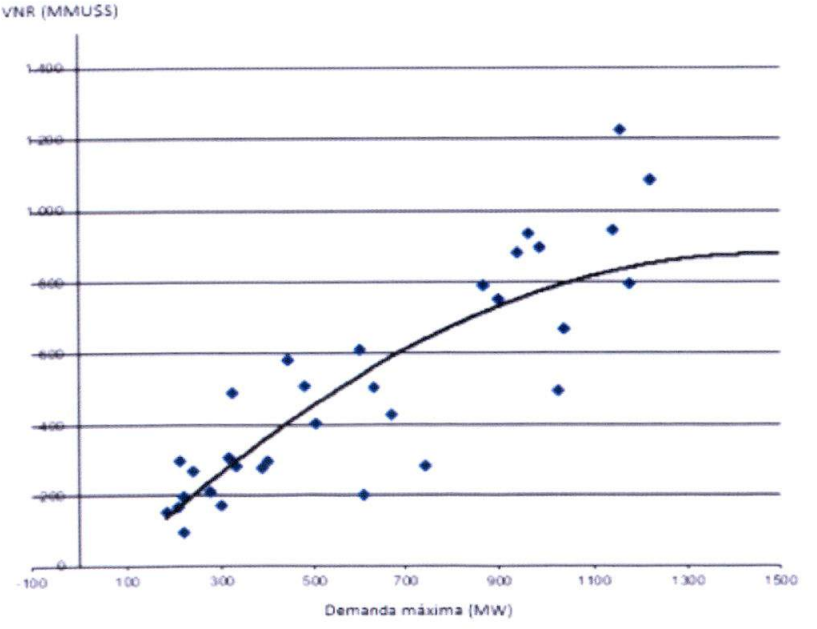
Gráfico: Factor de economía de escala en 81 distribuidoras de EE de Argentina, Brasil y México de empresas pequeñas, medianas, grandes y muy grandes.

COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



Se observa como la curva de tendencia a medida que crece la demanda máxima comienza a decrecer hasta un punto de distribuidoras muy grandes que comienza a aumentar por el efecto de la necesidad de instalaciones de alta tensión e instalaciones subterráneas. El factor de economía de escala total resulta de 0,6 (2300 MMU$S) / 4000 MW).

Gráfico: Factor de economía de escala en distribuidoras comparables en demanda a DEOCSA y DEORSA.



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Se observa como la curva de tendencia a medida que crece la demanda máxima comienza a decrecer. El factor de economía de escala total resulta de 0.63 (950 MMU$S) / 1500 MW).

Así mismo la argumentación de las variaciones de los indicadores de metros de red de BT por usuario por el incremento no sustentado de las redes de BT, y la reducción del consumo promedio por usuario, resultado de haber presentado tasas de crecimiento mayores a las del consumo de energía y potencia de los usuarios, como consecuencia de haber incumplido con la metodología establecida en los TdR y cálculos incorrectos, no pueden ser consideradas como justificaciones válidas, para las incongruencias de crecimiento del VNR discutidas en este apartado, dichas incongruencias son discutidas en las otras Discrepancias presentadas, y corresponden a: i) Que las proyecciones de crecimiento de la demanda son incorrectas, ii) El crecimiento de la cantidad de redes de BT, que resultó de los relevamientos realizados por la Distribuidora, fueron rechazados por esta Comisión, por presentar información incorrecta e inválida, y iii) La inclusión de inversiones para adicionar nuevos equipos y materiales, así como modificaciones tecnológicas que incrementan los costos proyectados de inversión y del VNR, mismos que la Distribuidora no presentó de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 y el artículo 85 del RLGE, y no fueron aprobados por la Comisión

DISCREPANCIA:

En cumplimiento al numeral 5.12, literal b, número romano iv, a los artículos 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y a los artículos 67 y 73 de la Ley General Electricidad , se ratifica lo indicado no haber programado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el criterio del Consultor de la Distribuidora al no haber corregido la proyección del crecimiento del VNR, a manera que el coeficiente de economía de escala de la Distribuidora sea como máximo 0.70, valor que es congruente y se sustenta con el registro histórico de la Distribuidora y las comparaciones con otras distribuidoras, antes indicadas, de acuerdo a lo establecido en el artículo 85 del RLGE.

Por lo que la proyección de crecimiento del VNR de la Distribuidora, no se considera como económicamente adaptado, presentando una sobrevaloración excesiva al proyectar crecimientos de las instalaciones, incluso superiores a los crecimientos de la demanda, por lo que los parámetros presentados no pueden ser considerados como eficientes, derivado que el Consultor de la Distribuidora, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes, lo cual claramente no se sustentó para este caso en el que su indicador global no presenta un parámetro razonable de eficiencia; por lo tanto los valores y parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE.

24. 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*

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rosales
Secretaria General

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. *Reconectadores 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 revisar los TdR y artículos anteriormente citados, es posible indicar que el Consultor de la Distribuidora incumplió los TDR, al no corregir en sus modelos de optimización las tasas de falla y tiempos medios de reparación, a fin de que los valores para redes AUD y RDR, se mantengan en parámetros coherentes con los resultados de otros estudios tarifarios y en todo caso tomando como base los parámetros de la revisión tarifaria anterior, por lo que no se considera una gestión de una empresa eficiente de referencia al no haber utilizado tiempos medios de reparación para redes AUD y RDR, inferiores o iguales a los utilizados en la revisión tarifaria anterior, en virtud de que se mantengan las eficiencias, de acuerdo al artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad,

A continuación se presenta el análisis detallado de esta discrepancia:

ANALISIS:

El Consultor de la Distribuidora utilizó los siguientes valores para las tasas y tiempos de falla en su estudio:

	Tasa de falla (por km o unidad/año)		Tiempo medio de reparación por falla (horas /falla)	
Componente de red	**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

En cumplimiento a los TDR, los valores propuestos debían compararse con los resultados de otros estudios, con la finalidad de establecer la razonabilidad y coherencia de lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora. Así, al comparar los valores que propuso 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

	Tasa de falla (por km o unidad/año)					
Componente de red	**AUD CNEE EVAD 2013 DEORSA**	**AUD PERÚ 2012**	**AUD ARGENTINA 2010**	**AUD PROMEDIO**	**AUD DEORSA 2018**	**% Variación EVAD 2018/EVAD2013**
Red MT	0.30	0.30	0.30	0.30	0.25	-17%

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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

	Tasa de falla (por km o unidad/año)					
Componente de red	**RDR CNEE EVAD 2013 DEORSA**	**RDR PERÚ 2012**	**RDR ARGENTINA 2010**	**RDR PROMEDIO**	**RDR DEORSA 2018**	**% Variación EVAD 2018/ EVAD2013**
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

	Tiempo medio de reparación (horas/falla)					
Componente de red	**AUD CNEE EVAD 2013 DEORSA**	**AUD PERÚ 2012**	**AUD ARGENTINA 2010**	**AUD PROMEDIO**	**AUD DEORSA 2018**	**% Variación EVAD 2018/ EVAD2013**
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

	Tiempo medio de reparación (horas/falla)					
Componente de red	**RDR CNEE EVAD 2013 DEORSA**	**RDR PERÚ 2012**	**RDR ARGENTINA 2010**	**RDR PROMEDIO**	**RDR DEORSA 2018**	**% Variación EVAD 2018/ EVAD2013**
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:

a. Respecto a las tasas de falla, se observó que el Consultor de la Distribuidora utilizó las mismas tasas de falla independientemente de que sean zonas urbanas (AUD) y no urbanas (RdR).

b. No se hizo distinción entre líneas de BT y Acometidas, resultando la tasa de fallas y tiempo medio de reparación de acometidas muy por encima del promedio de otros estudios a nivel latinoamericano y del país.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

c. Respecto a los tiempos medios de reparación, se observó que tanto para redes RDR como para AUD, propuso tiempos en un 200% por encima del promedio obtenido de otros estudios.

d. Respecto al EVAD del año 2013, el mismo Consultor presentó incrementos de hasta 525%, lo cual demuestra los cambios de criterio sin ninguna justificación ni base estadística, que haya sido fehacientemente comprobada.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento del numeral 5.4.6. de los TDRs, y del artículo 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y discrepa con el Consultor de la Distribuidora en lo siguiente:

a. No haber corregido 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, por haber utilizado tasas de falla iguales o inferiores a las utilizadas en la revisión tarifaria anterior.
b. No haber corregido 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 haber utilizado tasas de falla inferiores o iguales a las utilizadas en la revisión tarifaria anterior.

c. No haber corregido en 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 haber utilizado tiempos medios de reparación para redes AUD y RDR, inferiores o iguales a los utilizados en la revisión tarifaria anterior.

25. Factor de recuperación de capital y factor de amortización

Sobre este tema, los TdR 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 retornos: sobre el capital (renta) y del capital (amortización). El cual, debe de calcularse de la manera siguiente:*

$$FRC = (1 / To) + \frac{r * (Ta / To)}{2 * (1 - g)}$$

Dónde:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

FRC	=	*Factor de Recuperación de Capital.*
To	=	*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.*
Ta	=	*Periodo de amortización (= To).*
g	=	*Alícuota del Impuesto Sobre la Renta.*

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:*

$$\frac{r}{[(1+r)^{To}-1]}$$

Dónde:

r	=	*Tasa de Actualización aprobada por la CNEE.*
To	=	*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 To el monto necesario para adquirir los activos a reponer.

COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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".

Por otro lado el numeral 3.6 de la Resolución CNEE-281-2016 que establece que:

"En caso de que la Firma Especializada sea contratada para la elaboración de Estudios del Valor Agregado de Distribución por una Distribuidora de Guatemala, el mismo deberá ser elaborado por el Personal Profesional Precalificado por CNEE, y únicamente podrá ser cambiado por Profesionales que cumplan con lo ahí indicado y que cuente con la anuencia por escrito de esta Comisión, a solicitud de la Firma Especializada."

Así mismo el numeral 1.8 de los TdRs establece: "Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 83, 85 y 98 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." El resaltado es propio.*

"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."

*"Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, **la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas**, precalificadas por la Comisión. El resaltado es propio." El resaltado es propio.*

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 4, 71, 74 y 77 que:

"La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:"

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

*"c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, **así como la metodología para el cálculo de las mismas.**" El resaltado es propio.*

"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."

"Cada distribuidor deberá cálcular los componentes de los 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 dichos estudios." El resaltado es propio.*

***"La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión cada cinco (5) años**, durante la primera quincena de enero del año que corresponda." El resaltado es propio.*

Sin embargo del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con los numerales 5.10 y 5.11 de los TdR, al incumplir con utilizar para sus cálculos, la metodología establecía en los TdRs para determinar el Factor de Recuperación de Capital –FRC- y el valor de reposición de instalaciones de terceros o donaciones, utilizando en su lugar metodologías que no están contenidas en los TdR, así mismo, si la Distribuidora requería realizar un cambio a la metodología establecida en los TdR, debió seguir el procedimiento establecido en el numeral 1.8 de los TdR, en los que indica "Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso.", al respecto, la Distribuidora no realizó el requerimiento correspondiente, de forma escrita, justificando plenamente la modificación de la metodología de cálculo establecida en los TdR, por lo que no le fue notificada ni aceptado ningún cambio a la metodología para la determinación del FRC.

ANÁLISIS

En el informe del Consultor de la Distribuidora **se indica haber tomado la propuesta de modificación a la fórmula del FRC y cálculo del factor de amortización del Doctor Helmuth Chávez**, decano de la Escuela de Negocios de la Universidad Francisco Marroquín (Guatemala), la cual no fue requerida formalmente y por escrito a esta Comisión conforme al procedimiento establecido en el numeral 1.8 de los TdR, por lo que no le fue notificada ni aceptado ningún cambio a la metodología de los TdR para la determinación del FRC, a la Distribuidora. Aún así, respecto al cambio de metodología incluido en los estudios tarifarios presentados por el consultor de la Distribuidora, es necesario indicar lo siguiente:

a. Sobre la Fórmula del FRC

El Consultor no utilizó la fórmula establecida en los TdR; en su lugar utilizó la fórmula del "sinking fund" y la aplicó a una base de capital equivalente al valor a nuevo de los

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

activos para la prestación del servicio (Valor Nuevo de Reemplazo –VNR-). La fórmula del FRC propuesta 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:

$$\boxed{FRC = \frac{r}{(1+r)^n - 1} + r}$$

En dicha fórmula se puede ver claramente que el segundo componente está remunerando, a la tasa "r", todo el capital, o sea, si se aplica al VNR estaría remunerando un valor que no corresponde a los costos de capital real de las instalaciones que se encuentran depreciadas (valor neto de las instalaciones).

Mientras la fórmula para determinar el FRC, definida en el numeral 5.10 de los TdR, tiene características distintas a lo propuesto por el Consultor, ya que esta fórmula toma en cuenta que los activos de la distribuidora que están depreciados en un 50% (no incluye las depreciaciones) y por ello, en su componente de capital, utiliza un factor igual a 2. En ese sentido, la propuesta, de calcular un factor alternativo de depreciación, que iguale los resultados de la fórmula de "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, o algún valor que represente un dato congruente. El cálculo propuesto es el siguiente:

$$\left(\frac{1}{T_o}\right) + \frac{1}{f}\frac{r*(T_a/T_o)}{(1-g)} = \frac{TCC}{\left[1-\frac{1}{(1+TCC)^n}\right]}$$

Donde "f" es el factor de depreciación.

En este punto cabe aclarar que, si bien es cierto los TdR permiten proponer un factor de depreciación distinto a 2, éste debe ser calculado de una forma técnica y financieramente razonable, para el efecto los TdR establecen que para determinar dicho factor, **resultara de la realidad de la depreciación de los activos de la Distribuidora; por lo que para la determinación de dicha realidad de la depreciación de los activos, se requiere que se remitan 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. **Esta información requerida en los TdR no fue presentada por el Consultor de la Distribuidora en su Estudio.**

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

b. Sobre el Factor de Amortización

Se propuso una fórmula alternativa a la definida en los TdR, 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 propuso es la ecuación 15 del documento "2018 ENERGUATE Reporte FRC y FA":

$$\frac{A(1+TAI)^1+A(1+TAI)^2+A(1+TAI)^3+\cdots+A(1+TAI)^{To}}{(1+TAI)^{To}}=100$$

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. Por lo tanto, dicha fórmula no es correcta.

La fórmula propuesta, reordenada, es la siguiente:

$$A(1+TAI)^1+A(1+TAI)^2+A(1+TAI)^3+\cdots+A(1+TAI)^{To}=100\times(1+TAI)^{To}$$

Analizando las respuestas de la Distribuidora, a las observaciones realizadas se observó que el Consultor de la Distribuidora continuó utilizando la modificación de la metodología de los TdR, indicando que debe ser aplicada la fórmula de "sinking fund" al VNR bruto sin tomar en cuenta que los activos de la distribuidora están depreciados, lo cual es un incumplimiento a los TdR y lo establecido en el artículo 83 del RLGE.

A continuación, se exponen las regulaciones en donde la anualidad de los activos es similar a la definida en los TdR del EVAD en su numeral 5.10, es decir se considera el cálculo del costo anual de capital a reconocer sobre la base del valor depreciado de los activos (valor neto):

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Argentina[10]:

La anualidad de la base de capital surge, conforme a la metodología teórica más consistente de la adición de dos términos por un lado la sumatoria del producto entre el Valor del Depreciado Técnico de los activos y la tasa de rentabilidad para cada elemento, y por el otro el valor correspondiente a la depreciación anual determinado como el valor de los activos dividido por la vida útil regulatoria, cuyo algoritmo matemático de cálculo es el siguiente:

$$Anualidad = \sum \left(\frac{VNR}{Vida\ util} + i * VDT \right)$$

Donde

- VNR es el Valor nuevo de reemplazo de cada instalación
- i es la tasa de rentabilidad
- **VDT es el valor depreciado técnico de cada instalación**

Brasil[11]:

Se calcula el Activo Bruto del Año Inicial mediante un Revalúo Contable de las instalaciones existentes "adaptadas expeditivamente" a la demanda por el Ente mediante un factor menor que 1 (uno). Por igual procedimiento se calcula la depreciación de los activos a la fecha de inicio del período tarifario. Por diferencia se obtiene el **Activo Neto del Año Inicial.**

Se estiman las inversiones destinadas a Ampliaciones en los años subsiguientes mediante una fórmula econométrica.

Se estiman las inversiones de reemplazo suponiendo sucesivamente que:

- La vida útil promedio de las instalaciones es de n=30 años
- El Activo Bruto 30 años atrás era 1/(1+T)n veces el del Año Inicial
- En el Año 1 se reemplaza un T% del Activo Bruto del Año (-n), siendo T= 9% para redes y 6% para acometidas.

Se calcula el Activo Neto del año 1 (uno): Activo Neto del Año Inicial más Inversiones en Ampliación, más Inversiones en Reemplazo, menos Depreciación. Esta última se obtiene proyectando los registros históricos de balance.

Se estima el costo anual de capital aplicando una tasa WACC al Activo Neto de cada año.

Panamá[12]:

[10] Fuente: http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/RTI?OpenPage

[11] http://www.aneel.gov.br/audienciaspublicas?p_auth=If8G3Kdt&p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_audienciaId=298&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_javax.portlet.action=visualizarAudiencia

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

La **Base de Capital Neta de Depreciación** al inicio de cada Revisión Tarifaria es calculada por el Ente (Base anterior + inversiones "eficientes" – Depreciación). Las inversiones consideradas "eficientes" por el Ente son las del período anterior, según surge de los balances contables, eventualmente supervisadas y ajustadas por el Ente. La depreciación se toma de los balances.

La tasa de rentabilidad es el WACC.

Los Activos Brutos de Distribución y de Comercialización para cada año del período tarifario son estimados mediante funciones de eficiencia obtenidas por Benchmarking con Distribuidores referenciales de la FERC.

Las Inversiones Anuales surgen por diferencia entre Activos Brutos de años sucesivos.

La Amortización anual es igual al 3,3% (vida útil 30 años) del Activo Bruto (Base de Capital Bruta Año "n-1" + Inversión Anual Año "n" – Bajas Año "n").

Luego del análisis y comentarios efectuados es importante agregar qué el artículo 74 de la Ley General de Electricidad claramente indica que: *"Cada distribuidor deberá calcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una firma de ingeniería precalificada por la Comisión"*, así como lo dispuesto en el numeral 3.6 de la Resolución CNEE-281-2016 que establece que *"3.6 En caso de que la Firma Especializada sea contratada para la elaboración de Estudios del Valor Agregado de Distribución por una Distribuidora de Guatemala, el mismo deberá ser elaborado por el Personal Profesional Precalificado por CNEE, y únicamente podrá ser cambiado por Profesionales que cumplan con lo ahí indicado y que cuente con la anuencia por escrito de esta Comisión, a solicitud de la Firma Especializada."* Con vista en lo anterior, **la propuesta del Doctor Helmuth Chávez, presentada dentro del estudio del Consultor de la Distribuidora no puede ser tomada en cuenta**, toda vez que el Doctor Chávez **no forma parte del personal profesional precalificado por la CNEE, ni existe anuencia por escrito de esta Comisión** para su incorporación a dicho grupo de profesionales.

Por otra parte, y en refuerzo del criterio de la CNEE, se cuenta con la opinión técnica del Ingeniero Mario C. Damonte, quien actualmente forma parte del personal profesional precalificado por la CNEE dentro de la firma de ingeniería contratada por la Distribuidora para el cálculo de los componentes del VAD, siendo su opinión[13] sobre el FRC, en julio del año 2010, la siguiente:

> **96. Al respecto cabe señalar que es correcto utilizar una FRC basado en la depreciación acumulada. Por ejemplo en DR y DC se utilizó una depreciación acumulada del 57.8%.**

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

[12] Fuente: https://www.asep.gob.pa/
[13] Análisis de Bates White 5-5-2008 y Recálculo del VNR y VAD en base al pronunciamiento de la Comisión Pericial. Julio 2010

III.3.1	Base de Capital
65.	La BC es el valor neto (depreciado) de todos los activos necesarios para prestar el servicio en forma óptima (o sea con un costo total mínimo), adaptados a la demanda.

67.	La BC puede definirse como el VNR del activo optimizado y depreciado. Los activos que integrarán la BC se diseñan utilizando las tecnologías más eficientes disponibles en el mercado al momento de la fijación tarifaria. El concepto de VNR es que el valor de cada activo, necesario para prestar el servicio, se valúa a precios de mercado, eligiendo la mejor alternativa posible para cumplir la función del activo a valuar.

Como pudo observarse en la opinión del Ingeniero Damonte se refuerza el principio que la Base de Capital (BC) corresponde a un VNR optimizado y depreciado, criterios que son los establecidos en los TdR.

Finalmente, es importante mencionar que al no haber remitido la Distribuidora la información establecida en los TdR limitó y dificultó a la CNEE 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.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento de los numerales 1.8, 3.6, 5.10., 5.11. y 5.12, literal b, número romano iv de los TdR, artículos 83, 85 y 88 del RLGE y los artículos 4, 71, 74 y 77 de la Ley General de Electricidad, se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora en lo siguiente:

Por incumplir con aplicar en sus cálculos, la metodología de cálculo establecida en los TdR, correspondiente a la determinación del Factor de Recuperación de Capital –FRC- y el valor de reposición de instalaciones de terceros o donaciones, numerales 5.10 y 5.11 de los TdR, presentando en su estudio tarifario cálculos con metodologías no aprobadas por la CNEE. Por lo que el factor de depreciación de los activos incluido en sus cálculos fue calculado de manera incorrecta y no corresponde a la metodología establecida en los TdR, derivado que no presentó la documentación de respaldo que fundamente la realidad de la empresa, tal como lo indica el numeral 5.10 de los TdR. Así mismo, de acuerdo a lo establecido en el numeral 1.8 de los TdR, si la Distribuidora requería el cambio de la metodología establecida en los TdR, debió haber realizado la solicitud por escrito, razonando plenamente el cambio metodológico requerido y hasta que la Comisión le hubiese notificado la aceptación del cambio propuesto, la Distribuidora y el Consultor podían aplicar los cambios requeridos.

Así mismo incumplió con el numeral 3.6 de la Resolución CNEE-281-2016 en el que establece: "*En caso de que la Firma Especializada sea contratada para la elaboración de Estudios del Valor Agregado de Distribución por una Distribuidora de Guatemala, el mismo deberá ser elaborado por el Personal Profesional Precalificado por CNEE, y únicamente podrá ser cambiado por Profesionales que cumplan con lo ahí indicado y que cuente con la anuencia por escrito de esta Comisión, a solicitud de la Firma Especializada*", dado que no utilizó el procedimiento para cambiar o adicionar profesionales dentro del "Personal

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Profesional Precalificado" para la elaboración de los informes, aunque los mismo cumplieran con todas los requisitos para ser incorporados.

Balance de Energía y Potencia – Etapa D

26. Pérdidas técnicas

Sobre este tema, los numerales 6.2.4., 6.2.6. y 6.2.9.de los TdR 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.

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:

$$Factordepérdidas = 0.3 \times FactordeCarga + 0.7 \times FactordeCarga^2$$

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:

$$Factordepérdidas = 0.3 \times FactordeCarga + 0.7 \times FactordeCarga^2$$

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:

$$Factordepérdidas = 0.3 \times FactordeCarga + 0.7 \times FactordeCarga^2$$

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83, 85 y 90 establece que:

"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: ... 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 factor de pérdidas medias de energía para cada nivel de tensión se calculará como el valor inverso de la diferencia entre la unidad y el valor unitario de las pérdidas de energía correspondientes. La fórmula de cálculo es la siguiente: FPE = 1/(1 - pe)."

"...El factor de pérdidas medias de potencia para cada nivel de tensión se calculará como el valor inverso de la diferencia entre la unidad y el valor unitario de las pérdidas de potencia correspondientes. FPP = 1/(1 - pp)."

"...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."

ANALISIS

Al analizar lo presentado en el archivo "DR_Proy Global y Espacial.xlsx", hoja "MovEPOpt", se observaron los siguientes resultados para las pérdidas técnicas de la distribuidora las cuales fueron obtenidas por medio de flujos de carga que realizaron a través del modelo desarrollado internamente por QUANTUM:

Concepto	Unidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Prom 19 - 23
Pe Técnica MT	MWh	88,168	91,183	94,221	97,254	100,228	103,215	106,207	109,209	103,222
Pe Técnica TMB	MWh	21,931	22,148	22,372	22,594	22,803	23,015	23,229	23,446	23,017
Pe Técnica BT	MWh	29,226	30,244	31,489	32,748	33,974	35,176	36,369	37,535	35,160

Los valores anteriores, al referirlos a la entrada de la red de la distribuidora, dieron como resultado lo siguiente:

	Energía (MWh)	%PT/Eingresada en MT
Pérdidas Técnicas Promedio en MT	103,222	6.70%
Pérdidas Técnicas Promedio en BT	58,178	3.78%

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Presentando valores de pérdidas técnicas de MT incongruentes, ya que incluso son un 77% superiores a las pérdidas de las instalaciones de BT (transformadores MT/BT + redes BT), esto puede observarse, al comparar los resultados 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%	6,70%
PÉRDIDAS TECNICAS BT	5.25%	5.04%	4,75%

Como se puede observar, el Consultor en la presente revisión tarifaria, propuso un valor de pérdidas técnicas en Media Tensión más alto respecto a las pérdidas técnicas de Baja Tensión, lo cual no es lógico ni consistente, ni concuerda con la relación actualmente vigente (perdidas en MT, menores que en BT), 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 (ni con el planteamiento errado e incluido en su estudio, correspondiente a un incremento de la longitud de las redes de BT por cada CT), en los cálculos presentados por el mismo Consultor en estudios tarifarios anteriores, donde siempre se ha determinado que el porcentaje de las pérdidas técnicas en MT superan al de las de BT, no al revés.

El Consultor indicó en su documento Observaciones DR CNEE-229-2018: "*Otro aspecto importante que recalcar es la interpretación de las pérdidas de energía porcentual.* ***Generalmente los porcentajes de pérdidas se calculan como la relación entre las pérdidas en MWh anual sobre la energía comprada total.***" (resaltado es propio). Este procedimiento de calcular los porcentajes de pérdidas sobre la energía comprada total es incongruente con el procedimiento utilizado para la proyección del crecimiento de la demanda, el cual parte de las ventas reportadas por la Distribuidora, mismo criterio que

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

fue aplicado en los balances de potencia y energía.

A partir de lo indicado por el Consultor de la Distribuidora, a continuación, se indican los porcentajes de pérdidas calculados como la relación entre las pérdidas en MWh anual sobre la energía comprada total de distintas distribuidoras de Latinoamérica:

País		Perú	Perú	Perú	Chile	Chile	Chile	Chile
Empresa		SEAL	ELECTRO CENTRO	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	Año	2011	2011	2011	2014	2014	2014	2014
PÉRDIDAS TOTALES	MWh	33.644	3.923	2.372	714.288	110.671	16.500	82.961
ENERGIA COMPRADA TOTAL	MWh	722.788	42.421	28.263	9.769.049	2.178.566	297.500	879.841
PT/ECT	%	4,65%	9,25%	8,39%	7,31%	5,08%	5,55%	9,43%

Al comparar la relación entre las pérdidas totales (PT) en MWh anual sobre la energía comprada total (ECT) promedio de las distribuidoras anteriores, con lo propuesto por la Distribuidora en la revisión actual se tiene lo siguiente:

País	Promedio otras distribuidoras	Promedio Revisión actual
PT/ECT	7,09%	16,74%

Como se puede observar, el Consultor de la Distribuidora al utilizar como punto de partida las ventas y sus pérdidas técnicas y no técnicas "óptimas" para el cálculo del balance de potencia y energía, incrementa artificialmente el porcentaje de pérdidas totales, ya que el valor total de energía a la entrada de la red de media tensión (estimada por el Consultor de la Distribuidora)nunca llega a ser el valor de compras totales de la Distribuidora (datos del SMEC del AMM), dando como resultado que la comparación de pérdidas totales sea mucho más alto que el promedio de otras distribuidoras de Latinoamérica. Los valores obtenidos por el Consultor, son el doble del máximo obtenido en el benchmark, con lo cual esto debe ser tratado especialmente no sólo por temas económicos, sino también por los problemas técnicos que conllevan redes con altas pérdidas en lo que se refiere a regulación de tensión, adicional a los problemas de consistencia y fiabilidad de los reportes de ventas presentados por la Distribuidora, y que fueron indicados en las Discrepancias de las proyecciones. Por otro lado, el Consultor de la Distribuidora tampoco presentó los cálculos del VNR para diferentes escenarios de porcentajes de pérdidas técnicas totales ni una justificación del escenario VNR vs. Pérdidas Técnicas Totales, seleccionado.

Asimismo, se analizó la información enviada por el Consultor de la Distribuidora en cuanto a los archivos de los circuitos de media tensión exportados a NEPLAN, como resultado del análisis se encontraron los siguientes hallazgos:

a. Demanda "óptima" mayor a la demanda real: se encontraron varios circuitos en los cuales la demanda óptima utilizada para el cálculo de las pérdidas, era mayor al valor de demanda en el escenario real. Lo anterior provoca incrementos en el

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

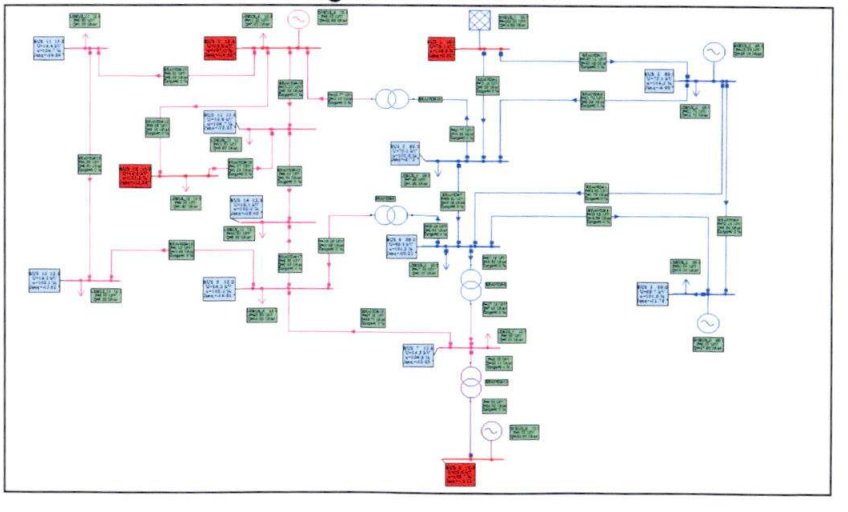
cálculo de pérdidas técnicas de una manera artificial, algunos ejemplos son los circuitos: Santa Catarina Mita, La Libertad, El Estor, Asunción Mita, Cobán, otros.

b. Pérdidas óptimas mayores a las pérdidas reales: se encontraron varios circuitos en los cuales las pérdidas óptimas resultaron mayores a las pérdidas reales. Algunos ejemplos de ellos son: Río Bravo y Asunción Mita.

En audiencias técnicas con el personal de la Distribuidora y su Consultor, indicaron que las diferencias en los resultados de cálculos de perdidas entre el modelo propio de QUANTUM y NEPLAN pueden llegar a ser de hasta un 40%. Al respecto cabe indicar que NEPLAN es un programa que permite la simulación de flujos de carga; el mismo es utilizado también por las distribuidoras DEOCSA y DEORSA para la elaboración de los estudios eléctricos a través de los cuales evalúan el impacto de proyectos de Generadores Distribuidos Renovables en sus redes de distribución, emitiendo así un Dictamen de Capacidad y Conexión, el cual es considerado como parte del proceso de autorización de conexión de los proyectos antes mencionados.

Con la finalidad de poder observar el comportamiento de los resultados del programa NEPLAN, se analizó un caso típico IEEE "IEEE 14 nodos". Este sistema eléctrico analizado *"es un sistema de distribución, que trabaja a 60 Hz con dos niveles de tensión fundamentales, 69 kV (barras en color rojo) y 13,8 kV (barras en color azul). La demanda total del sistema es de 259 MW; siendo la generación total necesaria para suplir toda la demanda de 272 MW; las pérdidas totales de potencia activa en las líneas de trasmisión son de 13 MW, que representan el 4,8 % con respecto a la generación total. Las tensiones en los nodos se encuentran lejos del mínimo permitido (todas se encuentran por encima de 1 pu), esto es debido a la buena capacidad para controlar la tensión en los nodos, la posibilidad de transferencia de potencia por las líneas y la capacidad de entregar potencia reactiva por parte de los generadores del sistema"*.[14]

Diagrama circuito IEEE 14

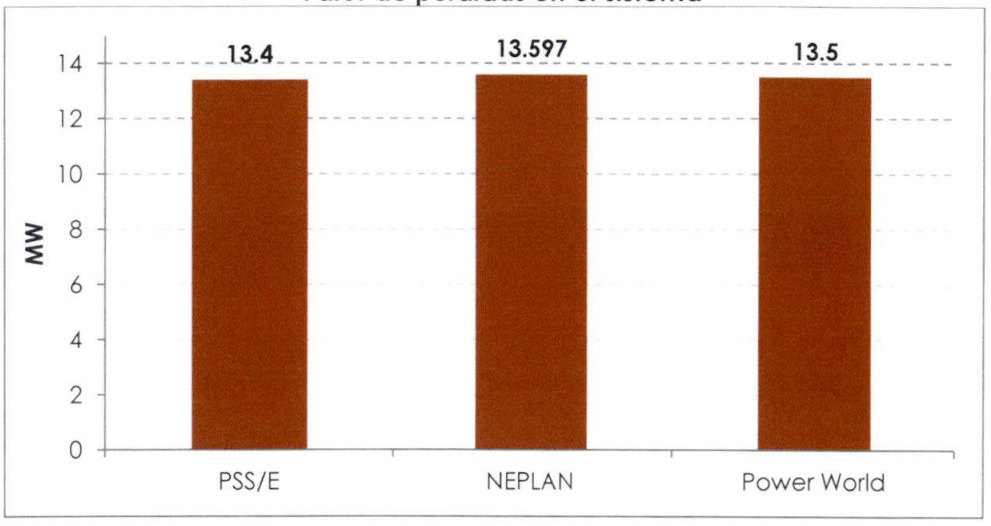


[14] Santos Fuentefria, A., Cairo Rodriguez, D., y Boza Valerino, JG (2014). Análisis preliminar del límite de potencia Eólica para grandes perturbaciones utilizando aerogeneradores de velocidad fija. *Ingeniería Energética* , *35* (2), 131-140.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

En virtud de lo anterior se procedió a analizar, los resultados en los tres programas de simulación de estudios eléctricos, el referido circuito se analizó con el método Newton Raphson. A continuación, se muestran los resultados obtenidos en los programas de simulación:

Valor de pérdidas en el sistema



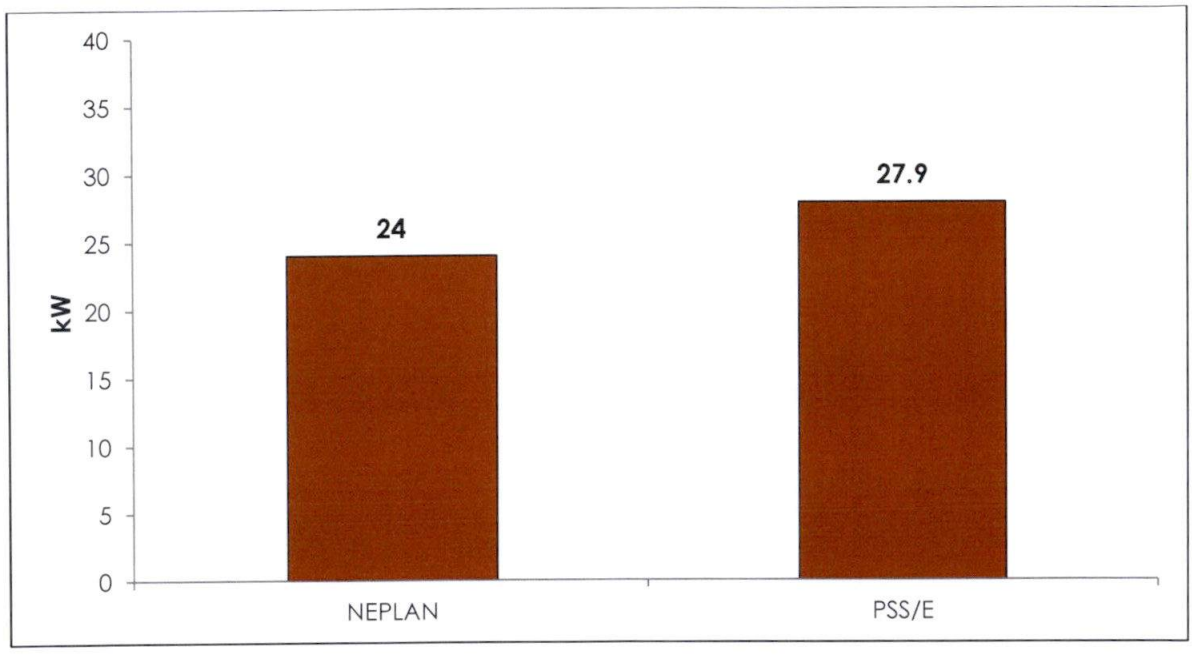
Niveles de tensión

	PSS/E		NEPLAN		Power World	
	V	áng	V	áng	V	áng
Nombre	P.U.	°	P.U.	°	P.U.	°
BUS_1	1.06	0	1.06	0	1.06	0
BUS_2	1.045	-5	1.045	-5	1.045	-4.98
BUS_3	1.01	-12.7	1.01	-12.8	1.01	-12.73
BUS_4	1.01767	-10.3	1.0116	-10.2	1.01767	-10.31
BUS_5	1.01951	-8.8	1.0158	-8.7	1.01951	-8.77
BUS_6	1.07	-14.2	1.07	-14.4	1.07	-14.22
BUS_7	1.06152	-13.4	1.0478	-13.2	1.06152	-13.36
BUS_8	1.09	-13.4	1.0867	-13.2	1.09	-13.36
BUS_9	1.05593	-14.9	1.0317	-14.8	1.05593	-14.94
BUS_10	1.05098	-15.1	1.0309	-15	1.05099	-15.1
BUS_11	1.05691	-14.8	1.0466	-14.8	1.05691	-14.79
BUS_12	1.05519	-15.1	1.0533	-15.3	1.05519	-15.08
BUS_13	1.05038	-15.2	1.0468	-15.3	1.05038	-15.16
BUS_14	1.03553	-16	1.02	-16.1	1.03553	-16.03

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

De los análisis realizados se puede observar, que no existen diferencias significativas entre los resultados obtenidos por los tres programas de simulación. Además, en la tabla anterior se muestra los niveles de tensión y los valores de los ángulos para las barras del sistema en cuestión, observándose valores muy congruentes entre los tres programas.

Por último, considerando que no existen diferencias significativas entre los programas anteriores, para simular flujos de carga, se procedió a realizar un ejercicio similar con el circuito "Cobán" con los programas NEPLAN y PSS/E. Como se podrá observar en la siguiente gráfica, los resultados no presentan diferencias significativas:



Por lo cual, se puede mencionar que los resultados obtenidos por medio del software NEPLAN son consistentes y confiables en comparación del modelo desarrollado por QUANTUM.

DISCREPANCIA:

Se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora ya que sus informes 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. Adicionalmente no se remitieron las correspondientes memorias de cálculo y las bases asociadas para simular los flujos de carga en NEPLAN necesarios para establecer, si los modelos o programas propios del consultor, calcularon de forma correcta las pérdidas de la red de BT en RDR.

Finalmente, 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 serán las indicadas en la tabla siguiente las cuales hacen

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

referencia a valores de la empresa eficiente de referencia establecidas 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*

27. 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:*
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 83, 85, 90 y 98 establecen 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Gerente de la General

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."

"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." *El resaltado es propio.*

"Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, ***la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión.****" El resaltado es propio.*

De los artículos anteriores, es importante destacar que corresponde a la CNEE definir los criterios para establecer el porcentaje de pérdidas no técnicas, mismos que fueron claramente definidos en los TdR, el cual considero un nivel de eficiencia en función del cumplimiento de los indicadores del período anterior de la Distribuidora y datos e información de la misma, y paramentos correspondientes a una empresa eficiente de referencia.

La Ley General de Electricidad en sus artículos 4, 50, 60, 61, 71, 73, 74 y 77 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".
"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. 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 resaltado es propio.*
"El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."
"La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:..." "...c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, ***así como la metodología para el cálculo de las mismas."*** *El resaltado es propio.*
"Cada distribuidor deberá cálcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una Firma de ingeniería precalificada por la Comisión".

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

*"**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." El resaltado es propio.*

Los artículos anteriormente citados, regulan lo relativo a las facultades de la CNEE, respecto a la definición y criterios de las pérdidas no técnicas, así como del establecimiento de la metodología, criterios e indicadores de eficiencias, para el cálculo de las tarifas; dicha metodología, criterios e indicadores de eficiencia han sido comunicados y definidos por la CNEE, en los TdR, Resolución CNEE-229-2018, entre otros, por lo que corresponde tanto a la Distribuidora como a su Consultor, el cumplimiento de los mismos. Adicionalmente en la legislación antes mencionada, se establecen los mecanismos de aplicación en caso se establezcan los supuestos que se indican en el artículo 50 de la LGE, así como del tratamiento equitativo a sus usuarios en la asignación de costos de las tarifas, al establecer límites que impiden el traslado de costos de un grupo determinado de usuarios a otro grupo de usuarios. Finalmente, la normativa establece que las pérdidas no técnicas que pueden ser trasladadas a las tarifas, corresponden a parámetros de una empresa eficiente de referencia.

Sin embargo, del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con el numeral 6.2.1 de los TdR, al incumplir con utilizar los parámetros definidos para determinar del total de la demanda el porcentaje que puede ser considerado como perdidas no técnicas de una empresa eficiente de referencia, utilizando en su lugar valores distintos y muy superiores a los establecidos, e incluso superiores a lo que la Distribuidora indica en publicaciones e informes relacionados a las pérdidas no técnicas por conflictividad. Al establecer el Consultor de la Distribuidora, parámetros y metodologías que únicamente corresponde a la CNEE, incumple con la normativa vigente, e incumple con los TdR, en los que claramente quedaron definidos los límites máximos a reconocer en concepto de pérdidas no técnicas, de acuerdo a lo establecido en el artículo 90 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANALISIS

La legislación guatemalteca en el artículo 90 del RLGE establece que se reconocerá en tarifas "un porcentaje de pérdidas no técnicas correspondiente a una empresa eficiente, en base a los criterios que establecerá la Comisión". Este criterio fue establecido y notificado a la Distribuidora en el numeral 6.2.1 de los TdR, que textualmente indica: "La fracción de las pérdidas no técnicas que se reconocerán para el traslado a tarifas... corresponderá a un máximo de 3.93% (calculadas sobre la entrada a la red de MT)...". En este sentido, lo requerido en el artículo 90 del RLGE, ya fue cumplido y definido por la CNEE, y correspondía al Consultor de la Distribuidora, aplicarlo en el cálculo de las pérdidas no técnicas máximas a reconocer, en cumplimiento a los TdR y lo establecido en los artículos 90 y 98 del RLGE.

No obstante, lo establecido en los TdR y en la regulación de Guatemala, el Consultor de la Distribuidora, incumplió con los límites de pérdidas no técnicas establecidos en los TdR, al incluir en su estudio montos muy superiores a los parámetros definidos. Al respecto, el Consultor de la Distribuidora en el estudio presentado, argumenta el uso de parámetros distintos de pérdidas no técnicas, para las distribuidoras DEOCSA-DEORSA, por medio de

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

publicaciones de prensa[15] (procedimiento no válido ni aceptado) en el que se indicaron que las Distribuidoras, al año tienen una **pérdida directa por hurto de energía para ambas Distribuidoras, de Q203 millones** (monto no fundamentado ni comprobado por parte de la Distribuidora), a pesar de requerir de forma reiterada que enviara la información de sustentos (CNEE-41066-2018/GTTE-NotaS2018-108 y CNEE-41344-2018/GTTE-NotaS2018-124, notificadas en las fechas 17 de septiembre y 10 de octubre del año 2018, respectivamente), sin embargo la información fue remitida de forma incompleta (indicaron que el total de pérdidas no técnicas no reconocidas provienes de los ajustes trimestrales), y no fue posible realizar el análisis correspondiente.

La Comisión realizó los análisis técnicos de lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora en su estudio, así como de los montos de Pérdidas No Técnicas reconocidas en los ajustes trimestrales, calculados durante el año 2017, y los valores de ventas de energía, reportados por las Distribuidoras. De dicho análisis se estableció, lo siguiente:

i. Para el caso de DEORSA, el Consultor propuso un valor medio de Pérdidas No Técnicas para el quinquenio de 6.3%, lo cual implica casi la duplicación del valor aprobado en la revisión tarifaria anterior, de 3.93%, valor que quedó también establecido en los TdR para el presente estudio, como el máximo porcentaje de pérdidas no técnicas a reconocer.
ii. Para el año 2017, el monto real de Pérdidas No Técnicas, reconocido por medio de los Ajustes Trimestrales para DEORSA, asciende a Q62.2 millones.
iii. Sin embargo, al aplicar el porcentaje propuesto por el Consultor de la Distribuidora en su estudio, únicamente sobre el valor del total de ventas de energía de DEORSA, reportado por la Distribuidora, durante el referido año, resulta que la Distribuidora tendría ingresos anuales, por este concepto, por el monto de Q107.8 millones;

En revisiones tarifarias anteriores (incluyendo la última) la CNEE ha mantenido este porcentaje máximo de 3.93%, siendo también el valor máximo establecido para la presente revisión tarifaria. No obstante lo anterior, **históricamente la Distribuidora ha requerido y se le han reconocido recursos económicos en los pliegos tarifarios aprobados anteriormente, para lograr una gestión adecuada para la reducción de las referidas pérdidas no técnicas**; sin embargo, la Distribuidora, a pesar de no haber demostrado el uso eficiente de dichos recursos para alcanzar los objetivos propuestos en cada pliego, ni haber logrado alcanzar las metas de reducción de pérdidas no técnicas (PNT), para los cuales le fueron reconocidos los referidos recursos, por medio del **Consultor de la Distribuidora, presentó en la actual revisión tarifaria un nuevo requerimiento de reconocimiento de PNT, muy por encima a las metas planteadas 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, proponer el reconocimiento y traslado a los usuarios de PNT mayores es ineficiente e injustificable. Lo anterior se comprueba al observar la siguiente tabla:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

[15] https://www.prensalibre.com/ciudades/guatemala/conexiones-ilegales-generan-unos-q370-millones-de-perdidas-al-ao-segun-distribuidor https://www.prensalibre.com/economia/economia/conflictividad-cuesta-a-guatemala-q6-mil-500-millones

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 haya obtenido a la fecha, ningún resultado positivo del reconocimiento de dichos montos ya pagados por los usuarios, lo cual es incongruente, toda vez que cada cinco años la Distribuidora y su Consultor requieren recursos mayores para este rubro, sin demostrar el 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, la cual indica que se debe reconocer una empresa eficiente de referencia.

Por otra parte, ante la falta de información por parte de la Distribuidora, 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 que propone el Consultor de la Distribuidora, contraria a la normativa, al requerir 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 manejo mal manejo de sus recursos, sin considerar la aplicación de los planes reconocidos en estudios tarifarios anteriores para la reducción del rubro de pérdidas no técnicas; esto contraviene los principios de igualdad, equidad y proporcionalidad al pretender que las inacciones históricas 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 un mayor porcentaje de pérdidas no técnicas y por ende aceptar una mayor ineficiencia de la Distribuidora en la ejecución de sus planes de reducción de dichas pérdidas, le quitaría cualquier responsabilidad a la Distribuidora para realizar las acciones de reducción referidas, y podría derivar en un

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

círculo vicioso de desinterés de la Distribuidora de utilizar los recursos para dicho fin de reducción, 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 inadmisible 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 (supuestamente), a otro grupo de usuarios que no tienen ninguna relación económica ni legal con estas causas; la acción o reconocimiento requerido por la Distribuidora y su Consultor, está clara y expresamente prohibida en el artículo 61 de la LGE.

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 trasladas estas ineficiencias al grupo de usuarios que pagan su facturación, sin ninguna justificación técnica ni legal.

No obstante, lo indicado anteriormente, la legislación guatemalteca, cuenta con una Ley de Protección al Consumidor y Usuario, Decreto Número 006-2003 del Congreso de la República, la cual se fundamenta en principios de justicia social, para proteger los derechos de los consumidores y usuarios de una forma equitativa; así mismo, estipula una serie de garantías de carácter irrenunciable, de interés social y orden público, que complementan y desarrollan lo relativo al resguardo de los intereses de los usuarios, al preceptuar en el artículo 15 inciso a) de dicha ley, que es obligación de los proveedores de la prestación de un servicio: "a) Cumplir las disposiciones legales que le sean aplicables, tanto nacionales como internacionales..."

Para el efecto, el artículo 16 inciso h) de dicha ley regula que, sin perjuicio de las demás prohibiciones contenidas en otras leyes del país, los proveedores del servicio no podrán: "h) Cobrar por un servicio que no se ha prestado, o que no se ha prestado en su totalidad..." toda vez que, por imperativo legal, están obligados a respetar las estipulaciones, plazos, condiciones y modalidades conforme a las cuales haya sido ofrecido el servicio. Aunado a lo anterior, también le es prohibido al proveedor que presente el servicio según el inciso j) de dicho artículo, realizar cualquier acción que redunde en perjuicio de los derechos de los consumidores.

Por otro lado, las Directrices de las Naciones Unidas para la protección del consumidor (directrices que revisten de gran importancia en países como el nuestro, que cuentan con protección al consumidor y que constituyen postulados de los cuales la legislación interna no puede apartarse ya que ha sido fuente del Decreto Número 006-2003 del Congreso de

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

la República, Ley de Protección al Consumidor y Usuario) enumeran expresamente, entre otras disposiciones, cuáles son los derechos de los consumidores y usuarios y la obligación de proveer a la protección de los mismos por parte de las autoridades.

Entre los principios de estas directrices se puede mencionar el principio de "un trato justo y equitativo para los consumidores," el cual se fundamenta en que las empresas deben tratar de manera justa y honesta a los consumidores en todas las etapas de su relación, como parte esencial de la cultura empresarial y evitar prácticas que perjudiquen a los consumidores, en particular a los consumidores en situación vulnerable y de desventaja.

Estas directrices respecto al tema de energía establecen que: "Los Estados Miembros deben promover el acceso universal a la energía no contaminante y formular, mantener o reforzar políticas nacionales para mejorar el suministro, la distribución y la calidad de energía que sea asequible a los consumidores en función de su situación económica. Debe prestarse atención a la elección de los niveles apropiados de servicio, calidad y tecnología, la supervisión regulatoria, la necesidad de contar con programas de sensibilización y la importancia de la participación de la comunidad." (Numeral 76 de Directrices para la Protección del Consumidor y Usuario de Naciones Unidas).

En ese sentido, ha quedado demostrado que tanto la legislación interna y la legislación internacional como las Directrices para la Protección al Consumidor de las Naciones Unidas, reiteran el principio contenido en la Ley General de Electricidad, de protección al usuario, en cuanto a que no es legamente posible, transferir el monto de pérdidas no técnicas (hurto) de un grupo de usuarios a otro grupo de usuarios que no tienen relación en la generación de las mismas, es decir, no se puede pretender que los usuarios que si paga absorban los costos de los usuarios que no pagan, como lo pretende la Distribuidora, en abierto incumplimiento a la Legislación vigente y la metodología contenida en los TdR.

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.". El subrayado es propio.

En el presente caso, se observó que el Consultor de la Distribuidora propuso una pérdida de la eficiencia en los factores de pérdidas propuestos en su estudio. Esta contradicción se puede evidenciar al verificar los factores de pérdidas propuestos por el Consultor de 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, 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 propuso 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 los artículos 85 y 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, esta Comisión estableció dicho criterio en los TdR, puntualmente en su numeral 6.3., determinando el valor máximo de 3.93% de pérdidas no técnicas (calculadas sobre la entrada a la red de MT y bajo el procedimiento claramente establecido en los referidos TdR). 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 técnicas reconocidos 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:

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 y cumpliendo con el correspondiente procedimiento establecido en los TdR); en el caso que los cálculos determinen que las pérdidas no técnicas son menores al valor de porcentaje establecido, se reconocerán éstas últimas.

b. El Consultor de la Distribuidora debió realizar un balance real y óptimo de energía y potencia utilizando el total de pérdidas no técnicas reales, para el cierre con los valores registrados y reportados por el Sistema de Medición Comercial del AMM de energía y potencia.

   El Consultor en el documento Observaciones DR CNEE-229-2018 indicó "*Los factores de pérdidas de potencia a utilizar en el cálculo de las variables OUTPUTMT y OUTPUTBT deben ser consistentes con los factores de pérdidas que forman parte de los cargos tarifarios a usuario final. Diferencias en los factores de pérdidas, entre los utilizados para el cálculo de los denominadores de las componentes CDMT y CDBT y aquellos que se utilicen en las fórmulas de los cargos tarifarios, le significarán al distribuidor la imposibilidad de recuperar el 100% de los costos del VAD que se reconozcan, es por ello por lo que no corresponde el cálculo de las*

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

variables OUTPUTMT y OUTPUTBT considerando pérdidas no técnicas reales. En función de lo anterior, se mantiene el cálculo de las variables OUTPUTMT y OUTPUTBT utilizando en su determinación, el nivel de pérdidas no técnicas que forman parte del balance óptimo de potencia". Este argumento del Consultor es inconsistente, falto de fundamentos técnicos y en total incumplimiento a lo establecido en los TdR. El efecto de reconocer la justificación indicada del Consultor, provocaría que ya no habría incentivo en reducir los porcentajes de pérdidas no técnicas por parte del Distribuidor.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento de los numerales 6.1.10, 6.2.1. y 6.3 de los TdR, 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 ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora, en lo siguiente:

a. Por incumplir con lo establecido en el numeral 6.1.10 de los TdR, al no realizar la proyección del 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.

b. Por incumplir con lo establecido en el numeral 6.3 de los TdR, al no realizar el cálculo de los factores de pérdidas medias, utilizando 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.

Asimismo, también se discrepa con la omisión del Consultor de la Distribuidora por omitir la presentación de las proyecciones de energía y potencia a nivel de la Distribuidora, es decir tomando como base lo reportado por el Sistema de Medición Comercial (SMEC) del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), resaltando adicionalmente, que en dicho cálculo debieron haberse incluido las mediciones de todos los usuarios regulados y usuarios de peaje en función de transportista conectadas a la red de la Distribuidora (Grandes Usuarios, Empresas Eléctricas Municipales, entre otros), tal y como se indicó en la discrepancia 1 del presente documento.

Costos de Explotación - Etapa E

A. Costos directos de operación y mantenimiento

28. 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).

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

b) *Se calculará la magnitud de cada componente en forma unitaria, discriminándolo por tipo de instalación, asignando tasas de fallas y frecuencias eficientes*[16] *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 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 sustentar 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.*

[16] La 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 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*

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Base, y para cada uno de los años del Próximo Período Tarifario, desagregándolo en mantenimiento preventivo, correctivo y por circuito."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 83, 85, 91y 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..."*** El Resaltado y subrayado es propio.

"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 Resaltado y subrayado es propio.

"Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, ***la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas,*** *precalificadas por la Comisión. El resaltado es propio."* El resaltado es propio.

"...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..." El resaltado es propio.

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 4, 71, 74 y 77 que:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:"

"c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, ***así como la metodología para el cálculo de las mismas.***" El resaltado es propio.

"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."

"Cada distribuidor deberá calcular los componentes de los 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 dichos estudios."* El resaltado es propio.

*"****La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión cada cinco (5) años****, durante la primera quincena de enero del año que corresponda."* El resaltado es propio.

Sin embargo del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con el numeral 7.3.3 de los TdR y lo establecido en los incisos e) y f) del artículo 82 del RLGE, al no utilizar para sus cálculos, la metodología y procedimientos establecidos en los TdR para la determinación de las Frecuencias y asignación de actividades de operación y mantenimiento, utilizando en su lugar una metodología y procedimiento no contenidos en los TdR, en los que indica que sus cálculos los realiza con base a referencia internacionales, adaptándolos a la Distribuidora; pero al analizar las actividades y frecuencias propuestas, se observa que distan mucho de los requerimientos de costos y actividades de operación de los bienes afectos a la actividad de distribución de una empresa eficiente de referencia, tal como lo establece en los incisos e) y f) del artículo 82 del RLGE. Si la Distribuidora requiere planes para realizar actividades de operación y mantenimiento, adicionales a las actividades que requiere normalmente realizar en su operación real, debió haber solicitado dichos planes o programas de inversión de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7 de los TdR.

Por otro lado, vale la pena resaltar que el Consultor de la Distribuidora en el informe "DR_Informe Etapa E" página 11, invoca el numeral 1.8 de los TdR e indica que:

> **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.**

Al respecto, no se cumplió con el procedimiento establecido en dicho numeral de los TdR, en los que indica: *"Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización*

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso.". El procedimiento que se debió seguir es el siguiente:

Primero. La Distribuidora (no el Consultor) previo a aplicar cambios en el estudio tarifario, debió presentar por escrito su solicitud de modificación de la metodología establecida en los TdR, justificando plenamente las razones por las cuales se requería dicha modificación.

Segundo. La CNEE analizaría, si lo planteado por la Distribuidora se justificaba plenamente, y si cumplía estrictamente con la regulación guatemalteca.

Tercero. La CNEE notificaría por escrito respecto a lo resuelto en el caso específico.

Cuarto. Una vez notificada la Distribuidora, esta podía hacer de conocimiento en dado caso haya sido aceptada la modificación, para que el Consultor aplicara la nueva metodología aprobada.

Dicho procedimiento no fue seguido por la Distribuidora durante la realización del estudio.

Por lo tanto, se evidencia que la simple invocación del numeral 1.8 de los TdR, por parte del Consultor en uno de los informes de etapa del estudio tarifario, no autorizaba ni al Consultor ni a la Distribuidora a realizar cambios en la metodología establecida para realizar el estudio tarifario; esto implicaría que el Consultor y la Distribuidora se asignen potestades que la legislación guatemalteca no les faculta, y que de acuerdo a los artículos, 4, 74 y 77 de la LGE, le corresponde a la CNEE, el establecer la metodología de cálculo de las tarifas, misma que es aprobada cada cinco años y es establecida en los Términos de Referencia para la elaboración de los Estudios Tarifarios. Corresponde entonces al Consultor de la Distribuidora, realizar los estudios tarifarios con base a dichos términos, tal como lo establece el artículo 98 del RLGE. Por lo que, en ningún caso corresponde al Consultor o la Distribuidora, definir o establecer metodologías tarifarias a su convenir, de acuerdo a lo antes indicado.

En caso la Distribuidora hubiese considerado que la metodología establecida en los TdR no se ajustaban a lo establecido en la legislación vigente, o simplemente no estaba de acuerdo con el contenido de los mismos, estaba plenamente facultada, para presentar los recursos legales correspondientes contra cada disposición que, a su criterio, consideraba que la metodología aprobada no correspondía a lo establecido en la Ley y su reglamento; tal como lo hizo, específicamente, para dos apartados de los TdR, presentando para el efecto, el respectivo recurso de revocatoria parcial, a los siguientes temas: 1. Pérdidas No Técnicas y 2. Incobrables. En este sentido, se puede constatar que la Distribuidora, al haber objetado únicamente dos apartados de los TdR, consintió manifestando su acuerdo con el resto de la metodología establecida en dichos TdR incluida la metodología que ahora se está cuestionando y que no fue aplicada por el Consultor de la Distribuidora, misma que está vigente, ya que la Distribuidora, como se indicó, no presentó ninguna acción legal en contra de ésta metodología en los plazos establecidos en la legislación guatemalteca.

Por lo tanto, los TdR y la metodología para la determinación del VAD contenidos en los mismos tienen firmeza legal, y, por consiguiente, correspondía a la Distribuidora y a su

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Consultor, el estricto y total cumplimiento de los mismos para la elaboración de los estudios.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no corresponden a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, toda vez que distan mucho de los requerimientos de actividades necesarias para la operación de los bienes afectos a la actividad de distribución, para una empresa eficiente de referencia. Al respecto el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANALISIS

Al revisar el informe y archivos de costos de operación y mantenimiento presentados por el Consultor de la Distribuidora este indicó lo siguiente:

> 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.

Sobre lo indicado es necesario aclarar dos aspectos:

Primero, los TdR establecen que la Distribuidora debía 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 debió haberse utilizado como base el formato establecido en la resolución CNEE-50-2011. Seguidamente, 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. Por lo que, no se negaba el planteamiento de poder planificar la realización de actividades adicionales, lo que correspondía era justificar las mismas, tal como lo establece el artículo 98 del RLGE.

Lo indicado por el Consultor de la Distribuidora en el recuadro de arriba, no cumple con lo indicado en los TdR. En este punto cabe aclarar que los TdR emitidos mediante la Resolución CNEE-4-2018 fueron hechos de conocimiento pleno de la Distribuidora y su Consultor, desde el inicio del presente proceso tarifario (enero 2018) y en caso hubiera habido desacuerdo en su contenido o en los procedimientos establecidos, la Distribuidora contó con plazos de ley, para presentar los recursos legales correspondientes, sobre este tema en particular (como si lo hizo en otros dos temas específicos), o bien solicitar a CNEE su modificación por las vías formales. Ninguno de estos procedimientos fue realizado por la Distribuidora, por lo que, no corresponde en esta etapa del estudio aplicar ningún cambio metodológico por parte el Consultor la Distribuidora, ya que al no haberse utilizado los

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

procedimientos correspondientes, y la CNEE no haber autorizado dicha modificación de los TdR, esta modificación y cálculos presentados, carecen de fundamento, es improcedente e incumple los TdR; por lo tanto el Consultor de la Distribuidora debió apegarse estrictamente a todo lo establecido en los TdR para el cálculo de las frecuencias de OYM.

Segundo, 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. Como ejemplo, se muestran las siguientes actividades:

			Datos Físicos 2013				Datos Físicos 2018						
			Datos físicos			Cantidades/año	Datos físicos			Cantidades/año	Ratio 2013	Ratio 2016	Variación
Tipo	Actividad O&M	Unidad	MT	BT	Total		MT	BT	Total				
Preventivo	Cambio de Conectores	# de Conectores cambiados	-	29,878	29,878	1,004	-	41,876	41,876	2,094	3.36%	5.00%	1.64%
Preventivo	Km de poda y tala de arbolado	# de km	13,724	13,470	27,194	1,875	16,108	20,166	36,274	7,255	6.90%	20.00%	13.10%
Mediciones	Medición de Control para la regulación de tensión MT (Art 25 inc b)	# de clientes MT	143	-	143	72	174	-	174	92	50.35%	52.80%	2.45%
Mediciones	Desbalance de tensión en servicios trifásicos MT (29 NTSD)	# de clientes MT trifásicos	143	-	143	72	174	-	174	92	50.35%	52.80%	2.45%
Mediciones	Mediciones en puntos de frontera	Puntos de frontera	38	-	38	456	24	-	24	360	1200%	1500%	300.00%
Mediciones	Mediciones en puntos de salida MT	Salidas MT	113	-	113	1,356	75	-	75	1,125	1200%	1500%	300.00%
Correctivo	Traccionar conductor	km de red	13,724	13,470	27,194	651	16,108	20,166	36,274	3,627	2.40%	10.00%	7.60%

En la tabla anterior se pudo observar que los ratios muestran variaciones entre el 1.64 y 300 unidades porcentuales entre la revisión tarifaria anterior y lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora para la presente revisión. No se consideró justificable técnicamente tal nivel de incremento en estos ratios.

En todo caso, si el Consultor de la Distribuidora consideró necesario proponer programas o actividades adicionales a los estándares de o requerimientos normales de operación y mantenimiento, estos programas o actividades adicionales debieron presentarse como un plan de inversión de acuerdo a lo estipulado en el numeral 5.7 de los TDR

Otros temas que también se observaron son:

a. No se presentó una distinción entre tareas correspondientes a zonas rurales y urbanas. Se aplicaron los mismos criterios, inputs anuales e integración de cuadrillas, independientemente de la zona.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

b. Se observó 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.

c. Como ya se indicó el Consultor de la Distribuidora no se apegó a lo establecido en los TdR para la determinación de las frecuencias de OYM eficientes. Ante lo indicado por dicho Consultor referente a la utilización de frecuencias y estudios de tiempos, adaptados a las particularidades de la distribuidora y comparados con referencias internacionales, no se remitió ninguna documentación de soporte que respalde los valores utilizados.

d. No es congruente 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 debió 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, entorpeció, limitó y negó, 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 pudiera 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.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

		Reconocidas	2015	2016	2017
Actividad	Unidad	Volúmen/ año	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 linea	#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
Revision de centros tranformación 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

Finalmente, como se pudo observar el Consultor de la Distribuidora no utilizó para el presente estudio las eficiencias logradas en el estudio tarifario anterior, ni las reportadas en la resolución CNEE-50-2011, ni justifico plenamente el aumento de actividades y costos tal como lo requerían los TdR, por lo que los valores presentados no corresponden a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, ya que distan mucho de los requerimientos de actividades necesarias para la operación de los bienes afectos a la actividad de distribución, para una empresa eficiente de referencia; así mismo el Consultor de la Distribuidora, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91 y 98 del RLGE.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento a los numerales 1.8 y 7.3.3 de los Términos de Referencia, y a los artículos 4, 60, 61, 71, 73, 74, 76 y 77 de la Ley General de Electricidad, y los artículos 82, 83, 84, 85, 90 91y 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con los criterios del Consultor de la Distribuidora, en cuanto a:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

a. La utilización de frecuencias y tiempos de actividades de operación y mantenimiento, estableciéndolas con una metodología distinta a lo establecido en el numeral 7.3.3 de los TdR, al haber utilizado valores que indica haber adaptado a las particularidades de la Distribuidora y comparados con referencias internacionales, sin remitir ninguna documentación, justificación, memoria de calculo que soporte y respalde los valores utilizados, y que demuestre que esos valores utilizados son eficientes, y que los sobrevaloraciones presentadas resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia. En lugar de aplicar lo dispuesto en los TdR, referente a presentar la 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, debió utilizar como base el formato establecido en la resolución CNEE-50-2011 y realizar un comparativo de todas las actividades de operación y mantenimiento del Año Base, entre las actividades propuestas contra las reales;

b. No 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 corresponde con lo estipulado en la legislación vigente referente a trasladar a tarifas actividades económicamente adaptadas para el servicio que se requiere.

Igualmente se discrepa con la no omisión de incluir las inversiones adicionales en operación y mantenimiento como un programa de inversión de acuerdo al numeral 5.7 de los TDRs, en los que los mismos pueden ser reconocidos, siempre y cuando su propuesta de inversión se justifique que sea óptimamente dimensionada y económicamente adaptada para prestar el servicio que se requiere.

29. 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 sustentar 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.*"

El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en sus artículos 83, 84, 91 y 97 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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."

"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 establece en sus artículos 71 y 73 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"

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

Sin embargo del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con el numeral 7.3.3 de los TdR, al incluir en el cálculo de costos de operación y mantenimiento, costo de reposición de los activos, al incluyendo una serie de materiales de reposición en las actividades antes indicadas, dichos costos de reposición son considerados en el Factor de Reposición de Capital, por lo que la inclusión de dichos costos es un error, al duplicar el reconocimiento de costos, sobrevalorando el costo de las actividades, considerándose un costo excesivo y que no corresponde.

ANALISIS

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 incluyeron 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:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Nivel de Tension	Tipo	Actividad	Nombre	Unidad	Total unidades	Volúmen/ año
MT/BT	Preventivo	Anclajes	MT/BT-Preventivo-Anclajes	#de Anclajes	244.396	7.332
MT/BT	Preventivo	Cambio de cruceros	MT/BT-Preventivo-Cambio de cruceros	#de cruceros	340.063	916
MT	Preventivo	Cambio de aisladores	MT-Preventivo-Cambio de aisladores	#de Aisladores	408.761	20.438
MT/BT	Preventivo	Cambio de postes concreto	MT/BT-Preventivo-Cambio de postes concreto	#de Postes	169.184	846
MT/BT	Preventivo	Cambio de postes madera	MT/BT-Preventivo-Cambio de postes madera	#de Postes	170.879	1.111
MT/BT	Preventivo	Cambio de cortacircuitos	MT/BT-Preventivo-Cambio de cortacircuitos	#de Cortacircuitos	15.677	627
MT/BT	Preventivo	Mejora de tierras	MT/BT-Preventivo-Mejora de tierras	#de Puntos	102.918	7.204
MT/BT	Preventivo	Reconductorado	MT/BT-Preventivo-Reconductorado	#de km	36.274	725
MT/BT	Preventivo	Retranqueos	MT/BT-Preventivo-Retranqueos	#de postes	340.063	5.101
MT	Preventivo	Cambio de Conectores	MT-Preventivo-Cambio de Conectores	#de Conectores	41.876	2.094
BT	Preventivo	Cambio de centros transformaci	BT-Preventivo-Cambio de centros transformaci	#de Transformador	38.836	971
SE MT	Preventivo	Mantenimiento Preventivo SE	SE MT-Preventivo-Mantenimiento Preventivo S	#de SE	24	30
MT/BT	Correctivo	Cambio de postes concreto	MT/BT-Correctivo-Cambio de postes concreto	# de Postes	169.184	169
MT/BT	Correctivo	Cambio de postes madera	MT/BT-Correctivo-Cambio de postes madera	# de Postes	170.879	222
MT	Correctivo	Cambio de aisladores	MT-Correctivo-Cambio de aisladores	# de Aisladores	408.761	12.263
MT/BT	Correctivo	Cambio de Retenidas	MT/BT-Correctivo-Cambio de Retenidas	#de Retenidas	248.845	2.488
MT/BT	Correctivo	Cambio de conductor por deteri	MT/BT-Correctivo-Cambio de conductor por de	#de Conductores	36.274	1.451
MT	Correctivo	Substituir capacitor	MT-Correctivo-Substituir capacitor	#de capacitores	327	32
MT	Correctivo	Substituir regulador	MT-Correctivo-Substituir regulador	de rguladores de tensió	57	1
BT	Correctivo	Cambio de Conectores	BT-Correctivo-Cambio de Conectores	de Conectores cambiad	41.876	628
BT	Correctivo	Cambio de Bushing B.T.	BT-Correctivo-Cambio de Bushing B.T.	#de Bushing	50.996	510
BT	Correctivo	Cambio de Bajadas de centro tra	BT-Correctivo-Cambio de Bajadas de centro tra	#de Bajadas	50.996	1.530
BT	Correctivo	Rep. Acometida	BT-Correctivo-Rep. Acometida	#de Acometidas	651.196	6.512
SE MT	Correctivo	Mantenimiento Correctivo SE	SE MT-Correctivo-Mantenimiento Correctivo SE	#deSE	24	10
MT	Correctivo	Cambio puente auxiliar	MT-Correctivo-Cambio puente auxiliar	# de postes MT	155.840	7.792
BT	Correctivo	Cambio de centros de transform	BT-Correctivo-Cambio de centros de transform	#de Transformador	38.836	583

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:

$$FRC = (1 / To) + \frac{r * (Ta / To)}{2 * (1 - g)}$$

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 consideró excesivo e ineficiente y por consiguiente no pudo ser considerado en las tarifas eficientes, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente.

El Consultor de la Distribuidora presentó como argumento de inclusión de estas actividades de reemplazo y reposición de activos en que otros modelos de empresa de referencia tanto en Brasil y Chile los incluyen y que al momento de plantear actividades y costos eficientes de operación y mantenimiento, se reconoce la existencia de reparaciones y adecuaciones, las cuales dan lugar a reemplazo de activos, bien porque los mismos agotaron su vida útil con anterioridad a los tiempos normales o estándares del activo por causas que pueden ser varias y de muy diverso origen, tales como: entorno socio-económico (vandalismo), carga de la instalación, severidad del servicio, temperatura, nivel de descarga atmosférica, contaminación salina, régimen de operación, calidad de los materiales etc.).

O bien por adecuaciones, principalmente para adaptar las instalaciones a las necesidades del sistema para operar en condiciones que cumplan con los parámetros y exigencias de calidad y servicio exigidos.

Y en función de dichos argumentos incorporan dichas actividades de cambio de materiales como parte de las acciones de mantenimiento a realizar por parte de la empresa eficiente.

Dichos argumentos no fueron presentados y respaldados por el Consultor de la Distribuidora en su empresa de referencia ni se han presentado los costos reales asociados a estas actividades de reemplazos y reposiciones de forma tal que se demuestre que la componente de amortización de la fórmula del FRC aplicada al VNR es menor a los costos reales.

Así como existen causas que escapan del diseño de la empresa eficiente, ya que la red se diseña para cubrir la demanda del próximo quinquenio (no deberían haber actividades por carga o sobrecarga de instalaciones, temperatura de materiales, nivel de descarga atmosférica, contaminación salina, régimen de operación y severidad del servicio), o por los seguros de la empresa (incendios, daños de terceros, terremotos, ceniza volcánica, otros).

Por otra parte, los costos asociados a cambios de activos incorporados en la empresa de referencia por el Consultor de la Distribuidora corresponden a montos muy elevados, cuya justificación de inclusión no puede solo argumentarse en función a que se incluyen en la empresa de referencia de Brasil y Chile. Los montos asociados a estas actividades se muestran a continuación:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Actividades de O&M – MT y BT

Actividad	Costo Total (USD total)				
	MO	Materiales	Transporte	EPI, EPC y htas	USD Total
Anclajes	771,731	184,420	166,580	106,957	1,229,688
Cambio de cruceros	176,906	-	15,359	24,518	216,783
Cambio de aisladores	587,944	340,886	46,361	81,485	1,056,676
Cambio de postes concreto	115,475	197,875	21,383	16,004	350,737
Cambio de postes madera	109,168	199,756	20,215	15,130	344,269
Cambio de cortacircuitos	41,089	42,978	5,861	5,695	95,623
Mejora de tierras	220,775	245,549	32,684	30,598	529,606
Reconductorado	412,627	286,569	23,039	57,187	779,422
Retranqueos	696,324	1,193,199	128,940	96,506	2,114,968
Cambio de Conectores	21,569	22,638	5,218	2,989	52,414
Cambio de centros transformación	82,517	742,973	9,074	11,436	846,000
Mantenimiento Preventivo SE	34,774	24,000	3,266	4,819	66,860
Cambio de postes concreto	23,095	39,575	4,277	3,201	70,147
Cambio de postes madera	21,834	39,951	3,311	3,026	68,122
Cambio de aisladores	352,767	204,531	27,816	48,891	634,005
Cambio de Retenidas	100,089	51,210	11,289	13,872	176,459
Cambio de conductor por deterioro.	719,344	573,139	102,694	99,696	1,494,873
Substituir capacitor	2,441	261,647	303	338	264,729
Substituir regulador	75	10,193	9	10	10,288
Cambio de Conectores	6,737	6,791	1,565	934	16,028
Cambio de Bushing B.T.	187,904	14,845	18,508	26,042	247,299
Cambio de Bajadas de centro transf	75,010	4,476	9,856	10,396	99,738
Rep. Acometida	125,777	61,865	14,771	17,432	219,845
Mantenimiento Correctivo SE	13,149	23,000	1,089	1,822	39,060
Cambio puente auxiliar	80,479	31,756	18,833	11,154	142,222
Cambio de centros de transformación BT	49,510	445,784	2,801	6,862	504,957
TOTAL ACTIVIDADES REPOSICION DE ACTIVOS	**5,029,108**	**5,249,606**	**695,102**	**697,001**	**11,670,817**
TOTAL ACTIVIDADES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	**9,910,642**	**5,287,775**	**1,150,263**	**1,406,600**	**17,755,281**

Como se observó en la tabla, el costo de materiales para estas actividades representa el 30% del total de costos de O&M y el total de las actividades con reposición de activos considerada, representa el 66% del total de costos de O&M.

También el total de las actividades con reposición de activos considerada, representa un 2.5% de todo el VNR de la empresa que sumado al porcentaje reconocido vía cuota de depreciación en la fórmula del FRC resulta en un porcentaje anual superior al 6% del valor de todo el activo, es decir, una reposición del total de los activos de distribución cada 16 años, cosa que no corresponde con la realidad.

DISCREPANCIA:

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 a los artículos 83, 84, 91 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el criterio del Consultor de la Distribuidora, ya que no excluyó del cálculo de costos de operación y mantenimiento, el costo de reposición de los activos se indican en las tablas anteriores, toda vez que el total de costos de reposición están incluidos dentro del Factor de Recuperación de Capital –FRC, por lo que su inclusión nuevamente en otras actividades, induce a un error, al incluir costos duplicados, sobrevalorando el costo de las actividades, por lo que dichos costos se considera excesivos, y no corresponden a la gestión de una empresa eficiente de referencia, de acuerdo a lo establecido en la normativa.

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

30. 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. ...

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 83, 85, 91 y 98 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." Y "g)Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración...."* El Resaltado y subrayado es propio.

"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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 Resaltado y subrayado es propio.

"Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, ***la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas****, precalificadas por la Comisión. El resaltado es propio."* El resaltado es propio.

"...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..." El resaltado es propio.

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 4, 71, 74 y 77 que:

"La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:"

"c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, ***así como la metodología para el cálculo de las mismas****."* El resaltado es propio.

"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."

"Cada distribuidor deberá cálcular los componentes de los 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 dichos estudios."* El resaltado es propio.

*"****La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión cada cinco (5) años****, durante la primera quincena de enero del año que corresponda."* El resaltado es propio.

Sin embargo del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con en los numerales 7.5.3.1 y 7.5.4 de los TdR y lo establecido en los incisos e) f) y g) del artículo 82 y 85 del RLGE, al incumplir con utilizar para sus cálculos, la metodología y procedimientos establecidos en los TdR para la determinación costos de explotación de la distribuidora, utilizando en su lugar una metodología y procedimiento no están contenida en los TdR.

Por otro lado, vale la pena resaltar que el Consultor de la Distribuidora en el informe "DR_Informe Etapa E" página 11, invoca el numeral 1.8 de los TdR e indica que:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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.

Al respecto, no se cumplió con el procedimiento establecido en dicho numeral de los TdR, en los que indica: *"Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos.*

Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso.". El procedimiento que se debió seguir es el siguiente:

Primero. La Distribuidora (no el Consultor) previo a aplicar cambios en el estudio tarifario, debió presentar por escrito su solicitud de modificación de la metodología establecida en los TdR, justificando plenamente las razones por las cuales se requería dicha modificación.

Segundo. La CNEE analizaría, si lo planteado por la Distribuidora se justificaba plenamente, y si cumplía estrictamente con la regulación guatemalteca.

Tercero. La CNEE notificaría por escrito respecto a lo resuelto en el caso específico.

Cuarto. Una vez notificada la Distribuidora, esta podía hacer de conocimiento en dado caso haya sido aceptada la modificación, para que el Consultor aplicara la nueva metodología aprobada.

Dicho procedimiento no fue seguido por la Distribuidora durante la realización del estudio.

Por lo tanto, se evidencia que la simple invocación del numeral 1.8 de los TdR, por parte del Consultor en uno de los informes de etapa del estudio tarifario, no autorizaba ni al Consultor ni a la Distribuidora a realizar cambios en la metodología establecida para realizar el estudio tarifario; esto implicaría que el Consultor y la Distribuidora se asignen potestades que la legislación guatemalteca no les faculta, y que de acuerdo a los artículos, 4, 74 y 77 de la LGE, le corresponde a la CNEE, el establecer la metodología de cálculo de las tarifas, misma que es aprobada cada cinco años y es establecida en los Términos de Referencia para la elaboración de los Estudios Tarifarios.

Corresponde entonces al Consultor de la Distribuidora, realizar los estudios tarifarios con base a dichos términos, tal como lo establece el artículo 98 del RLGE. Por lo que, en ningún caso corresponde al Consultor o la Distribuidora, definir o establecer metodologías tarifarias a su convenir, de acuerdo a lo antes indicado.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELECTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

En caso la Distribuidora hubiese considerado que la metodología establecida en los TdR no se ajustaban a lo establecido en la legislación vigente, o simplemente no estaba de acuerdo con el contenido de los mismos, estaba plenamente facultada, para presentar los recursos legales correspondientes contra cada disposición que, a su criterio, consideraba que la metodología aprobada no correspondía a lo establecido en la Ley y su reglamento; tal como lo hizo, específicamente, para dos apartados de los TdR, presentando para el efecto, el respectivo recurso de revocatoria parcial, a los siguientes temas: 1. Pérdidas No Técnicas y 2. Incobrables.

En este sentido, se puede constatar que la Distribuidora, al haber objetado únicamente dos apartados de los TdR, consintió manifestando su acuerdo con el resto de la metodología establecida en dichos TdR incluida la metodología que ahora se está cuestionando y que no fue aplicada por el Consultor de la Distribuidora, misma que está vigente, ya que la Distribuidora, como se indicó, no presentó ninguna acción legal en contra de ésta metodología en los plazos establecidos en la legislación guatemalteca.

Por lo tanto, los TdR y la metodología para la determinación del VAD contenidos en los mismos tienen firmeza legal, y, por consiguiente, correspondía a la Distribuidora y a su Consultor, el estricto y total cumplimiento de los mismos para la elaboración de los estudios.

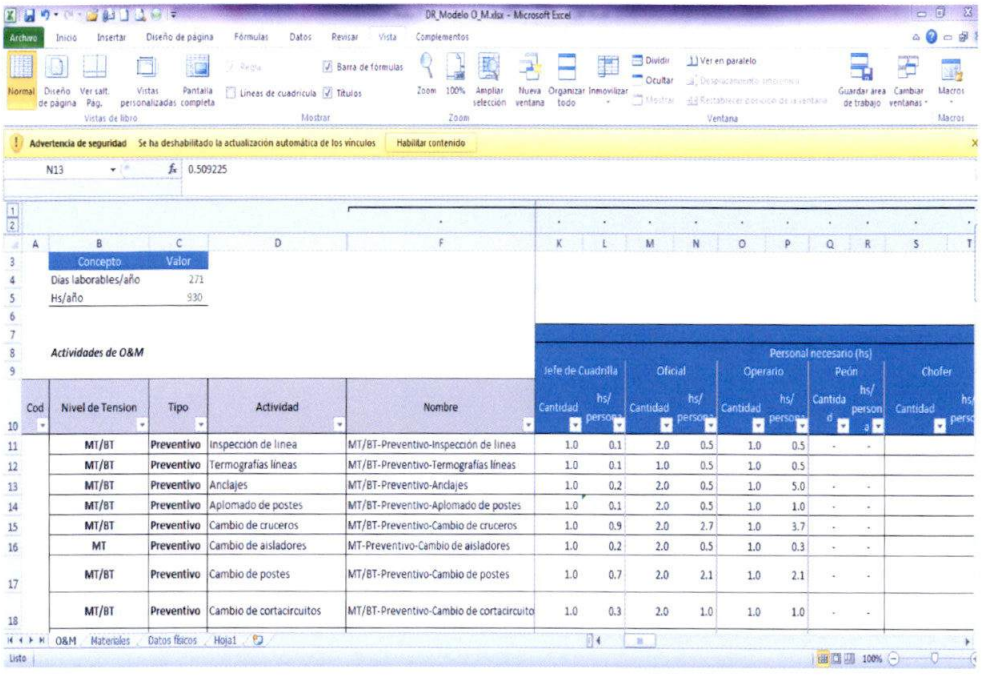
Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no corresponden a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, toda vez que distan mucho de los requerimientos de actividades necesarias para la operación de los bienes afectos a la actividad de distribución, para una empresa eficiente de referencia.

Al respecto el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANALISIS:

Nuevamente El Consultor de la Distribuidora en columnas K, M, O y Q, hoja "O&M", archivo "DR_Modelo O_M" utilizó determinada cantidades de personal sin referencia o memoria de cálculo, tal como se observa en la siguiente imagen:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



DR_Modelo O_M.xlsx - Microsoft Excel

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

N13 0.509225

Concepto	Valor
Dias laborables/año	271
Hs/año	930

Actividades de O&M

Cod	Nivel de Tension	Tipo	Actividad	Nombre	Personal necesario (hs)									
					Jefe de Cuadrilla		Oficial		Operario		Peón		Chofer	
					Cantidad	hs/ persona	Cantidad	hs/ persona	Cantidad	hs/ persona	Cantidad	hs/ persona	Cantidad	hs/ persona
	MT/BT	Preventivo	Inspección de linea	MT/BT-Preventivo-Inspección de linea	1.0	0.1	2.0	0.5	1.0	0.5	-	-		
	MT/BT	Preventivo	Termografias líneas	MT/BT-Preventivo-Termografias 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 cruceros	MT/BT-Preventivo-Cambio de cruceros	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 postes	MT/BT-Preventivo-Cambio de postes	1.0	0.7	2.0	2.1	1.0	2.1	-	-		
	MT/BT	Preventivo	Cambio de cortacircuitos	MT/BT-Preventivo-Cambio de cortacircuito	1.0	0.3	2.0	1.0	1.0	1.0	-	-		

O&M Materiales Datos físicos Hoja1

Listo 100%

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 presentó ninguna memoria de cálculo ni respaldo documental que contenga dichas referencias internacionales.

Como muestra del cambio de criterio del mismo Consultor de la Distribuidora en ambas revisiones tarifarias, a continuación se muestran algunos ejemplos de tareas donde el Consultor propuso para las mismas actividades una asignación distinta de personal entre el estudio tarifario anterior (EVAD 2013) y el estudio tarifario actual (EVAD 2018) de la cuadrilla:

	Jefe de Cuadrilla		
Nombre	**EVAD 2018**	**EVAD 2013**	**INCREMENTO**
SE MT-Preventivo-Limpieza SE	1	0	100%
SE MT-Preventivo-Mantenimiento Preventivo SE	1	0	100%

	Oficial		
Nombre	**EVAD 2018**	**EVAD 2013**	**INCREMENTO**
SE MT-Preventivo-Mantenimiento Preventivo SE	1	0	100%

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

	Operario		
Nombre	EVAD 2018	EVAD 2013	INCREMENTO
MT-Preventivo-Cambio de aisladores	1	0	100%
MT/BT-Preventivo-Medición de tierras	1	0	100%
MT/BT-Preventivo-Mejora de tierras	1	0	100%
MT/BT-Preventivo-Km de poda y tala de arbolado	2	1	100%
MT/BT-Preventivo-Cambio de pararrayos	1	0	100%
MT-Correctivo-Cambio de aisladores	1	0	100%
MT-Preventivo-Limpieza de aisladores	1	0	100%
MT-Correctivo-Maniobras de reposición del servicio	1	0	100%
MT-Correctivo-Cambio de pararrayos	1	0	100%

	Peón		
Nombre	EVAD 2018	EVAD 2013	INCREMENTO
MT/BT-Preventivo-Mejora de tierras	1	0	100%
SE MT-Preventivo-Limpieza SE	1	0	100%
SE MT-Preventivo-Mantenimiento Preventivo SE	1	0	100%
MT-Correctivo-Substituir capacitor	1	0	100%

El Consultor de la Distribuidora indicó en el informe de respuestas a las observaciones de la Resolución CNEE-229-2018, que la cuadrilla del modelo corresponde a su "*experiencia y antecedentes de trabajos similares*". Es evidente que el Consultor cambió de criterio; respecto del estudio anterior, los valores de mano de obra se incrementan y surgen nuevas actividades; sin embargo, el Consultor no demostró o justificó los incrementos en las cantidades de personal de la cuadrilla para realizar estas actividades. Al respecto, tampoco presentó una demostración medible ni verificable de que la Empresa Eficiente de Referencia necesite los incrementos solicitados respecto al estudio anterior o la realidad de la Distribuidora, sino que, únicamente indica que tienen una vasta experiencia que respalda los valores propuestos en esta nueva revisión tarifaria, además de indicar que, de acuerdo a su interpretación de la normativa de la regulación

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

guatemalteca, esta demostración no es necesaria enviarla a esta Comisión para su revisión, por lo que incumple los TdR y artículo 98 del RLGE.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento a los Términos de Referencia, numeral 7.3.3, al artículo 73 de la Ley General de Electricidad y a los artículos 82, 85 y 91 del RLGE, se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora ya que no presentó los estudios de tiempo adaptados y referencias internacionales acompañados de sus memorias de cálculo que sustenten las cantidades de personal propuestas. De igual manera, no presentó la información de la operación real de la Distribuidora de acuerdo al artículo 85 del RLGE, es decir, utilizar la información de la estructura actual de la Distribuidora incluyendo las características y cantidad de personal[17] como punto de partida para establecer el diseño de la Empresa Eficiente de Referencia. El Consultor de la Distribuidora no utilizó 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. En caso el estudio realizado hubiese requerido cantidades distintas de personal, debió haberlas justificado y razonado adecuadamente de acuerdo a los principios de la Empresa Eficiente de Referencia, de acuerdo a lo establecido en los TdR y el artículo 98 del RLGE.

El no haber remitido la información establecida en los TdR limitó y dificultó la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

B. Costos directos de comercialización

31. 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.).

[17]Mismo 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.

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 deberá incluirse todo lo solicitado en el referido numeral para su reconocimiento dentro de la tarifa…".

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 83, 85, 91 y 98 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***

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

actividad de Distribución." Y "g)Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración...." El Resaltado y subrayado es propio.

"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 Resaltado y subrayado es propio.

"Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, ***la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas****, precalificadas por la Comisión. El resaltado es propio."* El resaltado es propio.

"...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..." El resaltado es propio.

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 4, 71, 74 y 77 que:

"La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:"

"c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, ***así como la metodología para el cálculo de las mismas.***" El resaltado es propio.

"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."

"Cada distribuidor deberá cálcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una Firma de ingeniería precalificada por la Comisión".

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"***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.*" El resaltado es propio.

"***La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión cada cinco (5) años***, *durante la primera quincena de enero del año que corresponda.*" El resaltado es propio.

Sin embargo del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con en los numerales 7.5.3.1 y 7.5.4 de los TdR y lo establecido en los incisos e) f) y g) del artículo 82 y 85 del RLGE, al incumplir con utilizar para sus cálculos, la metodología y procedimientos establecidos en los TdR para la determinación costos de explotación de la distribuidora, utilizando en su lugar una metodología y procedimiento no están contenida en los TdR.

Por otro lado, vale la pena resaltar que el Consultor de la Distribuidora en el informe "DR_Informe Etapa E" página 11, invoca el numeral 1.8 de los TdR e indica que:

> 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.

Al respecto, no se cumplió con el procedimiento establecido en dicho numeral de los TdR, en los que indica: "*Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso.*". El procedimiento que se debió seguir es el siguiente:

Primero. La Distribuidora (no el Consultor) previo a aplicar cambios en el estudio tarifario, debió presentar por escrito su solicitud de modificación de la metodología establecida en los TdR, justificando plenamente las razones por las cuales se requería dicha modificación.

Segundo. La CNEE analizaría, si lo planteado por la Distribuidora se justificaba plenamente, y si cumplía estrictamente con la regulación guatemalteca.

Tercero. La CNEE notificaría por escrito respecto a lo resuelto en el caso específico.

Cuarto. Una vez notificada la Distribuidora, esta podía hacer de conocimiento en dado caso haya sido aceptada la modificación, para que el Consultor aplicara la nueva metodología aprobada.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Dicho procedimiento no fue seguido por la Distribuidora durante la realización del estudio.

Por lo tanto, se evidencia que la simple invocación del numeral 1.8 de los TdR, por parte del Consultor en uno de los informes de etapa del estudio tarifario, no autorizaba ni al Consultor ni a la Distribuidora a realizar cambios en la metodología establecida para realizar el estudio tarifario; esto implicaría que el Consultor y la Distribuidora se asignen potestades que la legislación guatemalteca no les faculta, y que de acuerdo a los artículos, 4, 74 y 77 de la LGE, le corresponde a la CNEE, el establecer la metodología de cálculo de las tarifas, misma que es aprobada cada cinco años y es establecida en los Términos de Referencia para la elaboración de los Estudios Tarifarios. Corresponde entonces al Consultor de la Distribuidora, realizar los estudios tarifarios con base a dichos términos, tal como lo establece el artículo 98 del RLGE. Por lo que, en ningún caso corresponde al Consultor o la Distribuidora, definir o establecer metodologías tarifarias a su convenir, de acuerdo a lo antes indicado.

En caso la Distribuidora hubiese considerado que la metodología establecida en los TdR no se ajustaban a lo establecido en la legislación vigente, o simplemente no estaba de acuerdo con el contenido de los mismos, estaba plenamente facultada, para presentar los recursos legales correspondientes contra cada disposición que, a su criterio, consideraba que la metodología aprobada no correspondía a lo establecido en la Ley y su reglamento; tal como lo hizo, específicamente, para dos apartados de los TdR, presentando para el efecto, el respectivo recurso de revocatoria parcial, a los siguientes temas: 1. Pérdidas No Técnicas y 2. Incobrables. En este sentido, se puede constatar que la Distribuidora, al haber objetado únicamente dos apartados de los TdR, consintió manifestando su acuerdo con el resto de la metodología establecida en dichos TdR incluida la metodología que ahora se está cuestionando y que no fue aplicada por el Consultor de la Distribuidora, misma que está vigente, ya que la Distribuidora, como se indicó, no presentó ninguna acción legal en contra de ésta metodología en los plazos establecidos en la legislación guatemalteca.

Por lo tanto, los TdR y la metodología para la determinación del VAD contenidos en los mismos tienen firmeza legal, y, por consiguiente, correspondía a la Distribuidora y a su Consultor, el estricto y total cumplimiento de los mismos para la elaboración de los estudios.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no corresponden a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, toda vez que distan mucho de los requerimientos de actividades necesarias para la operación de los bienes afectos a la actividad de distribución, para una empresa eficiente de referencia. Al respecto el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANALISIS:

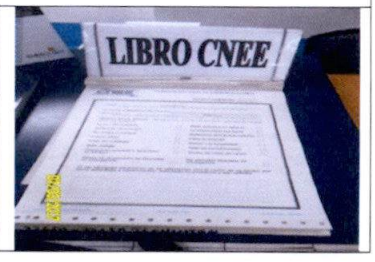
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

El Consultor de la Distribuidora presentó 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 183 empleados (jefes y agentes comerciales). 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 Teculutan, 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



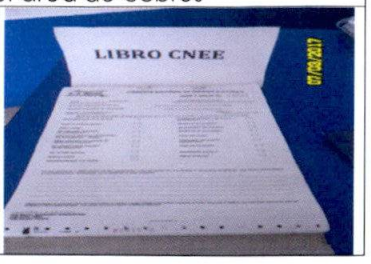



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Agencia Comercial Estanzuela, agencia propia personal sub contratado, es atendida por 2 personas sub contratadas, una para atención al usuario y otra en el área de cobros







Al realizar un análisis comparativo entre lo que propuso el Consultor de la Distribuidora y la información de la Resolución CNEE-50-2011 para el ratio de Clientes por Agente al año, se tiene lo siguiente:

	Ratio Distribuidora G2	**Ratio CNEE 50-2011 año 2016**	**Diferencia**
Clientes por Agente al Año	6,219.67	16,884.88	171.48%

De la comparación anterior se puede observar que la eficiencia alcanzada por la distribuidora en su realidad es de un 172% en comparación de lo propuesto por el consultor en su estudio, es decir que la empresa de referencia que propuso el Consultor de la Distribuidora necesita 3 personas para atender la misma cantidad de clientes que atiende una persona en su realidad. Si se utiliza el ratio de clientes atendidos por agentes al año de la Resolución CNEE-50-2011 para el año 2016, a la cantidad de clientes al año que se observa en el archivo "DR Modelo Comercial.xlsx", la cantidad de empleados comerciales que necesita la Distribuidora para mantener la misma eficiencia es de 68 empleados (jefes y agentes comerciales).

De lo anterior se observó 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 no corresponde a los costos de una empresa eficiente de referencia.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento al numeral 7.4.1 de los Términos de Referencia y a los artículos 83, 85 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se discrepa con el Consultor de la Distribuidora, al incluir costos excesivos de acuerdo a lo siguiente:

1. No haber ajustado la cantidad de oficinas comerciales 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

observado en campo. Las inversiones adicionales debieron haber sido requeridas como proyectos de inversión de acuerdo a lo establecido en el numeral 5.7. de los TdR.

2. No haber utilizado la estructura actual de la Distribuidora, incluyendo las características y cantidad de personal, como punto de partida para establecer la Empresa Eficiente de Referencia. En caso el estudio realizado requería cantidades distintas de personal, debió haberse justificado y razonado adecuadamente de acuerdo a los principios de la Empresa Eficiente de Referencia.

32. 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."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 83, 85, 91 y 98 que:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"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." Y "g)Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración….***" El Resaltado y subrayado es propio.

"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 Resaltado y subrayado es propio.

"Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, ***la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas****, precalificadas por la Comisión. El resaltado es propio."* El resaltado es propio.

"…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…" El resaltado es propio.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 4, 71, 74 y 77 que:

"La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:"

"c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, ***así como la metodología para el cálculo de las mismas****."* El resaltado es propio.

"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."

"Cada distribuidor deberá cálcular los componentes de los 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 dichos estudios."* El resaltado es propio.

*"****La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión cada cinco (5) años****, durante la primera quincena de enero del año que corresponda."* El resaltado es propio.

Sin embargo del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con en los numerales 7.5.3.1 y 7.5.4 de los TdR y lo establecido en los incisos e) f) y g) del artículo 82 y 85 del RLGE, al incumplir con utilizar para sus cálculos, la metodología y procedimientos establecidos en los TdR para la determinación costos de explotación de la distribuidora, utilizando en su lugar una metodología y procedimiento no están contenida en los TdR.

Por otro lado, vale la pena resaltar que el Consultor de la Distribuidora en el informe "DR_Informe Etapa E" página 11, invoca el numeral 1.8 de los TdR e indica que:

> 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.

Al respecto, no se cumplió con el procedimiento establecido en dicho numeral de los TdR, en los que indica: *"Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso.".* El procedimiento que se debió seguir es el siguiente:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Primero. La Distribuidora (no el Consultor) previo a aplicar cambios en el estudio tarifario, debió presentar por escrito su solicitud de modificación de la metodología establecida en los TdR, justificando plenamente las razones por las cuales se requería dicha modificación.

Segundo. La CNEE analizaría, si lo planteado por la Distribuidora se justificaba plenamente, y si cumplía estrictamente con la regulación guatemalteca.

Tercero. La CNEE notificaría por escrito respecto a lo resuelto en el caso específico.

Cuarto. Una vez notificada la Distribuidora, esta podía hacer de conocimiento en dado caso haya sido aceptada la modificación, para que el Consultor aplicara la nueva metodología aprobada.

Dicho procedimiento no fue seguido por la Distribuidora durante la realización del estudio.

Por lo tanto, se evidencia que la simple invocación del numeral 1.8 de los TdR, por parte del Consultor en uno de los informes de etapa del estudio tarifario, no autorizaba ni al Consultor ni a la Distribuidora a realizar cambios en la metodología establecida para realizar el estudio tarifario; esto implicaría que el Consultor y la Distribuidora se asignen potestades que la legislación guatemalteca no les faculta, y que de acuerdo a los artículos, 4, 74 y 77 de la LGE, le corresponde a la CNEE, el establecer la metodología de cálculo de las tarifas, misma que es aprobada cada cinco años y es establecida en los Términos de Referencia para la elaboración de los Estudios Tarifarios. Corresponde entonces al Consultor de la Distribuidora, realizar los estudios tarifarios con base a dichos términos, tal como lo establece el artículo 98 del RLGE. Por lo que, en ningún caso corresponde al Consultor o la Distribuidora, definir o establecer metodologías tarifarias a su convenir, de acuerdo a lo antes indicado.

En caso la Distribuidora hubiese considerado que la metodología establecida en los TdR no se ajustaban a lo establecido en la legislación vigente, o simplemente no estaba de acuerdo con el contenido de los mismos, estaba plenamente facultada, para presentar los recursos legales correspondientes contra cada disposición que, a su criterio, consideraba que la metodología aprobada no correspondía a lo establecido en la Ley y su reglamento; tal como lo hizo, específicamente, para dos apartados de los TdR, presentando para el efecto, el respectivo recurso de revocatoria parcial, a los siguientes temas: 1. Pérdidas No Técnicas y 2. Incobrables. En este sentido, se puede constatar que la Distribuidora, al haber objetado únicamente dos apartados de los TdR, consintió manifestando su acuerdo con el resto de la metodología establecida en dichos TdR incluida la metodología que ahora se está cuestionando y que no fue aplicada por el Consultor de la Distribuidora, misma que está vigente, ya que la Distribuidora, como se indicó, no presentó ninguna acción legal en contra de ésta metodología en los plazos establecidos en la legislación guatemalteca.

Por lo tanto, los TdR y la metodología para la determinación del VAD contenidos en los mismos tienen firmeza legal, y, por consiguiente, correspondía a la Distribuidora y a su Consultor, el estricto y total cumplimiento de los mismos para la elaboración de los estudios.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no corresponden a

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, toda vez que distan mucho de los requerimientos de actividades necesarias para la operación de los bienes afectos a la actividad de distribución, para una empresa eficiente de referencia. Al respecto el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANÁLISIS:

No obstante lo anterior, en el archivo de Excel "DR_Modelo Comercial.xlsx" hoja "Serv Técnico COM" el consultor de la Distribuidora reportó como valores tipo texto (pegados) los datos de frecuencias y tiempos de ejecución por actividad del servicio técnico comercial, como se observa a continuación:

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 enegía que no requiere modificación de la red (NTSD art.69a)		24,339	100	40,565
Establecer nueva conexión de enegía 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

El no remitir la información establecida en los TDRs limitó y dificultó la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario, así como la correcta determinación de la empresa eficiente de referencia, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

Por lo que en cumplimiento al artículo 85 del RLGE, y derivado que el Consultor de la Distribuidora no presentó la debida argumentación y sustento técnico-económico que justifique los aumentos de los recursos requeridos incluidos en el estudio tarifario

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

presentado, se requirió en las Observaciones que utilizara las eficiencias del estudio tarifario anterior, correspondiente a las actividades, tiempos y personal:

a. Cantidad de actividades por año:

Actividad	Cantidad/ año	Referencia
Revisión de medidor y toma de datos	7,553	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Revisión de medidor por reclamación	3,167	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Reclamación por medidor quemado o roto	7,254	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Otras reclamaciones	20,780	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Enganche eventual sin medidor BTS	2,601	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Corte eventual sin medidor BTS	2,628	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Cambio de medidor BT	11,340	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Cambio de medidor MT	0	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Reubicación de medidor	1,505	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Cambio de sistema monofásico a trifásico	0	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Verificación precisión medidor (NTSD art. 65)	1,290	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR

b. Tiempos necesarios por actividad por año:

Actividad	Por actividad (min)	Total (hs)	Referencia
Revisión de medidor y toma de datos	25	3,147	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Revisión de medidor por reclamación	40	2,111	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Reclamación por medidor quemado o roto	40	4,836	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Otras reclamaciones	35	12,122	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Enganche eventual sin medidor BTS	45	1,951	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Corte eventual sin medidor BTS	35	1,533	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Cambio de medidor BT	35	6,615	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Cambio de medidor MT	50	0	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Reubicación de medidor	50	1,254	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Cambio de sistema monofásico a trifásico	75	0	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR
Verificación precisión medidor (NTSD art. 65)	50	1,075	Eficiencia alcanzada en ET 2008-2013 DR

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

c. Personal Necesario

Actividad	Personal Necesario			Referencia
	Jefe de Cuadrilla	Oficial	Operario	
Revisión de medidor y toma de datos	0.2		1	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Revisión de medidor por reclamación	0.2		1	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Reclamación por medidor quemado o roto	0.2		1	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Otras reclamaciones	0.2		1	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Enganche eventual sin medidor BTS	0.2	1	1	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Corte eventual sin medidor BTS	0.2		1	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Cambio de medidor BT	0.2		1	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Cambio de medidor MT	0.2		1	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Reubicación de medidor	0.2	1	1	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Cambio de sistema monofásico a trifásico	0.2		1	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR
Verificación precisión medidor (NTSD art. 65)	0.2		1	Eficiencia alcanzada en ET 2018-2023 DR

Por otro último, es importante indicar, que el Consultor de la Distribuidora incluyó en los Costos de Servicio Técnico Comercial actividades incluidas dentro del cálculo del VNR de la Distribuidora, las cuales son:

- Establecer nueva conexión de energía que no requiere modificación de red (NTSD art. 69a)
- Establecer nueva conexión de energía que requiere modificación de la red (NTSD art. 69b)

Con vista en ello se considera que dichas actividades no pueden reconocerse en los costos de Servicio Técnico Comercial y corresponden a actividades duplicadas, ya que las mismas son contenidas dentro del VNR y su proyección de crecimiento de instalaciones, por lo que dichas actividades y sus costos se consideran excesivas y no pueden ser trasladados a tarifas, de acuerdo a lo establecido en el artículo 83 del RLGE.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento a Los Términos de Referencia, numerales 7.4.1 y 7.4.2 y a los artículos 82, 83 y 85 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora por no haber presentado las memorias de cálculo y/o documentación de soporte para las frecuencias, tiempos de ejecución y cantidad de personal que permitan a la CNEE verificar los resultados propuestos. Así mismo en cumplimiento al artículo 85 del RLGE, se ratifica lo

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

requerido en las Observaciones (Resolución CNEE-229-2018), en el sentido de aplicar las eficiencias de la revisión tarifaria anterior, de acuerdo a las tablas que se presentaron en el análisis antes indicado correspondientes a las actividades, tiempo y personal, ya que el Consultor de la Distribuidora no presentó la debida argumentación y sustento técnico económico que justifique los aumentos de los recursos requeridos.

De igual forma se discrepa con el Consultor de la Distribuidora por no haber remitido la documentación contable (facturas, contratos, órdenes de compra entre otros) de los costos reales de la Distribuidora de los últimos cinco (5) años, dificultando el análisis de la razonabilidad y los costos presentados, para el establecimiento de la Empresa Eficiente de Referencia.

33. 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 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 se calcularán en forma anual para el horizonte de proyección que se requiera, y comprenden: costos de compras de electricidad, costos de instalaciones, costos de consumidores, impuestos y tasas arancelarias, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales,* ***y otros costos que tengan relación con el suministro y que sean aprobados por la Comisión*** *e incluidos por esta en el Sistema Uniforme de Cuentas" y sus incisos c) y g): "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." y "Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración.*" El resaltado es propio.

"*Costos No Reconocidos. … 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*

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período." El resaltado es propio.

"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"

"Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión."

"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 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 4, 50, 60, 61, 71, 73, 74 y 77 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;..."

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"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. En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios".

"La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:..." "...c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, ***así como la metodología para el cálculo de las mismas****."* El resaltado es propio.

"Cada distribuidor deberá cálcular los componentes de los 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 dichos estudios."* El resaltado es propio.

Los anteriores artículos establecen lo correspondiente, a las facultades de la CNEE, respecto a la definición para el establecimiento de la metodología, criterios e indicadores de eficiencias, para el de cálculo de las tarifas; dicha metodología, criterios e indicadores de eficiencia han sido comunicados y definidos por la CNEE, en los TdR, Resolución CNEE-229-2018, entre otros, por lo que corresponde tanto a la Distribuidora como a su Consultor, el cumplimiento de los mismos. Adicionalmente en la legislación antes mencionada, se establecen los mecanismos de aplicación en caso se establezcan los supuestos que se indican en el artículo 50 de la LGE, así como del tratamiento equitativo a sus usuarios en la asignación de costos de las tarifas, al establecer límites que impiden el traslado de costos de un grupo determinado de usuarios a otro grupo de usuarios.

Sin embargo, del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con el numeral 7.5.3.2 de los TdR, al incumplir con utilizar los parámetros definidos de reconocimiento de Incobrables, en donde se establece que 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 de la Distribuidora, sin embargo el Consultor de la Distribuidora, utilizo valores distintos y muy superiores a los establecidos, basando los mismos en metodología y parámetros no autorizados, y valores muy parecidos a los que según la Distribuidora y su Consultor, corresponden a costos reales de la Distribuidora y que, según la Distribuidora y su Consultor son resultado de la conflictividad, sin embargo al requerirle la justificación y bases de datos de sustento de dichos costos, la distribuidora se negó reiteradamente y únicamente entregó información escasa e incompleta, lo cual limitó y dificultó la evaluación de la argumentación y de los valores presentados; aun con esta limitaciones la CNEE en base a la información presentada, así como información adicional con que se cuenta, se estableció que la información de sustento presentada, presenta errores e incongruencias. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANALISIS:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

En los TdR, se dejaron establecidos los criterios de eficiencia máximos a reconocer para su inclusión en las tarifas de distribución, al respecto por concepto de Incobrables, se estableció que se reconocería en el estudio tarifario un mosto máximo del 0.5% del total de la facturación anual, sin embargo se constató que el Consultor de la Distribuidora incluyo en el Estudio Tarifario, un costo anual de $4.7 millones de dólares (Q36.5 millones) por concepto de "Incobrables", y que representa un 2% de la facturación anual de la Distribuidora en el año base del Estudio, monto que es cuatro veces mayor que lo establecido en los TdR, luego dicho monto lo mantiene constante a lo largo de los 5 años del quinquenio 2019-2024, para el efecto el Consultor de la Distribuidora únicamente indica que el valor resulta por condiciones de conflictividad.

Por lo que mediante las notas CNEE-41066-2018/GTTE-NotaS2018-108 y CNEE-41344-2018/GTTE-NotaS2018-124, la CNEE solicitó a la Distribuidora, entre otros, el detalle de la facturación de aquellos usuarios que tuvieran relación con la incobrabilidad y conflictividad de la Distribuidora; sin embargo, la Distribuidora, como en otras ocasiones, únicamente presentó información parcial e incompleta que limitó y dificultó las labores de supervisión y fiscalización; la Distribuidora para sustentar los costos de "conflictividad", simplemente se limitó a enviar para el caso de los incobrables una certificación de los estado de resultados, y dos bases de datos que contenían la misma información pero con nombres distintos denominadas "Deuda" y "Costo de la Conflictividad", a continuación se presentan los datos de los estados de resultados:

Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.

	2017	2016	2015	2014	2013
	Saldos en miles de Quetzales				
Venta de energia	Q1,774,362	Q1,796,292	Q1,827,009	Q1,926,059	Q1,882,025
Gasto por cuentas incobrables	Q 32,589	Q 35,082	Q 35,999	Q 30,779	Q 33,321
Gasto por cuentas incobrables como porcentaje del total de ventas de energía	**1.84%**	**1.95%**	**1.97%**	**1.60%**	**1.77%**

Por lo que la distribuidora, además de justificar sus incobrables como resultado de la conflictividad, al indicar que los mismos se sustentan con los valores de sus estados de resultados financieros, implica que básicamente requiere el reconocimiento del total de incobrables de la Distribuidora; **dicha solicitud, parece curiosa ya que en otras actividades en la empresa real puede presentar parámetros de eficiencia, estos son desechados al simplemente indicar que son contrarios a la metodología de empresa eficiente de referencia, pero en este caso justifica el incumplimiento a los TdR con la utilización de las ineficiencias reales de la Distribuidora.**

Aún, cuando está claramente establecido el parámetro que debió haber utilizado el Consultor del Distribuidora en su estudio, esta Comisión procedió analizar la legalidad de trasladar estas deudas a usuarios que no tienen relación con las mismas, así como los valores incluidos en el estudio y la base de datos denominada "Deuda" con la que en teoría sustenta los registros individuales de deudas. Luego de la revisión de la información remitida, se pudo constatar que no se presentó ningún tipo de informe ni detalle de los estados de resultados, de igual forma no se observaron informes, justificaciones

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

matemáticas, justificaciones técnicas/económicas y legales, estudios o alguna demostración que justifique que este valor excesivo pueda ser considerado como un parámetro eficiente de una empresa eficiente de referencia que pueda ser trasladado a tarifas, igualmente no se presenta ningún análisis en el que se demuestre que el reconocer estos costos excesivos resulte en un costo global eficiente.

Así mismo el Consultor de forma inconsistente, y sin fundamento técnico económico de gestión de una empresa eficiente de referencia, propone el incumplimiento de los TdR y la legislación Guatemalteca, al pretender que lo que no ha logrado cobrar a un grupo de usuarios en un periodo mayor a 180 días (según criterio de incobrables indicados en los estados resultados entregados por la distribuidora en el estudio tarifario anterior), sea simplemente trasladado y cobrado al resto de los usuarios que si pagan sus facturas vía las tarifas. Así mismo del análisis de la base de datos antes indicada, se estableció que las mismas incluyen registros, montos y cantidades de usuarios, en el campo de "deuda", tal como se presentan en el siguiente resumen y que luego, en párrafos siguientes se presentará un análisis de los registros que contienen:

DEOCSA por año		
año	usuarios	GTQ_Deuda
2018	271,464	Q 90,708,250
2017	**254,390**	**Q 140,496,103**
2016	252,029	Q 119,122,162
2015	244,522	Q 143,923,961
2014	225,093	Q 135,070,651
2013	145,372	Q 105,819,547

DEORSA por año		
año	usuarios	GTQ_Deuda
2018	102,101	Q 27,841,995
2017	**92,618**	**Q 28,544,477**
2016	88,961	Q 24,757,119
2015	84,176	Q 29,081,930
2014	73,148	Q 40,806,224
2013	23,583	Q 29,033,679

DEOCSA-DEORSA por año		
año	usuarios	GTQ_Deuda
2018	373,565	Q 118,550,245
2017	**347,008**	**Q 169,040,580**
2016	340,990	Q 143,879,281
2015	328,698	Q 173,005,891
2014	298,241	Q 175,876,875
2013	168,955	Q 134,853,226

Adicionalmente cabe mencionar, que sobre el rubro de incobrables las distribuidoras DEOCSA-DEORSA en publicaciones de prensa17 indicaron que al año tienen una pérdida directa por hurto de energía (pérdidas no técnicas), de Q203 millones y una pérdida por impago de energía (incobrables) de Q167 millones y que tienen 126 mil usuarios en conflictividad en alrededor de 625 comunidades, lo que hace parecer a que se refieren a los mismos montos por incobrables indicados en las tablas anteriores para el año 2017, pero difiere en gran medida con la cantidad en los usuarios ya que en estas incluyen a más de 347 mil usuarios según la información de los últimos años de dicha base de datos, lo cual evidencia la inconsistencia respecto si el monto incluido como incobrables pertenece en su totalidad a la denominada "conflictividad", ya que se propone que más de un 18% del total de usuarios, se encuentra contenido en incobrables por conflictividad, lo cual es ilógico, más adelante se desagrega que usuarios integran estos 347mil usuarios contenidos en sus bases de datos de deuda por conflictividad, y se evidenciaran las inconsistencias y errores presentados.

Finalmente, se procedió a analizar las bases de datos que la Distribuidora llamó Deuda" y "Costo de la Conflictividad" (ambas contenían la misma información), y se comparó con otras bases de datos remitidas anteriormente por la Distribuidora y 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rosas
Secretaria General

pagar, de manera consecutiva, no obstante, como se ve en los siguientes ejemplos, la distribuidora no procedió o gestionó de forma adecuada, la realización oportuna del corte individual del servicio a los usuarios en esta condición, acumulando facturación por periodos muy superiores a los dos meses. 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 correspondieron tomar oportunamente, 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.

De acuerdo a lo que indicó 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 los supuestos "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" de acuerdo a los criterios reportados de la propia Distribuidora; 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 (la cual contenía información limitada), contra la base de datos de facturación que la misma Distribuidora presenta mensualmente, de acuerdo a la Resolución CNEE-174-2009 (con el fin de poder obtener mayor información de los montos allí incluidos), se determinó que en dicha base de "Deuda", la Distribuidora está adicionando el cobro de cuentas de terceros correspondiente a la "Tasa de Alumbrado Público Municipal", que no tiene ninguna relación con las funciones de la prestación del servicio de distribución, ya que es una cuenta que las municipalidades cobran como una Tasa a los usuarios por el servicio de Alumbrado Público, pero la Distribuidora la incluyó como una deuda en la base de datos remitida, con la que indica soportar los montos por "Incobrables", lo cual no puede considerarse como un monto incobrable de la Distribuidora, ya que dicha deuda no le afecta ni le pertenece a la Distribuidora, sino en todo caso le correspondería a las municipalidades. Adicionalmente se observa que incluye como monto de incobrable, el Impuesto del Valor Agregado –IVA-, lo cual es incorrecto, ya que este es un impuesto transferible, y el mismo pudo haber sido utilizado por la Distribuidora en las liquidaciones de impuestos de los años en que

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rojas
Secretaria General

emitió las facturas incluidas. A continuación se presentan unos ejemplos de registros incluidos en dichas Bases de Datos:

Base de datos "Deuda" remitida por la Distribuidora, para sustentar los "Incobrables"			Bases de datos de Facturación en cumplimiento a CNEE-174-2009, remitida por la Distribuidora mensualmente								
NIS	mes	Deuda	Energía	Cargo_Fijo	Importe_TS	Aporte_Inde	Impuesto al Valor Agregado IVA	Tasa Alumbrado (Cobro por Terceros)	importe_Total	Cargos que no corresponden (IVA y Tasa de AP)	Cargos que no corresponden (IVA y Tasa de AP) %
3051399	201710	125.00	79	16.64	130.35	(71.10)	9.11	40.00	125.00	49.11	39%
3051419	201505	166.00	112	15.49	185.88	(101.88)	11.94	54.57	166.00	66.51	40%
3051425	201712	174.00	63	16.64	103.00	-	14.36	40.00	174.00	54.36	31%
3051430	201508	106.00	47	15.63	77.86	(42.61)	6.12	49.00	106.00	55.12	52%
3051441	201711	174.00	63	16.64	103.00	-	14.36	40.00	174.00	54.36	31%
3051444	201610	103.00	41	16.19	71.74	(31.68)	6.75	40.00	103.00	46.75	45%
3051470	201501	139.00	78	15.40	149.41	(90.91)	8.87	56.23	139.00	65.10	47%
3051496	201501	125.00	92	15.40	176.23	(130.23)	7.37	56.23	125.00	63.60	51%
3051504	201703	167.00	89	16.38	157.53	(60.52)	13.61	40.00	167.00	53.61	32%
3051523	201610	103.00	41	16.19	71.74	(31.68)	6.75	40.00	103.00	46.75	45%

Adicionalmente al revisar algunos de los registros incluidos en la base de datos remitida por la Distribuidora, se establecieron inconsistencias en los valores de las tasas de AP, inclusión de usuarios con tarifas de media tensión, facturaciones a municipalidades, empresas con distintos montos y categorías tarifarias (facturas que no son típicas de usuarios a los que la Distribuidora denomina en conflictividad); por lo que al parecer la Distribuidora pretende incluir cualquier tipo de facturas por cobrar o deudas de ésta sin importar el tipo de usuario, y si está o no relacionado a la conflictividad, argumento que utiliza la Distribuidora y su Consultor para incluir dichos costos en su estudio tarifario. A continuación se presentan algunos ejemplos de lo antes indicado:

Base de datos "Deuda" remitida por la Distribuidora, para sustentar los "Incobrables"			Bases de datos de Facturación en cumplimiento a CNEE-174-2009, remitida por la Distribuidora mensualmente						
NIS	mes	Deuda	Energía	Cargo_Fijo	Importe	Aporte_Inde	Impuesto al Valor Agregado IVA	Tasa Alumbrado (Cobro por Terceros)	importe_Total
5882901	201502	16,295.00	7,969	15.49	14,506.62	-	1,742.65	30.24	16,295.00
5737169	201806	15,361.00	6,865	17.06	11,912.40	-	1,431.54	2,000.00	15,361.00
3066593	201501	745.00	314	15.40	601.47	(6.55)	73.24	61.44	745.00
5702308	201509	6,784.00	3,842	15.63	5,995.32	-	721.31	51.74	6,784.00
5777145	201509	4,141.00	2,349	15.63	3,665.54	-	441.74	18.09	4,141.00

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

NIS	nombre	mes	Deuda
3154685	PANZOS A.V. EDIFICIOS MUNICIPALES	201601	1,638.00
5798185	SAYAXCHE MUNICIPALIDAD	201508	1,634.00
5695756	SAN CRISTOBAL AC. EDIFICIO MUNICIPAL	201509	1,171.00
3302922	JICARO EDIFICIO MUNICIPAL	201503	892.00
5930905	SANTA MARIA CAHABON MUNICIPALIDAD	201605	883.00

NIS	nombre	tarifa	mes	Deuda
3306539	S.A. RECURSOS GEOTERMICOS	Peaje SN MT-DR	201806	17,289.00
5597069	S.A. RECURSOS GEOTERMICOS	Peaje SN MT-DR	201806	11,397.00
5597069	S.A. RECURSOS GEOTERMICOS	Peaje SN MT-DR	201805	6,366.00

NIS	nombre	tarifa	mes	Deuda
3306147	S.A. CLASSIC GUATEMALA	Tarifa Esp.No Regulada EP DR	201711	228,104
3306147	S.A. CLASSIC GUATEMALA	Tarifa Esp.No Regulada EP DR	201611	186,232
3306147	S.A. CLASSIC GUATEMALA	Tarifa Esp.No Regulada EP DR	201511	132,720
3306526	S.A. LIGNUM	Tarifa No Regulada DR	201803	79,291
3306526	S.A. LIGNUM	Tarifa No Regulada DR	201804	59,685
6096716	PERICAS S.A. PROCESADORA DE ARENA Y PIEDRIN LAS	Tarifa No Regulada DR	201609	39,578
3306147	S.A. CLASSIC GUATEMALA	Tarifa Esp.No Regulada EP DR	201510	38,130
5974935	S.A. MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD	Tarifa No Regulada DR	201712	36,995
6096716	SOCIEDAD ANONIMA PROCESADORA DE ARENA Y PIEDRIN LAS PERICA	Tarifa No Regulada DR	201601	36,575
3306147	S.A. CLASSIC GUATEMALA	Tarifa Esp.No Regulada EP DR	201710	25,243
5622951	S.A. POLLO CAMPERO	Tarifa No Regulada DR	201603	15,989
5962908	CALIDAD S.A. FRANQUICIA DE LIMPIEZA SERVICIO Y	Tarifa No Regulada DR	201603	15,673
5622951	S.A. POLLO CAMPERO	Tarifa No Regulada DR	201503	15,217
5082668	S.A. LIGNUM	Tarifa No Regulada DR	201607	14,772
5974935	SOCIEDAD ANONIMA UNISUPER	Tarifa No Regulada DR	201603	14,212
5962908	CALIDAD S.A. FRANQUICIA DE LIMPIEZA SERVICIO Y	Tarifa No Regulada DR	201503	13,058
5563582	EL ATLANTICO HOTEL	Tarifa No Regulada DR	201501	12,359

c. Finalmente se realizó un análisis de la conformación de la "Deuda" con la información contenida en las bases de datos "Deuda" o "Costo de la Conflictividad" para DEOCSA y DEORSA (ENERGUATE), para el año 2017, determinándose lo siguiente:

Detalle	Monto anual en Millones de Quetzales	Usuarios***
Incobrables de usuarios en zona conflicto (usuarios en supuesta conflictividad)	77.6*	122,538
Incobrables de usuarios en zona sin conflicto	59.2*	189,259
Tasa de Alumbrado Público (cuenta de Terceros)	32.2**	NA
Total Incobrables	169*	311,797

*Monto que envían las distribuidoras incluye Impuesto al Valor Agregado (IVA)

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

**Monto estimado
*** Cantidad de usuarios promedio mensuales con deuda

De lo anterior, se puede observar que el monto de "incobrables por conflictividad" que maneja la Distribuidora en medios de comunicación es similar al total reportado en sus bases de datos denominadas "Costo de la Conflictividad Social"; sin embargo al revisar el detalle se determina que no todos los montos ni usuarios, pueden ser considerados en conflictividad, según la misma información que la Distribuidora ha proporcionado en ocasiones anteriores a la CNEE, así dada la característica de los usuarios, tampoco puede establecerse que correspondan parar esta conflictividad; así, se incluye un grupo importante de usuarios (caso 190 mil) que no pertenecen o no están contenidos en la denominada conflictividad y representa un 35% de los costos, según la misma información que en ocasiones anteriores ha remitido la Distribuidora a la CNEE. Así mismo hay costos que no corresponden su inclusión, tal como se indica a continuación.

i. Esta Comisión hizo un cruce de información de la ubicación de los 311,797 usuarios indicados en la tabla anterior con los municipios y aldeas que la Distribuidora indica que existe "conflictividad social", dando como resultado la cantidad de 122,538 usuarios (dato similar a los 126 mil usuarios que las distribuidoras indican en medios que tienen en conflictividad); de estos 122,538 usuarios que se ubicaron en zonas conflictivas se encontró que el monto correspondiente de deuda es de Q77.6 millones (con IVA), el monto es menor al promedio de facturación por usuario, debido a que por esta facturación se descuenta lo cobrado al INDE por concepto del subsidio denominado "Aporte INDE a la Tarifa Social". Por la falta de información, se generó la duda razonable si estos usuarios son los mismos que la distribuidora argumenta que corresponden a conflictividad por hurto (126mil usuarios), con lo cual se estaría duplicando el costo que se incluye en las Pérdidas No Técnicas.
ii. La diferencia de usuarios que no están en zonas de conflicto es de 189,259, aquí se incluyen facturas a servicios de municipalidades, facturas a usuarios no residenciales incluso usuarios de Media Tensión, Tarifas "No Regulada", entre otros. Con un monto de deuda de Q59.2 millones (con IVA), se tiene conocimiento que la distribuidora tiene procesos legales por cobro de esta deuda, por lo que es ilógico proponer cobrarla dos veces, y luego cobrársela a usuarios que no tienen relación con ese hecho y que por lo tanto no les corresponde pagar dichas deudas. Adicionalmente hay facturaciones con montos onerosos en los cuales la Distribuidora debió haber seguido los procesos correspondientes de cobranza, y no trasladarlos a incobrables a los 180 días.
iii. Los montos indicados en dichas bases incluyen la tasa de alumbrado público, siendo incorrecto adicionarla a los incobrables porque es un cobro por cuenta de terceros del cual la empresa no es directamente responsable ni beneficiaria, este monto incorrecto asciende a Q32.2 millones, y correspondería a las municipalidades cubrir dicho monto, por lo que no es un incobrable de la Distribuidora. Incluir estos montos en los ingresos de la Distribuidora, podría incurrirse en un reconocimiento indebido de recursos que no le corresponden.
iv. Se incluye de forma incorrecta el Impuesto del Valor Agregado –IVA-, ya que este es un impuesto transferible, y el mismo pudo haber sido utilizado por la Distribuidora en las liquidaciones de impuestos de los años que emitió las

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

facturas incluidas, (no se estableció el monto, pero equivale al 12% de la facturación).

De acuerdo a lo analizado previamente, se puede concluir que el Consultor de la Distribuidora pretende trasladar a la totalidad de los usuarios de la Distribuidora costos diferentes a los que se definen en la regulación guatemalteca como "incobrables". Asimismo, pretende trasladar la tasa de alumbrado público, que no debe formar parte del rubro de incobrables, deudas mayores a dos meses y deudas de otros usuarios que no se encuentran en zonas conflictivas de las distribuidoras.

d. Usuarios con consumos consecutivos

En el año 2016 la Distribuidora fue investigada y sancionada por hacer estimaciones (lo cual no es permitido en la normativa) 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. Esta situación irregular está siendo investigada por el regulador en el expediente correspondiente.

Así mismo, en los expedientes del DFCC-18-65 al DFCC-18-201 (137 expedientes), la Distribuidora indicó haber realizado estimaciones (lo cual no es permitido en la normativa), y se determinó que, facturación de estos usuarios contenidos en cada uno de estos expedientes, está contenida en la base de datos "Deuda" remitida por la Distribuidora.

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:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Año	TOTAL FACTURADO POR DISTRIBUIDORA SEGÚN AT´s (Q)	imp_ facturado	imp_ cobrado	imp_dejado_ pagar	%Usuarios con posible estimación	Deuda sin posibles estimaciones (Q)	%Monto 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%**

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, y que es similar al requerido en los TdR.

Derivado de lo anterior, se pudo 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 o las estima, para así poder determinar y emitir la correspondiente facturación de acuerdo a lo que establece el artículo 96 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

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 consideró que la información entregada por la Distribuidora y su Consultor para sustentar los montos de incobrables es inconsistente y, simplemente demuestra en algunos casos una auto-estimación de deuda y por consiguiente incobrables o montos pendientes a cobrar, de los cuales la distribuidora aún mantiene su reclamación con los usuarios.

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, al proponer que posibles deudas en litigio de cobro a los deudores, sean trasladadas a usuarios que no son parte ni responsables legalmente de dicha deuda. Ejemplo de facturas de servicios municipales incluidas es su base de datos "Deuda", y que podrían estar en una situación como la antes indicada, son:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

NIS	nombre	mes	Deuda
3154685	PANZOS A.V. EDIFICIOS MUNICIPALES	201601	1,638.00
5798185	SAYAXCHE MUNICIPALIDAD	201508	1,634.00
5695756	SAN CRISTOBAL AC. EDIFICIO MUNICIPAL	201509	1,171.00
3302922	JICARO EDIFICIO MUNICIPAL	201503	892.00
5930905	SANTA MARIA CAHABON MUNICIPALIDAD	201605	883.00
3143547	TUCURU A.V. EDIFICIOS MUNICIPALES	201504	267.00
5244892	JICARO EDIFICIO MUNICIPAL	201504	267.00
3059549	CABAÑAS MUNICIPALIDAD DE	201508	238.00
5577459	EDIFICIO MUNICIPAL TUCURU	201712	184.00
5979521	MUNICIPAL CANCHA SINTETICA	201509	174.00
6080377	CHISEC A.V. EDIFICIOS MUNICIPALES	201507	114.00
5103014	HUITE EDIFICIOS MUNICIPALES DE	201604	67.00
5428511	TECULUTAN MUNICIPALIDAD DE	201804	61.00
3141780	TAMAHU MUNICIPALIDAD DE	201709	55.00
5793710	TAMAHU MUNICIPALIDAD DE	201709	55.00
5752636	SAN CRISTOBAL AC. EDIFICIO MUNICIPAL	201605	29.00
6248604	TUCURU A.V. EDIFICIOS MUNICIPALES	201712	22.00

Ante las acciones emprendidas por la Distribuidora en contra de los usuarios por concepto de cobro (cobros a los usuarios no pago, estimaciones de consumo, firma de convenios con las municipalidades, demandas por cobro, entre otros), la propuesta de la Distribuidora y su Consultor, referente a trasladar los montos incobrables, 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 a través de los procesos de gestión propia o proceso judicial, 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 improcedente legalmente, 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.

Para el caso de DEORSA, dicho Consultor propuso un valor fijo de incobrables para cada año del quinquenio, del 2% sobre la facturación de la Distribuidora. Tal valor es desproporcionado y excesivo si se considera que el valor máximo aprobado en la revisión tarifaria anterior es del 0.5% de la facturación anual de la Distribuidora, de donde el Consultor de la Distribuidora plantea elevar el monto de incobrables a un nivel de cuatro veces por encima del valor vigente. Lo excesivo del valor propuesto por el Consultor se corrobora al observar la siguiente tabla comparativa de los porcentajes de incobrables que se aplican en distintas distribuidoras de Latinoamérica:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

País	Guatemala	Chile	Chile	Chile	Panama	Panama	Panama	Argentina
Empresa	EEGSA	CGE DISTRIBUCION SA	SAESA	EMELARI SA	ENSA	EDEMET	EDECHI	EDESUR
Periodo Tarifario	2018-2023	2016-2020	2016-2020	2016-2020	2013-2018	2013-2018	2013-2018	2017-2021
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%

La propuesta del Consultor de la Distribuidora, de pretender el traslado de los costos de incobrables de la Distribuidora 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. Así mismo, la propuesta del Consultor de la Distribuidora, contraviene los principios de igualdad, equidad y proporcionalidad al pretender que las inacciones e ineficiencias de la distribuidora y la falta de pago de un grupo de usuarios, sean simplemente trasladados al grupo de usuarios que pagan su servicio, situación que pondría en desventaja a estos últimos.

No obstante, lo indicado anteriormente, la legislación guatemalteca, cuenta con una Ley de Protección al Consumidor y Usuario, Decreto Número 006-2003 del Congreso de la República, la cual se fundamenta en principios de justicia social, para proteger los derechos de los consumidores y usuarios de una forma equitativa; así mismo, estipula una serie de garantías de carácter irrenunciable, de interés social y orden público, que complementan y desarrollan lo relativo al resguardo de los intereses de los usuarios, al preceptuar en el artículo 15 inciso a) de dicha ley, que es obligación de los proveedores de la prestación de un servicio: "a) Cumplir las disposiciones legales que le sean aplicables, tanto nacionales como internacionales..."

Para el efecto, el artículo 16 inciso h) de dicha ley regula que, sin perjuicio de las demás prohibiciones contenidas en otras leyes del país, los proveedores del servicio no podrán: "h) Cobrar por un servicio que no se ha prestado, o que no se ha prestado en su totalidad..." toda vez que, por imperativo legal, están obligados a respetar las estipulaciones, plazos, condiciones y modalidades conforme a las cuales haya sido ofrecido el servicio. Aunado a lo anterior, también le es prohibido al proveedor que presente el servicio según el inciso j) de dicho artículo, realizar cualquier acción que redunde en perjuicio de los derechos de los consumidores.

Por otro lado, las Directrices de las Naciones Unidas para la protección del consumidor (directrices que revisten de gran importancia en países como el nuestro, que cuentan con protección al consumidor y que constituyen postulados de los cuales la legislación interna no puede apartarse ya que ha sido fuente del Decreto Número 006-2003 del Congreso de la República, Ley de Protección al Consumidor y Usuario) enumeran expresamente, entre otras disposiciones, cuáles son los derechos de los consumidores y usuarios y la obligación de proveer a la protección de los mismos por parte de las autoridades

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas

Entre los principios de estas directrices se puede mencionar el principio de "un trato justo y equitativo para los consumidores," el cual se fundamenta en que las empresas deben tratar de manera justa y honesta a los consumidores en todas las etapas de su relación, como parte esencial de la cultura empresarial y evitar prácticas que perjudiquen a los consumidores, en particular a los consumidores en situación vulnerable y de desventaja.

Estas directrices respecto al tema de energía establecen que: "Los Estados Miembros deben promover el acceso universal a la energía no contaminante y formular, mantener o reforzar políticas nacionales para mejorar el suministro, la distribución y la calidad de energía que sea asequible a los consumidores en función de su situación económica. Debe prestarse atención a la elección de los niveles apropiados de servicio, calidad y tecnología, la supervisión regulatoria, la necesidad de contar con programas de sensibilización y la importancia de la participación de la comunidad." (Numeral 76 de Directrices para la Protección del Consumidor y Usuario de Naciones Unidas)

En ese sentido, ha quedado demostrado que tanto la legislación interna y la legislación internacional como las Directrices para la Protección al Consumidor de las Naciones Unidas, reiteran el principio contenido en la Ley General de Electricidad, de protección al usuario, en cuanto a que no es legamente posible, transferir la deuda de un grupo de usuarios a otro grupo de usuarios que no tienen relación en la generación de la misma, es decir, no se puede pretender que los usuarios que si pagan, absorban los costos de los usuarios que no pagan (incobrables), como lo pretende la Distribuidora, en abierto incumplimiento a la Legislación vigente y la metodología contenida en los TDR.

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 propuesta por la Distribuidora, 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 inadmisible 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.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Con vista en todo lo anterior se estableció 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 de facturación de la Distribuidora.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento del numeral 7.5.3.2 de los TdR, de los artículos 50, 61 y 71 de la LGE y del artículo 82, 83, 84, 85, 91, 94 y 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y la legislación guatemalteca, se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora por utilizar un valor superior de incobrables establecido en los TdR correspondiente a (0.5%) del total anual de la facturación del servicio eléctrico, ya que se determinó que en su estudio utilizo para el año base un porcentaje de hasta el 2% (4.7 Millones de US$) por concepto de incobrables valor que supera en doce veces el valor autorizado, adicional que el mismo presenta errores e inconsistencias y no puede ser trasladado tarifas ni cobrado a usuarios que no tiene relación con esta deuda, de acuerdo a la legislación guatemalteca.

34. Combate de Pérdidas No Técnicas

La Ley General de Electricidad en sus artículos 50, 61, 71 y 73 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;..."

"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 corresponder · al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad en los artículos 83, 85 y 97, 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 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."

"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.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión."

"...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."

Los anteriores artículos establecen principios esenciales que los distribuidores deben observar para el tratamiento de las pérdidas no técnicas o incobrabilidad, así como costos excesivos o que no corresponden que a criterio de la CNEE no pueden ser incluidos en tarifas, así mismo los costos eficientes que pueden ser trasladados a tarifas, y el derecho de la Distribuidora para controlar y gestionar dichas pérdidas (corte del suministro), así como de tratamiento equitativo a sus usuarios, al establecer límites que impiden el traslado de costos de un grupo determinado de dichos usuarios a otros grupos.

ANÁLISIS:
Sobre el tema de combate a las pérdidas el Consultor de la Distribuidora presentó en su estudio tarifario el archivo "Programa PNT 2018-2023.xlsx" los montos que propone sean reconocidos en concepto de combate a pérdidas no técnicas, correspondientes a:

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**

Así mismo argumenta lo siguiente:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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.

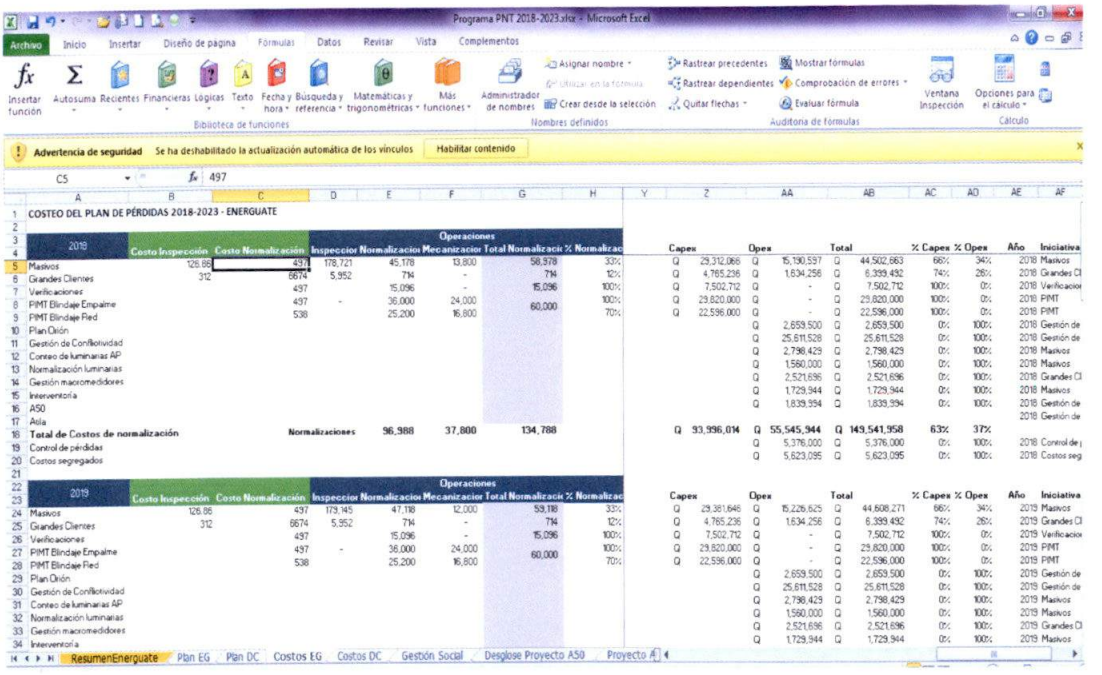
El proyecto Atila consiste en la conformación de unidades especiales conducentes a fortalecer la operativa diaria con apoyo legal y de seguridad, de manera de permitir cortar al 100% de clientes problemáticos, manteniéndolos en seguimiento individual, para recuperarlos o denunciarlos penal o civilmente.

La gráfica siguiente resume la conformación de cada equipo especial:

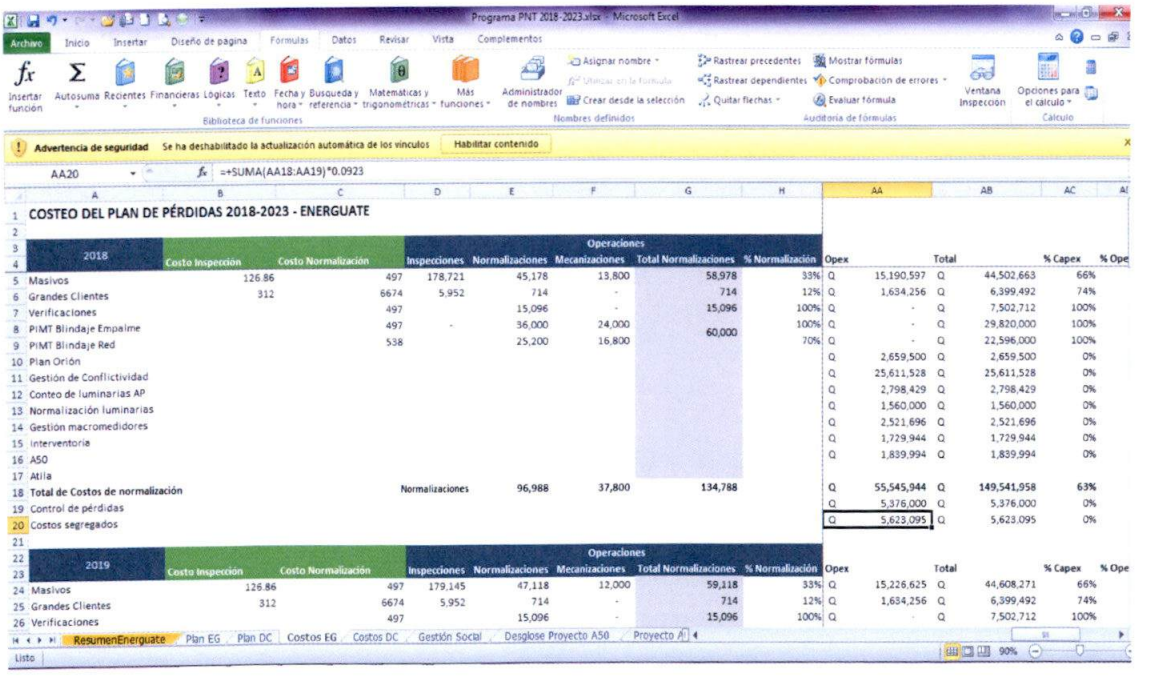


Sin embargo, al revisar la información contenida en el archivo "Programa PNT 2018-2023.xlsx", se presentaron cálculos que parten de valores tipo texto (pegados), sin ninguna referencia, trazabilidad ni sustento como se puede observar:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General



Adicionalmente, en aquellas celdas en donde se efectúan algunos cálculos dentro de este mismo archivo, se aplicaron factores sin ninguna referencia o explicación que permita analizar su naturaleza o procedencia:



La propuesta integral del Consultor de la Distribuidora en su estudio tarifario no guarda lógica y consistencia metodológica, ya que requiere montos elevados para normalizar a usuarios en conflicto, pero por otro lado básicamente requiere que se le reconozca el total de pérdidas no técnicas, el total de incobrables mayores a 6 meses, cuantiosas inversiones futuras en instalaciones para reducir el hurto, por lo que el total de costos

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

adicionales a los reconocidos, que el Consultor de la Distribuidora requiere le sean reconocidos, podrían terminar siendo más costosos que el problema que se quiere atacar, por lo que la propuesta integral no corresponde a los costos eficientes que pueden ser reconocidos ni trasladados a tarifas, ya que el total de valores por costos de conflictividad no corresponden a la gestión eficiente de referencia. Así mismo el Consultor de la Distribuidora, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización del total de estos costos excesivos, resulten en costos globales eficientes y en beneficio de los usuarios, al reducir los costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así el costo global medio a trasladar a las tarifas de los usuarios resulte en costos eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE.

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 de inversión comerciales adicionales a las actividades comerciales normales de una empresa eficiente de referencia, 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)

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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 incongruente 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.**

En este punto vale la pena destacar otro aspecto de la ineficiencia de la propuesta del Consultor de la Distribuidora, donde se evidencia el requerimiento de montos desproporcionados para la reducción de pérdidas no técnicas; toda vez que propone que se le reconozcan en promedio USD3.6 millones al año de OPEX y USD3.6 millones al año de costos de CAPEX, dando un total de USD 7.2 millones al año para recuperar alrededor de un 0.5% de las ventas de la Distribuidora. Por lo que, si se toma de ejemplo el año 2017, la distribuidora gastaría USD 7.2 millones para recuperar USD 0.84 millones. En otras palabras, **lo anterior equivale a invertir 10 dólares para recuperar 1.2 dólares de Pérdidas No técnicas -PNT- , lo cual evidencia lo ineficiente, desproporcionado y excesivo que resultaría reconocer dicha propuesta.**

En este mismo orden de ideas, cabe indicar que la distribuidora ante requerimientos de la CNEE por medio de los oficios CNEE-41066-2018/GTTE-NotaS2018-108 y CNEE-41344-2018/GTTE-NotaS2018-124 remitió información de los gastos e inversiones realizadas por DEOCSA-DEORSA en concepto de "reducción de pérdidas de energía comerciales y solución de la conflictividad"[18] cuyo resumen se muestra a continuación:

Año 2017	DEOCSA	DEORSA	TOTAL
GASTO (MQ)	30.2	27.8	58.0
INVERSIÓN (MQ)	38.8	26.3	65.1
TOTAL (MQ)	**69.0**	**54.1**	**123.1**

Como se observa en la tabla anterior las distribuidoras DEOCSA y DEORSA, informan un monto de Q123.1 millones (año 2017) para combatir las PNT y en medios de comunicación refieren tener un nivel de Q203 millones por pérdida directa por hurto de energía, lo cual totaliza un monto de **Q326.1 millones en el año 2017, para el cubrimiento y combate de dichas pérdidas no técnicas**.

Ahora bien, es necesario comparar los valores anteriores contra los valores resultantes de la propuesta del Consultor de las Distribuidoras. Para ello es necesario integrar todos los montos resultantes de dicha propuesta. Así, aplicando los porcentajes y criterios de dicho Consultor sobre los valores de ventas del año 2017 de DEOCSA y DEORSA, se tiene lo siguiente:

i. **Q301 millones** anuales reconocidos en tarifa en concepto de pérdidas no técnicas (total DEOCSA-DEORSA integrado).

[18] certificaciones.pdf

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

ii. **Q179 millones** anuales para la gestión y reducción de pérdidas no técnicas (total DEOCSA-DEORSA integrado).
iii. **Q167** millones anuales por reconocimiento de incobrables. (total DEOCSA-DEORSA integrado).
iv. Así, el impacto resultante de la propuesta del Consultor asciende a **Q647 millones** anuales para cubrir y combatir las PNT (total de los dos numerales anteriores).

Al tomar todos los datos anteriores es posible realizar las comparaciones respectivas, de donde se evidencia que los **Q647 millones** resultantes de la propuesta del Consultor sobrepasan ampliamente el monto de **Q326 millones** que, de acuerdo a la información remitida a la CNEE y divulgada en medios de comunicación, las distribuidoras indican tener para la cobertura y combate de las PNT, evidenciándose una vez más lo ineficiente, desproporcionado y excesivo de la propuesta del Consultor, que persigue reconocer en las tarifas recursos mucho más altos que los valores de pérdidas no técnicas que indican tener.

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 (como ya se evidencio anteriormente), se infirió que los montos reconocidos no fueron utilizados o se utilizaron de manera no eficiente.

Cabe mencionar, que las distribuidoras con pérdidas no técnicas superiores a los valores reconocidos en tarifas, podían proponer Planes de Reducción con metas y costos asociados. Una vez aprobado el Plan por parte de la CNEE, de acuerdo a lo que indica el numeral 5.7 de los TDRs, y ejecutado por parte de las distribuidoras y cumplidas las metas planificadas, los costos podrían reconocerse en tarifa.

Un ejemplo de metodologías similares a la anteriormente indicada se encuentra en Colombia, donde 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 evalúa el cumplimiento de las metas, y en caso de no cumplimiento de las mismas, las distribuidoras deben devolver el cargo percibido vía tarifas.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento a lo establecido en los artículos 50, 61, 62, 71, 73 y 76 de la Ley General de Electricidad, y los artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con la inclusión de los costos relacionados con la Gestión de Pérdidas No Técnicas en la tarifa base, los cuales se listan a continuación:

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.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Ya que los mismos presentan inconsistencias, y costos excesivos, así mismo indican que lo que den invertir para reducir las pérdidas no técnicas, es hasta diez veces mayor a lo que se reducirían en costos por estas inversiones, por lo que no son inversiones que puedan establecerse como eficientes, ya que por cada 8 dólares invertidos, se recuperará 1 dólar al año, por lo que dicha propuesta no corresponde a la gestión de una empresa eficiente de referencia, adicionalmente dichos planes corresponden a los programas de inversión, de acuerdo a lo que establece el artículo 85 del RLGE.

Igualmente se discrepa con la no omisión de incluir estos costos como un proyecto de inversión de acuerdo al numeral 5.7 de los TDRs, en los que los mismos pueden ser reconocidos, 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

35. Mantenimiento de Fondo de 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 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."* El resaltado es propio.

Como se observa, los Términos de Referencia emitidos por CNEE, para el presente estudio tarifario, indican claramente la exclusión del costo financiero del Capital de Trabajo en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 83 del RLGE.

Sin embargo, al revisar el estudio del Consultor de la Distribuidora, se evidenció el incumplimiento al referido numeral 7.5.3.2 de los TDRs y por ende al artículo 85 del RLGE, puesto que plantea el reconocimiento en tarifas del costo financiero del Capital de Trabajo, bajo el concepto "Mantenimiento del Fondo de Maniobra".

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Dicho "Fondo de Maniobra", es definido por el Consultor de la Distribuidora en su estudio, como la diferencia entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente, lo cual corresponde exactamente a la definición en terminología financiera como "Capital de Trabajo".

Luego, dicho Consultor, multiplica el valor de este Capital de Trabajo por la tasa de costo de capital antes de impuestos aprobada por CNEE mediante la Resolución CNEE-263-2012, y con ello obtiene el "Mantenimiento del Fondo de Maniobra", el cual evidentemente es el **costo financiero** del Capital del Trabajo. Se observa el claro el incumplimiento a los TDRs y RLGE por parte del Consultor de la Distribuidora, pretendiendo trasladar a tarifas un costo financiero.

Dentro de sus argumentos, el consultor interpreta el artículo 83 trata de demostrar que dicho artículo excluye aquellos costos financieros que "excedan a los que integran la "anualidad de la inversión"", con lo cual pretende que el costo financiero del capital del trabajo se incluya entre los costos de capital que integran la "anualidad de la inversión". Con ello intenta equiparar la función financiera que cumple el Capital de Trabajo con la función que cumplen los activos de la empresa, indicando que el capital de trabajo es "imprescindible para la operación eficiente de la empresa como lo es un transformador o una línea de distribución". Con ello este planteamiento se hacer ver al Capital de Trabajo (y su costo financiero) como parte del VNR al que se le reconoce la tasa de costo de capital, cuando a todas luces no lo es.

A continuación, se detalla el análisis efectuado sobre esta discrepancia:

ANÁLISIS

El Consultor de la Distribuidora dentro de su informe presentó 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 ENERGUATE

- 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% s/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%

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

De acuerdo a lo indicado en el informe de Etapa E – Costos de Explotación, el Consultor de la Distribuidora determinó 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"**. Este resultado lo multiplicó por la tasa de costo de capital antes de impuestos aprobada por CNEE mediante la Resolución CNEE-263-2012, para obtener el costo financiero del denominado "Fondo de Maniobra", siendo en realidad el "Costo de Capital de Trabajo". Es necesario recordar que en la revisión tarifaria anterior, el estudio del Consultor de la Distribuidora incluyó este mismo cálculo bajo el nombre explícito de "Costo de Capital de Trabajo"[19], como se muestra en el siguiente extracto:

6.3.3. Costo de capital de trabajo

El costo del capital de trabajo es igual a la tasa de rentabilidad regulada multiplicado por el capital de trabajo, el cual se calculó de acuerdo al siguiente procedimiento:

- Se tomaron los datos reales de ingresos y costos correspondientes al año base 2011.
- Se calculó el capital de trabajo correspondiente a un mes tipo del año 2011 como la diferencia entre el Activo Corriente y el Pasivo Corriente, asumiendo un uso óptimo de los recursos financieros
- El capital de trabajo se calculó teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DEL CAPITAL DE TRABAJO

Stock de Caja y Bancos	20% s/facturación mensual
Stock de Materiales para Mantenimiento	3 meses costos de materiales
Ciclo de Lectura-Facturación-Cobranza (Clientes Comunes)	60 días
Ciclo de Lectura-Facturación-Cobranza (Gobierno y Municipios)	60 días
Ciclo de Lectura-Facturación-Cobranza (Alumbrado Público)	60 días
Plazo de Pago de Compra de E y P	30 días
Plazo de Pago a Proveedores de Materiales	30 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	26%

Respecto del reconocimiento de este costo, el Consultor de la Distribuidora se fundamentó en tres argumentos:

a. El capital de trabajo forma parte del valor nuevo de reemplazo ya que sirve para la operación de la Distribuidora como cualquier otro activo físico (transformador, capacitor, medidor, cables, otros).
b. Este es un costo ampliamente aceptado en regulaciones de otros países de la región, tales como Chile, Argentina y Bolivia, bajo distintas modalidades.
c. El desfase que existe en el día a día, entre los fondos que principalmente recibe de parte de los usuarios por el pago de sus facturas y los compromisos que la empresa

[19] "DC_Informe Etapa E.pdf" revisión tarifaria del 2013-2014

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

tiene en lo que respecta principalmente al pago de la compra de energía y potencia y los servicios de terceros.

Con relación a tales argumentos, es posible indicar que:

i. En el artículo 82 del RLGE se enumeran todos los conceptos de costos que deben considerarse en el VAD y no se encuentra el concepto que se relaciona con el Capital de Trabajo. Por otra parte, el artículo 83 del RLGE establece "no se incluirán como costo de suministro para cálculo de las tarifas base, los costos financieros... y otros costos que a criterio de la CNEE sean excesivo o no correspondan al ejercicio de la actividad".

ii. El costo del Capital de Trabajo es asimilable a un costo financiero en el que la empresa incurre para disponer de suficientes fondos líquidos que le permitan mantener el giro del negocio, cubriendo el hipotético desfasaje temporal entre la erogación efectiva de gastos y la recolección de los ingresos por ventas. En ese sentido es que se debe interpretar el artículo 83 del RLGE y por lo tanto, según esta legislación, no es aplicable este costo como componente de la tarifa.

iii. En este orden de ideas, los TdR claramente establecen: que el "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".

iv. Como se evidencia, los TdR, contenidos en la Resolución CNEE-4-2018, establecieron claramente que dicho costo del Capital de Trabajo, no debería ser incluido en los costos a reconocer. **Sobre tal disposición, al igual que en otras, la Distribuidora no manifestó inconformidad alguna ni presentó recurso de revocatoria a este tema puntual de los TDRs dentro de los plazos disponibles con que contó, ante lo cual legalmente estuvo anuente a lo dispuesto en dichos TDRs sobre este aspecto del costo del Capital de Trabajo**. Es por ello que lo manifestado por el Consultor de la Distribuidora, presentando argumentos que contravienen lo dispuesto en dichos TdR con la anuencia de la Distribuidora, carece de verosimilitud y se considera incoherente.

v. Aunque en otros países las prácticas regulatorias reconozcan este costo bajo distintas modalidades, la regulación guatemalteca debe ajustarse a su marco normativo vigente, el cual para el tema en cuestión es claro en prohibir el reconocimiento de costos financieros en el cálculo de las tarifas. Y la CNEE no tiene competencia para reconocer el traslado de estos costos a tarifas. Y la CNEE no tiene competencia para reconocer el traslado de estos costos a tarifas.

i. La Distribuidora invoca ciclos de facturación-cobranza extensos para justificar la necesidad de un capital de trabajo que cubra el desfase entre el pago de sus obligaciones y el cobro a sus usuarios. En este punto cabe recordar que la totalidad de la facturación no se recupera en los plazos máximos de facturación-cobranza indicados. En todo caso, si alguna de las partes se atrasase en los

COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

períodos establecidos, dentro de los pliegos tarifarios trimestrales y contratos de suministro se incluyen las herramientas de pagos de intereses por incumplimiento o atraso en plazos de pago, y es con esto que se reconoce este desbalance que indica el Consultor de la Distribuidora.

Por otra parte, el Consultor de la Distribuidora indica lo siguiente:

> Como puede verse el artículo 83 por su parte, establece, entre otras cosas, que *"No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos,....."*.
>
> Son posibles dos interpretaciones: a) en el sentido amplio, consideraremos que ninguna depreciación ni costo financiero serán incluidas como costo de suministro –que es la interpretación de la CNEE y b) en el sentido restringido, diremos que ni se incluirán las depreciaciones y costos financieros que excedan a las que integran la *"anualidad de la inversión"* indicada en el artículo 82.
>
> Por lo que si se interpreta el artículo 83 en un sentido amplio resultaría en una clara contradicción con el artículo 82 y además con los artículos 71, 72 y 73 de la Ley General de Electricidad.
>
> Si en cambio se adopta la interpretación más restringida del Artículo 83, se estará rechazando solamente aquellas depreciaciones y costos financieros diferentes a los que integran la *Anualidad Constante del Costo de Capital*, lo cual significa que no deben agregarse otros costos similares a los ya tomados en consideración por la anualidad del Capital, ya que, en tal caso, se estarían duplicando indebidamente esos costos.
>
> **2) Análisis conceptual**
>
> Así aclarada la objeción del Art. 83 queda a analizar por qué razón el Capital de Trabajo forma parte de la Base de Capital eficiente de la empresa que es la base para el cálculo de la anualidad. La principal razón es que el Capital de Trabajo es imprescindible para la operación eficiente de las empresas, tal como lo es un transformador o una línea de distribución, por lo tanto no puede excluirse. Téngase además en consideración que el Artículo 82.- Costos de Suministro, al finalizar las descripciones de los costos a incluir como costos de suministro los de las actividades reconocidas, en los incisos c), f) y g) se agrega para cada actividad reconocida los "otros [costos] relacionados....."

Ante tales argumentos es pertinente indicar lo siguiente:

i. El consultor asume una interpretación del artículo 83 en sentido "restringido", intentando demostrar que dicho artículo 83 en realidad excluye costos financieros que **"excedan a los que integran la *"anualidad de la inversión""*, con lo cual pretende demostrar que el costo financiero del capital del trabajo debe incluirse entre los costos de capital que integran la "anualidad de la inversión"** y que la exclusión que indica el artículo 83, es para los costos financieros de otros préstamos de la Distribuidora.

   En este sentido, **llega a relacionar la función financiera que cumple el Capital de Trabajo con la función que cumplen los activos de la empresa**, al indicar que dicho capital es **"imprescindible para la operación eficiente de la empresa como lo es un transformador o una línea de distribución"**. Con este planteamiento **se persigue "disfrazar" el Capital de Trabajo (y su costo financiero) como parte del VNR** al que se le reconoce la tasa de costo de capital, **cuando claramente no lo es**.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Esto se aclara aún más, si se entiende que la anualidad de la inversión, no corresponde en sí a un costo financiero, sino que la misma incluye la rentabilidad de la inversión representada en las instalaciones de la empresa, por lo que la naturaleza del costo de capital de trabajo dista mucho de la naturaleza de la rentabilidad de la inversión de las instalaciones, dado que el primero es un costo financiero y la segunda incluye la rentabilidad por dichas instalaciones.

ii. Tomando como base el artículo 82, y específicamente sus incisos c), f) y g), el Consultor de la distribuidora intenta referir el Costo de Capital de Trabajo con los denominados "otros costos relacionados..." mencionados en dicho Artículo. Sobre esto, basta con leer detenidamente el artículo 82 del RLGE para entender que en ninguna parte (incluyendo incisos c), f) y g)) se hace referencia al Costo de Capital de Trabajo como un costo a reconocer para su traslado a las tarifas y que el concepto de "otros costos relacionados...", está limitado en el artículo 83, donde se establece que **no se reconocerán en tarifas costos financieros**.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento del numeral 7.5.3.2, literal b, de los Términos de Referencia y de los artículos 82 y 83 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el criterio del Consultor de la Distribuidora al incluir entre los costos presentados en su estudio tarifario, el rubro de "Mantenimiento de Fondo de Maniobra", el cual corresponde a un Costo de Capital de Trabajo que de acuerdo al numeral 7.5.3.2, literal b de los TdR, se estableció que dicho monto no puede ser trasladado a tarifas de acuerdo a lo establecido en el artículo 83 del RLGE, adicionalmente se indica que:

a. Dicho "Mantenimiento de Fondo de Maniobra" 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 y los Términos de Referencia del presente estudio tarifario.
b. El costo de capital de trabajo, no puede incluirse dentro de los "otros costos relacionados..." que establece el artículo 82 del RLGE, como lo propone el Consultor de la Distribuidora, ya que cualquier sentido amplio del concepto "otros costos relacionados...", se limita con lo dispuesto en el artículo 83, en donde se prohíbe, entre otros, el traslado a tarifas de costos financieros, como ya se indicó anteriormente.
c. El costo de capital de trabajo no forma parte de la rentabilidad contenida en la anualidad de la inversión como el Consultor de la Distribuidora intenta hacerlo ver.
d. En caso del atraso en el pago por parte de los usuarios (dado que se invoca el período de cobranza como justificación para el capital de trabajo y su costo), dentro de los pliegos tarifarios y/o contratos de suministro se incluyen las herramientas de pago de intereses por incumplimiento de dichos plazos.

Con vista en lo anterior, se discrepa con el Consultor de la Distribuidora en cuanto a la inclusión del Costo de Capital de Trabajo o "Mantenimiento de Fondo de Maniobra" (así denominado en su estudio), como un costo que deba ser reconocido en tarifas, lo cual se considera improcedente de acuerdo a lo estipulado en el numeral 7.5.3.2 de los TDRs y el artículo 83 del RLGE.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

36. 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.*

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."

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 83, 85, 91 y 98 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,***

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

estructuras, edificios y otros relacionados con el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución." Y "g)Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración...." (El Resaltado y subrayado es propio.)

"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 Resaltado y subrayado es propio.)

"Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, ***la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas****, precalificadas por la Comisión. El resaltado es propio."* (El resaltado es propio.)

"...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..." (El resaltado es propio.)

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 4, 71, 74 y 77 que:

"La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:"

"c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, ***así como la metodología para el cálculo de las mismas****."* (El resaltado es propio.)

"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."

"Cada distribuidor deberá cálcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una Firma de ingeniería precalificada por la Comisión".

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"***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.*" (El resaltado es propio.)

"***La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión cada cinco (5) años***, *durante la primera quincena de enero del año que corresponda.*" (El resaltado es propio.)

Sin embargo del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con en los numerales 7.5.3.1 y 7.5.4 de los TdR y lo establecido en los incisos e) f) y g) del artículo 82 y 85 del RLGE, al incumplir con utilizar para su cálculo, la metodología y procedimientos establecidos en los TdR para la determinación costos de explotación de la distribuidora, utilizando en su lugar una metodología y procedimiento no están contenida en los TdR.

Por otro lado, vale la pena resaltar que el Consultor de la Distribuidora en el informe "DR_Informe Etapa E" página 11, invoca el numeral 1.8 de los TdR e indica que:

> **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.**

Al respecto, no se cumplió con el procedimiento establecido en dicho numeral de los TdR, en los que indica: "*Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso.*". El procedimiento que se debió seguir es el siguiente:

Primero. La Distribuidora (no el Consultor) previo a aplicar cambios en el estudio tarifario, debió presentar por escrito su solicitud de modificación de la metodología establecida en los TdR, justificando plenamente las razones por las cuales se requería dicha modificación.

Segundo. La CNEE analizaría, si lo planteado por la Distribuidora se justificaba plenamente, y si cumplía estrictamente con la regulación guatemalteca.

Tercero. La CNEE notificaría por escrito respecto a lo resuelto en el caso específico.

Cuarto. Una vez notificada la Distribuidora, esta podía hacer de conocimiento en dado caso haya sido aceptada la modificación, para que el Consultor aplicara la nueva metodología aprobada.

Dicho procedimiento no fue seguido por la Distribuidora durante la realización del estudio.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Por lo tanto, se evidencia que la simple invocación del numeral 1.8 de los TdR, por parte del Consultor en uno de los informes de etapa del estudio tarifario, no autorizaba ni al Consultor ni a la Distribuidora a realizar cambios en la metodología establecida para realizar el estudio tarifario; esto implicaría que el Consultor y la Distribuidora se asignen potestades que la legislación guatemalteca no les faculta, y que de acuerdo a los artículos, 4, 74 y 77 de la LGE, le corresponde a la CNEE, el establecer la metodología de cálculo de las tarifas, misma que es aprobada cada cinco años y es establecida en los Términos de Referencia para la elaboración de los Estudios Tarifarios. Corresponde entonces al Consultor de la Distribuidora, realizar los estudios tarifarios con base a dichos términos, tal como lo establece el artículo 98 del RLGE. Por lo que, en ningún caso corresponde al Consultor o la Distribuidora, definir o establecer metodologías tarifarias a su convenir, de acuerdo a lo antes indicado.

En caso la Distribuidora hubiese considerado que la metodología establecida en los TdR no se ajustaban a lo establecido en la legislación vigente, o simplemente no estaba de acuerdo con el contenido de los mismos, estaba plenamente facultada, para presentar los recursos legales correspondientes contra cada disposición que, a su criterio, consideraba que la metodología aprobada no correspondía a lo establecido en la Ley y su reglamento; tal como lo hizo, específicamente, para dos apartados de los TdR, presentando para el efecto, el respectivo recurso de revocatoria parcial, a los siguientes temas: 1. Pérdidas No Técnicas y 2. Incobrables. En este sentido, se puede constatar que la Distribuidora, al haber objetado únicamente dos apartados de los TdR, consintió manifestando su acuerdo con el resto de la metodología establecida en dichos TdR incluida la metodología que ahora se está cuestionando y que no fue aplicada por el Consultor de la Distribuidora, misma que está vigente, ya que la Distribuidora, como se indicó, no presentó ninguna acción legal en contra de ésta metodología en los plazos establecidos en la legislación guatemalteca.

Por lo tanto, los TdR y la metodología para la determinación del VAD contenidos en los mismos tienen firmeza legal, y, por consiguiente, correspondía a la Distribuidora y a su Consultor, el estricto y total cumplimiento de los mismos para la elaboración de los estudios.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no corresponden a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, toda vez que distan mucho de los requerimientos de actividades necesarias para la operación de los bienes afectos a la actividad de distribución, para una empresa eficiente de referencia. Al respecto el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

Como se observa, los TdR y artículos citados establecen claramente que, dentro del marco de una empresa eficiente, es improcedente reconocer en tarifas, costos compartidos para la operación, mantenimiento, comercialización y administración, que

COMISION NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

corresponden a empresas asociadas o subsidiarias del Distribuidor, reguladas o no reguladas.

Sin embargo, al revisar la propuesta del Consultor de la Distribuidora, se estableció que en lugar de descontar o excluir los costos compartidos con otras empresas asociadas (empresas del grupo como DEORSA, GUATEMEL, RECSA), se están duplicando costos al proponer una estructura central (y sus costos asociados de servicios, edificios, etc.) específica para DEOCSA y otra para DEORSA, cuando en la realidad es evidente que se trata de una sola estructura central para ambas empresas. De igual forma se observó que no se realizaron descuentos o exclusiones de los costos de edificios, servicios y personal que se comparte con empresas como RECSA o GUATEMEL.

De igual forma, el Consultor de la Distribuidora no remitió el 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, para demostrar la razonabilidad de su propuesta, así como las causas que justificaran los costos requeridos y las eficiencias a alcanzar con dichos costos y la manera de alcanzar dichas eficiencias.

Derivado de ello, se considera que lo propuesto por el Consultor de la Distribuidora, está duplicando costos de estructura central de DEOCSA y DEORSA, y la inclusión de costos de otras empresas del grupo empresarial (RECSA, GUATEMEL), es ineficiente, y no fue debidamente sustentado y trasgrede lo estipulado en los TDRs y el articulo 85 del RLGE.

El análisis a detalle de esta discrepancia, se expone a continuación:

ANÁLISIS

Para el diseño de la estructura administrativa, el Consultor de la Distribuidora propuso 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, así como las condiciones de operación real de las Distribuidoras como establece el artículo 85 del RLGE; toda vez que incluyó costos y recursos de otras empresas del grupo corporativo al que pertenece DEORSA como se observa a continuación en los siguientes ejemplos, pero aplican para toda la estructura de costos:

Página 43, Informe de Etapa E – Costos de Explotación de DEOCSA

Área	Puesto	Puestos PWC	Cantidad
Presidencia	PRESIDENTE	100002 - Gerente General	1
Presidencia	ASISTENTE GERENCIA GENERAL	100017 - Asistente de Gerencia Ge	1
Presidencia	ASISTENTE ADMINISTRATIVO	260070 - Oficinista	1
Presidencia	MENSAJERO	260082 - Mensajero	1

Página 44, Informe de Etapa E – Costos de Explotación de DEORSA

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Área	Puesto	Puestos PWC	Cantidad
Presidencia	PRESIDENTE	100002 - Gerente General	1
Presidencia	ASISTENTE GERENCIA GENERAL	100017 - Asistente de Gerencia Ge	1
Presidencia	ASISTENTE ADMINISTRATIVO	260070 - Oficinista	1
Presidencia	MENSAJERO	260082 - Mensajero	1

Como se evidencia en el ejemplo anterior, la Distribuidora pretende que se reconozca el costo total del personal antes indicado tanto en la Distribuidora DEORSA, como en la Distribuidora DEOCSA, cuando en la condición real de operación corresponden a las mismas personas, que gestionan y administran ambas empresas, por lo que se incumple abiertamente con lo establecido en el artículo 85 del RLGE, los TdR, y a criterio de esta Comisión, es un costo excesivo que no puede ser trasladado a los usuarios. Al respecto cabe mencionar que esta condición no solo aplica para estas personas, sino para toda la estructura administrativa que comparten ambas Distribuidoras, incluyendo instalaciones y demás costos relacionados.

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 (RECSA y GUATEMEL). 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 (por ejemplo, GUATEMEL[20] comparte instalaciones con DEOCSA-DEORSA, basta con ver la dirección y número de teléfono de contacto de ambas empresas), VNR no eléctrico (por ejemplo, el COR sirve para DEOCSA-DEORSA Y RECSA), entre otros.

Respecto del reconocimiento de este costo, el Consultor de la Distribuidora se fundamentó en que esta es una práctica ampliamente aceptada en regulaciones de otros países de la región, tales como Chile, Perú y Brasil. Sobre este argumento, es importante aclarar que, **aunque en otros países esta práctica sea ampliamente aceptada, en Guatemala el establecimiento de tarifas se rige por lo establecido en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y los TdR, por lo que no pueden aplicarse legislaciones de otros países.** Así los numerales 7.5.3.1 y 7.5.4 de los TdR, claramente indicaron desde su emisión que: *"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."*, lo cual se basa en los artículos 83 y 85 del RLGE.

Por otra parte, el Consultor de la Distribuidora no presentó 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 TdR.** La razón por la cual los TdR requerían lo indicado, era para que el

[20] http://www.energuate.com/guatemel

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Consultor demostrara la razonabilidad de su propuesta, explicando las causas por las cuales dicha propuesta (si fuera el caso), requiriera más recursos, y exponiendo las eficiencias que se alcanzarían con su propuesta y la forma en que estas se alcanzarían.

El incumplimiento por parte de la Distribuidora y su Consultor al no haber remitido la información establecida en los TdR limitó y dificultó la función de supervisión y fiscalización del estudio tarifario presentado, de acuerdo con lo establecido con el articulo 4 y 74 de la LGE, así como la evaluación de la argumentación y de los valores y parámetros presentados para la determinación de la empresa eficiente de referencia, que puede ser utilizado y aprobado para la determinación del VAD de la Distribuidora.

Con vista en lo indicado, el Consultor de la Distribuidora debió atender la metodología establecida en los TdR, descontando en su propuesta, los costos compartidos para la operación, mantenimiento, comercialización y administración de empresas asociadas o subsidiarias del Distribuidor, reguladas o no reguladas; el reconocer el total de los costos del mismo personal de la operación real de la Distribuidora, tanto para DEOCSA como para DEORSA, se considera a criterio de esta Comisión un costo excesivo y duplicado que no puede ser trasladado a tarifa; así mismo su propuesta el Consultor de la Distribuidora no sustentó su propuesta mediante el comparativo detallado de los costos de la estructura empresarial para el Año Base propuesto y los costos reales del mismo año, para demostrar su razonabilidad, necesidades de recursos, eficiencias a alcanzar y forma de alcanzar las mismas, tal como lo requerían los TdR.

DISCREPANCIA:

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, 83, 85, 91 y 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se discrepa con la inclusión de costos de forma total, cuando dichos costos son compartidos por la Distribuidora con empresas asociadas, ya que esto trasgrede lo establecido en los referidos numerales de los TdR, toda vez que en el estudio tarifario presentado se incluyen costos excesivos y duplicados ya que se incluye el costo del mismo personal y demás costos de la estructura administrativa tanto en el estudio tarifario presentado para la Distribuidora DEORSA, como en el de la Distribuidora DEOCSA, correspondiendo esto claramente con una duplicación de costos incumpliendo el artículo 85 del RLGE y el artículo 76 de la LGE, el cual establece que las tarifas deberán reflejar en forma estricta el costo económico de adquirir y distribuir la energía eléctrica. Lo anterior se amplía de la siguiente manera:

a. En lugar de descontar o excluir los costos compartidos con otras empresas asociadas (empresas del grupo como DEORSA, GUATEMEL, RECSA), se están duplicando costos al proponer una estructura central (y sus costos asociados de servicios, edificios, etc.) específica para DEORSA y otra para DEOCSA, cuando en la realidad es evidente que se trata de una sola estructura central para ambas empresas. De igual forma se observó que no se realizaron descuentos o exclusiones de los costos de edificios, servicios y personal que se comparte con empresas como RECSA o GUATEMEL.

b. No se demostró que la propuesta del Consultor de la Distribuidora mejora o iguala los valores observados y eficiencias de la realidad de la misma, ya que son eficiencias que también pueden ser alcanzadas por la empresa eficiente de referencia que se diseñe, ya que para los recursos compartidos de la operación real de la Distribuidora, con las empresas asociadas: RECSA, GUATEMEL y DEOCSA; específicamente lo

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

correspondiente al VNR no eléctrico, alquiler de instalaciones, entre otros; no se evidenció que fuera aplicada la asignación de costos que corresponde al uso de dichas instalaciones por cada una de las empresas asociadas, asignándole de forma errónea la totalidad de los costos a la Distribuidora DEORSA, incluidos en el estudio tarifario por el Consultor.

c. No presentó 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, para demostrar así la razonabilidad de su propuesta, así como las causas que justificaran los costos requeridos y las eficiencias a alcanzar con dichos costos y la manera de alcanzar dichas eficiencias.

Finalmente se discrepa con el Consultor de la Distribuidora por no haber aplicado el criterio antes indicado en esta discrepancia, para todos los costos compartidos para la operación, mantenimiento, comercialización y administración de empresas asociadas o subsidiarias del Distribuidor, reguladas o no reguladas de acuerdo a lo establecido en los TdR.

37. 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 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:*
   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.*"

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 83, 85, 91 y 98 que:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"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." Y "g)Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración….*** " El Resaltado y subrayado es propio.

"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 Resaltado y subrayado es propio.

"Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, ***la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas****, precalificadas por la Comisión. El resaltado es propio."* El resaltado es propio.

"…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…" El resaltado es propio.

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 4, 71, 74 y 77 que:

"La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:"

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, ***así como la metodología para el cálculo de las mismas.***" El resaltado es propio.

"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."

"Cada distribuidor deberá calcular los componentes de los 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 dichos estudios."* El resaltado es propio.

*"****La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión cada cinco (5) años****, durante la primera quincena de enero del año que corresponda."* El resaltado es propio.

Sin embargo del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con los numerales 7.5.3.1 y 7.5.4 de los TdR y lo establecido en los incisos e) f) y g) del artículo 82 y en el 85 del RLGE, al incumplir con utilizar para sus cálculos, la metodología y procedimientos establecidos en los TdR para la determinación costos de explotación de la Distribuidora, utilizando en su lugar una metodología y un procedimiento que no están contenidos en los TdR.

Por otro lado, vale la pena resaltar que el Consultor de la Distribuidora en el informe "DR_Informe Etapa E" página 11, invoca el numeral 1.8 de los TdR e indica que:

> **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.**

Al respecto, no se cumplió con el procedimiento establecido en dicho numeral de los TdR, en los que indica: *"Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso.".* El procedimiento que se debió seguir es el siguiente:

Primero. La Distribuidora (no el Consultor) previo a aplicar cambios en el estudio tarifario, debió presentar por escrito su solicitud de modificación de la metodología establecida en los TdR, justificando plenamente las razones por las cuales se requería dicha modificación.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Segundo. La CNEE analizaría, si lo planteado por la Distribuidora se justificaba plenamente, y si cumplía estrictamente con la regulación guatemalteca.

Tercero. La CNEE notificaría por escrito respecto a lo resuelto en el caso específico.

Cuarto. Una vez notificada la Distribuidora, esta podía hacer de conocimiento en dado caso haya sido aceptada la modificación, para que el Consultor aplicara la nueva metodología aprobada.

Dicho procedimiento no fue seguido por la Distribuidora durante la realización del estudio.

Por lo tanto, se evidencia que la simple invocación del numeral 1.8 de los TdR, por parte del Consultor en uno de los informes de etapa del estudio tarifario, no autorizaba ni al Consultor ni a la Distribuidora a realizar cambios en la metodología establecida para realizar el estudio tarifario; esto implicaría que el Consultor y la Distribuidora se asignen potestades que la legislación guatemalteca no les faculta, y que de acuerdo a los artículos, 4, 74 y 77 de la LGE, le corresponde a la CNEE, el establecer la metodología de cálculo de las tarifas, misma que es aprobada cada cinco años y es establecida en los Términos de Referencia para la elaboración de los Estudios Tarifarios. Corresponde entonces al Consultor de la Distribuidora, realizar los estudios tarifarios con base a dichos términos, tal como lo establece el artículo 98 del RLGE. Por lo que, en ningún caso corresponde al Consultor o la Distribuidora, definir o establecer metodologías tarifarias a su convenir, de acuerdo a lo antes indicado.

En caso la Distribuidora hubiese considerado que la metodología establecida en los TdR no se ajustaban a lo establecido en la legislación vigente, o simplemente no estaba de acuerdo con el contenido de los mismos, estaba plenamente facultada, para presentar los recursos legales correspondientes contra cada disposición que, a su criterio, consideraba que la metodología aprobada no correspondía a lo establecido en la Ley y su reglamento; tal como lo hizo, específicamente, para dos apartados de los TdR, presentando para el efecto, el respectivo recurso de revocatoria parcial, a los siguientes temas: 1. Pérdidas No Técnicas y 2. Incobrables. En este sentido, se puede constatar que la Distribuidora, al haber objetado únicamente dos apartados de los TdR, consintió manifestando su acuerdo con el resto de la metodología establecida en dichos TdR incluida la metodología que ahora se está cuestionando y que no fue aplicada por el Consultor de la Distribuidora, misma que está vigente, ya que la Distribuidora, como se indicó, no presentó ninguna acción legal en contra de ésta metodología en los plazos establecidos en la legislación guatemalteca.

Por lo tanto, los TdR y la metodología para la determinación del VAD contenidos en los mismos tienen firmeza legal, y, por consiguiente, correspondía a la Distribuidora y a su Consultor, el estricto y total cumplimiento de los mismos para la elaboración de los estudios.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no corresponden a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, toda vez que distan mucho de los requerimientos de actividades necesarias para la operación de los bienes afectos a la actividad de distribución, para una empresa eficiente de referencia. Al respecto el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANÁLISIS

La propuesta de Estructura Central presentada por el Consultor de la Distribuidora en el archivo "DC_DR Estructura Central.xlsx", superó 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, se determinaron incongruencias significativas, por ejemplo, la Distribuidora reportó que el área de Servicios Jurídicos está compuesta por 8 personas (incluido el Gerente del área), mientras que en la propuesta del Consultor se indicó que dicha Gerencia está integrada por 13 personas.

De acuerdo a la Resolución CNEE-50-2011 la Distribuidora informó 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 observó en el área de Sistemas y Telecomunicaciones, donde el Consultor de la Distribuidora propuso un total de 19 empleados, sin embargo, al comparar con la cantidad reportada de acuerdo a la Resolución CNEE-50-2011, esta área tiene unicamente14 personas (incluido el subgerente del área).

Otra inconsistencia se dio 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 propuso que dichas Subgerencias sean Gerencias específicas, lo cual obviamente impactó 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 observaron variaciones considerables entre lo actualmente vigente para la Distribuidora y lo presentado. A continuación, se muestra un extracto del análisis realizado:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Puesto	Cantidad	EVAD 2018 Salarios unitarios c/cargas mes PWC USD	EVAD 2013 Salarios unitarios c/cargas mes PCA USD	Variación %
PRESIDENTE	1	22,881	19,735	16%
ASISTENTE GERENCIA GENERAL	1	3,406	1,731	97%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	1,033	1,107	-7%
MENSAJERO	1	958	705	36%
GERENTE DE AUDITORIA INTERNA	1	9,852	8,436	17%
AUDITOR INTERNO SR.	2	6,936	3,741	85%
AUDITOR INTERNO SEMI SR.	3	3,919	2,074	89%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE SEGURIDAD MEDIOAMBIENTE Y CALIDAD	1	10,424	5,581	87%
INGENIERO DE OPERACIÓN SR.	1	3,182	3,930	-19%
TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN SR.	1	3,182	3,930	-19%
TÉCNICO DE SEGURIDAD DE TRABAJO	4	2,391	2,097	14%
AUXILIAR DE SEGURIDAD DE TRABAJO	5	1,829	613	198%
GERENTE DE REGULACIÓN Y TARIFAS	1	9,852	8,436	17%
ANALISTA DE ASUNTOS REGULATORIOS	2	4,708	4,053	16%
ANALISTA DE TARIFAS	1	4,708	4,053	16%
TÉCNICO DE ASUNTOS REGULATORIOS	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE LEGALES	1	12,221	4,693	160%
ABOGADO SR.	2	5,199	2,260	130%
ABOGADO JR.	3	4,030		
ASISTENTE LEGAL	7	2,071		
GERENTE DE COMUNICACIONES Y RELACIONES EXTERNAS	1	8,509	4,172	104%
ANALISTA DE COMUNICACIÓN	1	2,791	2,421	15%
ASESOR DE COMUNICACIÓN	2	1,802	1,107	63%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033		
GERENTE DE RECURSOS HUMANOS	1	21,577	5,545	289%
RECLUTAMIENTO Y SELECCIÓN	1	3,807	3,930	-3%
COMPENSACIONES Y REMUNERACIONES	1	3,807	1,928	98%
RELACIONES LABORALES	1	3,807	960	297%
FORMACIÓN Y CAPACITACIÓN	1	3,807	2,222	71%
ASISTENTE RECLUTAMIENTO Y SELECCIÓN	2	2,911		
ASISTENTE COMPENSACIONES	2	2,911	986	195%
ASISTENTE RELACIONES LABORALES	2	2,911		
ASISTENTE FORMACIÓN Y CAPACITACIÓN	1	2,911		
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	4	1,033	1,107	-7%
MÉDICO	1	2,297	2,567	-11%

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

GERENTE ECONÓMICO FINANCIERO	1	19,225	8,436	128%
SECRETARIA EJECUTIVA	1	1,766	1,184	49%
GERENTE DE GESTIÓN FINANCIERA	1	10,523	4,883	115%
ANALISTA FINANCIERO SR.	1	3,372	3,824	-12%
ANALISTA FINANCIERO SEMI SR.	1	3,372	2,711	24%
ANALISTA FINANCIERO SEMI JR.	2	2,319	2,386	-3%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE CONTABILIDAD	1	7,214	4,883	48%
ASISTENTE DE CONTADOR	2	3,400	1,814	87%
TESORERO	1	5,643	3,824	48%
ANALISTA DE CONTABILIDAD SR.	1	3,372	3,587	-6%
ANALISTA DE CONTABILIDAD SEMI SR.	1	3,372	2,386	41%
ANALISTA FINANCIERO SR.	1	3,372	3,824	-12%
ANALISTA FINANCIERO SEMI SR.	1	3,372	2,711	24%
ANALISTA FINANCIERO SEMI JR.	1	1,770	2,386	-26%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE PRESUPUESTOS	1	9,534	4,053	135%
ANALISTA DE PRESUPUESTOS SR.	1	3,372	3,824	-12%
ANALISTA DE PRESUPUESTOS SEMI SR.	2	3,372	1,107	205%
GERENTE DE GESTION FISCAL	1	10,509	6,661	58%
ANALISTA FISCAL SR.	1	4,533	2,711	67%
ANALISTA FISCAL JR.	1	3,070	2,386	29%
GERENTE DE COMPRAS, LOGÍSTICA Y SSGG	1	8,965	7,645	17%
ANALISTA DE PRESUPUESTO SR.	1	3,453	2,800	23%
ANALISTA DE PRESUPUESTO SEMI SR.	2	3,182	2,386	33%
ANALISTA DE PRESUPUESTO JR.	2	1,960	1,219	61%
COMPRADOR	2	1,887	2,386	-21%
INGENIERO CONTROL DE CALIDAD	1	3,182	2,386	33%
AUXILIAR DE COMPRAS	2	1,764	962	83%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	4	1,033	1,107	-7%
SUPERVISOR DE BODEGA	5	2,584	1,770	46%
GERENTE DE SISTEMAS Y TELECOM	1	8,319	5,951	40%
PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO SISTEMAS	1	4,671	2,747	70%
TECNOLOGÍA DE SISTEMAS	1	3,361	2,256	49%
TELECOMUNICACIONES	1	3,305	1,500	120%
SOPORTE REDES Y MICROINFORMÁTICA SR.	2	3,503	1,500	133%
SOPORTE REDES Y MICROINFORMÁTICA JR.	3	1,450	1,128	29%
ESPECIALISTA EN SEGURIDAD	1	3,186	1,107	188%
SOPORTE SISTEMAS COMERCIALES	2	3,138		
SOPORTE SISTEMAS TÉCNICOS	2	3,138		
SOPORTE SISTEMAS ADMINISTRATIVOS	1	3,138		

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

ASISTENTE INFORMÁTICO	4	1,450		
DIRECTOR DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	1	21,226	9,024	135%
SECRETARIA EJECUTIVA	1	1,766	1,184	49%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE OPERACIONES	1	10,185	8,318	22%
INGENIERO DE OPERACIÓN SR.	2	3,182	4,316	-26%
INGENIERO DE OPERACIÓN SEMI SR.	2	3,182	2,547	25%
INGENIERO DE OPERACIÓN JR.	2	2,121	1,817	17%
TÉCNICO DE OPERACIÓN	5	1,237	1,795	-31%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO DE MANTENIMIENTO	4	1,033	1,548	-33%
GERENTE DE MANTENIMIENTO	1	10,185	7,167	42%
INGENIERO DE MANTENIMIENTO SR. AT_MT	1	3,182	2,547	25%
INGENIERO DE MANTENIMIENTO SR. BT	1	3,182	2,547	25%
INGENIERO DE MANTENIMIENTO JR. AT_MT	3	2,121	2,547	-17%
INGENIERO DE MANTENIMIENTO JR. BT	3	2,121	2,547	-17%
TÉCNICO DE MANTENIMIENTO MT Y BT	3	2,121	2,176	-3%
TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN JR.	4	1,237	1,795	-31%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO DE MANTENIMIENTO	3	1,033	1,548	-33%
GERENTE DE PLANEAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	1	10,185	8,318	22%
ANALISTA DE PLANEAMIENTO	2	3,182	4,316	-26%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO DE MANTENIMIENTO	2	1,033	1,548	-33%
DIRECTOR COMERCIAL	1	21,226	9,024	135%
SECRETARIA EJECUTIVA	1	1,766	1,184	49%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE DEFENSORÍA DE CLIENTES	1	8,509	4,172	104%
COORDINADOR DEFENSORÍA DE CLIENTES	1	3,070	2,664	15%
ASISTENTE DEFENSORÍA DE CLIENTES	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE COMERCIAL	1	8,352	7,817	7%
ANALISTA COMERCIAL SR.	1	3,182	2,421	31%
ANALISTA COMERCIAL SEMI SR.	2	2,651	1,854	43%
ANALISTA COMERCIAL JR.	4	1,033	1,197	-14%
TÉCNICO DE ANÁLISIS DE MERCADO	1	2,651	1,854	43%
ANALISTA DE ATENCIÓN AL CLIENTE	3	1,033	1,197	-14%
ASISTENTE COMERCIAL	3	1,033	1,107	-7%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	4	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE PÉRDIDAS COMERCIALES	1	11,032	6,002	84%
ANALISTA DE PÉRDIDAS	5	3,182	894	256%
SOCIOLOGO	1	3,182	1,330	139%
ASISTENTE SOCIAL	5	2,911	1,330	119%
SUPERVISOR DE LABORATORIO DE MEDICIONES	1	2,779	1,804	54%
TÉCNICO DE MEDICIONES	3	1,237	1,795	-31%

CNEE
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033	1,107	-7%
GERENTE DE ATENCIÓN A GRANDES CLIENTES	1	7,419	5,844	27%
ANALISTA COMERCIAL SR.	2	3,182	2,421	31%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	1	1,033	1,107	-7%
JEFE GESTIÓN DIFERENCIADA	1	3,070	2,664	15%
GERENTE DE COMPRAS DE ENERGÍA	1	8,965	7,645	17%
ANALISTA COMERCIAL SR.	1	3,182	2,421	31%
ANALISTA COMERCIAL SEMI SR.	2	2,651	1,854	43%
ANALISTA COMERCIAL JR.	2	1,033	1,197	-14%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	2	1,033	1,107	-7%
COORDINADOR GENERAL CON SECTORES	1	10,185	9,024	13%
COORDINADOR	5	5,235	3,412	53%
ASISTENTE COMERCIAL	5	3,070	1,197	157%
ASISTENTE O&M	5	3,070	1,548	98%
ASISTENTE ADMINISTRATIVO	5	3,070	1,107	177%
	254			**46%**

En cuanto a las sobrevaloraciones de las remuneraciones que deben ser aplicadas en esta etapa, las mismas corresponden a la Discrepancia de "Remuneraciones", por lo que los costos eficientes corresponden a lo indicado en dicha Discrepancia.

Así, luego del análisis y comparaciones de remuneraciones de la estructura empresarial duplicada, aun con las limitaciones de información, se pudo determinar que los valores presentados no correspondían a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, derivado que el Consultor de la Distribuidora, no presenta ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos criterios y costos excesivos, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE.

DISCREPANCIA:

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 ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora en lo siguiente:

a) No haber tomado como punto de partida para establecer el diseño de 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 diseño de la Empresa Eficiente de Referencia, y en caso la propuesta

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

requiera cantidades distintas de personal, debieron ser justificadas y razonadas por el Consultor.

b) No presentó 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, ni tampoco las justificaciones de sus diferencias, de acuerdo a lo requerido en los TDRs. No se presentaron respaldos documentales de ningún costo real, como por ejemplo: facturas, planillas, vouchers de pago, planillas del IGSS, entre otros.

Para la presente discrepancia aplica lo analizado y discrepado en las Discrepancias de "Remuneraciones" y "Recursos y Costos Compartidos".

38. 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:*

i. Se adoptará un horizonte de un año (Año Base).
ii. Se deberá proponer la asignación de los costos indirectos entre los usuarios de MT y de BT.
iii. 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:
iv. 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 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.*"

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 83, 85, 91 y 98 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***

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas

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." Y "g)Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración...." El Resaltado y subrayado es propio.

"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 Resaltado y subrayado es propio.

"Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, ***la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas****, precalificadas por la Comisión. El resaltado es propio."* El resaltado es propio.

"...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..." El resaltado es propio.

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 4, 71, 74 y 77 que:

"La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:"

"c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, ***así como la metodología para el cálculo de las mismas****."* El resaltado es propio.

"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."

"Cada distribuidor deberá cálcular los componentes de los VAD mediante un estudio encargado a una Firma de ingeniería precalificada por la Comisión".

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"***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.*" El resaltado es propio.

"***La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión cada cinco (5) años***, *durante la primera quincena de enero del año que corresponda.*" El resaltado es propio.

Sin embargo del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con en los numerales 7.5.3.1 y 7.5.4 de los TdR y lo establecido en los incisos e) f) y g) del artículo 82 y 85 del RLGE, al incumplir con utilizar para sus cálculos, la metodología y procedimientos establecidos en los TdR para la determinación costos de explotación de la distribuidora, utilizando en su lugar una metodología y procedimiento no están contenida en los TdR.

Por otro lado, vale la pena resaltar que el Consultor de la Distribuidora en el informe "DR_Informe Etapa E" página 11, invoca el numeral 1.8 de los TdR e indica que:

> 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.

Al respecto, no se cumplió con el procedimiento establecido en dicho numeral de los TdR, en los que indica: "*Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso.*". El procedimiento que se debió seguir es el siguiente:

Primero. La Distribuidora previo a aplicar cambios en el estudio tarifario, debió presentar por escrito su solicitud de modificación de la metodología establecida en los TdR, justificando plenamente las razones por las cuales se requería dicha modificación.

Segundo. La CNEE analizaría, si lo planteado por la Distribuidora se justificaba plenamente, y si cumplía estrictamente con la regulación guatemalteca.

Tercero. La CNEE notificaría por escrito respecto a lo resuelto en el caso específico.

Cuarto. Una vez notificada la Distribuidora, esta podía hacer de conocimiento en dado caso haya sido aceptada la modificación, para que el Consultor aplicara la nueva metodología aprobada.

Dicho procedimiento no fue seguido por la Distribuidora durante la realización del estudio.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Por lo tanto, se evidencia que la simple invocación del numeral 1.8 de los TdR, por parte del Consultor en uno de los informes de etapa del estudio tarifario, no autorizaba ni al Consultor ni a la Distribuidora a realizar cambios en la metodología establecida para realizar el estudio tarifario; esto implicaría que el Consultor y la Distribuidora se asignen potestades que la legislación guatemalteca no les faculta, y que de acuerdo a los artículos, 4, 74 y 77 de la LGE, le corresponde a la CNEE, el establecer la metodología de cálculo de las tarifas, misma que es aprobada cada cinco años y es establecida en los Términos de Referencia para la elaboración de los Estudios Tarifarios. Corresponde entonces al Consultor de la Distribuidora, realizar los estudios tarifarios con base a dichos términos, tal como lo establece el artículo 98 del RLGE. Por lo que, en ningún caso corresponde al Consultor o la Distribuidora, definir o establecer metodologías tarifarias a su convenir, de acuerdo a lo antes indicado.

En caso la Distribuidora hubiese considerado que la metodología establecida en los TdR no se ajustaban a lo establecido en la legislación vigente, o simplemente no estaba de acuerdo con el contenido de los mismos, estaba plenamente facultada, para presentar los recursos legales correspondientes contra cada disposición que, a su criterio, consideraba que la metodología aprobada no correspondía a lo establecido en la Ley y su reglamento; tal como lo hizo, específicamente, para dos apartados de los TdR, presentando para el efecto, el respectivo recurso de revocatoria parcial, a los siguientes temas: 1. Pérdidas No Técnicas y 2. Incobrables. En este sentido, se puede constatar que la Distribuidora, al haber objetado únicamente dos apartados de los TdR, consintió manifestando su acuerdo con el resto de la metodología establecida en dichos TdR incluida la metodología que ahora se está cuestionando y que no fue aplicada por el Consultor de la Distribuidora, misma que está vigente, ya que la Distribuidora, como se indicó, no presentó ninguna acción legal en contra de ésta metodología en los plazos establecidos en la legislación guatemalteca.

Por lo tanto, los TdR y la metodología para la determinación del VAD contenidos en los mismos tienen firmeza legal, y, por consiguiente, correspondía a la Distribuidora y a su Consultor, el estricto y total cumplimiento de los mismos para la elaboración de los estudios.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no corresponden a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, toda vez que distan mucho de los requerimientos de actividades necesarias para la operación de los bienes afectos a la actividad de distribución, para una empresa eficiente de referencia. Al respecto el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANALISIS:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

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:

a. Costos Unitarios:

Para sustentar los siguientes valores, el Consultor de la Distribuidora justifica los mismos al realizar una comparación contra los costos reconocidos por los reguladores de Chile y Perú (CNE y Osinergmin)

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

La comparación que realizó el consultor de la distribuidora no cumple con lo requerido por los TDRs, en cuanto a definir la empresa eficiente de referencia a partir de la operación y costos reales de la Distribuidora.

b. Seguros de Personal

Para los siguientes costos el Consultor de la Distribuidora si presentó información real de la Distribuidora con lo cual se hace ver que no se observa algún análisis económico para utilizar los costos de seguros personales, si es posible partir de los costos reales de la Distribuidora para el diseño de la empresa eficiente de referencia a reconocer en el presente estudio tarifario.

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

c. Costos de campaña de medición y muestreo de Instalaciones

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 Instalaciones" en los costos de explotación de la Empresa Eficiente de Referencia. De igual manera, es importante evidenciar 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

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

meses, respecto al muestreo de instalaciones en cuestión, el cual se efectuó aproximadamente en un mes.

Cabe mencionar que estos costos fueron modificados por el Consultor de la Distribuidora, tal y como se observa a continuación:

C.1: Datos Indicados en el informe G1

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**

C.2: Datos indicados en el informe G2

Estudio Tarifario

Consultoría estudio tarifario	Unidad	DEORSA
1. Campaña de caracterización de carga		
Consultoría	USD	31.191
Campaña de medición	USD	131.226
Total Campaña de CC	**USD**	**162.417**
2. Estudio Tarifario		
Consultoría	USD	272.602
Muestreo de Instalaciones	USD	63.541
Total Estudio Tarifario	**USD**	**336.143**
TOTAL ESTUDIO TARIFARIO	**USD**	**498.560**

Lo anterior evidencia que el Consultor no eliminó los costos relacionados al "Muestreo de Instalaciones" y que el Consultor propuso un incremento en los costos de consultorías de la campaña de caracterización de la carga y del estudio tarifario sin ninguna justificación.

El no haber remitido la información establecida en los TDRs limitó y dificultó 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.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

DISCREPANCIA:

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 discrepa con el Consultor de la Distribuidora en lo siguiente:

a. No respaldó documentalmente el valor propuesto para los rubros relacionados a insumos con: facturas, estados financieros, vouchers de pago, entre otros. En su lugar propone la utilización de ratios tomados de comparación contra los costos reconocidos por los reguladores de Chile y Perú.
b. No eliminar de los costos de explotación, los costos relacionados al "Muestreo de Instalaciones", toda vez que el mismo no puede ser considerado válido derivado de las inconsistencias e incoherencias detectadas en dicho muestreo.

39. Consideraciones especiales Activos No Eléctricos.

Los Términos de Referencia en los numerales 1.6.3 y 7.7, 7.5.3.1 y 7.5.4 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:

a. Resumen de los costos de explotación:
  i. Costos Directos de operación y mantenimiento
  ii. Costos Directos de comercialización.
  iii. Costos Indirectos.

b. 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.
c. 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.
d. 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..."

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

El Reglamento de la Ley General de Electricidad establece en sus artículos 82, 83, 85, 91 y 98 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." Y "g)Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración….*** " El Resaltado y subrayado es propio.

"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 Resaltado y subrayado es propio.

"Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, ***la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas****, precalificadas por la Comisión. El resaltado es propio."* El resaltado es propio.

"…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…" El resaltado es propio.

La Ley General de Electricidad indica en sus artículos 4, 71, 74 y 77 que:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

"La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:"

"c) Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la presente ley, ***así como la metodología para el cálculo de las mismas****."* El resaltado es propio.

"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."

"Cada distribuidor deberá cálcular los componentes de los 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 dichos estudios."* El resaltado es propio.

*"****La metodología para la determinación de las tarifas serán revisadas por la Comisión cada cinco (5) años****, durante la primera quincena de enero del año que corresponda."* El resaltado es propio.

Sin embargo del análisis efectuado al estudio presentado por el Consultor de la Distribuidora, se estableció que se incumplió con en los numerales 7.5.3.1 y 7.5.4 de los TdR y lo establecido en los incisos e) f) y g) del artículo 82 y 85 del RLGE, al incumplir con utilizar para sus cálculos, la metodología y procedimientos establecidos en los TdR para la determinación costos de explotación de la distribuidora, utilizando en su lugar una metodología y procedimiento no están contenida en los TdR.

Por otro lado, vale la pena resaltar que el Consultor de la Distribuidora en el informe "DR_Informe Etapa E" página 11, invoca el numeral 1.8 de los TdR e indica que:

> 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.

Al respecto, no se cumplió con el procedimiento establecido en dicho numeral de los TdR, en los que indica: *"Los presentes TdR muestran la metodología a seguir en la realización del Estudio y para cada una de sus Etapas y/o estudios descritos y definidos. Si la Distribuidora de forma plenamente justificada requiere la modificación de las metodologías establecidas en los TdR, deberá solicitarlas por escrito a la CNEE previo a aplicarlas en el Estudio. La CNEE notificará por escrito de lo resuelto en cada caso.".* El procedimiento que se debió seguir es el siguiente:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Primero. La Distribuidora (no el Consultor) previo a aplicar cambios en el estudio tarifario, debió presentar por escrito su solicitud de modificación de la metodología establecida en los TdR, justificando plenamente las razones por las cuales se requería dicha modificación.

Segundo. La CNEE analizaría, si lo planteado por la Distribuidora se justificaba plenamente, y si cumplía estrictamente con la regulación guatemalteca.

Tercero. La CNEE notificaría por escrito respecto a lo resuelto en el caso específico.

Cuarto. Una vez notificada la Distribuidora, esta podía hacer de conocimiento en dado caso haya sido aceptada la modificación, para que el Consultor aplicara la nueva metodología aprobada.

Dicho procedimiento no fue seguido por la Distribuidora durante la realización del estudio.

Por lo tanto, se evidencia que la simple invocación del numeral 1.8 de los TdR, por parte del Consultor en uno de los informes de etapa del estudio tarifario, no autorizaba ni al Consultor ni a la Distribuidora a realizar cambios en la metodología establecida para realizar el estudio tarifario; esto implicaría que el Consultor y la Distribuidora se asignen potestades que la legislación guatemalteca no les faculta, y que de acuerdo a los artículos, 4, 74 y 77 de la LGE, le corresponde a la CNEE, el establecer la metodología de cálculo de las tarifas, misma que es aprobada cada cinco años y es establecida en los Términos de Referencia para la elaboración de los Estudios Tarifarios. Corresponde entonces al Consultor de la Distribuidora, realizar los estudios tarifarios con base a dichos términos, tal como lo establece el artículo 98 del RLGE. Por lo que, en ningún caso corresponde al Consultor o la Distribuidora, definir o establecer metodologías tarifarias a su convenir, de acuerdo a lo antes indicado.

En caso la Distribuidora hubiese considerado que la metodología establecida en los TdR no se ajustaban a lo establecido en la legislación vigente, o simplemente no estaba de acuerdo con el contenido de los mismos, estaba plenamente facultada, para presentar los recursos legales correspondientes contra cada disposición que, a su criterio, consideraba que la metodología aprobada no correspondía a lo establecido en la Ley y su reglamento; tal como lo hizo, específicamente, para dos apartados de los TdR, presentando para el efecto, el respectivo recurso de revocatoria parcial, a los siguientes temas: 1. Pérdidas No Técnicas y 2. Incobrables. En este sentido, se puede constatar que la Distribuidora, al haber objetado únicamente dos apartados de los TdR, consintió manifestando su acuerdo con el resto de la metodología establecida en dichos TdR incluida la metodología que ahora se está cuestionando y que no fue aplicada por el Consultor de la Distribuidora, misma que está vigente, ya que la Distribuidora, como se indicó, no presentó ninguna acción legal en contra de ésta metodología en los plazos establecidos en la legislación guatemalteca.

Por lo tanto, los TdR y la metodología para la determinación del VAD contenidos en los mismos tienen firmeza legal, y, por consiguiente, correspondía a la Distribuidora y a su Consultor, el estricto y total cumplimiento de los mismos para la elaboración de los estudios.

Así mismo, al analizar los parámetros y valores presentados se determinó que no cumple con la normativa antes indicada, ya que los valores presentados no corresponden a parámetros que pudiesen ser aceptados como eficientes, toda vez que distan mucho de

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

los requerimientos de actividades necesarias para la operación de los bienes afectos a la actividad de distribución, para una empresa eficiente de referencia. Al respecto el Consultor de la Distribuidora, no presentó ninguna justificación matemática o memoria de cálculo en donde demuestre que la utilización de estos costos o parámetros excesivos o mayores, resulten en costos globales eficientes, al reducir costos o mejorar la eficiencia en otra etapa de la conformación de la empresa eficiente de referencia, para que así de forma global sus resultados puedan ser considerados como eficientes; por lo tanto los valores o parámetros presentados, no corresponden a la gestión eficiente de una empresa eficiente de referencia, por lo que incumple con los TdR y lo establecido en los artículos 61, 62, 71, 73 y 76 de la LGE y artículos 82, 83, 84, 85, 90, 91, 97 y 98 del RLGE. Finalmente se presenta un análisis de los parámetros y costos presentados:

ANÁLISIS

Al respecto se tienen los siguientes comentarios:

39.1 Edificios – Terrenos:

El Consultor de la Distribuidora en el archivo Excel "DC_DR Activos No eléctricos" hoja "Edificios Terrenos" presentó los siguientes costos y criterios relacionados con el alquiler de sus espacios y el área necesaria por empleado para esos espacios:

Descripción	USD alquiler/m²/año	Espacio necesario m²/empleado-m²/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
OOCC	99.98	25
Serv. Técnico COM	99.98	13

El no remitir la información establecida en los TDRs limitó y dificultó 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.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento de los numerales 1.6.3 y 7.7 de los TdR, 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 ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la distribuidora ya que no presentó la justificación técnica documentada que

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

respalde su propuesta, ni envió la tabla comparativa detallada de las cantidades reales de espacio reportadas por la Distribuidora y las cantidades de espacio óptimas necesarias. Por lo que no fue posible confirmar que los costos presentados sean eficientes en su operación real. De igual manera no envió la manera en que descontó de los costos, los montos de utilización de recursos compartidos con otras empresas. Aplica la Discrepancia de "Recursos y costos compartidos".

39.2 Aplicaciones informáticas

El Consultor de la Distribuidora en el archivo Excel "DC_DR Activos No eléctricos", hoja "Aplicaciones informáticas", presentó 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.
3. No se demuestra haber realizado los descuentos correspondientes por costos compartidos para la operación, mantenimiento, comercialización y administración de empresas asociadas o subsidiarias del Distribuidor como lo requieren los TDR´s.

Cabe añadir que los costos de estos sistemas que el consultor incorporó en el VNR no Eléctrico son los más elevados entre los reportados por el Consultor de la Distribuidora y representan el 76% del total del mismo. Al ser datos tomados de un estudio tarifario de otra distribuidora en otro país, los mismos pierden consistencia para su utilización en el presente estudio ya que cada distribuidora tiene necesidades de gestión informática distintas en función de las características de su red y sus usuarios. En todo caso, referencias de distribuidores de otros países pueden utilizarse a nivel comparativo para orientar el análisis, pero no para tomar sus datos para proponer costos a ser trasladados a tarifas de Guatemala, cuya realidad económica y técnica son diferentes a la de otros países.

Por otra parte, el Consultor de la Distribuidora no presentó 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; toda vez que estos valores reales deberían ser la base para determinar valores eficientes para este rubro. Al no presentar la información requerida, la distribuidora limitó 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.

A continuación, se presentan las tablas y valores propuestos por el Consultor de la Distribuidora:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Cuadro 1_ 26: Valorización de Sistemas Macro TI EM ATD3

	Descripción	Nombre	Costos Hardware			Costos Software		
			#	Servidor	Mantención	Licencia server	Licencias	Implementación	Soporte
Gestión Distribución	Sistema de gestión de distribución	In Grid Networ k Operation	1	3,714	446		569,738	3,500,000	813,948
Gestión Distribución	Sistema control de pérdidas	In Grid Energy Control & Losses	1	3,714	446		455,790	1,000,000	291,158
Sistema Comercial	Sistema gestión comercial y de al cliente	Customer Managemen	1	3,714	446		683,685	6,000,000	291,158
Sistema Comercial	Sistema de atención al cliente								
Gestión Distribución	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 Administración Centrales Software	Inteligencia de Negocios	MICROSOF T DYNAMICS AX	1	3,714	446		357,000	150,000	78,540
	Contabilidad Financiera, Contabilidad de Gestión, Tesorería y Control Corporativo								
	Sistema de Administración de Contratos								
	Gestión integral de Recursos Humanos								
Sistema Administración Centrales Software	Intranet	Aplicación	1	3,714	446			11,933	
Sistema Administración Centrales Software	Base de datos	SQL SERVER	1	3,714	446	3717	70,756	-	14,151
Sistema Administración Centrales Hardware	Servidor de correo	Microsoft Licencia Servidor Exchange 2014 Standard OLP y Standard CAL	1	3,714	446	402	16,946		
Sistema Administración Centrales Hardware	Servidores Desarrollo	SO Linux RedHat y	1	3,714	446	2,498			300
Sistema Administración Centrales Hardware		Visual Studio 2010 Pro							
Sistema Administración Centrales Hardware	Servidor Red Windows	OpManager Premium Edition	1	3,714	446	21,785			2,614
		DeskTop Central Professional Edition							
		ADManager Plus Professional Edition							
Sistema Administración Centrales Hardware	Servidor para respaldar en cinta los datos	Software respaldo Data Protector	1	3,714	446	1,788			
Sistema Administración Centrales Hardware	Servidor Aplicaciones Propias	SO Linux RedHat	1	3,714	446	2,498			300
		Visual Studio 2010 Pro							
Sistema Administración Centrales Hardware	Servidor PLS-CADD Software y DigSilent SW		1	3,714	446	9,500			1,140
Sistema Administración Centrales Hardware	Servidor DigSilent SW		1			14,395			1,727
Sistema Administración Centrales Hardware	Rack para servidores y comunicaciones		5	7,952				7500	
Sistema Administración Centrales Hardware	Switch de Fibra Óptica		5	21,690					
Sistema Administración Centrales Hardware	Switch GB Servidores y usuarios		5	14,734					
Sistema Administración Centrales Hardware	Equipo de aire acondicionado		5	7,540					
Sistema Administración Centrales Hardware	Equipo UPS con Baterías para respaldar servidores		15	22,309					
Sistema Administración Centrales Hardware	Equipo UPS con Baterías para respaldar los equipos de aire acondicionado		5	7,436					
			TOTAL	133,663	6,240	66,584	2,761,923	10,850,243	1,663,892

https://w w w .cne.cl/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

El no haber remitido la información establecida en los TDRs limitó y dificultó 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 última instancia, ante la falta de sustento de la propuesta del Consultor de la Distribuidora, se considera aceptable que como máximo, se utilizaran los valores aprobados por la CNEE en la revisión tarifaria anterior, tal como se muestra a continuación:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Linda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

	VNR (USD)	Negocio
Gestión Distribución	981,176	O&M
SCADA	2,058,824	O&M
GIS	647,059	O&M
Sistema Comercial	5,533,412	COM
Sistema Administración Centrales Hardware	352,941	ADM
Sistema Administración Centrales Software	2,647,059	ADM
TOTAL	**12,220,471**	

El no haber remitido la información establecida en los TdR limitó y dificultó 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.

DISCREPANCIA:

En cumplimiento de los numerales 1.6.3 y 7.7, 7.5.3.1 y 7.5.4 de los TdR, de los artículos 60 y 61 de la Ley General de Electricidad y los artículos 82, 83, 85, 91 y 98 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, se ratifica lo indicado en la resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora, en virtud de que:

a. Se propone el reconocimiento de costos para el rubro de "Aplicaciones Informáticas", sin la información y/o documentación de sustento que permita establecer la razonabilidad de su propuesta.

b. No presentó los costos reales pagados por la Distribuidora en este concepto requeridos en la resolución referida, de acuerdo a lo dispuesto TdR, información que permitiría establecer las diferencias entre los valores realmente pagados y los propuestos, para determinar su razonabilidad y comprender los requerimientos de recursos que el Consultor propone.

c. La única referencia mencionada para los costos propuestos es un estudio tarifario de una Distribuidora en otro país, sin presentar al menos documentación de respaldo de dicho estudio, ante lo cual dicha referencia carece de solidez y coherencia, pues se propone la aplicación de valores que reflejan la realidad de un sistema de distribución de otro país, muy diferente a la realidad guatemalteca.

d. No se demostró la aplicación de los porcentajes de descuento correspondientes a la utilización de recursos compartidos con otras empresas asociadas o subsidiarias del Distribuidor como lo requieren los TDR´s.

En última instancia, ante la falta de sustento de la propuesta del Consultor de la Distribuidora, se ha considerado aceptable que como máximo, se utilizaran los valores aprobados por la CNEE en la revisión tarifaria anterior.

CNEE COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

39.3 Equipos de comunicaciones

El Consultor de la Distribuidora en el archivo Excel "DC_DR Activos No eléctricos", hoja "Equipo Comunicaciones" presentó una serie de costos como valores tipo texto (pegados) y sin documentación de soporte (facturas, registros contables, contratos, entre otros), referente a equipos de comunicaciones y sistema SCADA, lo cual imposibilita a la CNEE la labor de verificar su relación y trazabilidad. El valor que propuso el Consultor de la Distribuidora resultó del promedio entre el valor CNE y el valor utilizado en la revisión tarifaria anterior, tal y como se muestra a continuación:

	VNR (USD)		Negocio
Equipos comunicaciones	273.597		ADM
Estudio VAD 2014 DC	93.147		

Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Cuadro 4-9: Valorización TI y Comunicaciones – ATD2

Costos TI (USD)	Inversión	Implementación	Mantenimiento
Macroinformática Hardware	145.534	9.000	6.240
Macroinformática Software	10.901.272	14.842.923	4.917.819
Microinformática Hardware	457.448		4.301
Microinformática Software	474.240		47.657
Comunicaciones	55.006		
Totales	**12.033.501**	**14.851.923**	**4.976.017**

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**

El no haber remitido la información establecida en los TDRs limitó y dificultó 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.

DISCREPANCIA:

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 ratifica lo indicado en la Resolución CNEE-229-2018 y se discrepa con el Consultor de la Distribuidora ya que no presentó 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, no se presentó la debida documentación contable de soporte de costos reales de la

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General

Distribuidora (facturas, contratos, registros contables), debidamente certificada por el contador general de la Distribuidora. Así mismo no verifico que los costos propuestos, referentes a "Remotas de SSEE" no estén considerados o duplicados en el cálculo del VNR. Finalmente, no aplicó los porcentajes de descuento correspondientes a la utilización de recursos compartidos con otras empresas, detallando los mismos, tal como se establece en la Discrepancia "Recursos y Costos Compartidos".

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
Licda. Ingrid Alejandra Martínez Rodas
Secretaria General