

Panamá, 19 de enero de 2026

VPER-008-25

Licenciada

Zelmar Rodríguez de Massiah

Administradora General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)

Ciudad.

Respetada licenciada Rodríguez de Massiah:

En atención a la Consulta Pública No.012-25-Elec, convocada desde el 26 de diciembre de 2025, para recibir comentarios y observaciones de la ciudadanía, con respecto a la “*Propuesta de modificación al Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, al Título V, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización y al Título VI, denominado Instalación y Financiamiento de nuevas infraestructuras con cargas mayores de 500 kW, todos del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica*”, le remitimos el documento adjunto con nuestros comentarios.

Se adjunta el documento en formato Word y en formato PDF, conforme fuera solicitado en la convocatoria.

Atentamente,



Santiago Díaz Gutiérrez

Presidente Ejecutivo, Encargado.

Comentarios al Tomo IV

Artículo 22.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una modificación; donde dice:

“...Adicionalmente, a partir del periodo de julio de 2030 a junio de 2034, se evaluará la calidad del servicio prestado en cada zona de concesión durante el último año calendario del período tarifario anterior, de existir incumplimiento en la calidad del servicio requerida, se aplicará un descuento en los costos operativos en el nuevo IMP...”

Lo reemplaza por:

*“...Adicionalmente, a partir del periodo de julio de 2030 a junio de 2034, se evaluará la calidad del servicio prestado en cada zona de concesión durante el **período tarifario anterior**, de existir incumplimiento en la calidad del servicio requerida, se aplicará un descuento en los costos operativos en el nuevo IMP. ...”*

COMENTARIO ENSA: Es importante señalar que esta nueva modificación propuesta implica cambios significativos en el sentido, en el alcance y en las consecuencias que para los implicados acarrea. Además, dicho sea de paso, este mismo artículo había sido cambiado recientemente, apenas en febrero de 2025. Del cambio implementado en ese mes, se deducía que la ASEP buscaba que aquellas empresas de distribución, que incumplieran frecuentemente sus indicadores de calidad en la prestación del servicio y demostraran dificultades para allanarse a las exigencias regulatorias, desarrollaran estrategias y tomaran medidas efectivas para corregir esta situación, utilizando los recursos aprobados en su Ingreso Máximo Permitido para tal fin y lograr con ello, que los efectos se evidenciaran en el transcurso del periodo tarifario vigente..

Sin embargo, con el nuevo cambio que se pretende introducir, el periodo para lograr resultados se acorta a revisiones anuales, lo cual puede afectar el desarrollo de una estrategia planificada y sostenible a largo plazo, para dar paso a acciones que generen resultados transitorios y de corto plazo, pero que pueden no ser sostenibles de manera continua. ENSA no está en desacuerdo con que se realicen seguimientos frecuentes y se evalúen constantemente los niveles de calidad del servicio, de hecho, sus resultados actualmente son sustancialmente mejores que lo que exige la regulación, ya que es una empresa comprometida

con entregar el mejor servicio, sin embargo, ante posibles aumentos futuros de las exigencias regulatorias, en los que la ASEP eleve los límites de cumplimiento, es importante que los operadores cuenten con tiempo suficiente para ajustar sus estrategias y adaptarse adecuada y metódicamente a esos nuevos estándares. Considerando lo anterior, ENSA propone que se mantenga la redacción actual del artículo 22, específicamente la parte que dice: “**...se evaluará la calidad del servicio prestado en cada zona de concesión durante el último año calendario del período tarifario anterior...**”

Adicionalmente, la ASEP propone agregar al final del párrafo el siguiente texto: “*El monto del descuento se determinará en proporción al grado de incumplimiento y a las diferencias encontradas en la evaluación de los costos operativos. Los criterios específicos, así como la metodología a utilizar, se presentan a continuación.*

- a) Generalidades. El monto del descuento se determina para cada año del período tarifario que concluye en proporción al grado de incumplimiento de las normas de calidad en ese año. La ASEP establecerá un límite al descuento que se determinará en función de las diferencias encontradas en la evaluación de los costos operativos.
- b) Información. *La información que se utiliza para el cálculo es la siguiente:*
 - *Valores aprobados para los costos de operación y mantenimiento de distribución, alumbrado público y comercialización para cada año del período tarifario.*
 - *Cantidad de clientes reales del período tarifario detallado por área.*
 - *Indicadores de calidad de servicio técnico por área de acuerdo con lo establecido en el Título IX Normas de calidad del servicio técnico del RDC. Esta información corresponderá a la información revisada y aprobada por la ASEP que excluye los casos aprobados de caso fortuito o fuerza mayor, de acuerdo con el siguiente detalle:*
 - *Indicador global SAIDI*
 - *Indicadores de calidad de servicio comercial por área de acuerdo con lo establecido en el TÍTULO X Normas de Calidad del Servicio Comercial, CAPÍTULO X.4: Niveles Globales de Calidad Comercial. Esta información*

corresponderá a la información revisada y aprobada por la ASEP que excluye los casos aprobados de caso fortuito o fuerza mayor, de acuerdo con el siguiente detalle:

- *Clientes reconectados después de una interrupción*
 - *Reclamaciones por inconvenientes de tensión resueltos dentro del término de tres meses*
 - *Conexiones del medidor dentro del término de 20 días*
 - *Reconexiones dentro del término de 48 horas*
 - *Respuesta a las notas de los clientes*
 - *Estimaciones en la facturación*
 - *Porcentajes de facturas rectificadas*
 - *Porcentaje de reclamaciones resueltas en plazo (PRA)*
- c) Metodología de cálculo. *El cálculo de los descuentos se realizará considerando los costos de operación, mantenimiento y administrativos reconocidos en el IMP en dos partes, la primera referida a los conceptos directamente relacionados a la actividad de distribución dentro de los que se encuentran los costos de operación y mantenimiento (OM) y costos de administración (ADM) del sistema de distribución y los de operación y mantenimiento asociados al alumbrado público (O&M_{ALUM}) y la segunda correspondiente a los costos de Comercialización (COM).*
- d) ***Descuento de los costos de operación y mantenimiento relacionados con la actividad de distribución (O&MyA_{Dist}).*** Para el descuento de los costos de operación y mantenimiento relacionados con la actividad de distribución se utiliza el indicador global de confiabilidad System Average Interruption Duration Index (SAIDI) que mide el tiempo total de interrupción promedio por usuario, los límites admisibles de este indicador están definidos en el Título IX del presente Reglamento.

Debido a que los límites admisibles se encuentran definidos por área representativa es necesario ponderarlos por la cantidad de clientes real de cada año del último período tarifario de cada área para obtener un único límite admisible ponderado (SAIDI admisible). Una vez establecido el SAIDI admisible, se considera la información real reportada por la empresa distribuidora y verificada por la ASEP con la que nuevamente

se ponderan los valores reales de SAIDI por áreas considerando la cantidad de clientes del último año del período tarifario, obteniendo un solo valor ponderado para el SAIDI real.

Para obtener el valor del SAIDI real se compara el valor real con el límite admisible, en caso de que el valor real se encuentre dentro del límite admisible se considera el valor del límite admisible para el cálculo del valor real del SAIDI. Se realiza esta consideración para que la desviación observada de este indicador no se vea afectada por los casos en los que se cumplió con el indicador en el área analizada.

Una vez calculados el SAIDI real ponderado y el SAIDI admisible ponderado se aplica la siguiente fórmula para determinar el descuento de los costos de operación y mantenimiento correspondientes a las actividades de distribución.

$$\text{Descuento } O\&M_{Dist} = \frac{O\&MyA_{Dist}}{8760} * (\text{SAIDI real pond} - \text{SAIDI admisible pond}) * k_D$$

Descuento $O\&M_{Dist}$: Descuento de los costos de operativos relacionados con la actividad de distribución.

$O\&MyA_{Dist}$: Costos de operación y mantenimiento de distribución, costos de administración y costos de operación y mantenimiento asociados al alumbrado público.

8760: Horas del año

SAIDI real pond: Promedio ponderado del SAIDI real por área que en los casos en los que el SAIDI de un área determinada cumpla con el límite admisible considera el límite establecido para que este indicador no afecte el resultado. La ponderación se realiza por el número de clientes reales del último año del período tarifario.

SAIDI admisible pond: Promedio Ponderado del SAIDI admisible por área. La ponderación se realiza por el número de clientes reales del último año del período tarifario.

k_D : Factor de amplificación del descuento que será determinado por la ASEP para cada período tarifario. Este factor se determinará considerando los efectos de otros indicadores de calidad que no están considerados en la fórmula y la ejecución de los costos de operación y mantenimiento reconocidos en el IMP.

e) Descuento de los costos de Comercialización ($O\&M_{Com}$). Para el descuento de los costos de comercialización se utilizan los siguientes indicadores globales de calidad:

- Clientes reconnectados después de una interrupción
- Reclamaciones por inconvenientes de tensión resueltos dentro del término de 3 meses
- Conexiones del medidor dentro del término de 20 días
- Reconexiones dentro del término de 48 horas
- Respuesta a las notas de los clientes
- Estimaciones en la facturación
- Porcentajes de facturas rectificadas
- Porcentaje de reclamaciones resueltas en plazo (PRA)

Inicialmente se considerará la información sobre la cantidad total de clientes relacionada con cada indicador, sobre este total se calculará la cantidad admisible de clientes con incumplimiento por cada indicador aplicando los porcentajes límite establecidos por cada indicador y cada área.

Posteriormente, se determinará la cantidad real de clientes con incumplimiento de los niveles de calidad establecidos por cada indicador y por cada área.

Luego se calculará la cantidad de Clientes Afectados por el Incumplimiento de los Niveles de Calidad (CAINC) como la diferencia entre la cantidad clientes y la cantidad real de clientes con incumplimiento. Esta diferencia se calculará únicamente en los casos en los que el valor real sea menor al límite admisible.

En los casos de los indicadores de Estimaciones en la Facturación y Porcentajes de Facturas Rectificadas, la diferencia se calculará restando de la cantidad real de clientes, la cantidad admisible. En los casos en los que la cantidad admisible sea mayor a la cantidad real el valor que se deberá incluir es igual a cero.

De esta manera no se considerarán diferencias con resultados negativos, en esos casos se considerará un valor de cero.

El cálculo se realizará aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{Descuento } O\&M_{Com} = \frac{COM}{\text{Clientes}} * \left(\sum_i CAINC_i \right) * k_C$$

Descuento O&M_{Com}: Descuento de los costos de O&M relacionados con la actividad de comercialización.

COM: Costos de Comercialización.

Clientes: Cantidad de clientes del último año del período tarifario.

*CAINC_i: Diferencia del indicador *i* entre la cantidad límite admitida de clientes y la cantidad real de clientes con incumplimiento. Esta diferencia se calculará únicamente en los casos en los que el valor real sea menor al límite admisible, caso contrario el valor utilizado será cero. Esta previsión aplica a todos los indicadores mencionados, excepto por, las Estimaciones en la Facturación y los Porcentajes de Facturas Rectificadas, indicadores para los cuales la diferencia se calculará restando de la cantidad real de clientes la cantidad admisible. En caso de que la diferencia resulte negativa se consignará valor cero.*

K_C: Factor de amplificación del descuento que será determinado por la ASEP para cada período tarifario. Este factor se determinará considerando los efectos de la base sobre la que se calculan los indicadores de calidad comercial y el número total de clientes y la ejecución de los gastos operativos reconocidos en el IMP.

i: Indicador global de calidad comercial

- f) **Aplicación de los descuentos.** El valor de los descuentos calculados se actualizará al periodo base del siguiente cálculo del IMP y las cifras actualizadas se descontarán del IMP que se reconocerá para el nuevo período tarifario.

Límites de los descuentos de costos operativos. La ASEP aprobará, para cada período tarifario, los límites aplicables a los descuentos de los costos operativos, considerando el mantenimiento del equilibrio económico-financiero de las empresas distribuidoras. Dichos límites se establecerán como parte integrante de la resolución que apruebe el IMP y se aplicarán en el cálculo de los descuentos de los costos operativos en el siguiente proceso tarifario. Los límites de definirán como porcentajes de descuento respecto del total de costos operativos y determinarán con base en: (i) la evaluación de los costos operativos efectivamente incurridos por las empresas distribuidoras en comparación con los costos operativos reconocidos, y (ii) el análisis

de los incentivos que dichos descuentos generan sobre la eficiencia en la gestión y la calidad del servicio técnico y comercial.”

COMENTARIOS ENSA: Los principales aspectos que llaman la atención y con los cuales no estamos de acuerdo son los siguientes:

- Dentro de la exposición de motivos, se expresa que: "Cuando la empresa distribuidora no utiliza los montos asignados para el adecuado mantenimiento de sus redes y esta subejecución se refleja en una calidad del servicio inferior a los estándares regulatorios, se aplicará una reducción a los costos de Operación, Mantenimiento y Administración reconocidos en el IMP". Esta declaración de motivos se asocia con la evaluación de costos que se enuncia en el art. 22 en el que se indica que ASEP hará una evaluación de "los costos operativos efectivamente incurridos (Administración, Operación y Mantenimiento y Comercialización) con los costos reconocidos en ese mismo período". A la luz de lo anterior se infiere que:
 - En primer lugar, la ASEP cuantificará si existen diferencias entre lo ejecutado y lo aprobado.
 - El descuento en el IMP se calculará tomando como base la diferencia entre lo ejecutado y lo aprobado (cuando lo ejecutado fuera menor a lo aprobado) y no la sobre la totalidad el IMP.
- Las distribuidoras actualmente deben pagar penalizaciones si presentan incumplimientos de los indicadores globales (además de las compensaciones a clientes individuales) estipulados en las normas de calidad del servicio técnico, las normas de calidad del servicio comercial y la norma de atención al público. Por lo tanto, las empresas estarían siendo doblemente penalizadas por la misma causa. Por lo tanto, consideramos que es necesario tomar alguna de las tres medidas indicadas a continuación:
 - En caso de mantener las penalizaciones a causa de incumplimientos en los indicadores de las normas de calidad del servicio técnico, comercial y de atención al público (Títulos IX, X y XI del Reglamento de Distribución y Comercialización) y también modificar el artículo 22, tal como se propone en esta consulta

pública, se debe restar del descuento calculado aplicando la metodología descrita en la modificación de este artículo, el monto de las penalizaciones efectivamente pagadas por las empresas, a causa de incumplimientos en los indicadores de las normas de calidad, durante el periodo tarifario evaluado.

- Eliminar de la regulación vigente las penalizaciones por incumplimiento de indicadores globales e individuales de las normas de calidad del servicio técnico, comercial y de atención al público (Títulos IX, X y XI del Reglamento de Distribución y Comercialización), para evitar que efectivamente se configure el doble efecto, generando una afectación excesiva e injustificada a las empresas, conservando los cambios propuestos al artículo 22.
- No realizar las modificaciones propuestas al art. 22 y mantener las penalizaciones por incumplimiento de indicadores globales e individuales de las normas de calidad del servicio técnico, comercial y de atención al público (Títulos IX, X y XI del Reglamento de Distribución y Comercialización).
- A la luz de lo anterior, en caso de que la ASEP opte por mantener la decisión de modificar el artículo 22, aplicando la metodología propuesta, solicitamos que se realicen los ajustes y se precisen los aspectos que se describen a continuación:
 - Debe especificarse si las variables O&MyADist y COM hacen referencia a valores aprobados o incurridos por las empresas. Se entiende que se trata de los valores aprobados
 - Los montos a descontar deben calcularse a partir de las diferencias entre los valores aprobados y los ejecutados y no sobre la totalidad de los costos de O&M, ADM y COM a considerar
 - La variable O&MyADist no debe incluir los costos de Alumbrado Público, ya que la metodología no tiene en cuenta para la evaluación de cumplimiento, indicadores de desempeño relacionados con este servicio y, además, el ingreso máximo permitido correspondiente a alumbrado público no se establece bajo los mismos principios y criterios de eficiencia que se contemplan en la definición del ingreso

máximo permitido para O&M de distribución, comercialización y administración.

- En la práctica, los costos incurridos se ven afectados por muchas situaciones no contempladas y que no están bajo el control de las empresas, p.ej. el cambio de densidad de población de un determinado corregimiento durante el periodo tarifario. Cualquier metodología que se desarrolle debe considerar este tipo de aspectos.
- En cuanto a los costos de administración, solicitamos que:
 - Primero, que se comparan los valores ejecutados con los aprobados y, si lo ejecutado fuera inferior a lo aprobado, la diferencia debería asignarse proporcionalmente al cálculo de cada uno de los descuentos, dado que no se pueden atribuir los costos ADM sólo a los costos O&M de distribución.
 - Debe calcularse un único indicador CAINC. Con la formulación propuesta, el descuento es creciente con la cantidad de indicadores globales de calidad comercial. Es decir, el simple hecho que se agregue un indicador más al cálculo, impactará generando un aumento del descuento. Proponemos que a cada CAINCi se le aplique una ponderación en función del peso proporcional que cada indicador tiene en la gestión comercial de la empresa y que dicha ponderación sea establecida y divulgada para conocimiento público por el Regulador.
 - Dadas las grandes diferencias en cuanto a la cantidad de casos que se evalúan en cada uno de los indicadores de la Norma de Calidad del Servicio Comercial (Título X Reglamento de Distribución y Comercialización), para que el cálculo del Descuento O&M_{Com} tenga sentido, es necesario homologar los valores CAINCi, previo a sumarlos. Esto debe hacerse porque, por ejemplo, si un indicador presenta 10000 casos evaluados y de ellos la empresa incumplió 200, su porcentaje de incumplimiento sería del 2% y, si su límite admisible es 1%, entonces el CAINCi de este indicador sería 100. Si en otro indicador, la cantidad de casos evaluados es mucho menor, por ejemplo 1000, y su límite admisible es 10% (100 casos), y la empresa incumplió 200, es decir que apenas tuvo el 80% de cumplimiento o, en otras palabras, tuvo 20% de incumplimiento, tendría el mismo CAINCi que el primer

- indicador (100), a pesar de que su nivel de incumplimiento fue mucho mayor (2% vs 20%).
- La definición del propio indicador y su aplicación debe ser revisada, toda vez que menciona “Esta diferencia se calculará únicamente en los casos en los que el valor real sea menor al límite admisible.” En los casos de indicadores que establecen valores mínimos (por ejemplo, % de clientes reconectados después de una interrupción), la redacción es correcta. Sin embargo, en los casos en el que el indicador corresponda a valores máximos (por ejemplo, % máximo de facturas rectificadas), la diferencia se debe calcular cuando el valor real sea mayor al límite admisible. De lo contrario, se estarían aplicando descuentos a las distribuidoras cuando los resultados son mejores que los límites regulatorios, lo cual no tiene sentido.
 - No existe una metodología que explique cómo la ASEP calculará los límites aplicables a los descuentos de los costos operativos, aunque señala que considerará el mantenimiento del equilibrio económico-financiero de las empresas distribuidoras, esto brinda una completa incertidumbre y otorga discrecionalidad absoluta al Regulador, lo que introduce un riesgo regulatorio no considerado, ni cuantificado en la definición del riesgo intrínseco que se realizó cuando se estableció la tasa de rentabilidad aprobada a través de la Resolución AN No. 21170-Elec del 22 de diciembre de 2025.
 - Solicitamos que se ponga a consideración de los interesados y se divulgue ampliamente para su revisión y consultas, antes de que se aprueben los cambios propuestos por la ASEP al Reglamento de Distribución y Comercialización, la metodología claramente descrita de cómo se calculará este porcentaje máximo que podrá ser descontado del Ingreso Máximo Permitido (IMP) o, en su defecto, se indique si esto hará parte de un capítulo especial de la consulta pública que se lanzará en próximos días para definir el IMP que regirá en el siguiente periodo tarifario (julio 2026 – junio 2030) y, por ende, será susceptible de ser comentado y revisado como parte de ese proceso. Igualmente, es necesario que fije la relación entre el porcentaje a descontar en un IMP con los límites de los

indicadores a medir, puesto que cambios en el valor de éstos durante el periodo de medición pueden afectar significativamente el desempeño de la empresa, máxime si no se consideraron las inversiones necesarias para ello. Es entonces un requisito vital que únicamente se varíe cualquier límite o se establezca un nuevo indicado previo a un nuevo cálculo de IMP y dando el tiempo necesario para definir el plan y las inversiones requeridas y su plazo de aplicación.

- En el mismo sentido del comentario referido al límite máximo de descuentos aplicables a los costos operativos, la metodología para definir los factores de amplificación del descuento K_D y K_C , también debe definirse clara y explícitamente y ponerse a consideración de los interesados con anticipación suficiente, en aras de reducir la incertidumbre y el riesgo que ella implica. Un ejemplo claro del nivel de riesgo que estos factores introducen se evidencia en el texto referido al indicador K_D , que dice: “se determinará considerando los efectos de otros indicadores de calidad que no están considerados en la fórmula”, lo cual concede a la ASEP completa discrecionalidad para incluir cualquier indicador, a su criterio y voluntad, sin que medie ninguna discusión o proceso de consulta, incluso indicadores no contemplados en el Título IX (Norma de Calidad del Servicio Técnico) del Reglamento de Distribución y Comercialización. En ese sentido, aunque conviene que la regulación sea dinámica para adaptarse a los cambios en los sistemas y en los mercados, no es menos cierto que los procesos de modificación normativa exigen procesos de consulta, como lo establecidos en la Ley 38, precisamente porque buscan evitar arbitrariedades desde la administración pública, y cualquier aplicación de una norma sobre el regulado esté establecida sobre criterios claros y conocidos. En esa línea de pensamiento, si para incorporar algo nuevo debe cumplirse con un debido proceso, no es adecuado incorporar aspectos en la norma que, si bien pasaron por un proceso de aprobación, luego puedan tomar cualquier valor sin pasar por una consulta previa.
- Los principios de una correcta regulación incluyen una alta predictibilidad y transparencia, sin dejar de lado la seguridad jurídica, de forma que los regulados puedan inferir cuáles serán las consecuencias de cada posible acción. En ese sentido, el Regulador no debe dar cabida a elementos que

amplíen la incertidumbre natural del sector, como la que producirían las amplias discrecionalidades que se discuten en estos comentarios.

- Por lo antes señalado;
 - Solicitamos eliminar de las fórmulas planteadas en el artículo 22 los factores K_D y K_C , dado que su cálculo no está soportado ni descrito a través de una metodología clara y verificable, lo que impide determinar el impacto real de dichos factores sobre los valores del descuento a aplicar y puede representar efectos totalmente desproporcionados sobre las empresas distribuidoras, comprometiendo incluso su viabilidad.
 - En caso de que la ASEP insista en mantener estos factores de ampliación, su metodología de cálculo y los criterios atinentes a ellos, deben ponerse a consideración de los interesados y divulgarse ampliamente para su revisión y consultas, antes de que se aprueben los cambios propuestos por la ASEP al Reglamento de Distribución y Comercialización, no sin garantizar que dicha metodología y criterios sean claros y detallados, de tal manera que las reglas con las que se determinarán estos factores permitan predecir sus efectos y estimar sus impactos con precisión.
 - Si se hace referencia a algún indicador que afecte el cálculo, dicho indicador debe quedar señalado en la modificación y cómo su valor afectará el resultado.
- Por último, como balance general, se observa que la metodología en comento establece un régimen de penalidades o castigos por incumplimiento de los niveles de calidad exigidos en la regulación, si no se ha ejecutado la totalidad de los recursos destinados a la operación y mantenimiento de la infraestructura de distribución y al servicio de comercialización de energía eléctrica. Sin embargo, no se observa una política de incentivos para que las empresas distribuidoras que logren niveles de desempeño superiores a los límites regulatorios, los mantengan en ese nivel superior o, incluso, los sigan mejorando. Esta metodología, al no tener ningún incentivo para que los indicadores estén (se mantengan) mejor que el límite admisible, puede llevar a que en la práctica sus usuarios perciban un deterioro o no perciban ninguna mejora en la prestación del servicio, pues ese sería el mejor escenario financiero para la empresa; simplemente situarse en cerca del nivel regulatorio, lo

cual ya no les representaría esfuerzos adicionales significativos en cuanto costos de O&M y COM.

- Un ejemplo de ello es cuando se menciona “*Para obtener el valor del SAIDI real se compara el valor real con el límite admisible, en caso de que el valor real se encuentre dentro del límite admisible se considera el valor del límite admisible para el cálculo del valor real del SAIDI. Se realiza esta consideración para que la desviación observada de este indicador no se vea afectada por los casos en los que se cumplió con el indicador en el área analizada.*” La afectación en comento sería que el cálculo de la ecuación arrojaría un valor negativo, es decir una compensación interzonal entre las áreas que cumplen y aquellas que eventualmente no lo hagan.
- **Se sugiere que se reevalúe el esquema, para que además de contemplar castigos incluya incentivos, que motiven a las empresas a seguir mejorando los indicadores de calidad de servicio, cuando se hayan alcanzado y superado los límites regulatorios.**

Artículo 33.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una adición al final del artículo, incluyendo lo siguiente:

“...que utilicen los activos de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Aquellos ingresos por actividades no reguladas que no utilicen los activos de distribución y comercialización deberán ser debidamente informados al regulador mediante la contabilidad regulatoria, habilitando los auxiliares contables necesarios para asegurar la coherencia con los estados financieros y la debida segregación de los ingresos, permitiendo identificar lo correspondiente a las actividades reguladas y no reguladas.”

COMENTARIO ENSA: Debemos señalar que actualmente en el formulario ER-01 no hay formato para reportar el detalle de los Otros Ingresos y se presenta en único total. En ese sentido, ENSA no podría cumplir con el requerimiento hasta que la ASEP realice los ajustes necesarios a los formularios correspondientes.

Capítulo IV.7

Se adiciona una sección completa destinada a la incorporación de una tarifa dedicada a la movilidad eléctrica en las estaciones de carga de vehículos eléctricos de propiedad de las empresas distribuidoras.

COMENTARIO ENSA: Reconocemos un gran interés de la ASEP en buscar mecanismos que viabilicen la recuperación de las inversiones en materia de carga eléctrica, para las estaciones de carga de propiedad de las empresas de distribución. En ese sentido se ha planteado un esquema en el cual se desarrolla todo un Ingreso Máximo Permitido asociado a los activos y costos de administración, operación y mantenimiento de estas instalaciones lo que se traduce en una explícita separación de actividades del negocio de distribución y comercialización.

Sin embargo, este tipo de planteamiento lo que ocasiona es que los costos de la tarifa resultante, al no estar diluidos en una base lo suficientemente grande, generen valores unitarios muy altos, que a su vez incidirán en una baja utilización. En el caso de empresas cuya principal actividad económica es la venta de energía en estaciones de carga sin una tarifa regulada, las reglas de mercado determinarán el precio. En el caso de empresas reguladas, el precio que se defina determinará la rentabilidad de la inversión.

La propuesta planteada genera que no haya incentivos para que las distribuidoras instalen nuevas estaciones de carga o que los precios queden muy altos en esta etapa de inicio de la electromovilidad en Panamá. Establecer un precio menor al que resulte del IMP, que es la posibilidad que ofrece esta metodología, implicaría que la diferencia entre el valor regulado y el precio final de venta sea un costo para la empresa, sin remuneración asociada; ya que, si una estación de carga no es rentable, la empresa no puede diluir ese costo en la tarifa general. Esto significa que el riesgo financiero lo asume 100% la distribuidora. Una opción viable sería que durante los primeros años de operación y hasta que el mercado de la movilidad eléctrica se consolide, las estaciones de carga de la distribuidora formen parte de su base de capital general para distribución y comercialización, como un proyecto especial. Una vez el mercado madure y la demanda crezca, entonces se segregaría y se aplicaría una metodología tarifaria como la que la ASEP propone en esta consulta pública. Esto reduce el riesgo de inversión inicial y permite que las distribuidoras dediquen parte de sus recursos a la expansión de la electro movilidad, alentando la expansión de las estaciones de carga con que cuenten los usuarios de vehículos eléctricos.

En caso de que la ASEP prefiera mantener el esquema propuesto en esta consulta, se sugiere incluir un mecanismo donde, si la energía real vendida es menor a la proyectada, la distribuidora pueda recuperar la diferencia en el siguiente periodo tarifario. También sería factible que la empresa tenga la facultad de variar la tarifa comercialmente, dentro de una banda de precios aprobada previamente, sin tener que ir a una resolución nueva cada vez que el mercado cambie.

Lo anterior debe valorarse considerando que si lo que se busca es incentivar la movilidad eléctrica, la disponibilidad de una red sólida y diversa de puntos de recarga es necesaria, indispensable. En ese sentido, las empresas distribuidoras son quienes están mejor posicionadas para brindar este servicio, incluso en áreas con baja rentabilidad. Dejar únicamente a en manos de privados este rubro, hará que la red de cargadores sólo se desarrolle en ciertos polos de la ciudad, considerados “muy rentables”, dejando fuera a sectores socioeconómicos más bajos, que podrían acceder a la tecnología, pero que requieren estaciones de carga cercanas a su ubicación y, de quedar esto limitado a la eficiencia económica (no subsidiada por la tarifa eléctrica) posiblemente no se desarrollará. Esto es un criterio que debe evaluarse incluso a nivel de política energética por parte del Estado.

Otro comentario a favor de nuestra propuesta, es que se definiría un único valor para toda el área concesionada. En este punto es importante tener en claro las exigencias de cobertura al que puedan estar sujetas las empresas distribuidoras. Si hubiera una exigencia de cobertura en distintas áreas geográficas, una tarifa única daría lugar a lo que se conoce como “descrème” del mercado por parte de otros competidores: otras empresas ingresarán en áreas geográficas rentables (aquellas que tengan mayor demanda, lo que permite alcanzar costos medios más bajos), dejando las áreas menos rentables sin atender y que deberían ser atendidas por las empresas distribuidoras.

Si no hubiera obligación de cobertura, la metodología propuesta es razonable y será potestad de cada empresa distribuidora instalar cargadores en aquellas áreas que le resulten de mayor interés.

Comentarios adicionales al Tomo IV

Dentro de la gestión regulatoria que realizan las empresas distribuidoras, basadas en experiencias previas de procesos anteriores y con miras al nuevo Régimen Tarifario 2026-2020, ENSA ha remitido en varias oportunidades, comentarios y propuestas de modificación al Reglamento de Distribución y Comercialización, observando que

algunas de las solicitudes fueron incorporadas en el presente consulta para recibir retroalimentación de los interesados y poder tomar una decisión respecto de dichos temas.

Por otra parte, hubo temas que, a pesar de que fueron planteados en repetidas ocasiones, no se han discutido ni considerado en el contexto de la revisión cuatrienal del Reglamento de Distribución y Comercialización, por lo que su tratamiento puede exceder el alcance esperado; no obstante, por tratarse de asuntos que son de gran relevancia para ENSA, aprovechamos la oportunidad para mencionarlos nuevamente, con el respeto acostumbrado, a fin de que sean incluidos en las propuestas a modificar del RDC.

Artículo 74.

Se le propone a la ASEP que el artículo 74 quede redactado de la siguiente manera:

Artículo 74 Las empresas distribuidoras podrán ofrecer opciones tarifarias a sus clientes, con las limitaciones impuestas por el nivel de tensión y otras que puede proponer la distribuidora de ser aprobadas por la ASEP. La empresa distribuidora estará obligada a aceptar la opción que los clientes elijan, en los casos donde, debidamente sustentando por la empresa distribuidora, se compruebe que la tarifa elegida por el cliente es inadecuada con respecto a la infraestructura eléctrica encontrada. La empresa distribuidora podrá realizar el cambio de tarifa de forma inmediata y cobrar la diferencia entre el costo de conexión pagado originalmente por el cliente y el costo de conexión al que corresponde su tarifa de acuerdo a sus instalaciones y consumo.

Esta oferta considerará adicionalmente tarifas horarias que incentiven el uso eficiente de la energía, las cuales deberán proponerse con base en el análisis de las características de consumo de los usuarios que permitan identificar un bloque horario en punta y dos o más bloques horarios fuera de punta. El análisis debe considerar el consumo destinado a la recarga de vehículos eléctricos.

El sustento es el siguiente: Es importante que en los casos que se evidencie que la capacidad instalada del cliente refleje una demanda mayor a 15 kW la empresa distribuidora tenga la potestad de hacer los cambios de forma inmediata sin necesidad de esperar los 4 meses y realizar el cobro del costo de conexión de acuerdo con la tarifa real del cliente. De lo contrario, durante el periodo de 4 meses que estos clientes no estarán cubriendo su parte de los costos de abastecimiento de potencia pudieran

estarse dando transferencia de costos a otros clientes regulados que tampoco pagan demanda, lo cual no refleja la realidad de costos de estos clientes.

Artículo 75.

Se le propone a la ASEP la siguiente modificación, en el literal b) del artículo 75 incluir la redacción al final:

“b) En los casos de clientes nuevos a los que se haya asignado una tarifa con demanda, pero su demanda leída sea menor al límite establecido de 15 kW, y si al cuarto mes de facturación se mantiene de esa manera, se le reclasificará y facturará con tarifa sin demanda hasta que el cliente se encuentre en condiciones de reclasificación tarifaria, según lo establecido en el literal c.

Así mismo, en los casos de clientes nuevos según corresponda a los que se les haya asignado una tarifa simple, pero su demanda leída sea mayor al límite establecido de 15 kW, y si al cuarto mes de facturación se mantiene de esta manera, se le reclasificará y facturará con tarifa con demanda hasta que el cliente se encuentre en condiciones de reclasificación tarifaria, según lo establecido en el literal c.”

El sustento es el siguiente: Es un caso análogo al cambio que se debe dar cuando existan una mala aplicación en la tarifa asignada para un nuevo suministro en Baja Tensión con Demanda, se debe considerar en un cliente al que se le asignó una categoría simple, pero presenta demandas superiores a los 15kW, se le debe asignar una tarifa con demanda. Además, el criterio de tarifa simple (hasta 15 kW) o tarifa con demanda (más de 15 kW) debe aplicarse a todos los clientes por igual indistintamente de que sea cliente residencial o no.

Ahora bien, la aplicación de las condiciones tarifarias debiera ser simétrica; es decir si para un cliente nuevo que originalmente fue clasificado con una tarifa mayor, al cuarto mes se le puede bajar de tarifa, asimismo debe funcionar en ambos sentidos. En este podría explorarse también una redacción genérica: “b) En los casos de clientes nuevos, en función del equipamiento que tengan se les hará una asignación inicial, ya sea con o sin demanda. Si durante los primeros cuatro meses, la realidad de su demanda leída demuestra que en realidad le correspondía el otro tipo de tarifa, se le reclasificará y facturará con tarifa sin o con demanda, según corresponda, hasta que el cliente se encuentre en condiciones de reclasificación tarifaria, según lo establecido en el literal c.”

Artículo 85.

Se le propone a la ASEP que el artículo 85 quede redactado de la siguiente manera:

“Artículo 85. A todos los Clientes Finales se les deberá tomar la lectura de su medidor eléctrico mensualmente, o sea 12 veces en un periodo de 365 días o 366 para los años bisiestos. En zonas rurales de difícil acceso o acceso restringido, se permitirá tomar lectura cada dos meses sin que ello afecte el suministro de la facturación mensual o implique penalidades a las Empresas Distribuidoras. Las estimaciones que se realicen bajo este esquema estarían excluidas del indicador de facturas promediadas establecidos en la Norma de Calidad del Servicio Comercial, para lo cual se deberá informar y contar con la aprobación de la autoridad ASEP.

Para cada uno de los meses del año, las Empresas Distribuidoras deberán programar sus cronogramas para que en términos generales se les facture la cantidad de días que tiene el mes a facturar, y que en aquellos casos que por razones fuera del control de las empresas no se pueda realizar de esta forma debe asegurarse que a ninguno de sus Clientes Finales se les facture se más de 31 días ni menos de 28 días, con excepción de aquellos clientes que se les haya instalado el medidor por primera vez o a los clientes que se les finalice la cuenta antes de su ciclo de facturación.

Iniciando con los días reales de facturación de la primera factura del año de los Clientes Finales, las distribuidoras deberán ajustar el calendario de lectura de aquellos clientes que hayan resultado con 31 días de facturación y con 28 días de facturación, de manera de cumplir la meta anual de 365 o 366 días de facturación, según sea el año.

La empresa distribuidora suministrará el detalle de lectura realizada para consulta del cliente utilizando al menos uno de los siguientes medios:

1. La persona encargada de leer el medidor dejará en la propiedad del cliente una constancia de la lectura con el detalle de la misma.
2. La constancia de lectura será enviada de manera digital indicando la fecha/hora de la misma.

El sustento es el siguiente:

- a. Toma de lectura en zonas rurales, de difícil acceso o de acceso restringido: Se debe considerar la opción de frecuencias menores en la toma de lectura (bimestral, trimestral u otras) en aquellas comunidades determinadas como zonas rurales, cuyo acceso es limitado, restringido y/o de difícil acceso.

Algunos factores que la entidad debe considerar y lo que imposibilita el proceso de toma de lectura en áreas denominadas de difícil acceso o acceso restringido son:

- Impedimento a técnicos al acceso declarado por autoridades competentes.
- Disponibilidad de frecuencias limitadas para medios de transporte públicos de acceso a dichas comunidades.
- Se requiere la entrada con transportes especiales para poder cumplir con la fecha de lectura: vuelos privados, “taxis acuáticos”, ferry, etc.
- La frecuencia de viajes reducida.
- Planeación para la toma de lectura en ocasiones requiere: o Viajes hasta dos días antes de la toma de lectura. o Personal pernocte en áreas apartadas. o Registro de lecturas para generación de factura varios días después de la toma de lectura por limitantes en telecomunicaciones, lo que reduce o elimina el tiempo disponible para ejecutar procesos de control de calidad de factura realizados por las distribuidoras de manera preventiva.
- Incremento en la dificultad de la toma de lectura durante la estación lluviosa.

Por ello, la empresa distribuidora debiese tener la posibilidad de informar a la ASEP, conforme estime conveniente, las zonas rurales que califican como de difícil acceso o acceso restringido, única y exclusivamente con la finalidad de brindar flexibilidad en cuanto a la lectura del medidor de los clientes a nivel bimestral.

Tal calificación no afectará la gestión del suministro de la facturación mensual al cliente, ya que en estas zonas de difícil acceso o acceso restringido sería posible gestionar la entrega de facturas puesto que no requiere de personal técnico especializado en sitio. En tal sentido, para la lectura de los medidores es necesario contar con personal técnico calificado el cual debe desplazarse, y por ello es necesario tener por parte del regulador mayor flexibilidad en cuanto a la toma de lectura. Se deja claridad que estos clientes ubicados en zonas de difícil acceso o acceso restringido tendrán mínimo 6 lecturas anuales y las 12 facturaciones habituales al año (máximo 6 de estas, sin ser continuas, serían gestionadas mediante la figura de estimación).

El uso de la opción de estimación sería adecuado y ello no generaría inconformidad por parte de los clientes con facturas estimadas, en estas áreas de difícil acceso, considerando que el consumo de este tipo de clientes presenta mínimos niveles de variación a diferencia de las áreas urbanas donde su consumo es más variable por razones socio-económicas. Las estimaciones que se realicen bajo este esquema estarían excluidas del indicador de facturas promediadas establecidos en la Norma de Calidad del Servicio Comercial

- b. Como excepción al cumplimiento de la facturación entre 28 y 31 días se incluyen los clientes a que se les finalice la cuenta antes de su ciclo de facturación.
- c. Entrega de Comprobante de Lectura: Se debe permitir la flexibilidad en el método de entrega de comprobantes de lectura para permitir hacer uso de los avances en tecnología y de medios digitales que ha dispuesto la Empresa Distribuidora para con sus clientes. En ese sentido, se solicita la inclusión del envío de Comprobantes de Lectura por medios electrónicos como correos, SMS u otros medios, para adaptar el proceso al uso de nuevas tecnologías como la de medición inteligente en la que no se requiere la toma de lectura presencial.

Net Billing en Autoconsumidores.

1.1 Net billing en Autoconsumidores

El esquema de facturación establecido en el actual Procedimiento de Autoconsumo corresponde al esquema conocido como medición neta (net metering). Según este esquema, el usuario es facturado de la siguiente manera:

- El cargo fijo y el de demanda (kW) se facturan como un usuario regulado de la categoría a la que pertenece
- En cuanto al cargo por energía (kWh):
 - Si resulta en consumo neto por parte del usuario, se aplica el cargo por energía de la categoría
 - Si resulta en inyección neta por parte del usuario, se acumula como crédito.

Entendemos que este esquema no genera señales de precio adecuadas, generando las siguientes distorsiones:

- El cliente autoconsumidor no contribuye a remunerar adecuadamente en función del uso aquellos componentes (tanto de IMP, como de generación) que

están energizados. Es decir, la medición neta no refleja el uso que hace el autoconsumidor en su rol de consumidor. Para citar un ejemplo, si el cliente inyecta a la red la misma energía que consume (medición neta igual a 0) no pagaría en absoluto ninguno de los componentes energizados de la tarifa a pesar de haber hecho uso de la red de distribución y de otros componentes del abastecimiento. Lo anterior se evidencia en los siguientes cargos:

- Componentes asociados al IMP: Cargo de Comercialización por energía; Cargo de Distribución por energía (en el caso de los BTS y eventualmente en categorías con cargos por demanda si eventualmente ASEP decide que se energice parcialmente), Cargo de Pérdida de Distribución por energía, Alumbrado Público
- Componentes asociados al abastecimiento: Cargo de Transmisión por energía, Pérdida de Transmisión por energía, Cargo de Potencia de Generación energizado, Cargo por Abastecimiento de Alumbrado Público
- La situación planteada es especialmente evidente en el caso de clientes BTS donde todos los componentes están energizados.
- Los clientes que NO son autoconsumidores se ven afectados con mayores tarifas resultado de la necesidad de que las tarifas en su conjunto permitan recuperar el IMP. Este efecto será más relevante a medida que crezca el universo de clientes autoconsumidores. Es decir, el efecto final del esquema actual es el de un subsidio implícito de clientes NO autoconsumidores hacia los clientes autoconsumidores.

Consideramos que el esquema que se propone de balance neto de facturación (conocido también como net billing) es superador brindando las señales de precio correctas dado que remunera a la generación inyectada por el usuario de acuerdo al costo de oportunidad de esa energía inyectada y se responsabiliza al cliente por el uso que hace de la red y demás costos cuando actúa como consumidor.

Por lo anterior se propone lo siguiente:

1.1.1 Esquema de facturación

El esquema de facturación que proponemos es el siguiente:

En todos los casos, el cálculo de la compensación que recibirá el cliente se realizará bajo el modelo de Balance Neto de Facturación. La recaudación por la energía

inyectada será administrada por la Empresa Distribuidora. El proceso se realizará de acuerdo con lo establecido a continuación:

- a. La Empresa Distribuidora comprará, reconocerá y, en caso de corresponder, abonará al cliente autoconsumidor toda la energía que éste inyecte a la red de distribución generada a partir de fuentes renovables y limpias. La Empresa Distribuidora hará, juntamente con la lectura de la demanda leída y la energía consumida de la red, la lectura de la energía entregada por el cliente a la red de distribución para su posterior reconocimiento en la factura conforme lo establecido en el presente artículo.
- b. El cálculo de la compensación que reconocerá la Empresa Distribuidora al cliente autoconsumidor, se efectuará conforme se establece en el inciso c) del presente artículo, reconociendo como tarifa de la energía entregada por el cliente al cargo por energía de generación (B./kWh) más el cargo por energía de las pérdidas de distribución (B./kWh) de la categoría tarifaria a la que pertenece el cliente. Para aquellos clientes autoconsumidores cuyo servicio contratado con la Empresa Distribuidora discrimine el precio de la energía dentro de su esquema tarifario en bloques horarios, la energía entregada por el cliente le será reconocida, abonada y liquidada al precio de cada bloque horario según corresponda. El cliente autoconsumidor debe pertenecer a categorías tarifarias con medición y facturación de demanda (kW).
- c. La facturación estará a cargo de la Empresa Distribuidora. Cada cliente autoconsumidor contará con un único medidor bidireccional. Al finalizar cada período de facturación, el cliente autoconsumidor recibirá una factura con el detalle del volumen de la energía y la demanda consumida de la red, así como el de la energía entregada a la red, expresados en kilovatios- hora (kWh), y los precios correspondientes a cada uno por unidad, expresados en Balboas por kilovatio-hora (B./kWh). Una vez desglosados los valores monetarios de energía y demanda consumida y energía entregada a la red se indicará el balance que habrá de ser liquidado. La totalidad de la energía eléctrica que el cliente autoconsumidor entregue a la red de la Empresa Distribuidora será medida, registrada y liquidada por la Empresa Distribuidora, y deberá verse reflejada en la factura del mismo período y de forma independiente a la energía demandada por el cliente autoconsumidor. La Empresa Distribuidora deberá hacer públicos los precios de reconocimiento de la energía entregada a la red producto de la generación de energía eléctrica de fuente renovable en sus correspondientes cuadros tarifarios bajo la fiscalización de la ASEP. Los

créditos o saldo monetario a favor del cliente autoconsumidor que se pudieran acumular deberán ser informados en la factura conforme se estable en el inciso e). La energía y demanda consumida será liquidada de acuerdo a la tarifa de cliente regulado que le corresponda. También se facturará el cargo fijo correspondiente.

MECANISMO DE LECTURA DE LA ENERGÍA ENTREGADA A LA RED. La Empresa Distribuidora deberá reconocer y liquidar lo correspondiente a las lecturas reales de la energía eléctrica efectivamente entregada a la red por parte del cliente autoconsumidor. La lectura de la energía inyectada recibirá el mismo tratamiento que la lectura por la energía eléctrica demandada.

- d. Si por compensación realizada en el balance neto de facturación, resultare un crédito o saldo monetario a favor del cliente autoconsumidor en un determinado periodo de facturación, este saldo será automáticamente imputado a la facturación del período siguiente. De persistir el crédito a favor del cliente autoconsumidor, luego de realizada la re imputación de créditos antes referida, éste podrá solicitar la retribución del saldo favorable que pudiera haberse acumulado en su cuenta de Usuario, según el punto e).
- e. Retribución de Créditos. Todo cliente autoconsumidor tiene el derecho a la retribución de sus créditos acumulados por la energía entregada a la red.

1.2.1 Esquema de Pago

Los pagos por los créditos acumulados, de existir, se harán, a solicitud del cliente autoconsumidor a través de cheque, ACH o se acreditarán en dinero a la cuenta de electricidad del cliente autoconsumidor, y se aplicarán de acuerdo a lo siguiente:

- a. Créditos Anuales: Los Créditos a favor del cliente que seleccione un período anual se contabilizarán del 1 de enero al 31 de diciembre, y deberán pagarse al cliente, de existir excedentes, antes del 16 de febrero del año siguiente.
- b. Créditos Semestrales: Los Créditos a favor del cliente que seleccione un período semestral, se contabilizarán del 1 de enero al 30 de junio (primer semestre) y del 1 de julio al 31 de diciembre (segundo semestre), y deberán pagarse al cliente, de existir excedentes, en el caso del primer semestre, antes del 16 de agosto del semestre siguiente, y en el caso del segundo semestre, antes del 16 de febrero del año siguiente.

1.3.1 Transición

Para facilitar la transición a este esquema se propone:

- Aplicación inmediata para nuevos autoconsumidores
- Actuales clientes autoconsumidores: mantenimiento del esquema actual de net metering hasta que haya transcurrido 5 años de su acogida al esquema.

Comentarios al Título V

Artículo 4.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone las siguientes modificaciones en el artículo 4:

- Añadir el “...derecho posesorio ...” dentro de las posibles situaciones de tenencia de un bien inmueble a nombre del cliente; esto en el numeral i) del literal b)
- Añadir dentro de las autoridades habilitadas para emitir una certificación en las comunidades comarcales a un “...Juez Comunitario o Autoridad Tradicional de los Pueblos Indígenas o un Delegado Comunitario del lugar, y una...”; esto en el numeral vii) del literal b).
- Hacer la aclaración en el último párrafo cuando se refiere a las modalidades en que pueden hacerse las solicitudes de servicio, que al tratarse de agencias es “...en sitio o por vía electrónica...”

COMENTARIO ENSA: Luego de analizar la propuesta, tenemos los siguientes comentarios:

- Estamos de acuerdo con las adiciones propuestas por la ASEP.
- Adicionalmente solicitamos que en el numeral i) del literal b) se agregue lo siguiente al final “En el caso de terrenos privados carta notariada de autorización del dueño de la tierra que permita que se ceda parte del terreno.” Esto con la finalidad de evitar demandas futuras a la empresa.
- Solicitamos agregar un numeral x) adicional como sigue “En el caso de áreas rural con densidad concentrada, dispersa y muy dispersa, que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez de Paz.”
- Solicitamos agregar un literal g) con los Requisitos para el Servicio Prepago, los cuales resumimos a continuación:
 - i. Copia de la cédula de identidad personal vigente o pasaporte vigente (o carné de la Dirección de Migración y Naturalización) en el caso de extranjeros para persona natural. Copia del

certificado de Registro Público de la Sociedad Anónima para la persona jurídica.

ii. **En caso de que la persona natural o el representante legal de una sociedad no pueda asistir personalmente a firmar el contrato de suministro, se deberá aportar:**

- **Para persona natural: Carta de autorización original vigente (6 meses) con copia de la cédula del otorgante y del autorizado.**
- **Para persona jurídica: Poder notariado y copia de cédula del poderdante (otorgante) y apoderado (autorizado).**
- **Copia simple de la Certificación Eléctrica emitida por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá.**

Las solicitudes anteriores consisten en requisitos que, hemos constatado, son necesarios en la operación y facilitarán la gestión oportuna de las solicitudes de los clientes, evitando problemas futuros a la empresa, las autoridades y los propios clientes.

Artículo 15.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una adición en el artículo, para referirse a extensiones del servicio temporal, cuando se trate de periodos mayores a noventa (90) días:

“...En caso de que la necesidad del servicio temporal se extienda por más de noventa (90) días, el cliente deberá presentar informes de avance trimestrales en los cuales se incluya la fecha estimada de terminación del servicio temporal.”

COMENTARIO ENSA: No estamos de acuerdo con la inclusión. En principio, no parece necesaria esta adición, toda vez que se establece, en el apéndice C del Pliego de Distribución, que el contrato temporal tiene una duración mayor a la establecida de noventa (90) días, llegando incluso a tres (3) años. Además, en la propuesta se le está dando la responsabilidad de este proceso administrativo al cliente, pero sin consecuencia para él, es muy poco probable que lo cumpla. En síntesis, con esta redacción que se está proponiendo, se generan más procesos administrativos para el distribuidor, quien ahora deberá instar al cliente para que cumpla una obligación que

le correspondería exclusivamente a él. No se indica tampoco en esta consulta, que sucedería si el cliente no cumple con dicha obligación, qué mecanismos tendría la empresa para coaccionar al cliente y conminarlo a que lo haga ¿será sujeto a alguna sanción o al corte del servicio? En apariencia, no es el espíritu de la norma.

Artículo 16.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una adición en el artículo, para aclarar la vigencia de las certificaciones expedidas entre otros, por el Registro Público y establecer dicha vigencia en un año. Adicionalmente, establece “en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles” el tiempo en que la empresa distribuidora deberá procesar la solicitud de cancelación de servicio por la causal de abandono o desalojo y realizar la lectura de medidor antes de desconectar el servicio.

COMENTARIO ENSA: No estamos de acuerdo con la inclusión del plazo no mayor de cinco (5) días hábiles en este numeral, toda vez que el proceso y plazos de desconexión del suministro ya está establecido en la Norma de Calidad de Servicio y Atención al público (título XII), inclusive diferenciados por áreas. Debe guardarse consistencia.

Artículo 28.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una adición en el texto del artículo, para incluir el deber de la empresa distribuidora de expedir un paz y salvo al cliente que haya mantenido un buen historial de pago para que le sirva como referencia de crédito para nuevas solicitudes de servicio eléctrico ante otro distribuidor.

COMENTARIO ENSA: En primera instancia, estamos de acuerdo con la emisión del paz y salvo, no obstante, consideramos innecesaria la aclaración final de que las nuevas solicitudes de crédito sean con otro distribuidor. Esto se sobreentiende y no hace falta si se trata de la misma empresa. El texto debería quedar de la siguiente manera: “A

Comentarios ENSA – Título V RDC - Consulta Pública No. 012-25-Elec

solicitud del cliente, la empresa distribuidora deberá expedir sin costo, una certificación y/o un paz y salvo al cliente que haya mantenido un buen historial de pago, para que le sirva como referencia de crédito para nuevas solicitudes de servicio eléctrico.”

Artículo 34.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una adición en el texto del artículo, para incluir que las empresas de distribución podrán realizar convenios de pago con sus clientes para el cobro de la energía dejada de facturar.

COMENTARIO ENSA: Estamos de acuerdo con la propuesta. De igual manera solicitamos añadir lo siguiente: “A los clientes que se encuentren activos bajo la modalidad prepago, que se les compruebe la existencia de fraude, conforme a la reglamentación de la ASEP, se les cobrará la estimación de la energía de acuerdo con los criterios y parámetros establecidos en este artículo. Este importe será presentado en su comprobante de compra y deberá ser cancelado por el cliente en su totalidad o, si el cliente así lo solicita, puede realizar un acuerdo de pago en cuyo caso, el comprobante reflejará las cuotas que acuerde con la empresa distribuidora. Esta deuda será considerada para todos los efectos como parte de su facturación respectiva.”

Se adiciona el párrafo anterior para que quede claro que los clientes prepagos que cometan fraude están obligados a cancelar la totalidad de la deuda o realizar arreglos de pago y en caso de que el cliente presente atraso de sesenta días o más en el pago de las facturas por recuperación de energía por fraude, la empresa distribuidora podrá suspender el servicio eléctrico de acuerdo con lo indicado en el Título V-3.

Esto para dejar claridad de que dicha deuda producto de fraude comprobado no debe ser considerada como parte de la amortización del 10% de cada compra y con esto desincentivar el consumo fraudulento por parte de clientes prepago.

Artículo 41.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una reducción en el plazo máximo sin lectura del medidor de seis (6) a tres (3) meses, lo que en la práctica ocasiona una reducción en el plazo permitido de estimaciones con implicación en los montos calculados, con el riesgo de que, en caso de que se haya estimado por debajo, no se podrá recuperar la diferencia por encima de estos valores. También se incluye un informe trimestral sobre las estimaciones y ajustes que realice el distribuidor.

COMENTARIO ENSA: No estamos de acuerdo con la reducción del plazo. Existen casos, como el de los medidores encerrados que el esfuerzo por la toma de lectura toma un tiempo considerable.

Consideramos que la redacción debe decir “...De no haber lectura del medidor del cliente por más de seis (6) meses, la empresa cuando realice la lectura en caso de que haya estimado de más deberá devolver la diferencia al cliente en la siguiente facturación y en caso de que haya estimado de menos no podrá recuperar la diferencia entre la lectura estimada y la real, salvo aquellos casos cuyas facturas estimadas fueron causadas por medidor inaccesible...”

Si bien se observa que la propuesta presentada en esta consulta en las modificaciones al artículo 71, brinda un paliativo para el caso de los clientes que se rehúsen a reubicar su medidor, consideramos que bajar el plazo a un periodo tan corto pudiera generar conflictos en la implementación. Sugerimos que se mantenga el plazo en seis (6) meses y, de observarse que el nuevo procedimiento es una solución real, este plazo podrá ser revisado.

Artículo 43.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una modificación al artículo para ordenar investigaciones por parte de la distribuidora cuando el consumo del cliente sea “superior al 100% del promedio de los últimos 6 meses” independientemente de si hay reclamaciones y realizar un informe semestral al respecto.

COMENTARIO ENSA: Solicitamos que se excluya a los clientes nuevos, pues es sabido que, durante los meses siguientes a la instalación de un suministro, es muy probable que el cliente está modulando su carga, adquiriendo nuevos equipos y por lo tanto su consumo puede fluctuar ampliamente. La redacción propuesta para esta sección sería: “La empresa distribuidora, luego de los primeros 12 meses de su conexión, deberá realizar una investigación cuando la lectura del medidor del cliente muestre...”

De igual manera, consideramos que la redacción es confusa cuando se refiere a que “muestre un consumo superior al 100% del consumo promedio de los últimos seis (6) meses, exista o no reclamo...” Ilustremos con un ejemplo, un cliente con un consumo mensual como sigue:

Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Promedio
50	60	55	70	50	75	60

En este caso el consumo promedio es 60 kWh. Podría interpretarse que el 100% del consumo promedio de los últimos 6 meses es 60 kWh; por lo tanto, incluso los consumos propios del cliente en dos de los meses que conformaron tal promedio serían sujetos de investigación. Si lo que se quiere decir es consumos que excedan en 100% el consumo promedio de los últimos 6 meses, debería adecuarse la redacción en términos de que “dupliquen o excedan en x% el promedio de los últimos seis meses”. De no hacerlo, las empresas distribuidoras quedarían obligadas a realizar, de forma permanente, investigaciones de consumo de sus clientes, sin que medie reclamo y para valores de consumo incluso dentro de sus propios valores típicos de consumo.

Artículo 60.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una modificación al texto original del artículo para establecer la responsabilidad del cliente de informar los datos de su planta de emergencia con una capacidad mayor de 15 kW, su ubicación y la solicitud del medidor correspondiente.

COMENTARIO ENSA: Estamos de acuerdo con el cambio propuesto y solicitamos incluir como obligación del cliente habilitar los espacios requeridos para el mismo. La redacción propuesta respecto a la adición de la ASEP es la siguiente “Es

responsabilidad del cliente informar las plantas de emergencia con capacidad mayor o igual a 15 kW que son de su propiedad y la ubicación de la misma, así como de solicitar la instalación de un medidor y habilitar los espacios requeridos para el mismo, para que la empresa distribuidora pueda instalarlo y mantener los registros actualizados.”

Artículo 63.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una modificación al texto original del artículo para establecer la obligación del cliente de suministrar los datos de la planta de emergencia.

COMENTARIO ENSA: Estamos de acuerdo con el cambio propuesto y sugerimos agregar al final de la redacción la obligación de habilitar los espacios para la instalación del medidor. La redacción sugerida es la siguiente “Para tal fin, el cliente deberá suministrar información de las características técnicas de la planta eléctrica de emergencia y habilitar los espacios para la instalación de la medición.”

Artículo 64.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una modificación al texto original del artículo para establecer la obligación del cliente de solicitar la instalación de la medición.

COMENTARIO ENSA: Estamos de acuerdo con el cambio propuesto y sugerimos que adicionalmente se modifique la redacción del artículo para que se lea de la siguiente manera “...Las empresas distribuidoras deberán instalar los medidores haciendo uso de las diferentes tecnologías de medición disponibles, ~~y no deberán requerir procurando que las adecuaciones en las instalaciones que son responsabilidad del cliente a menos que dichas adecuaciones sean las mínimas y estrictamente necesarias.~~”

Artículo 71.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una modificación al texto original del artículo, de la siguiente manera:

“Conforme a la regulación vigente, es obligación del cliente mantener su aparato de medición, libre de todo impedimento que limite o pueda llegar a limitar a las empresas distribuidoras en la ejecución de labores asociadas a la prestación del servicio eléctrico como son la medición del consumo eléctrico, inspecciones y mantenimientos de la instalación del medidor y acometida.

Si el medidor se encuentra encerrado o inaccesible, la empresa distribuidora notificará formalmente al cliente por escrito en nota o a través de notificación en la factura o a través de correo electrónico registrado o algún otro medio idóneo, otorgándole un plazo de sesenta (60) días hábiles, contados a partir de la fecha en que fue notificado por la Empresa Distribuidora para corregir la situación o autorizar la reubicación.

Si el cliente no atiende la notificación, la empresa podrá instalar un medidor nuevo en el punto más cercano de acceso público, dejando constancia escrita, evidencia fotográfica y trasladando los costos incurridos al cliente en su factura por el servicio de electricidad. En caso de reincidencia o fraude debidamente comprobado, la empresa podrá instalar medidor prepago o medidor inteligente.

La empresa presentará mensualmente a la ASEP todas las instalaciones realizadas por este concepto, debidamente respaldadas por todos los documentos que acrediten las gestiones realizadas.”

COMENTARIO ENSA: Estamos de acuerdo con el cambio propuesto y únicamente sugerimos que:

- El plazo que se le otorgue al cliente sea de treinta (30) días hábiles en lugar de sesenta (60) días hábiles propuestos.
- Adicionalmente se modifique la periodicidad del informe a remitir a la ASEP que sea de periodicidad semestral en lugar de mensual.

Comentarios adicionales al Tomo V

Dentro de la gestión regulatoria que realizan las empresas distribuidoras, basadas en experiencias previas de procesos anteriores y con miras al nuevo Régimen Tarifario 2026-2020, ENSA ha remitido en varias oportunidades, comentarios y propuestas de

modificación al Reglamento de Distribución y Comercialización, observando que algunas de las solicitudes fueron incorporadas en la presente consulta, para recibir retroalimentación de los interesados y poder tomar una decisión respecto de dichos temas.

Por otra parte, hubo temas que a pesar de que fueron planteados en repetidas ocasiones, no se ha brindado la oportunidad de ser discutidos; no obstante, por tratarse de temas que son de gran relevancia para ENSA, aprovechamos la oportunidad para mencionarlos nuevamente, con el respeto acostumbrado a fin de que sean incluidos en las propuestas a modificar del RDC.

Artículo 72.

Se le propone a la ASEP las siguientes modificaciones al artículo 72:

Artículo 72 PASOS A SEGUIR PARA LA REUBICACIÓN DEL MEDIDOR POR PARTE DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

72.1 Criterios de Selección de Casos para ser reubicados por las empresas distribuidoras: Las empresas distribuidoras podrán aplicar este procedimiento a los clientes con medidores encerrados con las siguientes características:

- a. Cliente con incumplimiento de la solicitud de reubicación del medidor.
- b. Cliente con fraude comprobado de energía eléctrica.
- c. Por aceptación del cliente de la propuesta de la empresa distribuidora.

...

72.2.1 Autorización del Cliente:

- a. El Cliente deberá otorgar su autorización emitida por medio de los canales de atención de la empresa distribuidora para que las empresas distribuidoras realicen los trabajos de reubicación del medidor y acometida. (Apéndice A del procedimiento).

El sustento es el siguiente: Es necesaria la modificación propuesta que permitiría implementar el cambio propuesto por la ASEP del artículo 71, de lo contrario no se tendría justificación para mover el medidor, en caso de que un cliente decida voluntariamente aceptar la propuesta de la empresa distribuidora.

Comentarios al Título VI

Artículo 5.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una modificación en el artículo, relativa a la determinación del costo eficiente del proyecto. La redacción propuesta por la ASEP es la siguiente:

“Artículo 5. Se considera como Contribución Reembolsable el 90% del Costo Equivalente del Proyecto construido por el Promotor para el desarrollo de la Línea de Conexión y/o de la Red de Distribución requerida para el suministro eléctrico a la infraestructura del Promotor. El 10 % restante del Costo Equivalente se considera como una contribución no reembolsable. Las condiciones del contrato reembolsable deberán establecerse de acuerdo con lo estipulado en este RDC.

El Costo Equivalente del Proyecto (ya sea Línea de Conexión y/o Red de Distribución), se determinará con base en el costo típico eficiente de las redes que la empresa distribuidora construye regularmente para atender solicitudes de servicio de sus clientes, empleando para ello las unidades constructivas típicas.

La empresa distribuidora publicará anualmente en su sitio de Internet los costos típicos por unidades constructivas usuales para los tipos de infraestructuras.”

COMENTARIO ENSA: Estamos de acuerdo con la propuesta; no obstante, consideramos necesario agregar algunos aspectos con los que nos enfrentamos en la operación diaria de este tipo de reembolsos, uno de ellos tiene que ver con los costos del proyecto; luego de acordar los costos a reconocerse, suele suceder que el proyecto cambia en el transcurso del tiempo y al final, los costos son diferentes. Por tal razón, se recomienda establecer la separación del costo de diseño y la versión construida. Proponemos la siguiente redacción, tomando como base la propuesta de la ASEP:

“Artículo 5. Se considera como Contribución Reembolsable el 90% del Costo Equivalente del Proyecto construido por el Promotor para el desarrollo de la Línea de Conexión y/o de la Red de Distribución requerida para el suministro eléctrico a la infraestructura del Promotor. El 10 % restante del Costo Equivalente, se considera como una contribución no reembolsable. Las condiciones del

contrato reembolsable deberán establecerse de acuerdo con lo estipulado en este RDC. Para este propósito se generará una estimación del costo del proyecto (versión “diseño”) con la que se establecerán las fianzas, costos de inspección y estimaciones del reembolso para referencia.

El Costo Equivalente del Proyecto (ya sea Línea de Conexión y/o Red de Distribución), se determinará con base a la versión “como construido” del proyecto, que contemplará cualquier variación relevante respecto a la versión diseñada. Ambas estimaciones se realizarán con en el costo típico eficiente, vigente en el momento de emitirla, de las redes que la empresa distribuidora construye regularmente para atender solicitudes de servicio de sus clientes, empleando para ello las unidades constructivas típicas.

Para uso referencial, la empresa distribuidora publicará anualmente en su sitio de Internet los costos típicos por unidades constructivas usuales para los tipos de infraestructuras.”

Artículo 11.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una modificación y adición en el texto del artículo, específicamente en lo relativo al caso que el promotor construye la línea de conexión y/o la red de distribución. La propuesta de ASEP modifica el literal c) y adiciona el literal d) que quedarán de la siguiente manera:

“...

- c. El Promotor construye la Línea de Conexión y/o la Red de Distribución de la infraestructura y la empresa distribuidora verifica que la construcción cumpla con los requisitos de conexión a las redes existentes, una vez cumplidos estos requisitos aprueba la conexión y, posteriormente, reembolsa al Promotor el 90% del Costo establecido en el contrato reembolsable.
- d. Para los casos en los que los lotes, urbanizaciones y otras infraestructuras tengan un índice de ocupación predial o de habitabilidad menor a cincuenta por ciento (50%) la construcción o el financiamiento de esta infraestructura deberá ser realizado por el promotor o los interesados y la devolución estará sujeta a lo establecido en el artículo 12 de este Título del RDC.”

COMENTARIO ENSA: Para mantener concordancia con la propuesta del artículo 5, es necesario hacer algunas modificaciones. De igual manera, en la sección específica se propone que el “índice de ocupación predial o de habitabilidad” se defina genéricamente como un “habilitador” del cual se plantea la definición. La redacción propuesta de los numerales en referencia quedaría de esta manera:

“...

- c. El Promotor construye la Línea de Conexión y/o la Red de Distribución de la infraestructura y la empresa distribuidora verifica que la construcción cumpla con los requisitos de conexión a las redes existentes, una vez cumplidos estos requisitos aprueba la conexión, aprueba el presupuesto final (“como construido”) de la infraestructura entregada por el promotor y, posteriormente, reembolsa al Promotor el 90% del ~~dicho costo según lo establecido en el contrato~~ reembolsable.
- d. Para los casos en los que los lotes, urbanizaciones y otras infraestructuras tengan un índice habilitador de ocupación predial o de habitabilidad menor al cincuenta por ciento (50%) la construcción o el financiamiento de esta infraestructura deberá ser realizado por el promotor o los interesados y el monto a reembolsar variaría, quedando la devolución sujeta a lo establecido en el artículo 12 de este Título del RDC. El habilitador del 50% se definirá como haber logrado la ocupación sobre la demanda eléctrica solicitada para asegurar el uso de la capacidad de la infraestructura eléctrica solicitada. El momento de medición para validar el cumplimiento estará declarado dentro del contrato reembolsable.”

Artículo 12.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una modificación, principalmente en el literal b) referente a los reembolsos de infraestructuras, eliminando el caso de las instalaciones soterradas y condicionando la devolución a un determinado nivel de utilización. Adicionalmente, se hace referencia a los intereses cuando existan retrasos en el pago por parte de las distribuidoras y que dichos intereses no podrán trasladarse a las tarifas.

COMENTARIO ENSA: Consideramos que el cumplimiento del habilitador es primordial en el proceso de reembolso y se configura más ventajoso que la

situación actual; sin embargo, presenta la dificultad que no establece qué sucede si se demora más del plazo establecido en alcanzarlo e incluso si nunca se alcanza. Para ello se propone una redacción adicional, a saber:

- b. “Cuando la empresa distribuidora solicita una contribución reembolsable para financiar el proyecto o cuando el Promotor sea el que realice el diseño y la construcción del proyecto (lotes servidos, urbanizaciones u otras infraestructuras) se deberá establecer en el Contrato la forma del reembolso con el siguiente esquema:
- Si previo al primer reembolso el proyecto ha logrado su habilitador, Cuatro (4) pagos anuales consecutivos correspondientes al 25% del costo “como construido” según lo establecido en el contrato reembolsable, a más tardar en el mes de febrero de cada año, a partir de que la obra haya concluido y se haya iniciado el proceso de energización del proyecto.
 - Mientras no haya logrado el habilitador, la distribuidora retendrá los pagos hasta tanto lo logre. Si al finalizar el tiempo planificado de reembolso no ha logrado el habilitador, se modificará el % a reembolsar proporcionalmente al cumplimiento logrado respecto al habilitador. La aplicación de la devolución estará sujeta a que los lotes, urbanizaciones y otras infraestructuras tengan un índice de ocupación predial o habitabilidad mayor o igual a cincuenta por ciento (50%), en caso de que el porcentaje sea menor, la devolución se realizará a partir del momento en el que se alcance este porcentaje establecido.

Artículo 17.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una adición al texto original del artículo; específicamente el numeral d) para añadir la responsabilidad del promotor que ahora debe cumplir con “Disponer del Índice de ocupación predial o habitabilidad en lo posible certificado por una autoridad competente, caso contrario una declaración jurada realizada por el dueño del proyecto que será verificada por la empresa distribuidora.”

COMENTARIO ENSA: De acuerdo con el cambio propuesto con la única excepción de reemplazar el “...Índice de ocupación predial o habitabilidad...” por “...Índice habilitador...”

Artículo 19.

Propuesta de ASEP:

La ASEP propone una modificación a los literales b), c) y d) para establecer la responsabilidad de la distribuidora para entregar información a la ASEP relativa al Índice de ocupación predial o habitabilidad en lo posible certificado por una autoridad competente, caso contrario una declaración jurada realizada por el dueño del proyecto que será verificada por la empresa distribuidora.”

COMENTARIO ENSA: De acuerdo con el cambio propuesto con la única excepción de reemplazar el “...Índice de ocupación predial o habitabilidad...” por “...Índice habilitador...”