

De: GUILLERMO NEVAREZ ELIZONDO <guillermo.nevarez@cfe.mx>
Enviado el: martes, 12 de julio de 2022 06:55 p. m.
Para: Alberto Montoya Martin Del Campo
CC: JOSE ANTONIO VEGA GARCIA; GUILLERMO ARIZMENDI GAMBOA; JORGE CARDENAS PARTIDA; ELIAS RICARDO GARCIA MUÑOZ; JULIAN SANTIAGO GALLEGOS; LESLIE FUENTES MONROY; Contacto CONAMER; Gilberto Lepe Saenz; JOSE MANUEL CASTILLO OLAZARAN; ROGELIO ROSALES ROSAS; MARIO EDUARDO DIAZ OCHEITA; JORGE CASTRO FLORES; VLADIMIR OCHOA RAMIREZ; MARIA LUISA HERNANDEZ SALAZAR
Asunto: Comentarios y afectaciones identificadas del proyecto de DACG de las Tarifas reguladas para el servicio de Distribución
Datos adjuntos: 268.2022.pdf

Dr. Alberto Montoya Martín del Campo
Comisión Nacional de Mejora Regulatoria
Comisionado Nacional
Presente

Estimado Dr. Montoya:

Adjunto al presente, me permito hacerle llegar el análisis que hemos hecho en CFE Distribución del Proyecto de Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) que establece la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para el servicio público de distribución de energía eléctrica, resaltando el impacto y posibles riesgos a los que se enfrentaría esta empresa, en caso de que no se lleve a cabo el Análisis de Impacto Regulatorio, correspondiente.

No omito señalar que, esta DACG depende de lo que se decida incluir en documentos posteriores como lo son: las DACG de Contabilidad Regulatoria y el instrumento normativo donde se definirá el sendero de pérdidas de energía; por lo que resulta trascendente para la CFE que las DACG de Tarifas de Distribución no sean emitidas hasta no contar con los documentos antes mencionados, esto bajo el entendimiento de que las actividades determinadas en la DACG de Tarifas pudieran parecer no afectar económicamente a los usuarios finales, sin embargo, una vez que sean publicados los documentos faltantes, pudiesen provocar que las labores de CFE Distribución se vean afectadas incidiendo en mayores costos para la atención de las mismas, los cuales deberán ser reconocidos en la tarifa y, por ende, trasladados e impactando a los usuarios finales.

Quedo atento y a la orden para coadyuvar en esta situación tan relevante y de impacto para la Comisión Federal de Electricidad y sus usuarios.

Reciba mi más cordial saludo.





*Comisión Federal de Electricidad
Distribución*

Dirección General CFE Distribución

Guillermo Nevárez Elizondo
Director General

*Río Ródano 14, 3º Piso Sala 303, Col. Cuauhtémoc
C.P. 06598 Ciudad de México
Directo 5552418408, 5552418403
Conmutador 5552294400 Extensión 20006
guillermo.nevarez@cfe.mx*

Oficio. CFE-DIS- 000268

Ciudad de México, 12 de julio de 2022.

Asunto: Comentarios al Proyecto de Disposiciones Administrativas de Carácter General que establece la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para el servicio público de distribución de energía eléctrica.

Dr. Alberto Montoya Martín del Campo
Comisión Nacional de Mejora Regulatoria
Comisionado Nacional
Presente

Considerando que uno de los principales objetivos de esa honorable Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) es promover la transparencia y la supervisión del diseño de nuevas regulaciones, me permito hacer de su conocimiento que, derivado de la publicación en el portal de mejora regulatoria del 7 de julio pasado, del proyecto de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en el que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) que establecen la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para el servicio público de distribución de energía eléctrica, CFE Distribución ha identificado diversos riesgos e impactos en caso de entrar sin que se lleve el Análisis de Impacto Regulatorio (AIR) correspondiente.

A continuación, se enuncian cada uno de los temas que se consideran deberían formar parte del AIR:

1. La DACG señala que la repartición del **ingreso por categoría tarifaria y división se realizará en función al ingreso recaudado y a la energía liquidada**. Para ello, **la CRE realizará evaluaciones trimestrales y, en función de los resultados, podrá determinar ajustes a la tarifa por eficiencia que podrían ser aplicados directamente en cada división, afectando su ingreso determinado a principio de año**.
2. Respecto a la determinación del **Costo de Capital, se mantiene la indefinición de la forma en que se obtendrá el valor de los activos**, mencionando que se especificará en los Lineamientos de Contabilidad Regulatoria. Cabe mencionar que **la postura de la CRE ha sido valorizar los activos con costos contables, mientras que la propuesta de CFE ha sido utilizar el valor nuevo de reemplazo (VNR)**.
3. Respecto a otros ingresos, **la CRE ha señalado que se descontará cualquier otro ingreso ajeno a las tarifas, tal como, renta de postería, aportaciones en efectivo, y actividades adicionales. Esta determinación de la CRE es incorrecta y afecta a CFE Distribución, ya que los ingresos que se obtienen por esos conceptos responden a una actividad, necesidad o solicitud**

específica, la cual corresponde a la óptima operación de la infraestructura de distribución. Es importante mencionar que, en el caso de actividades adicionales que ejecuta nuestro personal por determinación de la CRE en diversos instrumentos regulatorios, **nuestros costos de Operación Mantenimiento y Administración (OMA) aumentarían y se tendrían que trasladar a las tarifas de usuario final.**

4. La DACG incluye la **definición de costos eficientes**, indicando que son aquellos costos relacionados con el desarrollo de las actividades que garantizan la confiabilidad y continuidad del suministro, al menor costo o que garanticen su viabilidad técnica, sin embargo, la CRE no define la metodología que se debe utilizar para tal fin, ni el sustento correspondiente para determinar dichos costos.
5. Respecto a la definición de **inversiones**, se considerarán las que entraron en operación comercial el año inmediato anterior de aplicación de la tarifa de distribución y que hayan sido ejecutadas con los programas autorizados e instruidas por la Secretaría de Energía (SENER). Con ello, **no se contempla alguna otra inversión que pudiera realizar CFE Distribución.**
6. La **definición de Información Regulatoria de Costos y Activos (IRC)** será detallada en los Lineamientos de Contabilidad Regulatoria que se emitan para tal fin. Por ello, **al no definirse en las DACG se genera incertidumbre en los formatos que se van a solicitar, ya que podrían ocasionar modificaciones a los sistemas de CFE Distribución.**
7. Se establece en el **capítulo 3 la obligación para el Distribuidor de cumplir con la integración y presentación de la IRC**, conforme lo establezcan los Lineamientos de Contabilidad Regulatoria o los formatos que determine la CRE, sin embargo, en las disposiciones transitorias de las DACG se señala que en tanto no sean expedidos dichos Lineamientos, la CRE informará al Distribuidor los formatos para su integración. Lo anterior, **brinda discrecionalidad al regulador para solicitar la información que requiera sin tomar en cuenta la complejidad y disponibilidad para su consolidación, además de que podría demorar varios ejercicios fiscales su aprobación, tal y como ha sucedido con los acuerdos que han extendido el periodo tarifario inicial que venció en diciembre de 2018.**
8. En las DACG se menciona que, **a partir de que el distribuidor entregue a la CRE la información necesaria para el cálculo de la tarifa de distribución (a más tardar el último día hábil de agosto de cada año), la CRE contará con 75 días hábiles para realizar dicho cálculo y publicar el instrumento regulatorio que expedirá la tarifa del siguiente año.** Con esto, se entiende que el plazo de 75 días hábiles no considera someter a consulta pública en la CONAMER las posteriores actualizaciones tarifarias. La CRE debe mencionar que, **dentro de dicho plazo se consideran los 30 días hábiles en los que se someten a consulta pública los documentos de alto impacto regulatorio, para asegurar que sean tomadas en cuenta las opiniones del distribuidor y además evitar que inicie el año sin una definición de la tarifa correspondiente.**
9. Respecto al reconocimiento de las pérdidas técnicas y no técnicas, señala que se establecerán en la regulación que determine la CRE. El área de análisis económico de la CRE ha pretendido incorporar este concepto en las DACG de Acceso Abierto y CFE ha manifestado su inconformidad al respecto, por no definir una metodología acorde al proceso de distribución de energía eléctrica, además de que la normativa señala que deberá disponerse en el Código de Red. Adicionalmente, señala que en tanto no se expida la regulación correspondiente, se

emplearán los factores de pérdidas del 2018 establecidos en el Anexo D y E del Acuerdo A/074/2015, obligando al Distribuidor a reducir las pérdidas fuera de la realidad operativa de CFE Distribución.

10. En el Anexo Único de las DACG **se define la metodología para la determinación de la Tasa de Retorno** para fines tarifarios, sin embargo, **no se especifican las fuentes de la información**. Lo anterior, fue discutido ampliamente en su momento con el acompañamiento de la Dirección Corporativa de Finanzas, argumentando la CRE que, al utilizar fuentes públicas, la metodología es replicable y el valor resultante es trazable, sin embargo, **al no señalarse claramente en el documento, da discrecionalidad para su cálculo**.
11. **Mantiene sin cambio la actualización de la tarifa a través del Índice Nacional de Precios Productor (INPP)** definida en el acuerdo A/038/2021 en donde la CRE amplió la vigencia del periodo tarifario inicial. Dicho índice **es menor al factor de ajuste por inflación, por ende, se afecta la actualización de las tarifas determinadas por la CRE**.

Adicionalmente, acompaño al presente un Anexo con las propuestas de modificación al Proyecto de Disposiciones Administrativas de Carácter General que establece la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para el servicio público de distribución de energía eléctrica, con el objetivo de coadyuvar con el diseño de una regulación que contribuya a la calidad, continuidad y seguridad del servicio público de distribución, fundamental para el desarrollo de nuestro país.

Sin más por el momento, reciba mi más cordial saludo.

Atentamente

Ing. Guillermo Nevárez Elizondo
Director General CFE Distribución

C.c.p. Ing. Guillermo Arizmendi Gamboa, Dirección Corporativa de Planeación Estratégica, CFE.
Ing. José Antonio Vega García, CFE Distribución
Ing. Elías Ricardo García Muñoz, CFE Distribución
Lic. Leslie Fuentes Monroy, CFE Distribución
Ing. Rogelio Rosales Rosas, CFE Distribución
Ing. Jorge Cárdenas Partida, CFE Distribución
Lic. María Luisa Hernández Salazar, CFE Distribución

ANEXO

COMENTARIOS SOBRE: ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESTABLECEN LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL CÁLCULO Y AJUSTE DE LAS TARIFAS REGULADAS PARA EL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

No	Capítulo Inciso o Anexo	Párrafo Artículo Numeral Inciso Apartado Tabla Figura	Tipo de comentario o (General/T écnico/Ed itorial)	Dice o comentario	Propuesta de cambio	Justificación del cambio requerido
1	Acuerdo	Tercero	Editorial	Publíquese el presente Acuerdo y su Anexo en el Diario Oficial de la Federación, mismos que entrarán en vigor el día hábil siguiente de su publicación en el mismo medio de difusión oficial.	Publíquese el presente Acuerdo y su Anexo en el Diario Oficial de la Federación, mismos que entrarán en vigor 30 días hábiles después de su publicación en el mismo medio de difusión oficial.	Considerando los tiempos que se requerirán para poder aplicar lo establecido en las presentes disposiciones, se solicita que el período de inicio de la vigencia sea más amplio, se propone mínimo un mes.
2	Capítulo 2	2.2.1 y 2.2.1.1	Editorial	La Comisión tomará en cuenta las siguientes consideraciones generales para determinar el cálculo y ajuste de las TDEE: Las TDEE se calcularán, aprobarán, expedirán, notificarán, publicarán, revisarán y, en su caso, se ajustarán conforme a lo establecido en las Disposiciones.	La Comisión en conjunto con el Distribuidor tomará en cuenta las siguientes consideraciones generales para determinar el cálculo y ajuste de las TDEE: Las TDEE se calcularán, revisarán , aprobarán, expedirán, notificarán, publicarán y, en su caso, se ajustarán conforme a lo establecido en las Disposiciones.	La determinación de las TDEE debe ser en conjunto con el Distribuidor para evitar afecciones por desconocimiento de la operatividad y además se considera que antes de aprobar el cálculo, éste debe ser revisado.
3	Capítulo 2	2.2.1 VI.	Editorial	La Comisión podrá reconocer ajustes compensatorios al Distribuidor, en caso de errores u omisiones en la aplicación de la Metodología. El ajuste compensatorio se calculará sobre el IR determinado por la Comisión y no contemplará algún tipo de interés compensatorio, moratorio o de otra índole.	La Comisión podrá reconocer ajustes compensatorios al Distribuidor, en caso de errores u omisiones en la aplicación de la Metodología. El ajuste compensatorio se calculará sobre el IR determinado por la Comisión y contemplará algún tipo de interés compensatorio, moratorio o de otra índole que determine la Comisión en común acuerdo con el Distribuidor .	El documento anuncia que el Distribuidor deberá pagar los derechos correspondientes en caso de querer hacer una revisión, por lo tanto, si se deberá contemplar algún tipo de interés moratorio o de otra índole en caso de verificar que se requiere de algún ajuste.
4	Capítulo 2	2.2.1. IX.	Editorial	La Comisión podrá aplicar las sanciones por las infracciones y abstenciones a las Disposiciones, de conformidad con lo dispuesto en la LIE, su Reglamento y demás normatividad aplicable en materia de sanciones, aquella que la modifique o sustituya.	La Comisión podrá aplicar las sanciones por las infracciones y abstenciones a las Disposiciones, de conformidad con lo dispuesto en la LIE en su artículo 165 , su Reglamento y demás normatividad aplicable en materia de sanciones, aquella que la modifique o sustituya.	La disposición 2.2.1, fracción IX hace referencia a la LIE, su reglamento, pero no especifica qué artículo o fracción habla de las sanciones que aplican para los conceptos de este ACUERDO.
5	Capítulo 3	3.3.2.	Editorial	El Distribuidor contará con un plazo máximo de diez (10) días hábiles posteriores a la fecha en que surta efectos la notificación de la solicitud de la Comisión referida en la disposición 3.3.1, para la atención de esta, para tales efectos, el Distribuidor podrá solicitar por única ocasión prórroga y, en su caso, la Comisión podrá otorgarla hasta por la mitad del plazo establecido originalmente.	El Distribuidor contará con un plazo máximo de diez (25) días hábiles posteriores a la fecha en que surta efectos la notificación de la solicitud de la Comisión referida en la disposición 3.3.1, para la atención de esta, para tales efectos, el Distribuidor podrá solicitar por única ocasión prórroga y, en su caso, la Comisión podrá otorgarla hasta por la mitad del plazo establecido originalmente.	El Distribuidor cuenta con mucha información derivada de las diversas actividades que realiza, por lo tanto, 10 días hábiles no se consideran suficientes por el volumen de la información a entregar; además de que en el documento no se establecen los formatos de la Contabilidad Regulatoria u otros que ellos determinen. Esto puede ocasionar gastos u horas extra de trabajo al tener que adecuar los formatos.
6	Capítulo 5	5.2.2.	Técnico /Editorial	El Ingreso Requerido Base del Distribuidor (IR_{t_0}) se determina como se muestra a continuación: $IR_{t_0} = OMA_{t_0} + CC_{t_0} - OI_{t_0}$	El Ingreso Requerido Base del Distribuidor (IR_{t_0}) se determina como se muestra a continuación: $IR_{t_0} = OMA_{t_0} + CC_{t_0}$	El rubro de otros ingresos se relaciona principalmente con las siguientes actividades: • Diagnósticos a Usuarios Calificados. • Extracción de Perfiles de Carga e información para la facturación de Usuarios Calificados y Permisitarios. • Costos asociados al reemplazo de la medición. • Calibración.



Comisión Federal de Electricidad®
Distribución

Dirección General

"2022, Año de Ricardo Flores Magón"

No	Capítulo Inciso o Anexo	Párrafo Artículo Numeral Inciso Apartado Tabla Figura	Tipo de comentari o (General/IT écnico/Ed itorial)	Dice o comentario	Propuesta de cambio	Justificación del cambio requerido
7	Capítulo 5	5.4.1.	Técnico /Editorial	El costo de capital corresponde al retorno a los activos del Distribuidor y su depreciación, así como la pérdida en baja de activos fijos y el costo financiero en el que incurre.	El costo de capital corresponde al retorno a los activos valorizados con la metodología de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del Distribuidor y su depreciación, así como la pérdida en baja de activos fijos y el costo financiero en el que incurre.	● Cambio de medidor en servicio. ● Programación de medidor en laboratorio. ● Renta de postes para empresas de telecomunicaciones. ● Otros. Los cuales, al ser descontados, ocasionaría que los costos relacionados a la Operación, Mantenimiento y Administración (OMA) se incrementen y sean trasladados de manera indirecta al Usuario Final. La metodología de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) es utilizada por países como Brasil, Colombia, Chile, entre otros, y es ampliamente aceptada a nivel mundial para determinar el valor de la base de activos regulada, ya que permite reemplazar el activo con la tecnología actual y a precios de mercado. "Diferencias principales de VNR y VNC" Valor Nuevo de Reemplazo ✓ Práctica común a nivel internacional en materia de valoración de activos. La mayoría de las regulaciones en América Latina lo emplean ya que da mayor estabilidad a largo plazo. ✓ La propuesta de CFE no revalúa los activos que terminaron su vida útil. Algunas regulaciones premian la buena gestión al extender la vida útil del activo. ✓ CFE entregó la metodología con el visto bueno del INEEL para revisión por parte de la CRE. ✓ Esta información es elaborada por CFE (CATPRE) y autorizada por la CRE. Son los valores aceptados para la determinación de las aportaciones ya que son valores de mercado y basado en la metodología de los precios unitarios. ✗ Requiere mucha información y en algunas ocasiones tomar consideraciones subjetivas durante el proceso de selección. Valor Neto Contable ✓ Práctica común a nivel internacional en materia de valoración de activos. ✗ Las revaluaciones pueden no recoger la realidad física de los activos puestos en operación. ✗ El valor de los activos físicos plasmados en los estados financieros dictaminados puede no reflejar el costo actual de los activos en el mercado, mientras que el CATPRE considera los precios de compra más reciente por parte del distribuidor. ✓ Es de cálculo sencillo y eficiente desde el punto de vista administrativo. ✗ En tiempos de alta inflación o cambio tecnológico pueden no dar los resultados adecuados. ✗ La información puede ser imprecisa, especialmente en el caso de activos que fueron adquiridos mucho tiempo antes, además de inadecuado para estimular nuevas inversiones eficientes.

Río Ródano número 14, 3er piso, Sala 303, Col. Cuauhtémoc C.P. 06598, Ciudad de México
Conmutador 55 5229 4400 extensiones 20013 y 20056

MLHS/JMCO



Comisión Federal de Electricidad®
Distribución

Dirección General

"2022, Año de Ricardo Flores Magón"

No	Capítulo Inciso o Anexo	Párrafo Artículo Numeral Inciso Apartado Tabla Figura	Tipo de comentari o (General/T écnico/Ed itorial)	Dice o comentario	Propuesta de cambio	Justificación del cambio requerido
8	Capítulo 5	5.4.5.	Técnico /Editorial	El retorno a los activos del Año Base (RA_{t_0}) se calculará de la siguiente manera: $RA_{t_0} = \left(\sum_{j=1}^p VA_{j,t_0} - \sum_{k=1}^q AN_{k,t_0} \right) \times TR_{t_0}$	El retorno a los activos del Año Base (RA_{t_0}) se calculará de la siguiente manera: $RA_{t_0} = \left(\sum_{j=1}^p VA_{j,t_0} \right) \times TR_{t_0}$	Se solicita que la CRE no elimine de la base de capital los activos aportados por terceros, ya que de las aportaciones la CFE Distribución no obtiene una utilidad, toda vez que se reciben para crear específicamente la infraestructura que un usuario requiere para recibir el suministro eléctrico.
9	Capítulo 5	5.12.2	Técnico	El FAI del Año Base (FAI_{t_0}) se determinará conforme a lo siguiente: $FAI_{t_0} = 1 + \left(\frac{INPP_{\rho_{m,t_0}}}{INPP_{\rho_{m,t_0-1}}} - 1 \right)$ Donde: FAI_{t_0} Factor de Ajuste por Inflación del t_0 . $INPP_{\rho_{m,t_0}}$ INPP ponderado del mes de referencia del t_0 . $INPP_{\rho_{m,t_0-1}}$ INPP ponderado del mes de referencia del $t_0 - 1$. t_0 Año Base. $t_0 - 1$ Año inmediato anterior al Año Base. m Mes de referencia.	El FAI del Año Base (FAI_{t_0}) se determinará conforme a lo siguiente: $FAI_{t_0} = \left(\frac{INPP_{\rho_{m,t_0}}}{INPP_{\rho_{m,t_0-1}}} - 1 \right)$ Donde: FAI_{t_0} Factor de Ajuste por Inflación del t_0 . $INPP_{\rho_{m,t_0}}$ INPP ponderado del mes de referencia del t_0 . $INPP_{\rho_{m,t_0-1}}$ INPP ponderado del mes de referencia del $t_0 - 1$. t_0 Año Base. $t_0 - 1$ Año inmediato anterior al Año Base. m Mes de referencia.	La fórmula contiene redundancia numérica ya que al poner un +1 al inicio y después dentro del parentesis un -1, se ocasiona que el único valor posible sea el de la variación del INPP. Se debe eliminar el +1 de inicio.
10	Capítulo 5	5.14.1	Editorial	5.14.1. Las TDEE determinadas conforme a la disposición 5.11 permiten recuperar el ingreso estimado necesario para el SPDEE sin el reconocimiento de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica, por lo que las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica reconocidas por la Comisión deben agregarse a la cantidad de energía eléctrica que retire cada Entidad Responsable de Carga conforme a lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico, el Manual de Liquidaciones, el Manual de Medición para Liquidaciones y demás normatividad aplicable, aquella que la modifique o sustituya. 5.14.1. Las TDEE determinadas conforme a la disposición 5.11 permiten recuperar el ingreso estimado necesario para el SPDEE sin el reconocimiento de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica, por lo que las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica reconocidas por la Comisión deben agregarse a la cantidad de energía eléctrica que retire cada Entidad Responsable de Carga conforme a lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico, el Manual de Liquidaciones, el Manual de Medición para Liquidaciones y demás normatividad aplicable, aquella que la modifique o sustituya.	Derivado de la desactualización de un sendero de pérdidas que refleje la realidad operativa del distribuidor es importante contar con dicha aclaración, en tanto no se tenga un sendero actualizado y consensuado con el Distribuidor.	
11	Capítulo 5	5.14.2	Editorial	Las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica reconocidas se establecerán en la regulación que al efecto emita la Comisión.	Las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica reconocidas se establecerán en la regulación que al efecto emita la Comisión, la cual deberá publicarse previo al inicio de la vigencia de las presentes disposiciones.	Se debe de establecer un tiempo determinado para la determinación de este concepto, en el entendido de que el dato influye en el cálculo final de la tarifa.

MLHS/JMCO

Río Rodano número 14, 3er piso, Sala 303, Col. Cuauhtémoc C.P. 06598, Ciudad de México
Conmutador 55 5229 4400 extensiones 20013 y 20056

No	Capítulo Inciso o Anexo	Párrafo Artículo Numeral Inciso Apartado Tabla Figura	Tipo de comentari o (General/IT écnico/Ed itorial)	Dice o comentario	Propuesta de cambio	Justificación del cambio requerido
12	Capítulo 6	6.1.2	General /Editorial	La Comisión contará con setenta y cinco (75) días hábiles posteriores a la recepción de la IRC, para determinar el cálculo de las TDEE conforme a lo establecido en el Capítulo 5 de las Disposiciones.	La Comisión contará con cuarenta y cinco (45) días hábiles posteriores a la recepción de la IRC, para determinar el cálculo de las TDEE conforme a lo establecido en el Capítulo 5 de las Disposiciones.	Gestionar que sea menor el tiempo para que la Comisión determine el cálculo de las TDEE para que la publicación del ACUERDO inicie con el primer día de año calendario.
13	Capítulo 6	6.4.2	Técnico	El Distribuidor, en un plazo de cinco (5) días hábiles posteriores a la notificación referida en la disposición 6.3.1, dará a conocer a las Entidades Responsables de Carga, a través de Medios de difusión formales, la fecha de entrada en vigor, el periodo de aplicación, el valor y la unidad en que las TDEE serán expresadas por Categoría Tarifaria y División de Distribución, de conformidad con lo establecido en el Instrumento regulatorio referido en la disposición 6.2.1.	El CENACE , en un plazo de cinco (5) días hábiles posteriores a la notificación referida en la disposición 6.3.1, dará a conocer a las Entidades Responsables de Carga, a través de Medios de difusión formales, la fecha de entrada en vigor, el periodo de aplicación, el valor y la unidad en que las TDEE serán expresadas por Categoría Tarifaria y División de Distribución, de conformidad con lo establecido en el Instrumento regulatorio referido en la disposición 6.2.1.	Por ser la entidad que ejerce el control operativo del sistema eléctrico nacional y operaciones que correspondan al MEM, como lo estipula la LIE en su artículo 15. Consideramos que con la publicación en el DOF por parte de CFE Distribución como lo define el 6.4.1 es de alcance público.
14	Capítulo 7	7.1.3.	Editorial	El Distribuidor deberá realizar las correcciones en los Medios de difusión formales en los que haya publicado las TDEE en un plazo de diez (10) días hábiles posteriores a la notificación de la solicitud referida en la disposición 7.1.2, para estos efectos, el Distribuidor podrá solicitar prórroga y, en su caso, la Comisión podrá otorgarla por única ocasión hasta por un plazo de cinco (5) días hábiles. Si posterior a dicho plazo el Distribuidor no realiza las correcciones en los Medios de difusión formales en los que haya publicado las TDEE, se podrán aplicar las sanciones conforme a la disposición 2.2.1, fracción IX.	El Distribuidor deberá realizar las correcciones en los Medios de difusión formales en los que haya publicado las TDEE en un plazo de diez (10) días hábiles posteriores a la notificación de la solicitud referida en la disposición 7.1.2, para estos efectos, el Distribuidor podrá solicitar prórroga y, en su caso, la Comisión podrá otorgarla por única ocasión hasta por un plazo de cinco (5) días hábiles. Si posterior a dicho plazo el Distribuidor no realiza las correcciones en los Medios de difusión formales en los que haya publicado las TDEE, se podrán aplicar las sanciones conforme a la disposición 2.2.1, fracción IX. Los periodos anteriormente referidos siempre podrán ser reconsiderados por la Comisión, cuando no puedan cumplirse por causas ajenas al Distribuidor ya que, los tiempos que requiere el Diario Oficial de la Federación (DOF) no dependen del Distribuidor.	Se deben de considerar los tiempos del DOF, para la publicación de las correcciones
15	Capítulo 7	7.2.1	Editorial	7.2.1. El Distribuidor deberá entregar a la Comisión un reporte al cierre de cada Trimestre Calendario con un desglose mensual y por Entidad Responsable de Carga, dentro de los primeros diez (10) días hábiles posteriores al periodo reportado, con al menos la siguiente información: (i) mes reportado, (ii) tipo de Participante del Mercado, (iv) clave del Participante del Mercado, (v) razón social del Participante del Mercado, (vi) División de Distribución, (vii) Categoría Tarifaria, (viii) tipo de TDEE aplicada (consumo/demanda), (ix) total de consumo de energía eléctrica o demanda de la Entidad Responsable de Carga y (x) monto mensual recuperado por la aplicación de las TDEE, conforme a lo que especifiquen los Lineamientos de Contabilidad Regulatoria o los formatos que establezca la Comisión. Si posterior a dicho plazo el Distribuidor no entrega el reporte, se podrán aplicar las sanciones conforme a la disposición 2.2.1, fracción IX.	7.2.1. El Distribuidor deberá entregar a la Comisión un reporte al cierre de cada Trimestre Calendario con un desglose mensual y por Entidad Responsable de Carga, dentro de los primeros diez (10) días hábiles posteriores al periodo reportado, con al menos la siguiente información: (i) mes reportado, (ii) año reportado, (iii) clave de elemento, (iv) División de Distribución, (v) Categoría Tarifaria, (vi) tipo de TDEE aplicada (consumo/demanda), (vii) total de consumo de energía eléctrica o demanda de la Entidad Responsable de Carga y (viii) monto mensual recuperado por la aplicación de las TDEE, conforme a lo que especifiquen los Lineamientos de Contabilidad Regulatoria o los formatos que establezca la Comisión. Si posterior a dicho plazo el Distribuidor no entrega el reporte, se podrán aplicar las sanciones conforme a la disposición 2.2.1, fracción IX.	Con la finalidad de que el informe se encuentre alineado al manual de liquidaciones e informes que se entregan a CENACE

No	Capítulo Inciso o Anexo	Párrafo Artículo Numeral Inciso Apartado Tabla Figura	Tipo de comentari o (General/T écnico/Ed itorial)	Dice o comentario	Propuesta de cambio	Justificación del cambio requerido
16	Capítulo 8	8.1.2	Editorial	8.1.2. Para la Revisión tarifaria, la Comisión podrá tomar como referencia la IRC, solicitar al Distribuidor la información que estime necesaria, en los formatos que para ello determine, a través de los medios oficiales previstos en el marco normativo vigente, y hacer uso de fuentes de información públicas relacionadas con indicadores económicos y con el sector eléctrico, considerar las mejores prácticas internacionales y análisis comparativos, así como emplear herramientas de evaluación e indicadores de desempeño.	8.1.2 Para la Revisión tarifaria, la Comisión podrá tomar como referencia la IRC de la última revisión de ajuste de la TDEE, solicitar al Distribuidor la información que estime necesaria, en los formatos que para ello determine, a través de los medios oficiales previstos en el marco normativo vigente, y hacer uso de fuentes de información públicas relacionadas con indicadores económicos y con el sector eléctrico, considerar las mejores prácticas internacionales y análisis comparativos, así como emplear herramientas de evaluación e indicadores de desempeño.	Se debe aclarar que la referencia de la IRC es la última elaborada para la revisión y ajuste de la TDEE. En caso de que se refieran a una nueva integración de IRC, el plazo establecido en el 8.1.3 podría ser insuficiente y con riesgo de sanciones.
17	Capítulo 8	8.2.2	Editorial	La Comisión contará con un plazo de noventa (90) días hábiles contados a partir de la recepción de la solicitud del Distribuidor, mismo que podrá extenderse hasta ciento veinte (120) días hábiles, para llevar a cabo la Revisión tarifaria.	La Comisión contará con un plazo de sesenta (60) días hábiles contados a partir de la recepción de la solicitud del Distribuidor, mismo que podrá extenderse hasta noventa (90) días hábiles, para llevar a cabo la Revisión tarifaria.	Es excesivo el término considerando la importancia del tema.
18	Capítulo 8	8.5.4.	Editorial	Durante el periodo establecido en la disposición 8.2.2, la Comisión podrá: a) requerir al Distribuidor la información complementaria que considere necesaria para resolver la procedencia de la solicitud de revisión de las TDEE; b) realizar investigaciones; c) recabar información de otras fuentes; d) efectuar consultas con autoridades federales, estatales, municipales, de la Ciudad de México, y de los órganos político-administrativos de sus demarcaciones territoriales; e) celebrar audiencias; y, f) realizar, en general, cualquier acción que considere necesaria para resolver sobre la solicitud de revisión de las TDEE, en términos de lo establecido en el artículo 52 del Reglamento, el que lo modifique o sustituya.	Durante el periodo establecido en la disposición 8.2.2, la Comisión podrá: a) requerir al Distribuidor la información complementaria que considere necesaria para resolver la procedencia de la solicitud de revisión de las TDEE; b) realizar investigaciones; c) recabar información de otras fuentes; d) efectuar consultas con autoridades federales, estatales, municipales, de la Ciudad de México, y de los órganos político-administrativos de sus demarcaciones territoriales; e) celebrar audiencias; y, f) realizar, en general, cualquier acción que considere necesaria para resolver sobre la solicitud de revisión de las TDEE; en términos de lo establecido en el artículo 52 del Reglamento, el que lo modifique o sustituya. La Comisión dará vista al Distribuidor con la información obtenida, para que éste manifieste lo que a su derecho corresponda.	Se debe de dar la oportunidad al Distribuidor de conocer la información que recabe la Comisión, para que éste la analice y emita sus comentarios al respecto, previo a la toma de cualquier decisión al respecto. ✓




Río Rodano número 14, 3er piso, Sala 303, Col. Cuauhtémoc C.P. 06598, Ciudad de México
Conmutador 55 5229 4400 extensiones 20013 y 20056


MLHS/JMCO

No	Capítulo Inciso o Anexo	Párrafo Artículo Numeral Inciso Apartado Tabla Figura	Tipo de comentario o (General/T écnico/Ed itorial)	Dice o comentario	Propuesta de cambio	Justificación del cambio requerido
19	5.13.	5.13.1 5.13.2 5.13.3	Técnico	5.13.1 La Comisión, en su caso, podrá realizar ajustes a las TDEE con base en la evaluación del desempeño del Distribuidor. 5.13.2 La evaluación del desempeño del Distribuidor podrá sujetarse a lo establecido en las DACG en Materia de Acceso Abierto, aquellas que las modifiquen o sustituyan. 5.13.3 Las consideraciones para lo previsto en la disposición 5.13.1, se establecerán en el Instrumento regulatorio mediante el cual la Comisión expida las TDEE.	Eliminar	Dentro del presente documento no se detalla o explica como se llevarán a cabo los ajustes a las TDEE considerando la evaluación del desempeño. Por otro lado, dentro de la DACG se menciona que ante algún incumplimiento se deben establecer acciones para reducir de forma gradual el valor de los indicadores, por consiguiente, si se llega a tener un incumplimiento a un indicador de continuidad o calidad lo cual derivaría en la necesidad de gestionar proyectos de inversión reduciendo así el margen para la gestión de dichos recursos.