



# GACETA OFICIAL

## Edición Digital

AÑO

Panamá, R. de Panamá viernes 8 de mayo de 2026

N° 30520 B

### CONTENIDO

#### CONSEJO DE GABINETE

Resolución de Gabinete N° 33  
(martes 05 de mayo 2026)

QUE APRUEBA LA INCORPORACIÓN DE UN APOORTE DEL ESTADO POR LA SUMA DE SESENTA Y CUATRO MILLONES SEISCIENTOS VEINTE MIL DOSCIENTOS SESENTA Y SEIS BALBOAS CON 62/100 (B/.64,620,266.62), AL FONDO DE ESTABILIZACIÓN TARIFARIA (FET), PARA COMPENSAR A LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR LOS DESCUENTOS OTORGADOS A SUS CLIENTES CON TARIFA DE BAJA TENSIÓN SIMPLE (BTS), CON CONSUMO DE HASTA 300 kWh MENSUALES, DURANTE EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2025, PROVENIENTES DEL TESORO NACIONAL.

Resolución de Gabinete N° 34  
(martes 05 de mayo 2026)

QUE APRUEBA UN CRÉDITO ADICIONAL EXTRAORDINARIO AL PRESUPUESTO GENERAL DEL ESTADO PARA LA VIGENCIA FISCAL 2026, CON ASIGNACIÓN A FAVOR DEL MINISTERIO DE SEGURIDAD PÚBLICA (MINSEG) / SERVICIO NACIONAL MIGRACIÓN (SNM), HASTA POR LA SUMA DE OCHO MILLONES DE BALBOAS CON 00/100 (B/. 8,000,000.00)

#### MINISTERIO DE COMERCIO E INDUSTRIAS

Resolución N° 35  
(miércoles 29 de abril 2026)

QUE APRUEBA EL REGLAMENTO TÉCNICO DGNTI 98-2026 TECNOLOGÍA DE LOS ALIMENTOS. FRUTAS Y HORTALIZAS FRESCAS, PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD APLICABLES A LAS FRUTAS, HORTALIZAS Y VEGETALES, CUYO TEXTO FORMA PARTE INTEGRAL DE LA PRESENTE RESOLUCIÓN.

#### MINISTERIO DE VIVIENDA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL

Resolución N° 343-A-2026  
(lunes 20 de abril 2026)

QUE DESIGNA AL SEÑOR GILBERTO ORTIZ AÑINO, CON NÚMERO DE POSICIÓN 85084 COMO JEFE DEL DEPARTAMENTO DE BIENES PATRIMONIALES, ENCARGADO, EN VIRTUD QUE EL TITULAR DEL CARGO, LA LICENCIADA FRANCESCA DEL CARMEN ROBLES SOLÍS, SE ACOGERÁ A SU DESCANSO ANUAL REMUNERADO (VACACIONES), DESDE EL 20 DE ABRIL DE 2026 HASTA EL 4 DE MAYO 2026.

Resolución N° 395-2026  
(martes 05 de mayo 2026)

QUE DESIGNA A LA LICENCIADA LEDYS AURA DÍAZ MADRID, CON NÚMERO DE POSICIÓN 81005, COMO DIRECTORA DE INNOVACIÓN Y TRANSFORMACIÓN TECNOLÓGICA, ENCARGADA, EN VIRTUD QUE EL TITULAR DEL CARGO, EL INGENIERO DIONYS DIOMEDES SÁNCHEZ PINZÓN, SE ACOGERÁ A SU DESCANSO ANUAL REMUNERADO (VACACIONES), DESDE EL 15 DE JUNIO DE 2026 HASTA EL 22 DE JUNIO DE 2026.



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación **GO69FE640C63D18**  
en el sitio web [www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta](http://www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta)

**AUTORIDAD AERONÁUTICA CIVIL**

Resolución N° 148-DJ-DG-AAC  
(miércoles 29 de abril 2026)

POR LA CUAL SE DESIGNA AL DIRECTOR GENERAL ENCARGADO DE LA AUTORIDAD AERONÁUTICA CIVIL.

---

**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

Resolución AN N° 21617-Elec  
(jueves 07 de mayo 2026)

POR LA CUAL SE MODIFICAN EL TÍTULO IV, DENOMINADO RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, APROBADO MEDIANTE LA RESOLUCIÓN JD-5863 DE 17 DE FEBRERO DE 2006 Y SUS MODIFICACIONES, EL TÍTULO V, DENOMINADO RÉGIMEN DE SUMINISTRO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN Y EL 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.

---

**INSTITUTO DE INNOVACIÓN AGROPECUARIA**

Resolución N° DG-028-2026  
(lunes 04 de mayo 2026)

QUE DELEGA EN LA LICDA. MARÍA DE LOURDES BATISTA BATISTA, QUIEN OCUPA EL CARGO DE DIRECTORA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS.

---



# REPÚBLICA DE PANAMÁ

## CONSEJO DE GABINETE

### RESOLUCIÓN DE GABINETE N° 33

De 5 de mayo de 2026

Que aprueba la incorporación de un aporte del Estado por la suma de sesenta y cuatro millones seiscientos veinte mil doscientos sesenta y seis balboas con 62/100 (B/.64,620,266.62), al Fondo de Estabilización Tarifaria (FET), para compensar a las empresas distribuidoras de energía eléctrica por los descuentos otorgados a sus clientes con tarifa de Baja Tensión Simple (BTS), con consumo de hasta 300 kWh mensuales, durante el segundo semestre de 2025, provenientes del Tesoro Nacional

#### EL CONSEJO DE GABINETE,

en uso de sus facultades constitucionales y legales,

#### CONSIDERANDO:

Que el Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad, establece el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;

Que mediante Resolución de Gabinete N° 6 de 28 de enero de 2004, se autorizó la celebración del Contrato de Fideicomiso entre el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), para la creación del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET), el cual se constituyó mediante Contrato de 6 de febrero de 2004 y publicado en la Gaceta Oficial 24,988 de 12 de febrero de 2004; cuya vigencia fue prorrogada hasta el 7 de febrero de 2028;

Que, de acuerdo al Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización de Electricidad vigente, específicamente en su parte IV.6, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006, de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, y sus modificaciones, se ha establecido la metodología de Actualización Tarifaria y su Procedimiento dentro del periodo tarifario, indicándose que la misma deberá hacerse en periodos semestrales;

Que el Fideicomiso Fondo de Estabilización Tarifaria (FET), tiene como objetivo estabilizar los precios de la energía a clientes de bajo consumo, mediante la transferencia de fondos a las empresas de distribución, a fin de que sean traspasadas en su totalidad a los consumidores finales;

Que la Resolución de Gabinete N° 60 de 23 de junio de 2015, modificada por la Resolución de Gabinete N°49 de 27 de abril de 2022, implementan el esquema que será adoptado por el Estado en concepto de los aportes del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET), así como las tarifas de energía eléctrica que se aplicarán a los clientes finales;



Que la Resolución de Gabinete N° 60 de 2015 establece en su artículo 3, el esquema a seguir en la aplicación de los aportes o subsidios otorgados a todos los clientes con tarifa de Baja Tensión Simple (BTS), de las empresas distribuidoras de energía eléctrica Elektra Noreste, S.A. (ENSA), Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. (EDEMET) y Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (EDECHI);

Que dicha Resolución señala que, a partir del 1 de enero de 2017, el Aporte del Estado al Fondo de Estabilización Tarifaria (FET), será para los clientes que consumen hasta 300 kWh y por la suma equivalente, para que dichos clientes mantengan el precio promedio pagado en el primer semestre de 2015;

Que mediante Nota DSAN N° 0286-2026 de 26 de enero de 2026, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), informó el monto de los descuentos otorgados por las empresas distribuidoras a sus clientes con tarifa de Baja Tensión Simple (BTS), con consumo de hasta 300 kWh mensuales durante los meses de julio a diciembre de 2025, cuya monto es sesenta y cuatro millones seiscientos veinte mil doscientos sesenta y seis balboas con 62/100 (B/.64,620,266.62);

Que tomando en cuenta que las empresas distribuidoras han aplicado los descuentos correspondientes en la factura a los clientes finales de electricidad durante el segundo semestre de 2025, las mismas requieren del pago de los montos correspondientes;

Que, en concordancia con lo expuesto, se hace necesario incorporar los aportes del Estado al Fondo de Estabilización Tarifaria (FET), por la suma de sesenta y cuatro millones seiscientos veinte mil doscientos sesenta y seis balboas con 62/100 (B/.64,620,266.62) para compensar a las empresas distribuidoras de energía eléctrica por los aportes otorgados a sus clientes durante el periodo comprendido de julio a diciembre de 2025;

Que la suma del aporte será atribuida con cargo a la partida presupuestaria N° G.001640307.001.635 del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), para la vigencia fiscal corriente de conformidad a los recursos que a la fecha contemple la misma; el monto de los recursos pendientes por identificar deberá ser atribuido a esta misma partida presupuestaria;

Que el día 29 de abril de 2026, el Consejo Económico Nacional (CENA), a través de Nota N° CENA/090 de 29 de abril de 2026, emitió opinión favorable, para la incorporación de sesenta y cuatro millones seiscientos veinte mil doscientos sesenta y seis balboas con 62/100 (B/.64,620,266.62), monto que debe ser transferido a las empresas distribuidoras a través del Fideicomiso del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET), para compensar a estas empresas por los aportes otorgados a sus clientes en los meses de julio a diciembre de 2025;



Resolución de Gabinete N° 33  
De 5 de mayo de 2026  
Página 3 de 5

Que el numeral 8 del artículo 200 de la Constitución Política de Panamá establece entre las funciones del Consejo de Gabinete, el ejercicio de las demás funciones que le señale la Constitución o la Ley;

Que, en atención a las consideraciones antes expuestas, el Consejo de Gabinete, en consecuencia,

**RESUELVE:**

**Artículo 1.** Aprobar la incorporación de un aporte por parte del Estado por el monto de sesenta y cuatro millones seiscientos veinte mil doscientos sesenta y seis balboas con 62/100 (B/.64,620,266.62), a transferir al Fondo de Estabilización Tarifaria (FET), para compensar a las empresas distribuidoras de energía eléctrica por los aportes otorgados a sus clientes con tarifa de Baja Tensión Simple (BTS), con consumo de hasta 300 kWh mensuales, durante los meses de julio a diciembre de 2025, provenientes del Tesoro Nacional.

**Artículo 2.** Autorizar al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), para gestionar durante la vigencia fiscal corriente y de acuerdo a la disponibilidad presupuestaria, los recursos para efectuar los aportes indicados en el artículo 1 de esta Resolución de Gabinete a fin de honrar los compromisos adquiridos con las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

**Artículo 3.** Autorizar al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), para que gestione y lleve a cabo todos los trámites necesarios y transfiera, de manera total o parcial, a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), en su condición de Fiduciario del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET), la suma detallada en el artículo 1 de esta Resolución de Gabinete y notifique a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), la fecha efectiva de las transacciones.

**Artículo 4.** La presente Resolución de Gabinete comenzará a regir desde su promulgación.

**FUNDAMENTO LEGAL:** Numeral 8 del artículo 200 de la Constitución Política de la República; el Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, Resolución de Gabinete N° 6 de 28 de enero de 2004; Resolución de Gabinete N° 60 de 23 junio de 2015; Resolución de Gabinete N°49 de 27 de abril de 2022 y Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006.

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.**

Dada en la ciudad de Panamá a los cinco (5) días del mes de mayo del año dos mil veintiséis (2026).





**JOSÉ RAÚL MULINO QUINTERO**  
Presidente de la República

La ministra de Gobierno,



**DINOSKA MONTALVO DE GRACIA**

El ministro de Relaciones Exteriores,



**JAVIER MARTÍNEZ-ACHA VÁSQUEZ**

La ministra de Educación,



**LUCY MOLINAR JACQUES**

El ministro de Salud,



**FERNANDO JOAQUIN BOYD GALINDO**

La ministra de Trabajo y Desarrollo Laboral,



**JACKELINE DEL CARMEN MUÑOZ  
CEDEÑO DE CEDEÑO**

El ministro de Comercio e Industrias,



**JULIO MOLTÓ ALAIN**

El ministro de Desarrollo Agropecuario,



**ROBERTO JOSÉ LINARES TRIBALDOS**

El ministro de Vivienda y Ordenamiento  
Territorial,



**JAIME ANTONIO JOVANÉ CASTILLO**



El ministro de Obras Públicas,



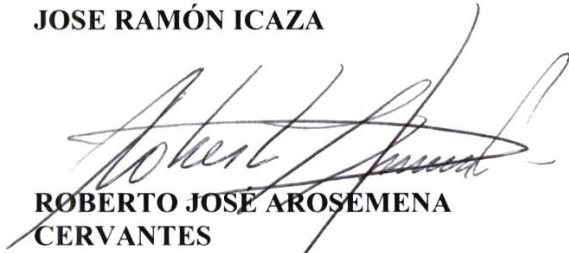
**JOSÉ LUIS ANDRADE ALEGRE**

El ministro para Asuntos del Canal,



**JOSE RAMÓN ICAZA**

El ministro de Desarrollo Social,  
encargado



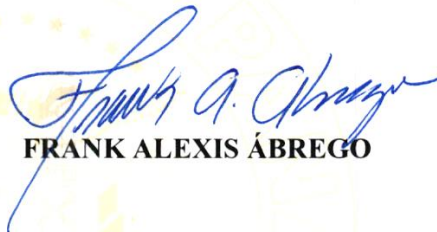
**ROBERTO JOSÉ AROSEMENA  
CERVANTES**

El ministro de Economía y Finanzas,



**FELIPE EDUARDO CHAPMAN ARIAS**

El ministro de Seguridad Pública,



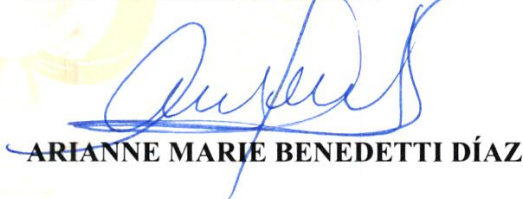
**FRANK ALEXIS ÁBREGO**

El ministro de Ambiente,



**JUAN CARLOS NAVARRO**

La ministra de Cultura,  
encargada




**ARIANNE MARIE BENEDETTI DÍAZ**

La ministra de la Mujer,



**NIURKA PALACIO URRIOLA**



**JUAN CARLOS ORILLAC URRUTIA**  
Ministro de la Presidencia y  
secretario del Consejo de Gabinete



# REPÚBLICA DE PANAMÁ

## CONSEJO DE GABINETE

### RESOLUCIÓN DE GABINETE N° 34 De 5 de mayo de 2026

Que aprueba un crédito adicional extraordinario al Presupuesto General del Estado para la vigencia fiscal 2026, con asignación a favor del Ministerio de Seguridad Pública (MINSEG) / Servicio Nacional Migración (SNM), hasta por la suma de ocho millones de balboas con 00/100 (B/. 8,000,000.00)

**EL CONSEJO DE GABINETE,**  
en uso de sus facultades constitucionales y legales,

#### CONSIDERANDO:

Que el Ministerio de Seguridad Pública (MINSEG) / Servicio Nacional de Migración (SNM) mediante Nota N° 037/DAYF de 2026, ha solicitado y sustentado la necesidad de un crédito adicional extraordinario al Presupuesto General del Estado para la vigencia fiscal 2026, por la suma de ocho millones de balboas con 00/100 (B/. 8,000,000.00);

Que este crédito adicional extraordinario tiene como propósito la ejecución de la Fase 1 del proyecto correspondiente a los trabajos preliminares y de planificación técnica necesarios para garantizar la ejecución de la obra “Estudio, diseño y construcción del nuevo edificio para la sede principal del Servicio Nacional de Migración”, ubicado en Curundú, Avenida Dulcidio González, corregimiento de Ancón, distrito y provincia de Panamá;

Que después de efectuado el análisis por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), se considera viable la solicitud del crédito adicional extraordinario hasta por la suma de ocho millones de balboas con 00/100 (B/. 8,000,000.00), en atención a que la fuente de financiamiento propuesta es viable toda vez que proviene del Fondo Fiduciario del Servicio Nacional de Migración (SNM), que son recursos generados por el depósito de repatriación realizados por los extranjeros cuando incumplan los términos de condiciones establecidos por su estadía en el país. Este proyecto será financiado con los fondos depositados en la Cuenta Única del Tesoro (CUT) N° 200801800128 del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF);

Que mediante la nota N° MEF-2026-23507 de 17 de abril de 2026, el Consejo Económico Nacional emitió opinión favorable, para la concesión del referido crédito y se cuenta con el informe favorable sobre la viabilidad financiera y conveniencia de la Contraloría General de la República, tal como consta a través de la nota N° 1554/2026-DNM y SC-AT de 24 de abril de 2026;

Que, en virtud de lo anterior, en atención a lo normado en el artículo 337 de la Ley 494 de 29 de octubre de 2025, por la cual se dicta el Presupuesto General del Estado para la vigencia 2026, que establece que cuando el proyecto de Resolución de Gabinete recomendado exceda un monto de tres millones de balboas (B/. 3,000,000.00), será remitido para la aprobación del Consejo de Gabinete, que lo remitirá a la Comisión de Presupuesto de la Asamblea Nacional para su aprobación o rechazo;



Resolución de Gabinete N° 34  
De 5 de mayo de 2026  
Página 2 de 4

Que en atención de las consideraciones antes expuestas; el Consejo de Gabinete, en consecuencia,

**RESUELVE:**

**Artículo 1.** Aprobar un crédito adicional extraordinario al Presupuesto General del Estado para la vigencia fiscal 2026, con asignación a favor del Ministerio de Seguridad Pública (MINSEG) / Servicio Nacional de Migración (SNM), hasta por la suma de ocho millones de balboas con 00/100 (B/. 8,000,000.00).

**Artículo 2.** El crédito adicional extraordinario aprobado en el artículo 1 de esta Resolución de Gabinete, se destinará a financiar el siguiente gasto de inversión:

	<b>Detalle</b>	<b>Monto B/.</b>
Total....		<b><u>8,000,000.00</u></b>
Inversión		8,000,000.00
	G. 101810112.121.519	

**Artículo 3.** La Fuente de Financiamiento propuesta es viable toda vez que provienen de los recursos financiados del Fondo Fiduciario del Servicio Nacional de Migración (SNM), depositados en la Cuenta Única del Tesoro (CUT) N° 200801800128 del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

	<b>Detalle</b>	<b>Monto B/.</b>
Ingresos		8,000,000.00
	0552411001	

**Artículo 4.** Autorizar al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), para que, en nombre y representación del Consejo de Gabinete, someta a la consideración de la Comisión de Presupuesto de la Asamblea Nacional, la presente Resolución de Gabinete, a los efectos de su aprobación y posterior registro del detalle codificado de ingresos y gastos para su ejecución.

**Artículo 5.** Esta Resolución de Gabinete comenzará a regir a partir de su promulgación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Artículos 334, 335, 336, 337 y 348 de la Ley 494 de 29 de octubre de 2025, Que dicta el Presupuesto General del Estado para la Vigencia Fiscal 2026.

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.**

Dada en la ciudad de Panamá, a los cinco (5) días del mes de mayo del año dos mil veintiséis (2026).





**JOSE RAÚL MULINO QUINTERO**  
Presidente de la República

La ministra de Gobierno,



**DINOSKA MONTALVO DE GRACIA**

El ministro de Relaciones Exteriores,



**JAVIER MARTÍNEZ-ACHA VÁSQUEZ**

La ministra de Educación,



**LUCY MOLINAR JACQUES**

El ministro de Salud,



**FERNANDO JOAQUIN BOYD GALINDO**

La ministra de Trabajo y Desarrollo Laboral,



**JACKELINE DEL CARMEN MUÑOZ  
CEDEÑO DE CEDEÑO**

El ministro de Comercio e Industrias,



**JULIO MOLTÓ ALAÍN**

El ministro de Desarrollo Agropecuario,



**ROBERTO JOSÉ LINARES TRIBALDOS**

El ministro de Vivienda y Ordenamiento  
Territorial,



**JAIME ANTONIO JOVANÉ CASTILLO**



El ministro de Obras Públicas,



**JOSÉ LUIS ANDRADE ALEGRE**

El ministro para Asuntos del Canal,



**JOSE RAMÓN ICAZA**

El ministro de Desarrollo Social,  
encargado



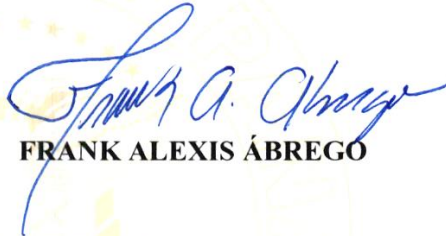
**ROBERTO JOSÉ AROSEMENA  
CERVANTES**

El ministro de Economía y Finanzas,



**FELIPE EDUARDO CHAPMAN ARIAS**

El ministro de Seguridad Pública,



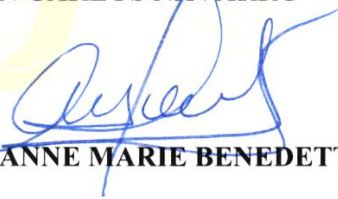
**FRANK ALEXIS ÁBREGO**

El ministro de Ambiente,



**JUAN CARLOS NAVARRO**

La ministra de Cultura,  
encargada



**ARIANNE MARIE BENEDETTI DÍAZ**

La ministra de la Mujer,



**NIURKA PALACIO URRIOLA**



**JUAN CARLOS ORILLAC URRUTIA**  
Ministro de la Presidencia y  
secretario del Consejo de Gabinete



REPÚBLICA DE PANAMÁ  
MINISTERIO DE COMERCIO E INDUSTRIAS

RESOLUCIÓN No. 35  
de 29 de Abril de 2026

EL MINISTRO DE COMERCIO E INDUSTRIAS  
en uso de sus facultades legales;

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 93 del Título II de la Ley No. 23 de 15 de julio de 1997, la Dirección General de Normas y Tecnología Industrial (DGNTI) del Ministerio de Comercio e Industrias es el Organismo Nacional de Normalización, encargado por el Estado del proceso de normalización técnica, evaluación de la conformidad y certificación de calidad;

Que corresponde a la Dirección General de Normas y Tecnología Industrial (DGNTI) supervisar y garantizar que las prácticas nacionales relacionadas con la elaboración de normas técnicas y reglamentos técnicos sean acordes con las disposiciones internacionales aplicables, velando además porque estos se fundamenten en objetivos legítimos, tales como la seguridad nacional, la prevención de prácticas que puedan inducir a error, la protección de la salud o seguridad humana, de la vida o salud animal o vegetal, o del medio ambiente;

Que mediante Memorando MICI-DGNTI-M-N.º [122]-2025, de 29 de agosto de 2025, la Dirección General de Normas y Tecnología Industrial solicitó la inclusión en el Plan Anual de Trabajo del Departamento de Normalización la revisión sistemática de normas y reglamentos técnicos aplicables a alimentos sensitivos, con fundamento en lo dispuesto en el artículo 14 de la Resolución No. 126 de 23 de diciembre de 2022;

Que la Dirección General de Normas y Tecnología Industrial (DGNTI), en su calidad de coordinador de los procesos de normalización, el 24 de septiembre de 2025 convocó al Comité Técnico correspondiente para la elaboración, revisión y actualización del Reglamento Técnico DGNTI 98-2026 **Tecnología de los Alimentos. Frutas y Hortalizas Frescas. Procedimientos de Evaluación de la Conformidad aplicables a las Frutas, Hortalizas y Vegetales**, con la participación de representantes de los sectores público y privado;

Que como resultado de las reuniones técnicas realizadas, se elaboró y validó el contenido del citado Reglamento Técnico, en concordancia con los parámetros establecidos y tomando en consideración las normas y directrices de referencia en materia alimentaria;

Que en cumplimiento de los procedimientos establecidos para la elaboración de reglamentos técnicos, la Dirección General de Normas y Tecnología Industrial (DGNTI), sometió el proyecto a un período de consulta pública, tanto a nivel nacional como internacional, mediante su notificación a la Organización Mundial del Comercio (OMC), de conformidad con el Acuerdo sobre la Aplicación de Medidas Sanitarias y Fitosanitarias (MSF) y el Acuerdo sobre Obstáculos Técnicos al Comercio (OTC), por un período de sesenta (60) días calendario, comprendido desde el 7 de enero hasta el 8 de marzo de 2026, durante el cual se recibieron observaciones y comentarios que fueron debidamente analizados y atendidos por el Comité Técnico Nacional;

Que concluido el proceso de consulta pública y verificado el cumplimiento de los requisitos establecidos, el Comité Técnico mediante Acta de Reunión 001-2026 de 10 de marzo de 2026, analizó los comentarios recibidos, atendió las observaciones formuladas y aprobó la versión final del Reglamento Técnico,

RESUELVE:

**PRIMERO: APROBAR** el Reglamento Técnico DGNTI 98-2026 **Tecnología de los Alimentos. Frutas y Hortalizas Frescas. Procedimientos de Evaluación de la Conformidad aplicables a las Frutas, Hortalizas y Vegetales**, cuyo texto forma parte integral de la presente Resolución, de acuerdo con el tenor siguiente:





**REGLAMENTO TÉCNICO DGNTI 98-2026**  
**TECNOLOGÍA DE LOS ALIMENTOS. FRUTAS Y HORTALIZAS FRESCAS.**  
**PROCEDIMIENTOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD APLICABLES**  
**A LAS FRUTAS, HORTALIZAS Y VEGETALES.**

### 1. OBJETO

El presente Reglamento Técnico establece los procedimientos de evaluación de la conformidad aplicables a las frutas, hortalizas y vegetales, y demás productos hortofrutícolas normados por la autoridad competente que se ofrece en estado fresco al consumidor, con el fin de verificar el cumplimiento de los Reglamentos Técnicos vigentes, proteger la salud del consumidor y garantizar prácticas leales de comercio en el territorio de la República de Panamá.

### 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Este Reglamento Técnico se aplica a las frutas, hortalizas y vegetales, y demás productos hortofrutícolas que se ofrece en estado fresco al consumidor, tanto de origen nacional como importado; así como a los fabricantes, importadores, distribuidores y comercializadores, además de las autoridades competentes y los organismos de evaluación de la conformidad.

### 3. NORMAS PARA CONSULTAR

Los documentos normativos siguientes contienen disposiciones que, al ser citadas en este texto, constituyen requisitos de este reglamento. Las ediciones indicadas están vigentes al momento de esta publicación.

- Ley 430 de 25 de abril de 2024, que crea la Dirección Nacional de Control de Alimentos y Vigilancia Veterinaria.
- Ley 206 de 30 de marzo de 2021, que crea la Agencia Panameña de Alimentos.
- Ley 45 de 31 de octubre de 2007, que dicta normas sobre protección al consumidor y defensa de la competencia y otra disposición.
- Decreto Ejecutivo No. 125 de 29 de septiembre de 2021, que reglamenta la Ley 206 de la Agencia Panameña de Alimentos.

### 4. DEFINICIONES

Para los fines del presente Reglamento Técnico DGNTI se aplican las siguientes definiciones:

- 4.1 Acreditación: procedimiento mediante el cual se reconoce la competencia técnica y la idoneidad de organismos de certificación e inspección, laboratorios de ensayos, pruebas de metrología y otros laboratorios (químicos, farmacéuticos, biológicos, microbiológicos e industriales), tanto públicos como privados, nacionales o extranjeros, para que se lleven a cabo las actividades a las que se refiere este título.
- 4.2 Evaluación de la conformidad: demostración de que se cumplen los requisitos especificados en los reglamentos o normas técnicas relativas a un producto, proceso, sistema, persona u organismo.
- 4.3 Consumidor: persona individual o colectiva, natural o jurídica que compra o recibe productos con el fin de satisfacer sus necesidades.
- 4.4 Organismo de certificación: entidad imparcial, pública o privada, nacional o internacional que posee la competencia y la confiabilidad necesaria para administrar un sistema de certificación. Este sistema tiene sus propias reglas de procedimientos y de administración que están basados en prácticas reconocidas por instituciones regionales e internacionales para llevar a cabo una certificación de conformidad.





- 4.5 Organismo de evaluación de la conformidad (OEC): organismo acreditado o reconocido por el Consejo Nacional de Acreditación, que realiza servicios de evaluación de la conformidad, pueden ser de naturaleza pública o privada, nacionales o extranjeros.
- 4.6 Organismo de inspección: es una entidad que realiza evaluaciones de conformidad mediante inspecciones técnicas, abarca productos, procesos, servicios, instalaciones y procedimientos de trabajo.
- 4.7 Lote: cantidad de material determinada, producido y almacenado de forma continua, y que, al comparar distintas muestras, presenta características similares y reproducibles.
- 4.8 Procedimiento de evaluación de la conformidad: todo procedimiento utilizado, directa o indirectamente, para determinar qué se cumplen las prescripciones pertinentes, de los reglamentos técnicos o normas. Los procedimientos para la evaluación de la conformidad comprenden, entre otros, los de muestreo, pruebas e inspección; evaluación, verificación y garantía de la conformidad; registro, acreditación y aprobación, separadamente o en distintas combinaciones.
- 4.9 Producto importado: aquel bien agrícola, en este caso frutas y hortalizas, que ha sido producido, cosechado o elaborado en un país distinto al de destino y que ingresa al territorio nacional mediante procesos de comercio internacional. Estos productos deben cumplir con las normativas de calidad, inocuidad, etiquetado y requisitos fitosanitarios establecidos por las autoridades competentes del país receptor, garantizando que su transporte, almacenamiento y distribución mantengan las condiciones adecuadas para el consumo humano.
- 4.10 Producto Hortofrutícolas: son el conjunto de frutos, hortalizas y vegetales cultivados de forma intensiva, destinados al consumo humano en estado fresco. Este grupo abarca tanto a las frutas, como a las verduras y hortalizas, caracterizándose por ser alimentos perecederos que requieren controles específicos de calidad e inocuidad para su comercialización.
- 4.11 Productor/Fabricante: cualquier persona natural o jurídica responsable del diseño y fabricación de un producto con vistas a su comercialización o uso en el territorio nacional.
- 4.12 Producto no conforme: un producto no conforme es aquel que no cumple con los requisitos técnicos establecidos en un reglamento técnico, norma nacional o internacional. Esta no conformidad puede detectarse mediante pruebas físicas, químicas, inspecciones o análisis realizados por organismos acreditados.

## 5. ABREVIATURAS

- ACODECO: Autoridad de Protección al Consumidor y Defensa de la Competencia
- ANA: Autoridad Nacional de Aduanas
- APA: Agencia Panameña de Alimentos
- CNA: Consejo Nacional de Acreditación:
- DGNTI: Dirección General de Normas y Tecnología Industrial
- DNCVV: Dirección Nacional de Control de Alimentos y Vigilancia Veterinaria
- IDIAP: Instituto de Innovación Agropecuaria de Panamá
- IMA: Instituto de Mercadeo Agropecuario
- MICI: Ministerio de Comercio e Industrias
- MIDA: Ministerio de Desarrollo Agropecuario
- MINSA: Ministerio de Salud





## 6. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD PARA PRODUCTO DE ORIGEN NACIONAL

El proceso de evaluación de la conformidad inicia con la fase de habilitación y registro, donde todo operador económico (bodegas, centros de distribución o plantas de procesamiento) debe obtener la Licencia Sanitaria de Funcionamiento o la Certificación de Planta emitida por el Ministerio de Salud (MINSA) mediante una auditoría de infraestructura y procesos; simultáneamente, se establece un mecanismo de control de origen y producción primaria bajo la jurisdicción del Ministerio de Desarrollo Agropecuario (MIDA), para validar el cumplimiento sistemático de las Buenas Prácticas Agrícolas (BPA) en el cultivo de frutas y hortalizas, asegurando que la conformidad técnica se gestione desde la etapa de precosecha para mitigar riesgos biológicos y químicos en la fuente.

Como mecanismo de control permanente, el MINSA está facultado para verificar la inocuidad del producto en cualquier eslabón de la cadena de comercialización. Esta vigilancia se ejecuta mediante la toma de muestras para ensayos de laboratorio que validen parámetros.

Se establece un sistema de vigilancia metrológica y comercial en el punto de venta, bajo la competencia de la ACODECO, para realizar la atestación de cumplimiento de los criterios de calidad comercial y etiquetado; este procedimiento técnico consiste en la inspección física y documental de los productos en anaquel para validar que la información proporcionada al consumidor (como origen, grado de calidad y peso) coincida estrictamente con las especificaciones técnicas y requisitos de información establecidos en el Reglamento Técnico, garantizando la transparencia en las transacciones comerciales.

## 7. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD PARA PRODUCTO DE ORIGEN IMPORTADO

### **Control de Acceso al Mercado e Importación (APA / Aduanas)**

Se establece un procedimiento de evaluación de la conformidad en frontera para productos importados, fundamentado en una fase de registro y habilitación técnica previa, donde todo operador económico interesado en la introducción de frutas y hortalizas frescas al territorio nacional debe cumplir con el requisito de inscripción y validación de estatus en el Sistema Integrado de Trámites (SIT) de la Agencia Panameña de Alimentos (APA), actuando este como el registro oficial de operadores autorizados; este control se complementa con la inspección documental y física en punto de entrada, ejecutada por la Autoridad Nacional de Aduanas, la cual actúa como organismo de verificación primaria para certificar la correspondencia técnica entre la carga física y los certificados de origen, fitosanitarios y de calidad que amparan la importación, asegurando que solo los productos que demuestren trazabilidad y cumplimiento normativo previo sean admitidos para su libre circulación y comercialización.

### **Inspección Física y Validación de Conformidad en Frontera (MIDA / MINSA)**

Se establece un procedimiento de verificación de producto en punto de entrada, donde la conformidad fitosanitaria y sanitaria se determina mediante la intervención técnica secuencial de las autoridades competentes: el Ministerio de Desarrollo Agropecuario (MIDA) actuará como el organismo de inspección encargado de la verificación fitosanitaria, mediante el examen físico de la carga para descartar la presencia de plagas reglamentadas y validar el cumplimiento de las medidas de mitigación de riesgo en origen; de forma paralela, el Ministerio de Salud (MINSA) ejecutará la verificación sanitaria de destino, consistente en la inspección de las condiciones de transporte y la integridad del producto frente a contaminantes biológicos o químicos. Ambas autoridades están facultadas para aplicar planes de muestreo aleatorio y representativo, basados en el perfil de riesgo del producto y el historial del importador. La conformidad final y la liberación del lote para su comercialización dependerán de resultados satisfactorios de estos controles o, en su defecto, de los dictámenes emitidos por laboratorios acreditados, conforme a lo establecido en las disposiciones transitorias de este reglamento.





### **Fase de Post-Comercialización y Vigilancia Continua en el Mercado (MINSA / ACODECO)**

Tras la emisión del dictamen favorable de liberación por las autoridades de frontera, el producto ingresa a la etapa de vigilancia de mercado, donde la conformidad técnica se mantiene bajo un esquema de supervisión reactiva y proactiva ejecutado de forma concurrente; el Ministerio de Salud (MINSA) ejercerá la inspección sanitaria de destino, actuando como organismo de vigilancia para asegurar que las condiciones de inocuidad se preserven durante la distribución y el almacenamiento, mientras que la ACODECO ejecutará la verificación de cumplimiento comercial mediante auditorías en anaquel para certificar la integridad de la información al consumidor y los atributos de calidad; Este procedimiento garantiza que la verificación inicial realizada durante la importación sea validada continuamente en el punto de consumo, facultando a ambas instituciones para aplicar medidas correctivas, retiros de mercado o suspensiones de comercialización en caso de detectar desviaciones técnicas sobrevenidas que comprometan la seguridad alimentaria o la transparencia comercial.

### **8. DISPOSICIÓN TRANSITORIA: RÉGIMEN TEMPORAL DE EVALUACIÓN DE LA CONFORMIDAD**

Se establece un periodo de transición de veinticuatro (24) meses, contados a partir de la entrada en vigor del presente Reglamento, para la plena implementación de los controles oficiales. Durante este lapso, y hasta que las autoridades competentes (MINSA, MIDA y ACODECO) declaren formalmente contar con la capacidad operativa, técnica y de infraestructura necesaria, la atestación de cumplimiento y los ensayos de laboratorio podrán ser realizados por:

- **Laboratorios de Ensayo:** Aquellos que se encuentren acreditados o reconocidos bajo la norma ISO/IEC 17025 por el Consejo Nacional de Acreditación (CNA), para los alcances específicos de análisis microbiológicos, fisicoquímicos, organolépticos y de residuos de contaminantes.
- **Organismos de Inspección:** Aquellos que se encuentren acreditados o reconocidos por el CNA bajo la norma ISO/IEC 17020, para la verificación de Buenas Prácticas Agrícolas (BPA) y criterios de calidad comercial.

Los informes y resultados emitidos por los organismos de acreditación o laboratorios acreditados o reconocidos constituirán el sustento técnico oficial para la toma de decisiones de la autoridad competente en el ejercicio de sus facultades de control.

#### **NOTA:**

1. Sin perjuicio del plazo de 24 meses establecido en la presente disposición, si cualquiera de las autoridades competentes o instituciones que forman parte de este proceso de evaluación de la conformidad logrará la adecuación de sus capacidades técnicas y operativas antes del vencimiento de dicho término, podrá notificarlo formalmente y optar por la ejecución inmediata de sus facultades de inspección y vigilancia conforme a lo estipulado en el cuerpo permanente de este Reglamento.
2. Los costos derivados de los ensayos de laboratorio, inspecciones y servicios de evaluación de la conformidad serán asumidos en su totalidad por el interesado o propietario del producto.

### **9. SANCIONES**

El incumplimiento de los requisitos de calidad detallados en los numerales 6 y 7 de este Reglamento Técnico, tanto para productos nacionales como importados, será determinado mediante la aplicación del Procedimiento de Evaluación de la Conformidad (PEC) correspondiente.

Una vez que los resultados del PEC confirmen la no conformidad del producto, las instituciones competentes, en ejercicio de sus facultades legales y de acuerdo con su ámbito de jurisdicción, procederán con la aplicación de las sanciones pertinentes. Dichas medidas se ejecutarán de conformidad con el régimen sancionatorio de cada autoridad, garantizando la transparencia y el debido proceso en la verificación de la calidad e inocuidad alimentaria.






**SEGUNDO:** La presente Resolución empezará a regir seis (6) meses después de su promulgación en la Gaceta Oficial.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Título II de la Ley 23 de 15 de julio de 1997 y la Resolución No.126 de 23 de diciembre de 2022.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
  
**JULIO A. MOLTÓ A.**  
 Ministro de Comercio e Industrias

JAMA/MT/ID  


Ministerio de Comercio e Industrias  
 Certifica que todo lo anterior es fiel copia de su original

Panamá, 04 de MAYO de 2026

  
 Secretar(a) General



## REPÚBLICA DE PANAMÁ

## MINISTERIO DE VIVIENDA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL



RESOLUCIÓN No. 343-A - 2026  
De 20 de abril de 2026

**EL MINISTRO DE VIVIENDA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL**

En uso de sus facultades legales y reglamentarias,

**CONSIDERANDO:**

Que la Ley 61 de 23 de octubre de 2009, que reorganiza el Ministerio de Vivienda y establece el Viceministerio de Ordenamiento Territorial, en su artículo 3, decreta que el funcionamiento y la organización interna de sus dependencias se ajustarán a lo establecido en esta ley y en sus reglamentos;

Que la Ley 61 de 23 de octubre de 2009, en su artículo 8 dispone que el Ministro de Vivienda y Ordenamiento Territorial, podrá delegar el ejercicio de sus funciones en los Viceministros, en el Secretario General o en los Directores, según el ramo, excepto en los casos en que este expresamente prohibido en la Constitución Política de la República y la Ley;

Que en cumplimiento de sus responsabilidades y en ejercicio de las atribuciones, el Ministro de Vivienda y Ordenamiento Territorial ha dispuesto, para el logro de los objetivos institucionales y para la mayor claridad y transparencia, designar al señor Gilberto Ortiz Añino, con cédula de identidad personal No.8-700-1702, con número de posición 85084, como Jefe del Departamento de Bienes Patrimoniales, encargado, en virtud que el titular del cargo, la Licenciada Francesca Del Carmen Robles Solís, se acogerá a su descanso anual remunerado (vacaciones), desde el 20 de abril de 2026 hasta el 4 de mayo de 2026;

En mérito de lo antes expuesto, el Ministro de Vivienda y Ordenamiento Territorial,

**RESUELVE:**

**Artículo 1. DESIGNAR** al señor GILBERTO ORTIZ AÑINO, con cédula de identidad personal No. 8-700-1702, con número de posición 85084, como Jefe del Departamento de Bienes Patrimoniales, encargado, en virtud que el titular del cargo, la Licenciada Francesca Del Carmen Robles Solís, se acogerá a su descanso anual remunerado (vacaciones), desde el 20 de abril de 2026 hasta el 4 de mayo de 2026.

**Artículo 2.** Advertir que las funciones delegadas no podrán a su vez delegarse y que el incumplimiento de esta Resolución conlleva la nulidad de lo actuado y que la función delegada es intransferible a otro servidor público y, es revocable en cualquier momento por la autoridad que la confirió. La funcionaria autorizada mediante la presente Resolución, al





Página No.2 de 2  
Resolución No. 3434-2026  
de 20 de abril de 2026

momento de ejercer la facultad delegada, deberá indicar que actúa por delegación de funciones.

**Artículo 3.** Advertir que las funciones delegadas podrán ser ejercidas indistintamente por el Ministro de Vivienda y Ordenamiento Territorial.

**Artículo 5.** La presente Resolución rige a partir de su firma.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Constitución Política de la República de Panamá, Ley 61 de 23 de octubre de 2009.

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,**

**JAIME A. JOVANÉ C.**  
Ministro



JAJC/MIdeDR

ES FIEL COPIA DEL ORIGINAL

SECRETARÍA GENERAL  
MINISTERIO DE VIVIENDA Y  
ORDENAMIENTO TERRITORIAL

FECHA: 07-05-2026



## REPÚBLICA DE PANAMÁ

## MINISTERIO DE VIVIENDA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL



RESOLUCIÓN No. 395 -2026  
De 5 de mayo de 2026

**EL MINISTRO DE VIVIENDA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL**

En uso de sus facultades legales y reglamentarias,

**CONSIDERANDO:**

Que la Ley 61 de 23 de octubre de 2009, que reorganiza el Ministerio de Vivienda y establece el Viceministerio de Ordenamiento Territorial, en su artículo 3, decreta que el funcionamiento y la organización interna de sus dependencias se ajustarán a lo establecido en esta ley y en sus reglamentos;

Que la Ley 61 de 23 de octubre de 2009, en su artículo 8 dispone que el Ministro de Vivienda y Ordenamiento Territorial, podrá delegar el ejercicio de sus funciones en los Viceministros, en el Secretario General o en los Directores, según el ramo, excepto en los casos en que este expresamente prohibido en la Constitución Política de la República y la Ley;

Que en cumplimiento de sus responsabilidades y en ejercicio de las atribuciones, el Ministro de Vivienda y Ordenamiento Territorial ha dispuesto, para el logro de los objetivos institucionales y para la mayor claridad y transparencia, designar a la Licenciada Ledys Aura Díaz Madrid, con cédula de identidad personal No.6-713-1534, con número de posición 81005, como Directora de Innovación y Transformación Tecnológica, encargada, en virtud que el titular del cargo, el Ingeniero Dionys Diomedes Sánchez Pinzón, se acogerá a su descanso anual remunerado (vacaciones), desde el 15 de junio de 2026 hasta el 22 de junio de 2026;

En mérito de lo antes expuesto, el Ministro de Vivienda y Ordenamiento Territorial,

**RESUELVE:**

**Artículo 1. DESIGNAR** a la Licenciada LEDYS AURA DÍAZ MADRID, con cédula de identidad personal No.6-713-1534, con número de posición 81005, como Directora de Innovación y Transformación Tecnológica, encargada, en virtud que el titular del cargo, el Ingeniero Dionys Diomedes Sánchez Pinzón, se acogerá a su descanso anual remunerado (vacaciones), desde el 15 de junio de 2026 hasta el 22 de junio de 2026.

**Artículo 2.** Advertir que las funciones delegadas no podrán a su vez delegarse y que el incumplimiento de esta Resolución conlleva la nulidad de lo actuado y que la función delegada es intransferible a otro servidor público y, es revocable en cualquier momento por la autoridad que la confirió. La funcionaria autorizada mediante la presente Resolución, al



Página No.2 de 2  
Resolución No. 398-2026  
de 5 de Mayo de 2026



momento de ejercer la facultad delegada, deberá indicar que actúa por delegación de funciones.

**Artículo 3.** Advertir que las funciones delegadas podrán ser ejercidas indistintamente por el Ministro de Vivienda y Ordenamiento Territorial.

**Artículo 5.** La presente Resolución rige a partir de su firma.

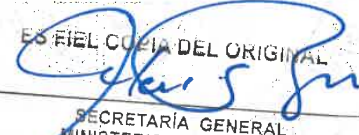
**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Constitución Política de la República de Panamá, Ley 61 de 23 de octubre de 2009.

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
**JAIME A. JOVANE C.**  
Ministro



JAJC/MideDR

ES FIEL COPIA DEL ORIGINAL  
  
SECRETARÍA GENERAL  
MINISTERIO DE VIVIENDA Y  
ORDENAMIENTO TERRITORIAL  
FECHA: 07-05-2026





**RESOLUCIÓN No.148-DJ-DG-AAC**  
(De 29 de abril de 2026)

**“Por la cual se designa al Director General Encargado de la Autoridad Aeronáutica Civil”**

**EL DIRECTOR GENERAL**  
En uso de sus facultades legales y

**CONSIDERANDO:**

Que mediante la Ley 22 de 29 de enero de 2003, se creó la Autoridad Aeronáutica Civil como una entidad autónoma, con personería jurídica, patrimonio y recursos propios y autonomía en su régimen interno.

Que el artículo 4 de la Ley 22 de 29 de enero de 2003 establece que el Director General de la Autoridad Aeronáutica Civil tendrá la representación legal de la misma y será responsable de su dirección superior y titular de las atribuciones que las leyes y reglamentos le confieren.

Que el artículo 5 de la Ley 22 de 29 de enero de 2003, establece que, en caso de ausencia del Director General, el Subdirector General ejercerá la representación legal de la Autoridad Aeronáutica Civil.

Que tanto el Director General como el Subdirector General de la Autoridad Aeronáutica Civil, se encontrarán en misión oficial fuera del país, del diez (10) al catorce (14) de mayo de 2026.

Que se hace necesario delegar el ejercicio de las atribuciones que las leyes y reglamentos confieren al Director General en la figura del Secretario General de la Autoridad Aeronáutica Civil.

**EN CONSECUENCIA,**

**RESUELVE:**

**ARTÍCULO PRIMERO: DESIGNAR a VÍCTOR GORDAY MORENO**, con cédula de identidad personal No.8-237-119, actual Secretario General de la Autoridad Aeronáutica Civil, como Director General Encargado de la Autoridad Aeronáutica Civil, del diez (10) al catorce (14) de mayo de 2026, ya que el titular del cargo estará en misión oficial.

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dado en la ciudad de Panamá, a los veintinueve (29) días del mes de abril de dos mil veintiséis (2026).

**CAP. RAFAEL BÁCENAS CHIARI**  
Director General



RV/CD/CCastillo

AUTORIDAD AERONÁUTICA CIVIL  
SECRETARÍA GENERAL

Albrook, Edif. N° 646 Dirección General, Tels: 315-9000 | Edif N° 805 Tels: 524-4000 | Edif. N° 611 ISFPA Tels: 520-0375 | www.aeronautica.gob.pa

FIEL COPIA DEL ORIGINAL QUE REPOSA  
EN LOS ARCHIVOS

Firma: *[Handwritten Signature]*

Fecha: 11 de Mayo de 2026





*República de Panamá*  
**AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

**Resolución AN No 21617 -Elec** Panamá, 7 de mayo de 2026

“Por la cual se modifican el Título IV, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, el Título V, denominado Régimen de Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización y el 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.”

**LA ADMINISTRADORA GENERAL,**  
en uso de sus facultades legales,

**CONSIDERANDO:**

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad” y sus modificaciones, establecen el régimen jurídico al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y fue reglamentada mediante el Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, otorga a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera; así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por dicha Ley;
4. Que mediante Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica;
5. Que a través de la Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó el Título V del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), denominado Régimen Suministro del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica;
6. Que mediante la Resolución AN No.3473-Elec de 7 de mayo de 2010 y sus modificaciones, ASEP aprobó el Título VI del Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), denominado Instalación y Financiamiento de Nuevas Infraestructuras con Cargas Mayores de 500 kW;
7. Que en atención a lo establecido en el acápite a) del artículo 9 del Título I de Reglamento de Distribución y Comercialización, dicho Reglamento podrá ser modificado cuando existan situaciones que afectan el servicio de distribución y comercialización que no fueron previstas en dicho Reglamento. Y, que las modificaciones al Reglamento de Distribución y Comercialización (RDC), esta Autoridad Reguladora, las someterá a la participación ciudadana con el objetivo de recibir comentarios y observaciones, no obstante, para los casos específicos del

49

Handwritten signatures and initials.





Resolución AN No. 2/617-Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 2 de 41

Régimen Tarifario y los Procedimientos Tarifarios para las redes de distribución se requiere de una Audiencia Pública;

8. Que en cumplimiento del artículo 24 de la Ley 6 de 22 de enero de 2002, "Por la cual se dictan normas para la transparencia en la gestión pública, establece la acción de Habeas Data y dicta otras disposiciones", la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos con la finalidad de permitir la participación de los ciudadanos en todos los actos de la administración pública que puedan afectar los intereses y derechos de grupos de ciudadanos, mediante las modalidades de participación ciudadana, llevó a cabo la celebración de la Consulta Pública No.012-25-Elec, para considerar 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;**
9. Que del 26 de diciembre de 2025 al 19 de enero de 2026, estuvo disponible el documento contentivo de la referida propuesta de modificación en la Dirección Nacional de Electricidad, Agua Potable y Alcantarillado Sanitario de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, así como en la página web de la misma; y la mencionada Audiencia Pública se llevó a cabo el día 16 de enero de 2026;
10. Que dentro del plazo otorgado para recibir comentarios a la mencionada propuesta, tal cual consta en Acta de Cierre, esta Autoridad Reguladora recibió comentarios de los siguientes interesados:
  - Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S.A. (en adelante ENSA)
  - Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (en adelante EDEMET).
  - Autoridad del Canal de Panamá (en adelante ACP)
11. Que a continuación se enmarcan los comentarios recibidos durante el periodo de recepción de comentarios sobre la Consulta Pública No. 012-25:

#### **Título IV: "Régimen Tarifario del Servicio de Distribución y Comercialización"**

##### **11.1. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 22 del Título IV del RDC**

- ENSA

Señala que esta nueva modificación propuesta implica cambios significativos en el sentido, el alcance y las consecuencias que para los implicados acarrea. Indica que este mismo artículo había sido cambiado recientemente, apenas en febrero de 2025. Ahora bien 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.

De igual forma, manifiesta que 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, propone que se mantenga la redacción actual del artículo 22, específicamente la parte que dice: "...se evaluará la calidad del servicio prestado

PA  
24





Resolución AN No 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 3 de 41

en cada zona de concesión durante el último año calendario del periodo tarifario anterior..."

Aunado a lo anterior, con respecto a las otras adecuaciones del artículo 22 señala, que los principales aspectos que llaman la atención y con los cuales no están 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 artículo 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 periodo". A la luz de lo anterior se infiere que: o la ASEP cuantificará si existen diferencias entre lo ejecutado y lo aprobado, o 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 sobre la totalidad del 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 tales motivos, las empresas estarían siendo doblemente penalizadas por la misma causa. Por lo tanto, consideran 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 artículo 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).
- Señalan que 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, solicitan 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.

*JP*  
*sep*





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 4 de 41

- Los montos por 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.
- En cuanto a los costos de administración, solicitan que:
  - Primero, que se comparen 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. Proponen que a cada CAINC<sub>i</sub> 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&MCom tenga sentido, consideran necesario homologar los valores CAINC<sub>i</sub>, 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 CAINC<sub>i</sub> 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 CAINC<sub>i</sub> 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.

*Jp*  
*24/x*





Resolución AN No. 21017 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 5 de 41

- Señala que 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.
- En el mismo sentido del comentario referido al límite máximo de descuentos aplicables a los costos operativos, observa que la metodología para definir los factores de amplificación del descuento KD y KC, 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 implica. Un ejemplo claro del nivel de riesgo que estos factores introducen se evidencia en el texto referido al indicador KD, 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).
- Solicita eliminar de las fórmulas planteadas en el artículo 22 los factores KD y KC, 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.
- Indica que 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.
- 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.

#### • EDEMET

Señala que la metodología propuesta por ASEP genera un doble castigo. Indica que la aplicación de descuentos sobre los costos reconocidos en el IMP por incumplimientos de calidad del servicio configura un supuesto de doble penalización, dado que dichos incumplimientos a los indicadores ya se encuentran reguladas mediante normas específicas dictadas al amparo de la propia Ley 6 de 1997.

Consideran que este enfoque resulta contrario a los principios de razonabilidad, proporcionalidad y seguridad jurídica que deben regir la actuación de la Autoridad Reguladora. La fórmula propuesta por la ASEP introduce una doble penalización al aplicar simultáneamente (i) un ajuste por incumplimiento del indicador SAIDI y (ii) un factor de amplificación asociado a la supuesta menor ejecución de los costos operativos.

SP

SP  
2026  
3  
x





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 6 de 41

Si la ASEP argumenta que el incumplimiento del desempeño en calidad podría deberse a que la empresa no utiliza la totalidad de los gastos reconocidos, entonces ese efecto ya estaría plenamente recogido en la primera parte de la fórmula, donde el SAIDI real es comparado contra el límite admisible. Incorporar además un factor adicional que amplifique el descuento con base en la ejecución de costos implica castigar dos veces por la misma causa: primero, por el indicador de calidad; y después, por el nivel de gasto que se presume relacionado con ese desempeño. Ambos elementos parten del mismo supuesto que la calidad es consecuencia directa de la ejecución de costos, por lo que utilizarlos de manera acumulativa no solo es metodológicamente redundante, sino que incrementa artificialmente la penalidad y distorsiona el principio de proporcionalidad regulatoria. En esencia, la fórmula convierte una sola relación causal en dos mecanismos sancionatorios independientes, lo cual constituye un castigo doble sin justificación técnica ni regulatoria.

Indica que se amplía el periodo de evaluación de la calidad del servicio a todo el periodo tarifario, cuando la Resolución AN-19972-Elec establece que la evaluación debe realizarse solo para el último año calendario del periodo tarifario, por lo que se le solicita a la ASEP mantener la redacción vigente y ajustar todo el artículo 22 bajo ese mismo principio, tanto para la calidad técnica como para la comercial, manteniendo la consistencia normativa y evitando evaluaciones prolongadas que no corresponden al marco regulatorio aprobado.

Sobre el límite de descuento de costos operativos, indica que se debe incluir un parámetro que se define como 'límite' ya que tiene por naturaleza económica el propósito de buscar 'reducir' el efecto del descuento que se calcule, y es importante conocer su valor con lo cual y a lo largo de la metodología propuesta: no se explica cómo se calculará ese límite; no se define si será porcentual, absoluto, basado en bandas o en algoritmos comparativos; no se indica si el límite será uniforme para todas las empresas, o ajustado según características técnicas. Este vacío metodológico genera riesgos importantes:

- Subjetividad: el regulador podría ajustar el límite sin un criterio reproducible.
- Incertidumbre financiera: la distribuidora no puede prever el impacto potencial en su reconocimiento de costos.
- Falta de replicabilidad: no es posible reproducir el cálculo del descuento sin conocer los parámetros del límite.

Además, en algún punto de la metodología, se plantea que:

*Límites de los descuentos de costos operativos. La ASEP aprobará, para cada periodo 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 se 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.*

En ese sentido, se generan algunas dudas que esperan sean esclarecidas por la ASEP. Si la aplicación de este límite de descuento inicia en el período 2030-2034, se entiende que su valor deberá quedar determinado en el IMP previo (2026-2030). Esto implicaría que en la Consulta Pública del IMP 2026-2030 la ASEP tendría que indicar su valor. Sin embargo, según el planteamiento actual, la ASEP propone determinar este límite con base en la evaluación de costos operativos incurridos vs. los aprobados. Esto significa que, para fijar el límite antes de 2030, la ASEP tendría que





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 7 de 41

utilizar los costos del periodo 2022-2026. De ser así, en la práctica ya estarían realizando la evaluación desde este momento, lo cual no sería coherente con lo establecido en la Resolución AN No.19972-Elec ni con la intención de aplicar la metodología a partir del siguiente período tarifario 2030-2034. Por consiguiente, se le solicita a la ASEP:

1. Definir explícitamente cómo y cuándo se calculará el límite.
2. Incluir todos los costos incurridos: costos operativos, costos por pérdidas no reconocidas, no gestionables y costos de capital.
3. Asegurar un límite que funcione como un tope moderador, no como un mecanismo discrecional que comprometa el equilibrio financiero.
4. Definir metodologías reproducibles (replicabilidad).
5. Enfatizar de manera reiterada que la propuesta carece de metodologías claras y replicable sobre algunos parámetros.

Consideran que los factores de amplificación kD y kC introducen un componente altamente discrecional. Esta falta de precisión genera subjetividad regulatoria y dificulta la capacidad de las empresas para reproducir el cálculo y prever impactos financieros, por lo cual se le solicita a la ASEP dejar los planteamientos y fórmulas de cálculo claramente definidos de forma tal que sean replicables y se mantenga el principio de transparencia y seguridad jurídica.

Sobre la evaluación de los costos operativos, señalan que la ASEP debe indicar que el parámetro de descuento busca reflejar la evaluación de la ejecución de costos incurridos vs reconocidos, es importante indicar que ya con la comparativa de indicador SAIDI se está recogiendo la supuesta menor ejecución de costos operativos pues lo relaciona directamente como un efecto. En ese sentido, cualquier parámetro o herramienta adicional genera una doble penalización sobre esta misma consideración.

De forma paralela, consideran fundamental que la metodología establezca con precisión y de forma replicable la forma de cálculo del límite y de la evaluación de costos. Para que la comparación entre costos aprobados y costos incurridos sea justa y técnicamente válida, debe contemplarse el total de los costos eficientes reconocidos para el periodo tarifario, los cuales constituyen todos los recursos disponibles para la gestión de la empresa distribuidora. En este análisis no solo deben incluirse los costos operativos, sino también los costos de capital y los costos asociados a las pérdidas eléctricas, ya que estos tienen un impacto directo en el IMP.

Indican que las pérdidas técnicas eficientes que efectivamente se producen en la red no coinciden con los valores considerados por el regulador al definir los porcentajes de referencia de las empresas comparadoras. Dichas pérdidas responden a las características propias de la infraestructura y de la demanda, y han sido sustentadas mediante estudios presentados oportunamente. Adicionalmente, la empresa enfrenta un nivel de pérdidas no gestionables cuyo efecto económico tampoco es reconocido plenamente. La combinación de estas brechas entre pérdidas reales, eficientes y reconocidas constituye ingresos no recuperados que afectan directamente la sostenibilidad financiera de la operación. Por ello, para mantener el equilibrio económico-financiero del modelo tarifario y garantizar comparaciones efectivas entre los costos aprobados y los incurridos, es indispensable que la metodología reconozca explícitamente todos estos elementos dentro del cálculo del límite y de la evaluación regulatoria. Señalan que esto debe quedar explícito en la metodología, adicional de formular el cálculo del límite de descuento. En ese sentido, consideran que la propuesta de la ASEP debe reconocer que los costos aprobados deben compararse con los costos realmente incurridos, incluyendo: • Costos de operación y mantenimiento, distribución, administración y comercialización • Costos por pérdidas técnicas no reconocidas, Pérdidas no gestionables, y • Costos de capital.

Observan que excluir estos elementos distorsiona la evaluación financiera y puede afectar la sostenibilidad del IMP, por lo que la metodología debe incluir explícitamente todos los costos efectivamente incurridos, alineándose con el





Resolución AN No. 2167 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 8 de 41

principio de equilibrio económico-financiero para le evaluación de costos incurridos.  
Inconsistencias en el uso de la cantidad de clientes.

Sobre la metodología y el artículo 22 completo, consideran que existe una incongruencia sobre la utilización de la cantidad de clientes que se utilizará para ponderar los indicadores. Se observa que, dentro del artículo 22, existe una inconsistencia respecto al uso del número de clientes para el cálculo del SAIDI admisible. Por un lado, se indica que la ponderación debe realizarse utilizando la cantidad real de clientes de cada año del último periodo tarifario. Sin embargo, al definir los criterios de la fórmula para el cálculo del descuento OyMDist, se señala que el SAIDI admisible ponderado utiliza para ponderar, el número real de clientes del último año del periodo tarifario.

Señala que 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 periodo 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 periodo tarifario, obteniendo un solo valor ponderado para el SAIDI real. \*SAIDI real pond: Promedio ponderado del SAIDI real por área. La ponderación se realiza por el número de clientes reales del último año del periodo 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 periodo tarifario. Indican que esta discrepancia dentro del mismo artículo podría generar interpretaciones erróneas, por lo que resulta necesario unificar ambos criterios para asegurar claridad y consistencia normativa. Consideran que, si los indicadores serán calculados ponderados para cada año tarifario, las variables utilizadas deben corresponder a ese mismo año, esto principalmente porque la cantidad de clientes varía año a año y afecta directamente el peso relativo de los indicadores y ayuda a mantener la consistencia entre el indicador y la variable ponderadora puesto que los clientes de cada año van ligados con el nivel de los indicadores de cada año. Señalan que usar solo el último año compromete el principio de representatividad estadística dado que la ponderación de un descuento multianual utilizando únicamente los clientes del último año, no representa adecuadamente el peso real del indicador en cada año lo que traería riesgo de impactos tarifarios desproporcionados. En ese sentido, consideran que, si se mantiene que la evaluación de los indicadores debe realizarse considerando la totalidad del periodo tarifario anterior, la metodología debe utilizar el número real de clientes de cada año tarifario.

Por lo anterior, consideran que la ASEP debe unificar el criterio de manera que, para la ponderación de los indicadores SAIDI, tanto para los límites admisibles como para los valores reales, se emplee la proporción de clientes reales correspondientes a cada año tarifario del último periodo tarifario, y no únicamente del último año, en consecuencia esto permitirá mantener la consistencia entre el indicador y la variable ponderadora, garantizando una evaluación técnica adecuada y alineada con la metodología establecida. Adicionalmente, observan que la propuesta indica que se utilizarán indicadores revisados y aprobados por la ASEP excluyendo CF/FM. Por lo tanto, consideran que se debe confirmar expresamente este tratamiento y para cumplir con lo previsto.

Sobre la incorporación de costos de Alumbrado Público como parte de los costos O&MyA\_Dist para el cálculo del descuento, indican que la ASEP establece que el cálculo del descuento relacionado a los costos de distribución considerará 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&MALUM). En la determinación del IMP, los costos de O&MALUM no son determinados por empresas comparadoras ni forman parte del sistema evaluado por los indicadores de calidad del servicio de distribución con lo cual no existe correlación técnica entre un incumplimiento de calidad del servicio de distribución y los costos del alumbrado público y su inclusión como parte de la base de costos que forman parte del cálculo del descuento por no cumplimiento de indicadores,

CP

Red  
B  
s





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 9 de 41

distorsiona el valor de descuento. En ese sentido, solicitan a la ASEP excluir los costos de O&MALUM de manera que no genere un efecto sancionatorio indebido pues se estaría incrementando artificialmente la base sobre la cual se calcula la penalización, adicional a que no son evaluados mediante los indicadores de calidad del servicio técnico.

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Del análisis integral de los comentarios y aportes formulados por las empresas distribuidoras, esta Autoridad Reguladora ha determinado que la propuesta de modificación del artículo objeto de revisión reviste un alto grado de complejidad técnica y regulatoria, lo que evidencia la necesidad de realizar una revisión metodológica más exhaustiva a fin de asegurar su adecuada estructuración y coherencia.

En virtud de lo anterior, y una vez efectuados los ajustes que resulten pertinentes, se estima necesario someter nuevamente a Consulta Pública una propuesta específica del citado artículo, que desarrolle de manera clara y detallada los criterios y la metodología aplicable, garantizando la debida participación ciudadana y el fortalecimiento de la solidez técnica y jurídica de la regulación.

#### **11.2. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 33 del Título IV del RDC**

- **ENSA**

Señala 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.

- **EDEMET**

Indica que en caso de que sea necesario adecuar o incorporar nuevas cuentas contables con un nivel de apertura adicional al actualmente utilizado en los informes de contabilidad regulatoria, es importante considerar que estos ajustes requieren un proceso de parametrización y validación interna. En ese sentido, la ASEP debe contemplar que la implementación y el reporte asociado solo podrán realizarse dentro de los plazos compatibles con los ciclos y cierres fiscales siguiente a su aprobación. En este caso cierre fiscal 2026.

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Luego de analizar los comentarios presentados por las empresas distribuidoras, esta Autoridad acoge las observaciones formuladas y, en consecuencia, se procederá a modificar el artículo correspondiente a fin de precisar el alcance y la forma de cumplimiento de la obligación de reporte.

#### **11.3. Comentarios a la propuesta de modificación del Artículo 80 del Título IV del RDC**

- **EDEMET**

El término "periodo" puede traer ambigüedades sobre su aplicación, con lo cual proponemos que se indique que corresponde con el mes calendario o la fracción del mes correspondiente al consumo registrado bajo cada tarifa. Adicionalmente, indica que en los casos de los diferentes reportes que se presentan forma recurrente para reportar los cierres mensuales de facturación, este cliente se incorporará con la tarifa a la cual cambió en el mes sin importar los días proporcionales de cada tarifa.

CP

JP  
24  
B  
1





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 10 de 41

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Esta Autoridad considera viable la aclaración solicitada por EDEMET, por lo que se procederá a mejorar la redacción, para que se explique que el periodo de este artículo hace referencia a la cantidad de tiempo que se debe facturar en cada una de las tarifas.

#### **11.4. Comentarios a la propuesta de modificación del Artículo 86 del Título IV del RDC**

- **EDEMET**

Están de acuerdo con esta modificación, no obstante, señalan que todos los cambios de este tipo requieren actualizaciones en el sistema de facturación el cual lleva un proceso de gestión y prueba que debe ser considerado al momento de la aprobación de esta reglamentación y no puede suponer inmediatez.

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

En el marco del proceso de Consulta Pública, el artículo fue sometido a consideración con el objetivo de introducir ajustes normativos, recibiendo comentarios de EDEMET que manifestaron, en términos generales, su conformidad con la propuesta. No obstante, en atención al carácter participativo y no vinculante de dichos aportes, y conforme a las facultades regulatorias de esta Autoridad, el análisis técnico regulatorio realizado determinó que la modificación propuesta requería una evaluación más profunda respecto a su alcance y efectos prácticos.

En consecuencia, a fin de preservar la claridad, coherencia normativa y correcta aplicación del régimen vigente, se decidió no adoptar la modificación propuesta, manteniéndose el texto actual del artículo 86.

#### **11.5. Comentarios sobre la Adición del Capítulo IV.7 al Título IV del RDC**

- **ENSA**

Reconoce 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, señalan que 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.

Consideran que 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.

Indican que 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

*[Handwritten signature]*  
B  
J





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 11 de 41

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 electromovilidad, 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, sugieren 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.

Consideran que las empresas distribuidoras son quienes están mejor posicionadas para brindar este servicio, incluso en áreas con baja rentabilidad. Dejar únicamente 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 la 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 sometidas las empresas distribuidoras. Si hubiera una exigencia de cobertura en distintas áreas geográficas, una tarifa única daría lugar a lo que se conoce como "descreme" 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.

- **EDEMET**

Sobre el Artículo 134: Se debe aclarar la naturaleza del servicio, indicando si la prestación de carga por parte de las distribuidoras se considera una actividad regulada o comercial/competitiva. Asimismo, se necesita fortalecer el marco regulatorio definiendo una estructura tarifaria compuesta por cargo fijo y cargo variable, lo que permitirá al consumidor distinguir claramente entre el costo por disponibilidad del servicio y el consumo de energía, y a la vez otorgará certeza financiera a la empresa para continuar invirtiendo en infraestructura, considerando que los costos pueden variar según el tipo de estación y su uso.

Sobre el Artículo 135: Se debe establecer un procedimiento distinto al de la base de capital para el cálculo del IMP, mediante el cual se informe cómo se registrarán las inversiones realizadas por la empresa de distribución. Asimismo, se debe otorgar un plazo de adaptación para la implementación en los sistemas de la empresa. En consecuencia, estas modificaciones deberían aplicarse posterior a la revisión tarifaria 2026-2030, considerando que estamos por iniciar procesos de renovación de concesión.

Con respecto al Artículo 136: La ASEP propone que los costos de operación, mantenimiento y administración asociados al servicio de carga de vehículos eléctricos sean contabilizados separadamente de los demás costos de la empresa, estableciendo un plazo prudente para que las empresas distribuidoras adapten sus





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 12 de 41

sistemas contables y operativos. Esta medida debería aplicarse posterior a la revisión tarifaria 2026-2030 considerando que estamos por iniciar procesos de renovación de concesión, garantizando una transición ordenada y que la información financiera refleje de manera precisa los costos del servicio sin afectar la operación de la empresa.

Sobre el Artículo 137: Actualmente, la empresa distribuidora no dispone de información suficiente que permita evaluar adecuadamente la incorporación del IMPEC para estaciones de carga, ni la recuperación de inversiones, proyección de demanda. Esta situación genera incertidumbre sobre los supuestos utilizados para determinar tarifas y cargos.

Se considera necesario incorporar un apartado de definiciones para conceptos clave, tales como IMPEC, CUEC, energía proyectada, energía vendida, tipos de carga y bloques horarios. La inclusión de estas definiciones garantizaría consistencia en la interpretación de la normativa y facilitaría la aplicación práctica de los cálculos tarifarios, evitando ambigüedades en la estimación de ingresos y en la evaluación de eficiencia de los costos.

Asimismo, se sugiere incorporar un cargo fijo por disponibilidad del servicio, tal como se indica en el artículo 134, de manera que el consumidor pueda distinguir claramente entre el costo por disponibilidad del servicio y el consumo de energía.

Respecto a los costos eficientes, la propuesta indica que las inversiones y los costos de administración, operación y mantenimiento serán propuestos por la empresa distribuidora y sometidos a un análisis de eficiencia que realizará ASEP, utilizando información real, referencias nacionales e internacionales y otras fuentes pertinentes. No obstante, no se detalla la metodología específica que se aplicará para la determinación de dichos costos eficientes. Se considera conveniente que ASEP establezca criterios claros, comparables y transparentes, incluyendo referencias de mercado y de empresas similares, para brindar mayor certeza y seguridad jurídica al proceso. Se indica que la empresa distribuidora presentará la proyección de energía por bloque horario que será vendida en las estaciones de carga, la cual será verificada por ASEP. Se debe considerar que el mercado de carga de vehículos eléctricos es incipiente y la demanda puede ser variable, se recomienda permitir revisiones anuales de la energía proyectada.

Esto permitirá corregir desviaciones significativas entre la energía estimada y la energía efectivamente suministrada, evitando que las distribuidoras asuman completamente el riesgo de demanda, especialmente en la etapa inicial de desarrollo del mercado. En cuanto a la estructura tarifaria, la propuesta de ASEP establece dos componentes: el costo de energía y potencia, que se equipara al costo unitario que paga una estación de carga no propiedad de la empresa distribuidora, y el costo unitario por el uso de las estaciones de carga, diferenciado según la velocidad de carga (lenta, semi rápida y rápida). Se observa que la propuesta se basa únicamente en la energía consumida (kWh), sin considerar que los costos asociados a la carga rápida pueden diferir significativamente de la carga lenta o semi rápida. Por ello, se recomienda evaluar la incorporación de componentes tarifarios adicionales que reflejen los distintos costos operativos por tipo de carga y bloques horarios.

Indican que todas estas consideraciones deberían ser evaluadas y considerar su aplicación posterior a la revisión tarifaria 2026-2030, considerando que están por iniciar procesos de renovación de concesión.

#### ANÁLISIS DE LA ASEP:

El esquema definido para la carga de vehículos eléctricos por las políticas nacionales es un esquema competitivo en el cual pueden participar las empresas distribuidoras, las cuales tendrán un precio máximo regulado, el término máximo implica que pueden cobrar un precio inferior si quieren competir con otras empresas que puedan alcanzar precios menores. Para garantizar las condiciones competitivas es necesario (1) tener una tarifa que





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 13 de 41

se cobre a las estaciones de carga privadas igual a la tarifa que las de propiedad de empresas distribuidoras (2) que se transfieran los costos asociados al punto 1, a los usuarios de las estaciones de carga de propiedad de las empresas de distribución y (3) que los precios que se determinen por el servicio de carga no consideren ni activos ni costos operativos considerados en las tarifas por venta de energía eléctrica.

Es importante señalar que ninguna actividad ajena a la función de distribución de energía eléctrica debe ser sufragada por el cliente final a través de la tarifa regulada, por ende, permitir que las empresas distribuidoras trasladen a la tarifa general de los usuarios los costos o riesgos asociados a la instalación y operación de estaciones de carga implicaría una distorsión en las condiciones de competencia.

En particular, ello supondría una **ventaja indebida frente a otros agentes del mercado** que desarrollen infraestructura de carga bajo esquemas competitivos, ya que estos últimos deben asumir íntegramente su riesgo financiero sin posibilidad de socializar pérdidas entre usuarios regulados.

En ese sentido, autorizar que las distribuidoras garanticen su rentabilidad mediante la incorporación de dichos costos en la tarifa eléctrica general **no sería consistente con principios de competencia leal ni de neutralidad regulatoria**, toda vez que se trasladaría el riesgo empresarial a los clientes regulados, quienes no necesariamente se benefician del servicio.

Por el contrario, el esquema planteado mantiene una separación adecuada entre actividades reguladas y potencialmente competitivas, asegurando que las decisiones de inversión en infraestructura de carga respondan a criterios de eficiencia económica y no a subsidios cruzados implícitos.

#### Sobre el artículo 134

La definición del capítulo IV.7 TARIFAS QUE SE APLICARÁN EN LAS ESTACIONES DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS DE PROPIEDAD DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS está enmarcada dentro de la política que está siguiendo el gobierno de la República de Panamá en la cual participarán empresas distribuidoras y otros participantes bajo un esquema competitivo con precios máximos regulados para las empresas distribuidoras, para lo que es necesario que tanto el costo que paguen los otros participantes como el costo que las empresas distribuidoras transfiera a los usuarios de las estaciones de carga sea el mismo y que no se generen subsidios cruzados entre actividades, lo cual está reflejado en la normativa propuesta.

En consecuencia, se mantiene la redacción propuesta en el artículo, estableciendo que las tarifas aplicables al servicio de carga de vehículos eléctricos deberán definirse conforme a los criterios establecidos en la normativa vigente.

#### Sobre el artículo 135

La actividad relativa a las estaciones de recarga de vehículos eléctricos constituye una actividad distinta a la de distribución de energía eléctrica y, por lo tanto, para que la realicen las empresas distribuidoras, estas deberán llevar registros contables separados que permitan identificar de manera clara los costos, ingresos y activos asociados a dicha actividad.

Es importante destacar que, para el registro contable, traspaso de los activos existentes, reporte de la información asociados a estas inversiones y otra información relevante asociada a la actividad de estaciones de carga de vehículos eléctricos, las empresas distribuidoras deberán presentarla de forma separada a partir del cierre fiscal del año 2026 en los plazos establecidos para la presentación de Estados Financieros. La ASEP realizará los ajustes necesarios en el SRUC y seguirá los procesos de aprobación correspondientes.

Mientras se realicen los ajustes al SRUC las empresas distribuidoras presentarán esta información mediante nota dirigida a la administración de la ASEP.

CP

JP  
ay  
B 2





Resolución AN No. 21617-Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 14 de 41

Estas modificaciones deberán aplicarse a partir de la revisión tarifaria 2026-2030, considerando que en la actualidad ENSA presta el servicio de carga de vehículos eléctricos a clientes.

Por lo cual, se modifica el artículo con la inclusión de la aclaración de los plazos y formato para el reporte de las inversiones asociadas a la actividad de carga de vehículos eléctricos.

#### Sobre el artículo 136

Es importante destacar que el registro contable de los costos de operación, mantenimiento y administración asociado a la actividad de carga de vehículos eléctricos, las empresas distribuidoras deberán presentarlo de forma separada a partir del cierre fiscal del año 2026 en los plazos establecidos para la presentación de Estados Financieros. La ASEP realizará los ajustes necesarios en el SRUC y seguirá los procesos de aprobación correspondientes.

Mientras se realicen los ajustes al SRUC las empresas distribuidoras presentarán esta información mediante nota dirigida a la administración de la ASEP.

Estas modificaciones deberán aplicarse a partir de la revisión tarifaria 2026-2030, considerando que en la actualidad ENSA presta el servicio de carga de vehículos eléctricos a clientes.

Por lo cual, se modifica el artículo con la inclusión de la aclaración de los plazos y formato para el reporte de los costos de operación, mantenimiento y administración asociado a la actividad de carga de vehículos eléctricos.

#### Sobre el artículo 137

Actualmente existen estaciones de carga de propiedad de las empresas distribuidoras, por lo que posponer la aplicación de estas tarifas representa un perjuicio para esas empresas.

Respecto a la información para la determinación de costos eficientes, se evaluarán los modelos de costo de servicio que presenten las empresas de distribución para determinar los costos debidamente respaldados por cotizaciones y estudios de costos laborales para desarrollar esta actividad, esto deberá ser proporcionado por las empresas distribuidoras que realicen esta actividad para la aprobación de los Pliegos Tarifarios. Respecto a la demanda se puede partir de datos existentes e incorporar la experiencia de otros países que han avanzado más en el despliegue de las estaciones de carga de movilidad eléctrica.

Por lo cual, se mantiene la redacción propuesta.

### **Título V: "Régimen de Suministro"**

#### **11.6. Comentarios a la propuesta de modificación del Artículo 4 del Título V del RDC**

- **ENSA**

Tiene los siguientes comentarios:

- Están de acuerdo con las adiciones propuestas por la ASEP.
- Adicionalmente solicitan 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.
- Solicitan 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."

9

JK  
al  
B  
y





Resolución AN No. 21617-Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 15 de 41

- Solicitan 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.

- **EDEMET**

Señala que las modificaciones y/o aclaraciones propuestas por EDEMET no alteran el objetivo ni el alcance del texto propuesto por ASEP, sino que buscan precisar, complementar y fortalecer su aplicación práctica, a partir de la experiencia operativa de la empresa distribuidora y de la necesidad de garantizar la seguridad jurídica, técnica y administrativa del proceso.

Propone incluir al final del acápite (i) la siguiente aclaración:

*(i) Copia de la Escritura Pública o Certificación vigente (1 año), expedida por el Registro Público, el Banco Hipotecario Nacional, el Ministerio de Vivienda (MIVIOT), la Autoridad Nacional de Administración de Tierras (ANATI), los Municipios (propietarios de un terreno) u otra entidad estatal (propietaria de un terreno) que acredite la propiedad o derecho posesorio de un bien inmueble a nombre del cliente, emitida por la autoridad competente y que contenga los datos de la finca o del predio.*

Propone para el g):

*g) Las solicitudes del servicio eléctrico podrán realizarse en las agencias autorizadas de la empresa distribuidora, en sitio o por vía electrónica. En el caso de que sea por medio electrónico, toda la documentación podrá enviarse a través de este mismo medio, incluyendo la suscripción del contrato de suministro mediante firma electrónica o firma digital, pudiendo la empresa distribuidora implementar mecanismos de autenticación adicionales que garanticen la identidad del solicitante, al igual que la certificación de los pagos, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo V.15 de este Reglamento.*

Adicionalmente solicitan que se incluya un nuevo literal a este artículo: "... la Distribuidora no será responsable por los documentos que presenten los clientes regulados para sustentar su solicitud de suministro y, cualquier reclamo, será presentado ante el cliente o su representante o quien se determine emitió el documento pertinente y no contra el distribuidor...".

Esta solicitud respetuosa la hacemos sobre la base de que la distribuidora, está de acuerdo con los planteamientos del regulador y no debe haber limitaciones ni restricción para la suscripción de nuevos contratos de suministro, siempre y cuando, no haya riesgos para la distribuidora dimanantes de cuestionamientos de terceros por los documentos que justifiquen la tenencia, uso o propiedad de las fincas y/o predios al momento de solicitar el servicio.

- **ACP**

*[Handwritten signature]*  
*[Handwritten initials]*  
*[Handwritten initials]*





Resolución AN No. ~~21617~~-Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 16 de 41

Las condiciones para la conexión del suministro eléctrico deben contemplar no solo el cumplimiento de los requisitos aplicables al punto de interconexión, sino también la verificación de que la instalación eléctrica interna del cliente cumple con las normas de seguridad vigentes.

En el caso de la ACP, este enfoque es esencial para prevenir condiciones de riesgo público dentro de nuestra área de operación y servidumbre. En particular, se busca evitar situaciones en las que el suministro eléctrico facilite la ocupación de estructuras construidas por el cliente debajo de líneas eléctricas de media o alta tensión, así como impedir que, a partir del medidor, se desarrollen instalaciones o tendidos de cableado expuesto que no cumplen con la normativa eléctrica nacional. Estas prácticas representan un riesgo tanto para nuestro personal operativo como para el público en general, por lo que deben ser controladas como requisito previo a la conexión del servicio.

En concordancia con el Artículo 114 y 126 de la Ley 6 de 1997, es responsabilidad de los clientes contar con instalaciones internas que cumplan con las normas vigentes y en buen estado y los defectos en las instalaciones del cliente que generen un riesgo de seguridad, son causal para la suspensión del servicio.

En concordancia con el Artículo 6 del Título V: Régimen de Suministro Capítulo V.1: Condiciones Generales de Suministro, es responsabilidad de la empresa distribuidora validar que se cumplan las condiciones de seguridad.

Propuesta de redacción:

*Artículo 4 Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las siguientes:*

...

*e) El punto de interconexión (donde se encuentra el medidor), debe estar ubicado en un sitio accesible a la empresa de distribución de acuerdo con las normas de construcción, y su conexión con las instalaciones, así como las instalaciones del cliente deben cumplir con las normas de seguridad para media tensión y baja tensión vigentes.*

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Con respecto al literal b:

- Sub literal (i) asociado a la solicitud de exigir carta notariada del propietario en terrenos privados para autorizar la cesión de parte del terreno y prevenir futuras demandas contra la distribuidora, esta Autoridad no considera viable ni procedente la solicitud, ya que le corresponde al Registro Público la inscripción y certificación de la titularidad de los bienes inmuebles, mientras que la ANATI es competente en materia de derechos posesorios y procesos de titulación de tierras, adicionalmente, ya en el numeral (ii) se indican los pasos a seguir en caso de no ser titular del bien inmueble. El caso planteado responde a una excepción y le debe corresponder al titular de la finca realizar las gestiones entre privados que corresponda (venta o alquiler de la propiedad con toda la documentación asociada).
- Sub literal (i) asociada a la inclusión de una redacción que establezca de manera explícita que la acreditación de la propiedad debe ser emitida por la autoridad competente y que contenga los datos de la finca o del predio, le indicamos que esta Autoridad no lo considera viable, ya que existen instituciones que cuentan con los procesos internos y que acreditan la titularidad del bien, regular sobre los documentos que emiten estas instituciones excede el alcance de validación que debe realizar la empresa distribuidora para procesar la solicitud de nuevo suministro.





Resolución AN No. 21017 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 17 de 41

- Nuevo "Sub literal (x)" asociado a la propuesta de incorporar nuevos suministros que no cuentan con la información completa y se encuentran en áreas rurales, al respecto debemos señalar que los numerales (vi), (vii) y (viii) admiten la certificación de residencia emitida por un juez comunitario como documento habilitante únicamente en ausencia de lo previsto en el numeral (i) y que dicha excepción responde a la existencia de regímenes territoriales especiales. En consecuencia, fuera de estos excepcionales, debe mantenerse la exigencia de acreditar la tenencia del inmueble. Por tanto, la propuesta no resulta viable.

Referente a la adición de un nuevo literal g) para flexibilizar los requisitos a los nuevos suministros con medidores prepago, no se considera viable su inclusión, toda vez que los requisitos en el presente artículo deben ser cumplidos por todos los solicitantes para adquirir el suministro, por lo cual se mantiene el requisito de demostrar la propiedad, derecho posesorio o alquiler de la finca para realizar la instalación del servicio.

No consideramos viable modificar el literal g vigente, en atención al comentario recibido sobre la firma electrónica y los mecanismos de autenticación, toda vez que las modificaciones planteadas se basan en el desarrollo tecnológico que permite realizar trámites virtuales sin perder la perspectiva de legalidad y verificación. Y si bien pretender facilitar el trámite que se realiza en todas las etapas que sea posible; la empresa distribuidora debe implementar los mecanismos necesarios para cumplir con las exigencias legales de los trámites.

Adicionalmente, no se estima procedente la incorporación de un nuevo literal que establezca una exoneración de responsabilidad a favor de la empresa distribuidora por los documentos presentados por el solicitante. El Título V del RDC ya establece los requisitos que deben ser presentados para la formalización del suministro. En ese contexto, la empresa distribuidora tiene la obligación de revisar y validar toda la documentación.

Como se menciona en el comentario presentado por ACP, el Artículo 114 de la Ley 6 de 1997 establece que es obligación de los clientes realizar a su cargo las instalaciones internas necesarias para permitir la prestación de los servicios de electricidad, de acuerdo con las normas vigentes, y mantener en buen estado estas instalaciones. La redacción propuesta implica que la empresa distribuidora sería responsable de verificar la instalación interna previo a la conexión, asignando una responsabilidad que no corresponde a las empresas distribuidoras y que podría representar mayores costos reconocidos a estas empresas que podrían incrementar los cargos que aplican a sus clientes.

Por otra parte, las situaciones identificadas por la ACP tienen mayor probabilidad de presentarse cuando las instalaciones se deterioran y no al momento de la conexión, aspecto que excede las obligaciones de las empresas distribuidoras. Es importante resaltar que el Reglamento de Instalaciones Eléctricas (RIE) establece los criterios técnicos que deben cumplir todas las instalaciones eléctricas. Asimismo, dichas instalaciones deben ser inspeccionadas y contar con el visto bueno del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Panamá, Autoridad competente en materia de seguridad humana para la prevención y control de incendios, la cual tiene facultades para realizar inspecciones y emitir dictámenes técnicos que garanticen el cumplimiento de las medidas de seguridad en edificaciones, instalaciones eléctricas y ocupación de espacios.

La empresa distribuidora debe verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos correspondientes y está facultada para rechazar aquellas instalaciones que no cumplan con la normativa aplicable. En consecuencia, no debe proceder a la instalación del suministro eléctrico en instalaciones que incumplan las disposiciones vigentes.

Considerando lo anterior, se mantiene la redacción propuesta.

#### 11.7. Comentarios a la propuesta de modificación del Artículo 15 del Título V del RDC

- ENSA

CP

CP  
B S





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 18 de 41

No están de acuerdo con la inclusión, ya que, 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.

Señala que con esta redacción 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, qué 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.

- **EDEMET**

La propuesta de ASEP define las obligaciones para los servicios temporales, pero no establece consecuencias por su incumplimiento, con lo cual es necesario añadir la desconexión del servicio en caso de no presentar los informes, reforzando el carácter temporal del suministro y la claridad regulatoria.

Propuesta EDEMET:

*Artículo 15: Condiciones para los clientes con servicios temporales:  
Para la instalación de facilidades de energía eléctrica, que requiera de una acometida que será utilizada por pocos días, desde una línea de distribución eléctrica aérea o subterránea existente, el cliente deberá pagar a la empresa distribuidora los costos asociados de acuerdo a la facilidad que solicita. 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. En caso de no presentarse dichos informes dentro del plazo establecido, la empresa distribuidora procederá a la desconexión del servicio temporal.*

#### ANÁLISIS DE LA ASEP:

En el marco del proceso de Consulta Pública, el artículo fue sometido a consideración con el objetivo de introducir ajustes normativos, recibiendo comentarios de ENSA y EDEMET que manifestaron, en términos generales, rechazo y falta de claridad en la modificación.

No obstante, en atención al carácter participativo y no vinculante de dichos aportes, y conforme a las facultades regulatorias de esta Autoridad, el análisis técnico regulatorio realizado determinó que la modificación propuesta requería una evaluación más profunda respecto a su alcance y efectos prácticos.

En consecuencia, a fin de preservar la claridad, coherencia normativa y correcta aplicación del régimen vigente, se decidió no adoptar la modificación propuesta, manteniéndose el texto actual del artículo 15.

#### **11.8. Comentarios a la propuesta de modificación del Artículo 16 del Título V del RDC**

- **ENSA**

Plantea no estar 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.





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 19 de 41

- **EDEMET**

Se hace necesario hacer la salvedad que, para cancelar el servicio, el cliente tiene obligatoriamente que cancelar el saldo pendiente en caso de tenerlo toda vez que esto evita que los clientes no tengan la necesidad de hacerlo posteriormente creando deudas incobrables.

Adicionalmente, se debe ajustar el plazo fijo de cinco (5) días hábiles a lo establecido en la Norma de Calidad de Atención al Público. Esto permite mayor flexibilidad operativa, considerando la dispersión geográfica y zonas de difícil acceso, garantizando el debido proceso, la seguridad y evitando desconexiones indebidas.

Propuesta del Artículo 16:

*La cancelación del servicio se realizará cuando lo solicite el cliente, previa cancelación del saldo pendiente conforme a la última lectura, de forma verbal o por escrito, personalmente o por intermedio de una persona autorizada.*

...

*Una vez aceptada la solicitud de cancelación del servicio por la causal de abandono o desalojo, la empresa distribuidora deberá procesar la solicitud y realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio en los plazos establecidos en la norma de calidad de atención al Público Título XII, a fin de comprobar que en el bien inmueble no se registra consumo, acreditándose el abandono declarado por el propietario o tenedor del bien inmueble que solicitó la cancelación del servicio. En caso de haber consumo o de haber una persona habitando el bien inmueble no se procederá con la desconexión.*

#### ANÁLISIS DE LA ASEP:

En cuanto a lo señalado por ENSA respecto a la necesidad de mantener consistencia con los plazos establecidos en la Norma de Calidad del Servicio de Atención al Público, coincidimos que se debe acoger el planteamiento, toda vez que resulta más adecuado remitirse expresamente a los plazos ya previstos en la normativa de calidad referida, en lugar de establecer un término rígido en esta disposición, lo cual permite una aplicación más flexible y ajustada a las particularidades de cada zona geográfica.

Ahora bien, debemos enfatizar que los plazos, incorporados en la propuesta responderán a un supuesto distinto, relativo a la cancelación del servicio por la causal de abandono o desalojo, en el cual la empresa distribuidora deberá procesar la solicitud y realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio. Para estos casos, se está incluyendo plazos, a fin de dotar de mayor claridad y seguridad jurídica al procedimiento aplicable.

Por otra parte, en relación con la propuesta de EDEMET de condicionar la cancelación del servicio al pago previo del saldo pendiente, esta Autoridad considera que dicha condición no debe incorporarse como requisito para la desconexión, toda vez que las obligaciones de pago del cliente subsisten independientemente de la cancelación del servicio y cuentan con mecanismos específicos para su gestión y cobro.

#### **11.9. Comentarios a la propuesta de modificación del Artículo 28 del Título V del RDC**

- **ENSA**

En primera instancia, está de acuerdo con la emisión del paz y salvo, no obstante, consideran innecesaria la aclaración final de que las nuevas solicitudes de crédito sean con otro distribuidor. Señalan que se sobreentiende y no hace falta si se trata de la misma empresa.

CP

JP M  
B  
↓





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 20 de 41

El texto debería quedar de la siguiente manera: "A 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."

- **EDEMET**

Su propuesta busca establecer que el cliente no debe haber entrado en situación de corte por falta de pago, independientemente de que el servicio haya sido efectivamente suspendido. Este enfoque evalúa el historial de pago con base en la conducta real del cliente frente a sus obligaciones contractuales, y no en la materialización del corte, la cual puede verse afectada por factores ajenos al cliente.

Señalan que su propuesta busca mayor objetividad, equidad y coherencia regulatoria, al evitar interpretaciones discrecionales y asegurar que el beneficio de un buen historial de pago se otorgue únicamente a quienes mantienen un cumplimiento oportuno y sostenido de sus obligaciones de pago.

Propuesta:

*"Se considera que un cliente estableció un buen historial de pago cuando no se excedió de la fecha de vencimiento en el pago de su factura más de tres (3) veces en un periodo de doce (12) meses consecutivos, y nunca en el mismo periodo entró en situación de corte por falta de pago, aunque no se le haya cortado".*

#### **ANÁLISIS DE ASEP:**

No se aceptan las modificaciones planteadas, toda vez que las mismas introducen requisitos adicionales no contemplados en la Consulta Pública. En consecuencia, se mantiene la redacción propuesta, en la medida que solo se limita a incorporar el requisito de paz y salvo, respecto del cual existe conformidad.

#### **11.10. Comentarios a la propuesta de modificación del Artículo 34 del Título V del RDC**

- **ENSA**

Están de acuerdo con la propuesta. De igual manera solicitan 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."

Señala que 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.

- **EDEMET**

Se debe agregar que el no cumplimiento del acuerdo es susceptible a corte y eliminación del acuerdo que si en caso de ser necesario negociar nuevamente podría

*[Handwritten signature]*





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 21 de 41

tener mayores restricciones. Adicionalmente, la propuesta de la ASEP regula el cobro de la energía dejada de facturar por fraude, pero no contempla expresamente a los clientes con Tarifa Prepago, lo que genera un vacío operativo. Nuestra propuesta incorpora un mecanismo claro de recuperación para clientes prepago, mediante descuentos en recargas futuras o convenios de pago. Esta inclusión no crea cargos adicionales ni nuevas penalidades, sino que garantiza la aplicación práctica equitativa y transparente de la norma a todas las modalidades de suministro, reforzando además la obligación de información previa al cliente y asegurando el cumplimiento del marco regulatorio vigente.

Propuesta de redacción del Artículo 34:

*“ Cuando el cliente haga uso de la energía eléctrica mediante fraude debidamente comprobado conforme a la reglamentación de la ASEP, la empresa distribuidora podrá cobrar al cliente una estimación de la facturación, por todo el periodo comprobado. En el caso de que no se pueda comprobar el periodo de tiempo en el que el cliente adquirió la energía eléctrica en forma fraudulenta, la empresa distribuidora solo puede cobrar al cliente una estimación de la facturación sobre un periodo de hasta seis meses.*

*En cualquiera de los dos casos, a la estimación del consumo dejado de cobrar se le aplicará la tarifa vigente en dicho periodo más un recargo de hasta el diez por ciento (10%) sobre la factura de estos consumos. Este recargo es para cubrir todos los gastos asociados al fraude. La empresa distribuidora no podrá cobrar ningún cargo adicional que no esté aprobado por la ASEP.*

*Para el cobro de la energía dejada de facturar, las empresas de distribución podrán realizar convenios de pago con sus clientes. El no cumplimiento del acuerdo, es causal de terminación del mismo y en caso de considerarlo pertinente, la distribuidora podrá negociar nuevamente otro acuerdo con términos que reconozcan el incumplimiento anterior.*

*En el caso de los clientes con Tarifa prepago, el monto correspondiente a la energía dejada de facturar, incluyendo el recargo autorizado, podrá ser recuperado mediante descuentos automáticos aplicados a las recargas futuras, hasta la cancelación total de la deuda, o mediante convenios de pago acordados con el cliente. La empresa distribuidora deberá informar al cliente, de manera clara y previa, el monto adeudado, el mecanismo de recuperación y las condiciones aplicables, conforme a la reglamentación vigente de la ASEP.”*

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Respecto a la propuesta de ENSA, orientada a establecer la obligación de pago total o mediante convenios, así como a precisar las consecuencias ante el incumplimiento, se considera que dichos elementos ya se encuentran contemplados en el marco normativo vigente. En particular, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 6 de 1997, el incumplimiento en el pago de obligaciones derivadas del servicio eléctrico, incluyendo aquellas asociadas a recuperaciones por fraude, puede conllevar la suspensión del servicio, sin que resulte necesario reproducir o detallar nuevamente dichas causales en la presente disposición. En consecuencia, no se estima procedente incorporar las precisiones adicionales propuestas en este aspecto, a fin de evitar redundancias regulatorias.

En cuanto a lo planteado por EDEMET sobre las consecuencias del incumplimiento de los convenios de pago, se considera que las condiciones específicas aplicables deben ser establecidas en el propio acuerdo suscrito entre las partes, en función de las particularidades de cada caso, por lo que no resulta necesario su desarrollo a nivel reglamentario.

No se observa la pertinencia de incorporar disposiciones específicas para los clientes bajo la modalidad de tarifa prepago, por lo que no se acogen las propuestas.

*Handwritten signature*



Resolución AN No. 21617-Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 22 de 41

#### 11.11. Comentarios a la propuesta de modificación del Artículo 41 del Título V del RDC

- ENSA

No están de acuerdo con la reducción del plazo, ya que existen casos, como el de los medidores encerrados que el esfuerzo por la toma de lectura toma un tiempo considerable.

Consideran 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..."

Señalan que si bien la propuesta, brinda un paliativo para el caso de los clientes que se rehúsen a reubicar su medidor, consideran 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.

- EDEMET

Comenta en que la no recuperación de consumos estimados aplica únicamente cuando la falta de lectura sea atribuible a la empresa distribuidora, permitiendo la facturación del consumo real en casos de acceso impedido. Asimismo, ajusta el reporte de estimaciones a la ASEP a una periodicidad semestral, manteniendo la supervisión regulatoria, sin afectar al cliente.

Propuesta del Artículo 41:

*En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Sólo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por más de tres (3) 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, siempre que sea responsabilidad de la empresa distribuidora, en caso de comprobarse acceso impedido, por causas estructurales imputables al cliente y que superan las competencias y viabilidad técnica que puede gestionar la Distribuidora para eliminar la restricción de acceso, la empresa distribuidora podrá facturar lo que corresponde. La empresa distribuidora sólo podrá realizar estimaciones en el caso de clientes que cuenten con medición inteligente en aquellos casos donde se demuestre que no se pudo obtener la medición por causas de caso fortuito o fuerza mayor. Las estimaciones realizadas y los ajustes, si corresponden, deberán ser informadas por la empresa a la ASEP de forma semestral.*

#### ANÁLISIS DE LA ASEP:

La solicitud de inclusión que realiza EDEMET trata de eximir a las empresas distribuidoras de la obligación que tienen de crear las condiciones necesarias para la realización de lecturas de los medidores y evitar la estimación de facturas. Por lo que consideramos que no corresponde el ajuste solicitado.

En relación con lo planteado por ENSA sobre la conveniencia de mantener el plazo de seis (6) meses para la regularización de consumos estimados, se considera que dicho periodo

9

Handwritten signature and initials.





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 23 de 41

resulta excesivo desde la perspectiva de calidad del servicio y protección del usuario. La prolongación de la facturación estimada por periodos extensos incrementa el riesgo de distorsiones significativas entre el consumo real y el facturado, afectando la transparencia y confianza en el servicio.

La reducción del plazo a tres (3) meses responde a un criterio de mejora regulatoria orientado a promover una gestión más eficiente por parte de las empresas distribuidoras en la lectura oportuna de los medidores, así como a minimizar la acumulación de ajustes posteriores que puedan impactar negativamente al cliente. En este sentido, no se acepta la propuesta de mantener el plazo en seis (6) meses.

En cuanto a los argumentos relativos a situaciones operativas como medidores inaccesibles, se reconoce que pueden existir condiciones particulares que dificulten la toma de lectura; no obstante, corresponde a las empresas distribuidoras adoptar las medidas necesarias para garantizar el acceso a los equipos de medición o implementar soluciones técnicas que reduzcan la recurrencia de estimaciones, en concordancia con sus obligaciones de calidad comercial.

Se estima procedente flexibilizar la periodicidad del reporte de estimaciones a la ASEP de trimestral a semestral, considerando que se mantiene el objetivo de un control oportuno y continuo por parte del regulador.

En consecuencia, se mantiene la reducción del plazo a tres (3) meses para la regularización de consumos estimados y se modifica la obligación de reporte trimestral a semestral.

**11.12. Comentarios a la propuesta de modificación del Artículo 43 del Título V del RDC**

• **ENSA**

Solicita que se excluya a los clientes nuevos, toda vez 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, considera 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..."

Ilustran 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.

• **EDEMET**

Indica que se busca reforzar el control de la medición y facturación mediante la investigación de variaciones significativas de consumo. Sin embargo, su aplicación general no considera que los clientes nuevos no cuentan con un historial de consumo suficiente para establecer un promedio representativo de seis (6) meses. Indica que

*[Handwritten signature and initials]*

*[Handwritten mark]*



Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 24 de 41



su propuesta mantiene el objetivo regulatorio de ASEP, incorporando una excepción técnica para clientes con menos de doce (12) meses de antigüedad, a fin de asegurar una aplicación razonable y eficiente del artículo, enfocando las investigaciones en casos técnicamente verificables. Asimismo, piden la eliminación del informe semestral dado que esto conlleva cambios sustanciales a nivel de los sistemas de la empresa.

Propuesta:

*La empresa distribuidora deberá realizar una investigación cuando la lectura del medidor del cliente muestre un consumo superior al 100% del consumo promedio de los últimos seis (6) meses, exista o no reclamo por parte de éste, a fin de verificar la correcta medición y facturación del servicio.*

*Si como resultado de la investigación se determinan errores de medición o facturación, la empresa distribuidora deberá realizar los ajustes correspondientes en la factura del cliente, adoptando las acciones que correspondan e informar al cliente sobre los ajustes.*

*Quedan exceptuados de la aplicación de este artículo los clientes que cuenten con una antigüedad menor a doce (12) meses, contados a partir de la fecha de inicio del suministro, debido a que no disponen de un historial de consumo representativo que permita establecer un promedio confiable para efectos de comparación, de igual manera el medidor que cambia de propietario más de 2 veces al año.*

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Respecto a la exclusión de clientes con menos de doce (12) meses de antigüedad, se estima procedente su incorporación, dado que durante los primeros meses de conexión el patrón de consumo del cliente suele presentar variaciones asociadas a la incorporación progresiva de equipos eléctricos o cambios en el uso del servicio. En este contexto, el historial disponible no resulta suficientemente representativo para establecer un promedio confiable de comparación, por lo que su inclusión podría generar investigaciones innecesarias o poco efectivas.

En cuanto a la observación sobre la redacción del umbral de variación (“consumo superior al 100% del consumo promedio”), se considera viable la modificación, en ese sentido, resulta necesario ajustar la redacción para reflejar de manera inequívoca que la investigación debe activarse ante incrementos significativos del consumo.

Por lo anterior, se establece como criterio que la investigación procederá cuando el consumo del cliente duplique o exceda en un porcentaje relevante el promedio de los últimos seis (6) meses, lo cual permite focalizar la medida en variaciones atípicas que ameriten verificación, sin generar cargas operativas innecesarias.

En relación con la solicitud de eliminar la obligación de reporte a la Autoridad, no se considera procedente, toda vez que dicho mecanismo resulta fundamental para efectos de supervisión y seguimiento regulatorio, permitiendo verificar la correcta aplicación del artículo y la efectividad de las medidas implementadas.

En consecuencia, se acogen parcialmente los comentarios presentados.

#### **11.13. Comentarios a la propuesta de modificación del Artículo 57 del Título V del RDC**

- **EDEMET**

Señala que la propuesta de la ASEP define las responsabilidades y penalizaciones por daños, pero no regula el tratamiento de los reclamos ni los pagos mientras se determina la responsabilidad. Sus comentarios mantienen el régimen establecido e





Resolución AN No. 21617-Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 25 de 41

incorpora una precisión procedimental que permite suspender temporalmente la atención del reclamo, los pagos y los plazos regulatorios durante la investigación, evitando cargas financieras indebidas y garantizando el debido proceso, sin afectar los derechos del cliente.

Propuesta:

*La reparación del daño causado mencionada en el artículo precedente no eximirá a la empresa distribuidora de la aplicación de las penalizaciones que le correspondan según lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico.*

*El Agente del Mercado, distinto de la empresa distribuidora, que sea responsable de los daños en instalaciones y/o artefactos propiedad del cliente o usuario, deberá hacerse cargo de los costos asumidos por la empresa distribuidora que estén asociados a la reparación y/o reposición correspondiente.*

*Debiendo los responsables reembolsar a la empresa distribuidora los importes que correspondan en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles a partir de la determinación oficial de responsabilidades y la notificación correspondiente.*

*La empresa distribuidora podrá suspender temporalmente, previa notificación al regulador y al cliente, de la gestión del reclamo y/o del pago de las reclamaciones hasta que se completen las investigaciones pertinentes por parte de las autoridades competentes.*

*La Resolución que dicte la Autoridad debe indicar claramente al y el Agente responsable del evento y su obligación de reembolsar a la distribuidora los montos reclamados por los clientes regulados.*

- ACP

Señalan que es necesario aclarar el manejo de los clientes cuyas empresas distribuidoras optan por el acceso al sistema eléctrico a través de las líneas y subestaciones de otros Agentes del Mercado. En el caso de la ACP se mantienen contratos de acceso y uso de nuestras instalaciones con ambas empresas distribuidoras.

Indican que las responsabilidades de los Generadores y Auto generadores deben estar delimitadas a su rol específico y detallado en los artículos 11, 55 y 57 de la Ley 6 de 1997 (Ley 6 de 1997).

En concordancia con el Artículo 57 de la Ley 6 de 1997, la responsabilidad del Agente de Mercado se debe determinar con base a sus responsabilidades, el Reglamento de Operación y la metodología para Normar el Intercambio de Información para la Elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema Interconectado.

Consideran que es responsabilidad exclusiva de las distribuidoras prestar el servicio de distribución. Observan que los contratos de concesión que estas empresas aceptaron incluyen su responsabilidad de realizar las inversiones necesarias para prestar el servicio, por lo cual se espera que éstas realicen las inversiones adecuadas para proteger a sus clientes de disturbios eléctricos y no dependa única y exclusivamente de las inversiones que hagan los propietarios (por ejemplo generadores o autogeneradores) de la red a la que se han vinculado y sirven a sus clientes finales.

Indican que las responsabilidades de un generador o autogenerador en el caso de disturbios eléctricos deben medirse a través de los mecanismos que ya establece el Reglamento de Operaciones y otras regulaciones de mercado, es importante que el artículo 57 haga referencia a estas normas para evitar que quede un vacío en cuales son las herramientas por utilizar para definir la responsabilidad.





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 26 de 41

Señalan que el Reglamento de Distribución y Comercialización no establece los criterios por los que se informa a tiempo al agente de mercado para poder levantar la investigación por sus propios medios y validar el criterio de la distribuidora.

Indican que en la norma no se establece cómo se decide el agente el culpable; el agente no sabe cuál es el reclamo ni cuál es el incidente que genera el mismo, ni puede que el agente investigue con suficiente antelación y pueda validar a no ser el responsable.

Propuesta de Redacción (Cambios de ACP se muestran en subrayado, con respecto a la propuesta presentada por ASEP)

*Artículo 57 La reparación del daño causada mencionada en el artículo precedente no eximirá a la empresa distribuidora de la aplicación de las penalizaciones que le correspondan según lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico.*

*El Agente del Mercado, distinto de la empresa distribuidora, que sea responsable de los daños en instalaciones y/o artefactos propiedad del cliente o usuario, dentro del alcance y obligaciones como agente de mercado, deberá hacerse cargo de los costos asumidos por la empresa distribuidora que estén asociados a la reparación y/o reposición correspondiente,*

*Debiendo los responsables reembolsar a la empresa distribuidora los importes que correspondan en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles a partir de la determinación oficial de responsabilidades conforme al procedimiento dispuesto en el Reglamento de Operación y en los acuerdos adoptados para su operación acuerdos establecidos entre las partes para estos efectos y la notificación correspondiente.*

Finalmente, su posición es que deben utilizarse los reportes de evento del CND como insumo para determinar la responsabilidad. En los casos que no existieren reportes del CND, se aporten elementos probatorios que pueda aportar la distribuidora, el afectado y el agente de mercado, para lo cual el agente de mercado debe estar anuente desde que se coloca el reclamo para investigar y poder aportar un contradictorio en el caso que se le desee definir como responsable, esta apreciación debe incluirse en la redacción del artículo 57.

Señalan que en el caso de la ACP sus contratos de uso de infraestructuras eléctricas establecen la figura del comité técnico que es el ambiente en donde la distribuidora debe presentar estos reclamos, consideran en este sentido que son las partes a través de este tipo de figura quienes deben investigar y determinar el responsable, y sólo en caso de desacuerdo escalarlo a la ASEP, como está el artículo 57 les preocupa estos aspectos no se contemplen.

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Es preciso indicar que el Artículo 57 del Título V no tiene por objeto la atribución ni la exoneración de responsabilidades por los daños ocasionados, sino que se limita a establecer el mecanismo de reembolso entre agentes, una vez exista una determinación oficial de responsabilidad y la correspondiente notificación. En consecuencia, no se estima procedente introducir las modificaciones propuestas.

En ese sentido, la indemnización al cliente debe efectuarse de manera oportuna por parte de la empresa distribuidora, en su calidad de agente con relación directa con el cliente. Lo anterior, sin perjuicio del derecho de la distribuidora de ejercer las acciones que correspondan contra el agente que resulte responsable.

Asimismo, el alcance del citado artículo no comprende la regulación del procedimiento de determinación de responsabilidades, materia que se encuentra ya prevista en el marco

*[Handwritten signature]*  
2



Resolución AN No. 21617-Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 27 de 41

normativo vigente. Por tanto, tampoco resulta procedente la suspensión de la gestión de reclamos, pagos o plazos regulatorios, toda vez que ello afectaría la debida protección del cliente.

En virtud de lo expuesto, no se acogen las modificaciones planteadas y se mantiene la redacción del artículo, en resguardo de la protección al cliente y a la empresa de distribución para que reciba el reembolso de los importes por reclamos en un plazo máximo, una vez se cuente con la determinación oficial de responsabilidades.

#### 11.14. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 60 del Título V del RDC

- ENSA

Están de acuerdo con el cambio propuesto y solicitan 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.”*

- EDEMET

La propuesta de la ASEP regula el registro de plantas eléctricas de emergencia, pero no define la responsabilidad sobre el cumplimiento normativo de los cuadros eléctricos y equipos de medición.

Señala que su propuesta mantiene el esquema original e incorpora una precisión que asigna claramente al cliente la responsabilidad de cumplir con las normas técnicas y reglamentarias, aportando claridad, seguridad y correcta aplicación operativa sin añadir nuevas cargas regulatorias.

Propuesta:

*La empresa distribuidora deberá mantener un registro de las plantas eléctricas de emergencia con capacidad mayor o igual a 15 kW que sean de propiedad de los clientes de la empresa, con el fin de mantener una base de datos actualizada sobre la capacidad total de plantas de emergencia que sean propiedad de clientes.*

*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 para que la empresa distribuidora pueda mantener los registros actualizados.*

*Adicionalmente es responsabilidad exclusiva del cliente que los cuadros eléctricos y equipos de medición asociados a las plantas eléctricas de emergencia cumplan con las normas técnicas y reglamentarias vigentes. Este registro deberá identificar las plantas que tienen la medición de energía generada por la planta de emergencia antes del medidor del suministro al cliente y las que poseen la medición de energía generada por la planta de emergencia después del medidor del suministro al cliente El esquema de medición...”*

#### ANÁLISIS DE LA ASEP:

ca

JP del  
4 x  
1





Resolución AN No. 21017 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 28 de 41

Respecto a la propuesta de ENSA de incluir la obligación de habilitar los espacios requeridos para la instalación del medidor, se considera procedente su incorporación, en tanto constituye un elemento operativo necesario para la instalación efectiva de los equipos de medición por parte de la empresa distribuidora. Asimismo, dicha precisión resulta consistente con la obligación del cliente de solicitar la instalación del medidor y facilita la correcta ejecución del proceso.

En cuanto a la propuesta de EDEMET de incorporar una disposición expresa sobre la responsabilidad del cliente respecto al cumplimiento de normas técnicas aplicables a cuadros eléctricos y equipos de medición, no se considera necesaria su inclusión. Lo anterior, debido a que dichas responsabilidades ya se encuentran establecidas en la normativa técnica vigente aplicable a las instalaciones internas de los clientes, por lo que su reiteración en el presente artículo generaría redundancias regulatorias.

Adicionalmente, el objeto del artículo se circunscribe al registro de plantas eléctricas de emergencia y a las condiciones necesarias para su adecuada medición, por lo que la incorporación de disposiciones adicionales sobre cumplimiento normativo general excede el alcance específico del mismo.

En consecuencia, se acoge parcialmente la propuesta, incorporando la precisión operativa planteada por ENSA, y se mantiene el resto del artículo conforme a la estructura propuesta, garantizando claridad en las obligaciones necesarias para el registro y medición, sin introducir redundancias normativas.

#### 11.15 Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 63 del Título V del RDC

- ENSA

Están de acuerdo con el cambio propuesto y sugieren 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.”*

- EDEMET

La propuesta de la ASEP exige la instalación de un medidor horario y el suministro de información técnica por parte del cliente, pero no define el alcance de su responsabilidad. Los comentarios de la distribuidora van dirigidos a que se mantenga esta obligación. No obstante, se incorpora una precisión, para que se le asigne al cliente la responsabilidad exclusiva de la información técnica y de las condiciones de instalación, aclarando responsabilidades y fortaleciendo la correcta aplicación técnica y operativa de la norma.

Propuesta:

*La empresa distribuidora deberá instalar un medidor horario que registre la energía autoabastecida por la planta eléctrica de emergencia. Para tal fin, será responsabilidad exclusiva del cliente suministrar información de las características técnicas de la planta eléctrica de emergencia, así como garantizar que las condiciones técnicas y de instalación permitan la correcta colocación y operación del sistema de medición, conforme a las normas técnicas y reglamentarias vigentes.*

#### ANÁLISIS DE LA ASEP:

Respecto a la sugerencia de ENSA de incorporar la obligación de habilitar los espacios necesarios para la instalación del medidor, no se considera procedente su inclusión, toda vez que en el texto modificado del artículo 60 se incluyó la aclaración de que el cliente





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 29 de 41

deberá habilitar los espacios requeridos para la instalación de los equipos de medición y mantener los registros actualizados.

En cuanto a la propuesta de EDEMET de establecer de manera expresa la responsabilidad exclusiva del cliente sobre la información técnica y las condiciones de instalación, no se estima necesaria su incorporación. Las condiciones técnicas que deben cumplir las instalaciones eléctricas de los clientes, así como los requisitos aplicables a los sistemas de medición, ya se encuentran definidos en la normativa técnica vigente, por lo que su reiteración en el presente artículo generaría redundancias innecesarias.

En consecuencia, se mantiene el artículo conforme a la redacción propuesta, asegurando claridad en las obligaciones necesarias sin duplicar disposiciones ya contempladas en el marco normativo vigente.

#### **11.16. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 64 del Título V del RDC**

- **ENSA**

Están de acuerdo con el cambio propuesto y sugieren 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.”*

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

En relación con la propuesta presentada por ENSA, orientada a modificar la redacción del artículo para introducir mayor flexibilidad en cuanto a las adecuaciones en las instalaciones del cliente, no se considera procedente su incorporación.

La redacción vigente establece de manera clara y precisa que las empresas distribuidoras no deben requerir adecuaciones en las instalaciones del cliente, salvo aquellas que sean mínimas y estrictamente necesarias. Este criterio delimita adecuadamente el alcance de las intervenciones permitidas, evitando la imposición de cargas adicionales al cliente.

La modificación propuesta introduce una redacción más abierta que podría dar lugar a interpretaciones discrecionales respecto a las adecuaciones requeridas, debilitando la protección del cliente frente a posibles exigencias no justificadas por parte de la empresa distribuidora.

En consecuencia, no se acoge la modificación propuesta, manteniéndose el artículo conforme a la redacción originalmente planteada.

#### **11.17. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 71 del Título V del RDC**

- **ENSA**

Están de acuerdo con el cambio propuesto y únicamente sugiere 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.

- **EDEMET**

Señala que la propuesta de la ASEP busca regular una problemática que cada vez está en crecimiento y que dificulta o imposibilita en muchas ocasiones la gestión de

  
3 x





Resolución AN No. 21017 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 30 de 41

la distribuidora con lo cual nos parece positivo; no obstante, hay algunos puntos que quieren enfatizar:

- Un plazo de 60 días hábiles es excesivo si lo que se busca es regularizar la gestión con lo cual proponen bajar a 30 días después de la fecha de notificación y suficiente para que el cliente después de su notificación realice las adecuaciones.

- Se debe dejar claramente establecido que el proceso de instalación del nuevo medidor indicado y por la normal desconexión y conexión, no será susceptible de ningún reclamo por parte de los clientes.

- La opción de instalar un medidor inteligente no debe estar supeditada sólo a los casos de reincidencia y/o fraude como lo indica actualmente la propuesta de la ASEP puesto que es una oportunidad que se tiene para modernizar la instalación con lo cual solicita ampliarlo a decisión de la distribuidora para colocarlo desde el primer instante para corregir la situación de inaccesibilidad.

- Un reporte semestral de los clientes sobre los cuales se ha requerido esta opción, parece suficiente tomando con consideración el plazo para la notificación y hacerlo efectivo.

Señalan que la opción planteada se complica para casos donde la conexión del cliente es soterrada e incluso en los casos de condominios, edificios y/o complejos de apartamentos en donde tienen acceso impedido, con lo cual la ASEP debe evaluar estos.

Propuesta:

*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 treinta (30) 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. La empresa distribuidora tendrá la opción para estos casos de instalar medidor inteligente. El proceso de instalación del nuevo medidor no será susceptible de ningún reclamo por parte de los clientes ni del hecho ni resultados que la desconexión y/o conexión pueda generar. En caso de reincidencia o fraude debidamente comprobado, la empresa podrá instalar medidor prepago o medidor inteligente.*

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

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Esta Autoridad ha evaluado los plazos previstos y concluye que son adecuados, no existiendo sustento técnico ni jurídico para su modificación, por lo que se mantiene la





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 31 de 41

redacción propuesta. La empresa distribuidora puede implementar soluciones tecnológicas para la lectura de medidores de difícil acceso.

Por otra parte, no se considera procedente incorporar la disposición orientada a limitar el derecho del cliente a presentar reclamos respecto al proceso de instalación del nuevo medidor. El derecho a reclamar constituye una garantía inherente a la prestación del servicio público, por lo que no puede ser restringido mediante disposiciones reglamentarias.

En relación con la instalación de medidores inteligentes o prepago, se mantiene la redacción que otorga a la empresa distribuidora la facultad de implementar estos equipos en casos de reincidencia o fraude, sin perjuicio de que, en el marco de sus facultades operativas, puedan adoptar soluciones tecnológicas conforme a la normativa vigente.

Se estima procedente la modificación de un reporte mensual a un reporte semestral de los clientes sobre los cuales se ha requerido esta opción, considerando el plazo para la notificación y hacerlo efectivo.

En consecuencia, se acepta parcialmente la propuesta de modificación del artículo. Se procederá con el ajuste del plazo de entrega del informe semestral y se mantendrá el plazo de notificación al cliente a sesenta (60) días hábiles, para corregir la situación o autorizar la reubicación.

#### **Título VI: "INSTALACIÓN Y FINANCIAMIENTO DE NUEVAS INFRAESTRUCTURAS CON CARGAS MAYORES DE 500 kW**

##### **11.18. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 5 del Título VI del RDC**

- ENSA

Están de acuerdo con la propuesta; no obstante, consideran necesario agregar algunos aspectos con los que se enfrentan 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, recomiendan establecer la separación del costo de diseño y la versión construida. Proponen 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 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.”*

- EDEMET





Resolución AN No. *21617* -Elec  
de *7* de *mayo* de 2026  
Página 32 de 41

Señalan que la propuesta busca incluir las adecuaciones necesarias en la red existente del distribuidor, lo que aporta mayor claridad sobre responsabilidades y asegura que la conexión se realice sin costos imprevistos para el promotor. Esta precisión refuerza la transparencia y protege a ambas partes.

Proponen la siguiente redacción:

*“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 Línea de Conexión contemplará, además las adecuaciones directamente atribuibles al esquema y técnicamente necesarias en la red existente del distribuidor para viabilizar la conexión, dimensionadas conforme a las unidades constructivas típicas y estándares vigentes de la distribuidora.*

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

- **ACP**

Indica que el Artículo 5 del Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, habilita como instrumento la fijación de metas de eficiencia y cobertura.

Considerando la eficiencia en costo de los proyectos realizados por la distribuidora, es conveniente incluir también un criterio para la gestión de la eficiencia en el tiempo.

Esto le permite al interesado realizar una evaluación completa de las modalidades de construcción e incentivar el aprovechamiento de las economías de escala dentro de unos tiempos de ejecución eficientes.

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Respecto a la propuesta de ENSA de incorporar explícitamente dos referencias de costo (versión “diseño” y versión “como construido”), no se considera procedente su inclusión. La utilización de ambas referencias dentro del texto regulatorio podría generar ambigüedad respecto al valor que debe emplearse para el cálculo del reembolso, así como posibles interpretaciones divergentes. Asimismo, el reconocimiento de costos asociados a la versión “como construido” podría incorporar ineficiencias o variaciones que no necesariamente responden a criterios de eficiencia económica, tales como cambios en diseños, materiales o condiciones de ejecución, que no deben trasladarse al esquema tarifario.

En cuanto a la propuesta de EDEMET de incluir las adecuaciones necesarias en la red existente del distribuidor, se considera procedente su incorporación, en tanto aporta claridad sobre el alcance del proyecto y permite asegurar que los costos reconocidos contemplen las obras técnicamente necesarias para viabilizar la conexión, bajo criterios de eficiencia y conforme a estándares constructivos vigentes.





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 33 de 41

En relación con los planteamientos de ACP sobre la incorporación de criterios de eficiencia en los tiempos de ejecución de las obras, si bien resulta conceptualmente relevante promover la eficiencia en los plazos, no se considera viable su desarrollo en el presente artículo. La ejecución de estas obras corresponde a terceros no regulados, por lo que la definición de plazos y eventuales penalizaciones debe establecerse a través de los contratos reembolsables suscritos entre las partes, y no mediante disposición reglamentaria.

En este sentido, se mantiene el criterio de que el Costo Equivalente del Proyecto debe determinarse con base en costos típicos eficientes vigentes de la empresa distribuidora, calculados a partir de unidades constructivas usuales, lo cual garantiza uniformidad, transparencia y eficiencia en el reconocimiento de los costos.

#### 11.19. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 9 del Título VI del RDC

- EDEMET

Señalan que ya existen otros artículos que indican que donde hay casos atípicos se hace el reembolso como el artículo 12, con lo cual no parece necesario esta inclusión que plantea la ASEP, por lo cual solicitan eliminarlo y mantener el artículo 9 tal como está sin alteración. En caso de que la ASEP decida incluirlo, se hace necesario clarificar responsabilidades de costos, asegurando en los casos en la que las instalaciones tengan características especiales, para mantenimiento, evitando futuros inconvenientes.

Proponen la siguiente redacción:

*En las infraestructuras donde está restringido el acceso al público en general y el promotor ha instalado un alumbrado de las vías o calles que no cumple con la Norma de Alumbrado Público para Calles y Avenidas de Uso Público y/o no cumple con la norma constructiva de la empresa distribuidora, los costos correrán totalmente por cuenta del promotor. En estos casos, el promotor y/o los residentes de dichas urbanizaciones deberán asumir los costos de operación, mantenimiento y del consumo de energía eléctrica del sistema de iluminación de calles y avenidas, dado que este sistema de alumbrado tendría especificaciones diferentes a las normalizadas. Para esto deberán instalar un medidor separado para el sistema de alumbrado público.*

*Así mismo, en los casos con acceso, y en los que las instalaciones tengan características especiales, los costos adicionales a los costos de las construcciones típicas que las empresas distribuidoras construyen para atender solicitudes de servicio de sus clientes y/o no cumple con la norma constructiva de la empresa distribuidora serán cubiertos por el promotor y/o los residentes de dichas urbanizaciones.*

*Además, el promotor deberá entregar un 25% en repuestos de los activos que serán adquiridos por la empresa para su operación y mantenimiento. Una vez se concluyan los repuestos, la empresa distribuidora colocará las luminarias de acuerdo a su normativa vigente sin reclamo alguno del residencial.*

*Salvo que el promotor o los residentes suplan los materiales fuera de norma, la empresa de distribución dará mantenimiento y reemplazará las luminarias de acuerdo a su normativa vigente sin reclamo alguno del promotor o residencial.*

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

SP

SP





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 34 de 41

En atención a los comentarios formulados durante el proceso de revisión, se advierte la necesidad de someter el artículo objeto de la consulta a un análisis más exhaustivo y detallado, a fin de evaluar integralmente su contenido y alcance normativo.

En tal sentido, resulta pertinente verificar su conformidad con el marco jurídico vigente, así como identificar posibles inconsistencias que pudieran incidir en su correcta interpretación y aplicación.

Por lo tanto, se estima adecuado mantener el artículo en su redacción actual.

#### 11.20. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 11 del Título VI del RDC

- ENSA

Indica que para mantener concordancia con la propuesta del artículo 5, es necesario hacer algunas modificaciones. De igual manera, en la sección específica proponen que el “índice de ocupación predial o de habitabilidad” se defina genéricamente como un “habilitador” del cual se plantea la definición.

Proponen la siguiente redacción de los literales en referencia:

“... ”

*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 Costo 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 variará, quedando la devolución estará(sic) sujeto 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.”*

- EDEMET

Señala que su propuesta busca mayor detalle en la documentación y control de la construcción, lo que podría aumentar la transparencia y reducir riesgos de costos indebidos.

Propuesta:

“... ”

*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, planos, materiales y factura de compra cumple con los requisitos para la viabilidad de conexión a las redes existentes, una vez cumplidos estos requisitos aprueba la conexión y, posteriormente, reembolsa al Promotor el 90% del Costo según lo 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%) de la construcción, el financiamiento de esta infraestructura no servida con contratos de*



Resolución AN No. 21617-Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 35 de 41

suministro 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."

- ACP

Proponen la siguiente redacción:

*Artículo 11. El promotor y la empresa distribuidora acordarán la modalidad para la construcción de la Línea de Conexión y/o de la Red de Distribución de la infraestructura. Algunas de las modalidades posibles son las siguientes:*

a) *La empresa distribuidora responde en forma individual a las solicitudes de los clientes, según lo previsto en el contrato de concesión y las leyes y reglamentaciones pertinentes.*

b) *La empresa distribuidora construye la línea de conexión y/o la red de distribución en forma paralela a la construcción o de forma anticipada a la construcción de la infraestructura, en el Tiempo Equivalente del Proyecto y solicita una contribución para financiar el proyecto.*

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.*

*El Tiempo Equivalente del Proyecto (ya sea la línea de Conexión o Red de Distribución), se determinará con base en el tiempo típico eficiente en que la empresa distribuidora construye regularmente para atender solicitudes de servicio de sus clientes, empleando para ello las unidades constructivas típicas a utilizar en el proyecto específico.*

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

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Referente a la propuesta de ENSA y EDEMET de incluir la definición de ocupación predial o habitabilidad del 50% se considera parcialmente viable, por lo cual se incorporarán mayores detalles sobre este tema en el artículo en cuestión.

En cuanto a la propuesta de EDEMET de incorporar mayor nivel de detalle sobre la verificación de planos y materiales, se considera procedente su inclusión en el literal c), en la medida en que fortalece los mecanismos de control y validación de las obras ejecutadas por el promotor, sin alterar el alcance del artículo. No obstante, dichos aspectos deben entenderse en el marco de los requisitos técnicos y procedimientos establecidos por la empresa distribuidora.

En relación con la propuesta de ACP de incorporar el concepto de "Tiempo Equivalente del Proyecto" y su publicación como indicador de eficiencia, no se considera viable su inclusión en el presente artículo; toda vez que el procedimiento ya establece plazos

*Handwritten signature*





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 36 de 41

regulatorios que deben ser cumplidos por la empresa distribuidora, por lo que la incorporación de un nuevo parámetro podría generar duplicidad o inconsistencias dentro del marco normativo. Adicionalmente, los aspectos relativos a la definición de plazos específicos, condiciones de ejecución y eventuales penalizaciones deben ser establecidos en los contratos suscritos entre las partes, en función de las características particulares de cada proyecto.

En consecuencia, se acogen parcialmente los comentarios presentados, introduciendo ajustes específicos que refuerzan la verificación técnica de las obras y precisan la definición de ocupación predial, manteniéndose el resto del artículo conforme a la propuesta original, en atención a los principios de claridad, consistencia regulatoria y eficiencia económica.

#### 11.21. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 12 del Título VI del RDC

- **ENSA**

Considera 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 proponen 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.*

- **EDEMET**

Indica que su propuesta propone cambios más detallados y técnicos, diferenciando entre tipos de infraestructura, ajustando plazos de reembolso y agregando límites temporales, lo que puede brindar mayor precisión y control.

Propuesta:

a) *"Cuando una infraestructura se construye con estándares distintos al típico de la red de distribución para esa área, se reembolsará la inversión al costo de las unidades constructivas típicas. El tipo de instalaciones, tanto para la línea de conexión como para la red de distribución, será la que corresponda según la red existente en la zona, a las necesidades propias previstas para la infraestructura y/o a la legislación que aplique. En caso de requerirse instalaciones con*





Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 37 de 41

*capacidades mayores o distintas a los estándares de construcción aéreas, subterráneas o soterradas, las diferencias de costos originadas por los mismos deberán ser cubiertas por el responsable del requerimiento, ya sea la empresa distribuidora o el promotor. No se le podrán incluir al Promotor exigencias que no sean las que se requieran para el proyecto a realizar, salvo aquellas que sean necesarias para suplir las necesidades que afectan la red existente desde el punto de conexión del proyecto."*

Consideran que no se deben unificar los casos de infraestructura aérea con soterrada, tienen lineamientos diferentes.

En ese caso proponen:

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:*

*(i) En el caso de infraestructura aérea:*

- *Cuatro (4) pagos anuales consecutivos correspondientes al 25% del costo 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.*

*ii) En el caso de infraestructura soterrada:*

- *Seis (6) pagos anuales consecutivos correspondientes al 15% del Costo 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.*
- *Un séptimo pago anual correspondiente al 10% del Costo Equivalente del Proyecto.*

*iii) Método de devolución para ambos casos:*

*Dentro de los plazos para el reembolso establecidos (4 años para aéreo o 7 años para subterráneo) el reembolso de cada año procederá si el índice de ocupación/habitabilidad es mayor o igual al 50%, verificado por la empresa distribuidora al cierre de diciembre del año anterior. Si dicho umbral no se alcanzara dentro de los plazos para el reembolso establecidos, desde la energización, el derecho a reembolso caducará, quedando sin derecho a reembolso alguno.*

- **ACP**

En el caso del artículo 12, proponen cambio en el punto (e) de la siguiente forma:

*"Artículo 12. Los acuerdos a que lleguen el promotor y la empresa distribuidora, respecto a las modalidades de construcción y los reembolsos, deben formalizarse mediante un Contrato, el cual debe considerar los criterios de reembolsos siguientes:*

*....*

*e) La empresa distribuidora deberá cumplir con el Tiempo Equivalente del Proyecto, para aquellos proyectos donde la empresa distribuidora asumirá la responsabilidad de la construcción.*

*CP*

*W del*



Resolución AN No. 21617 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 38 de 41



Eliminan de la propuesta la referencia a tiempos máximos de construcción de las líneas eléctricas en función de la magnitud de los proyectos.

#### ANÁLISIS DE LA ASEP

En cuanto a los comentarios presentados por ENSA, su propuesta introduce condicionantes adicionales al esquema de reembolso, vinculando los pagos al cumplimiento de un habilitador y contemplando retenciones o ajustes en caso de incumplimiento. No obstante, no se establecen criterios claros y verificables para los escenarios en los que dicho habilitador no se alcance, lo que podría generar incertidumbre jurídica y afectar la previsibilidad del mecanismo de reembolso. En consecuencia, no se acoge lo propuesto.

Por su parte, la ACP plantea eliminar la referencia a tiempos máximos de construcción, lo cual debilita los mecanismos de control sobre el cumplimiento de las obligaciones de la empresa distribuidora, por lo que tampoco resulta procedente su eliminación.

En relación con lo propuesto por EDEMET, se observa que su planteamiento introduce una diferenciación en los esquemas de reembolso según el tipo de infraestructura (aérea o subterránea), estableciendo plazos más extensos para estos últimos. Sin embargo, no se exponen razones que justifiquen qué infraestructuras con mayores costos, derivados de decisiones de diseño particulares o condiciones específicas del proyecto, deban trasladar dichos costos al esquema de reembolso regulado.

Al respecto, es criterio de esta Autoridad que el reconocimiento de inversiones para efectos de reembolso debe limitarse a los costos correspondientes a las unidades constructivas típicas de la red de distribución en la zona, independientemente de que el proyecto contemple soluciones constructivas distintas (soterradas, subterráneas, submarinas o de mayor capacidad). En estos casos, las diferencias de costos deben ser asumidas por el promotor o los beneficiarios del proyecto, por tratarse de requerimientos no asociados a la prestación estándar del servicio público.

Adicionalmente, no deben imponerse al promotor exigencias que excedan las necesarias para el desarrollo del proyecto.

En virtud de lo anterior, no se acepta la diferenciación de esquemas de reembolso propuesta, manteniéndose un tratamiento uniforme basado en costos típicos, e incorporando el principio de que cualquier costo adicional derivado de soluciones no estándar deberá ser asumido por quien lo requiera.

#### **11.22. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 17 del Título VI del RDC**

- **ENSA**

Señala estar de acuerdo con el cambio propuesto con la única excepción de reemplazar el "...Índice de ocupación predial o habitabilidad..." por "...Índice habilitador..."

- **EDEMET**

La propuesta de la ASEP incorpora, como alternativa a la certificación del Índice de ocupación predial o habitabilidad por una autoridad competente, la presentación de una declaración jurada del dueño del proyecto, cuya verificación recaería en la empresa distribuidora. Esta disposición traslada al distribuidor una responsabilidad que no le es propia, al involucrarlo en la validación de información de carácter urbanístico y legal que corresponde a las autoridades competentes.

Indica que su propuesta mantiene los objetivos de agilización de los trámites de aprobación de planos, pero elimina la figura de la declaración jurada verificable por la empresa distribuidora, estableciendo como requisito la disponibilidad del Índice de ocupación predial o habitabilidad certificado por la autoridad competente que son responsables de emitir este tipo de certificaciones.

*Handwritten signature or initials.*





Resolución AN No. 21617-Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 39 de 41

Con esto señala que se delimita claramente el ámbito de responsabilidad del distribuidor, evitando que asuma funciones de verificación que exceden su competencia técnica y regulatoria.

Además indica que esta Autoridad deberá indicar cuales son las autoridades competentes para la certificación del índice de ocupación predial o habitabilidad pues la distribuidora no es competente para ello.

En ese caso, el punto d) propuesta por ASEP debe quedar de la siguiente redacción:  
a) *Disponer del Índice de ocupación predial o habitabilidad en lo posible certificado por una autoridad competente.*

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Reiteramos que los aspectos planteados por EDEMET deben incluirse en el contrato con el promotor, ya que son aspectos específicos que no es necesario que se definan en el RDC.

La verificación de la declaración jurada puede realizarse dentro de las actividades de inspección que se realizarán del proyecto, por lo que no debería representar una gran carga adicional para la empresa. En los casos en que se requiera de una declaración jurada, la responsabilidad recae sobre el declarante y la empresa distribuidora únicamente verifica que esa declaración refleje la ocupación de los predios. Por lo que la empresa no asume responsabilidad por cuenta de terceros.

#### **11.23. Comentarios a la propuesta de modificación del artículo 19 del Título VI del RDC**

- **ENSA**

Indica estar de acuerdo con el cambio propuesto con la única excepción de reemplazar el "...Índice de ocupación predial o habitabilidad..." por "...Índice habilitador..."

- **EDEMET**

Señala que la propuesta de la ASEP exige que la empresa distribuidora verifique el Índice de ocupación predial o habitabilidad informado por el promotor dentro del reporte semestral remitido a la Autoridad. Esta disposición traslada a la empresa distribuidora una función de validación de información urbanística y administrativa que corresponde exclusivamente a las autoridades competentes y al propio promotor del proyecto.

Manifiesta que su propuesta mantiene la obligación de remitir a la ASEP la información semestral en formato y plazos establecidos, pero elimina la responsabilidad del distribuidor de verificar el Índice de ocupación, limitando su rol a reportar la información tal como es informada por el promotor.

Esta modificación permite una clara delimitación de responsabilidades, reduce riesgos legales y administrativos para la empresa distribuidora y evita interpretaciones que puedan atribuirle funciones ajenas a su ámbito técnico y regulatorio. En ese caso, el punto d) propuesta por ASEP debe quedar de la siguiente redacción: a) Índice de ocupación predial o habitabilidad de los proyectos informada por el promotor anualmente, durante el periodo de vigencia del contrato de reembolso.

- **ACP**

Señala que tiene como propuesta lo siguiente:





Resolución AN No. 21017 -Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 40 de 41

"Artículo 19. La empresa distribuidora deberá informar a la ASEP por escrito y en archivo de formato EXCEL, de periodicidad semestral en los meses de enero y julio de cada año, la siguiente información:

...

- c) Número y fecha del Contrato, nombre del promotor, tipo de Contrato (urbanizaciones, locales comerciales u otro tipo de infraestructura), monto contractual, valor reembolsado conforme a las unidades constructivas típicas, tiempo equivalente del proyecto conforme a unidades constructivas típicas y el tiempo de ejecución estimado o real."

#### **ANÁLISIS DE LA ASEP:**

Con relación a los comentarios efectuados por ENSA y ACP, se deja constancia que no se aceptan las modificaciones propuestas, y en ese sentido, se deberá observar lo señalado en los comentarios previos.

Con respecto a la propuesta de EDEMET, esta Autoridad considera razonable precisar el alcance de la responsabilidad de la empresa distribuidora en cuanto al reporte del índice de ocupación predial o habitabilidad de los proyectos. En ese sentido, se acepta que la información reportada por la empresa distribuidora corresponda a la información suministrada por el promotor, sin que ello implique que la distribuidora deba asumir funciones de verificación o validación propias de otras autoridades o del propio promotor del proyecto.

No obstante, se aclara que el hecho de que el promotor reporte dicha información a la empresa distribuidora con periodicidad anual no exime a la distribuidora de su obligación de remitir a la ASEP el informe correspondiente con la periodicidad semestral establecida en el artículo. Por lo tanto, la empresa distribuidora deberá incluir en sus reportes semestrales la información disponible más reciente suministrada por el promotor durante el periodo correspondiente, en cumplimiento de lo establecido en el mismo.

12. Que es preciso indicar que los comentarios presentados sobre modificaciones no incorporadas en la Consulta No.012-25, no fueron evaluados;
13. Que en atención a que la actividad de distribución de energía eléctrica es regulada y dado el interés social involucrado en la misma, ya que se trata de la prestación de un servicio público, es deber de la ASEP realizar los actos necesarios para que se cumplan las funciones y objetivos de la Ley 26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones, así como los establecidos en las Leyes Sectoriales, por lo que;

#### **RESUELVE:**

**PRIMERO: APROBAR** las modificaciones al Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización, aprobado mediante la Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones, las cuales se transcriben en el **ANEXO A** de la presente Resolución, formando parte integral de la misma.

**SEGUNDO: APROBAR** las modificaciones al Título V del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Régimen de Suministro, aprobado mediante la Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, las cuales se transcriben en el **ANEXO B** de la presente Resolución, formando parte integral de la misma.

**TERCERO: APROBAR** las modificaciones al Título VI del Reglamento de Distribución y Comercialización, denominado Instalación y Financiamiento de Nuevas Infraestructuras con Cargas Mayores de 500 KW, aprobado mediante la Resolución AN No.3473-Elec de 7 de

SP

SP





Resolución AN No. 21677-Elec  
de 7 de mayo de 2026  
Página 41 de 41

mayo de 2010 y sus modificaciones, las cuales se transcriben en el **ANEXO C** de la presente Resolución, formando parte integral de la misma.

**CUARTO: ESTABLECER** que para el cumplimiento del artículo 33 del Título IV del RDC la Autoridad preparará y pondrá a disposición de las empresas distribuidoras los archivos modelos que deberán utilizarse para el reporte de esta información, hasta tanto se realicen las adecuaciones correspondientes al Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas (SRUC), a fin de incorporar de manera formal y estandarizada el reporte de dichos ingresos.

El reporte debe habilitar 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.

**QUINTO: ESTABLECER** que para el cumplimiento del artículo 135 del título IV, sobre las inversiones que se realicen para la prestación del servicio de carga de estaciones de carga, las empresas distribuidoras del servicio eléctrico presentarán la información solicitada mediante nota dirigida a esta Autoridad Reguladora, hasta tanto se realicen los ajustes necesarios en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el sector eléctrico (SRUC).

**SEXTO: ESTABLECER** que para el cumplimiento del artículo 136 del título IV sobre operación y mantenimiento del servicio de carga de estaciones de carga, las empresas distribuidoras del servicio eléctrico, presentarán la información solicitada mediante nota dirigida a esta Autoridad Reguladora, hasta tanto se realicen los ajustes necesarios en el Sistema Regulatorio Uniforme de Cuentas para el sector eléctrico (SRUC).

**SÉPTIMO: COMUNICAR** que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos emitirá una versión unificada de los Títulos IV, V y VI del Reglamento de Distribución y Comercialización, que contenga todos los cambios aprobados a través de la presente Resolución.

**OCTAVO: ADVERTIR** que la presente Resolución regirá a partir de su publicación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; Ley 6 de 22 de enero de 2002; Resolución JD-5863 de 17 de febrero de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones; Resolución AN No.3473-Elec de 7 de mayo de 2010 y sus modificaciones.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

  
**ZELMAR RODRÍGUEZ DE MASSIAH**  
Administradora General

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios públicos.

Dado a los 8 días del mes de mayo 2026

  
FIRMA AUTORIZADA






**ANEXO A**

**RESOLUCIÓN AN No.21617-Elec de 7 de mayo de 2026**





## MODIFICACIONES AL TÍTULO IV DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN, DENOMINADO “RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN”

**Artículo 33** De existir tales actividades que utilicen los activos de distribución y comercialización para fines diferentes a las actividades reguladas, se considerará como activos fijos del sistema de distribución una proporción de tales activos, equivalente a la relación que existe entre los ingresos que se prevea para las actividades reguladas asignadas en la Ley 6 de 1997 y los ingresos totales previstos en las actividades reguladas y no reguladas que utilicen los activos de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Aquellos ingresos por actividades no reguladas que utilicen los activos de distribución y comercialización deberán informarse al regulador como parte de la información entregada a través del SRUC al 31 de marzo de cada año.

**Artículo 80** Cuando los cambios de tarifa (actualización de tarifas semestral o mensual) no coincidan con el ciclo de facturación del cliente, la factura del cliente será calculada aplicando la tarifa correspondiente al mes calendario de facturación.

En los casos de un cambio de opción tarifaria que involucre cambio de sistema de medición (por ejemplo, de BTD a BTH) y, por consiguiente, no se cuente con toda la información necesaria para la facturación, la empresa deberá facturar de forma fraccionada aplicando la tarifa que corresponda en proporción al número de días de consumo registrados bajo cada una de las opciones tarifarias.

Para estos casos, la demanda se facturará considerando la potencia máxima leída que se fraccionará en proporción al número de días de consumo registrados bajo cada una de las opciones tarifarias.

### **CAPITULO IV.7: TARIFAS QUE SE APLICARÁN EN LAS ESTACIONES DE CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS DE PROPIEDAD DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

#### **SECCIÓN IV.7.1: LINEAMIENTOS GENERALES**

**Artículo 134** Las empresas distribuidoras podrán prestar el servicio de carga de vehículos eléctricos mediante estaciones de carga de su propiedad. Para este servicio aplicarán tarifas específicas, conforme a los criterios establecidos por la normativa vigente.

#### **SECCIÓN IV.7.2: INVERSIONES Y COSTOS PARA LA CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN ESTACIONES DE SERVICIO DE PROPIEDAD DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

**Artículo 135** Las inversiones que realicen las empresas distribuidoras para la prestación del servicio de carga de vehículos eléctricos deberán ser registradas y gestionadas de manera independiente del resto de los activos que integran la Base de Capital utilizada para el cálculo del IMP.

Las empresas distribuidoras que cuenten con estaciones de carga de vehículos eléctricos deberán presentar la información correspondiente a las inversiones asociadas a la actividad de carga de

+





vehículos eléctricos de forma separada a partir del cierre fiscal del año 2026 en los plazos establecidos para la presentación de Estados Financieros.

Artículo 136 Los costos de operación, mantenimiento y administración asociados al servicio de carga de vehículos eléctricos en estaciones de propiedad de las empresas distribuidoras deberán ser contabilizados separadamente de los demás costos de la empresa.

Las empresas distribuidoras que cuenten con estaciones de carga de vehículos eléctricos deberán presentar la información correspondiente a los costos de operación, mantenimiento y administración asociados a la actividad de carga de vehículos eléctricos de forma separada a partir del cierre fiscal del año 2026 en los plazos establecidos para la presentación de Estados Financieros.

**SECCIÓN IV.7.3 : TARIFAS PARA LA CARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS EN ESTACIONES DE SERVICIO DE PROPIEDAD DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

Artículo 137 Para el cálculo de las tarifas se considerará lo siguiente:

Para la fijación de las tarifas, primeramente, la empresa determinará un Ingreso Máximo Permitido específico para estaciones de carga (IMPEC).

El IMPEC será determinado utilizando la siguiente fórmula:

$$IMPEC_{VC_t} = ADMEC_{VC_t} + OMEC_{VC_t} + DEP BCDEC_{0VC_t} + (IEC_{VC_t} * DEP\%) + (BCDNEC_{VC_t} * RR),$$

$t = 1, \dots, 4$

Donde:

$ADMEC_{VC_t}$  es el valor eficiente de los costos de administración asociados a las estaciones de carga para el año  $t$ .

$OMEC_{VC_t}$  es el valor eficiente de los costos de operación y mantenimiento asociados a las estaciones de carga para el año  $t$ .

$DEP BCDEC_{0VC_t}$  es el valor de la depreciación de la Base de Capital de las estaciones de carga al año base 0, proyectada para el año  $t$ .

$IEC_{VC_t}$  Son las inversiones eficientes de las estaciones de carga.

$DEP\%$  es la tasa lineal de depreciación de la vida útil de los activos eficientes de las estaciones de carga determina con base en referencias contables, manuales de equipos y otros.

$BCDNEC_{VC_t}$  es el valor neto de la Base de Capital de las estaciones de carga en el año ( $t$ ).

$RR$  es la tasa de rentabilidad regulada de la empresa distribuidora, fijada por resolución motivada de la ASEP de acuerdo con lo que establece el artículo 101 de la Ley 6 de 1997.

$VC$ : Velocidad de carga que puede ser lenta, semi rápida y rápida.





Las inversiones, así como los costos de administración, operación y mantenimiento, serán propuestos por la empresa distribuidora y sometidos a un análisis de eficiencia que realizará la ASEP, para lo que podrá utilizar la información real de la empresa, referencias nacionales e internacionales y otras fuentes que considere pertinentes.

La empresa distribuidora presentará la proyección de la energía por bloque horario que será vendida en las estaciones de carga, la cual será verificada por la ASEP.

Se calculará un cargo unitario por uso de las estaciones de carga (CUEC) de vehículos eléctricos dividiendo el IMPEC entre la energía proyectada para el período tarifario, ambas variables expresadas en valor presente.

$$CUEC_{VC} = \frac{VP(IMPEC_{VC})}{VP(ENERGÍA VENDIDA EC_{VC})}$$

Las tarifas que aplicarán las empresas distribuidoras en las estaciones de carga de su propiedad tendrán dos componentes:

- El costo de la energía y potencia, que será el mismo costo unitario que paga una estación de servicio de carga de vehículos eléctricos que no es de propiedad de las empresas distribuidoras. Estos costos unitarios corresponderán a las tarifas que las empresas distribuidoras incluyan en sus pliegos tarifarios para las estaciones de carga.
- El costo unitario por el uso de las estaciones de carga para las distintas velocidades de carga: lenta, semi rápida y rápida.

Ambos componentes deberán referirse únicamente a la energía, cuya suma determinará la tarifa total para carga de vehículos eléctricos en estaciones de propiedad de las empresas distribuidoras. Estas tarifas podrán ser diferente considerando la velocidad de carga (lenta, semi rápida y rápida) y considerar bloques horarios.

El IMPEC se considera un ingreso máximo y las empresas distribuidoras podrán presentar para aprobación tarifas inferiores que las calculadas con este mecanismo para competir en el mercado de carga de vehículos eléctricos.

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios públicos.

Dado a los 8 días del mes de mayo 2026

FIRMA AUTORIZADA





**ANEXO B**

**RESOLUCIÓN AN No.21617-Elec de 7 de mayo de 2026**





## MODIFICACIONES AL TÍTULO V, DENOMINADO RÉGIMEN DE SUMINISTRO DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**Artículo 4** Condiciones para la conexión del suministro eléctrico son las siguientes:

- a) No registrar deudas pendientes por suministro de energía eléctrica en cualquiera de la zona de concesión de las empresas distribuidoras u otro concepto resultante de este reglamento. La deuda por parte del cliente anterior del sitio donde se va a prestar el servicio no será motivo para condicionar, suspender o cortar el suministro al nuevo cliente.
- b) Firmar el correspondiente contrato de suministro, previa presentación de la siguiente documentación:
  - (i) Copia de la Escritura Pública o Certificación vigente (1 año), expedida por el Registro Público, el Banco Hipotecario Nacional, el Ministerio de Vivienda (MIVIOT), la Autoridad Nacional de Administración de Tierras (ANATI), los Municipios (propietarios de un terreno) u otra entidad estatal (propietaria de un terreno) que acredite la propiedad o derecho posesorio de un bien inmueble a nombre del cliente.
  - (ii) En caso de no ser el titular del bien inmueble, deberá presentar adicionalmente al punto (i), copia simple de la cédula del tenedor del bien inmueble, copia del Contrato de Arrendamiento suscrito con el propietario o tenedor del bien inmueble.
  - (iii) 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.
  - (iv) 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 con un plazo no mayor de 6 meses de vigencia 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).
  - (v) En el caso de los inmuebles o instalaciones nuevas no ocupadas, además de los otros requisitos deberá el solicitante aportar:
    - Copia del permiso de ocupación o certificado de ocupación para la instalación del suministro eléctrico emitido por el Municipio correspondiente.
    - En caso de que el permiso o certificado de ocupación esté a nombre de una persona distinta al solicitante, se deberá verificar en el

Anexo B  
Modificación del RDC – Título V  
Régimen de Suministro

Página 2 de 10

✓





Certificado de Registro Público (vigencia 1 año) que el mismo corresponda a la misma propiedad (finca) sobre la cual se solicita el servicio.

- (vi) En el caso de las comunidades que estén ubicadas, en áreas declaradas legalmente como protegidas, y que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez de Paz o en su defecto del corregidor del lugar, y certificación de consentimiento emitida por la Dirección de Áreas Protegidas y Vida Silvestre del Ministerio de Ambiente.
  - (vii) En el caso de las comunidades comarcales, que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez Comunitario o Autoridad Tradicional de los Pueblos Indígenas o un Delegado Comunitario del lugar, y una certificación de consentimiento emitida por la dirigencia tradicional comunitaria (reconocida oficialmente) que corresponda.
  - (viii) En el caso de las comunidades rurales que se vean beneficiadas por proyectos de electrificación realizados por la OER en conjunto con las distribuidoras, y que no cuenten con los documentos descritos en el acápite (i), deberán presentar una certificación de residencia emitida por el Juez de Paz o en su defecto del corregidor del lugar, y certificación escrita de la Oficina de Electrificación Rural donde se haga constar el desarrollo del proyecto de electrificación correspondiente.
  - (ix) En los casos de clientes tales como construcciones, exposiciones, ferias, circos, etc. que requieran un suministro de carácter temporal, deberán presentar el permiso de estructura temporal emitido por el municipio correspondiente.
  - (x) En los casos de suministro para letreros, vallas, fuentes de poder, antenas, puntos de recarga eléctrica, luminarias de canchas deportivas públicas, etc. que no requieran un permiso de ocupación para el debido suministro, deberán presentar en lugar del permiso, una copia de certificación eléctrica por los bomberos, siempre y cuando se cumpla las normas de seguridad eléctrica vigentes.
- c) Presentar certificación de buen historial de pago o referencias de crédito recientes, es decir que no exceda un periodo de 5 años de la fecha en que se realiza la solicitud. En ausencia de éstas, el solicitante deberá pagar el depósito de garantía establecido en el presente reglamento.
  - d) Pagar el derecho de conexión de acuerdo con el pliego tarifario vigente.
  - e) El punto de interconexión (donde se encuentra el medidor), debe estar ubicado en un sitio accesible a la empresa de distribución de acuerdo con las normas de construcción, y su conexión con las instalaciones del cliente deben cumplir con las normas de seguridad para media tensión y baja tensión vigentes.





- f) El cliente será responsable sobre la propiedad en la que se instalará el suministro ante cualquier reclamo o conflicto de la propiedad entre terceros o particulares.
- g) Las solicitudes del servicio eléctrico podrán realizarse en las agencias autorizadas de la empresa distribuidora, en sitio o por vía electrónica. En el caso de que sea por medio electrónico toda la documentación podrá enviarse a través de este mismo medio, al igual que la certificación de los pagos, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo V.15 de este Reglamento.

**Artículo 16** La cancelación del servicio se realizará cuando lo solicite el cliente, de forma verbal o por escrito, personalmente o por intermedio de una persona autorizada. Cuando el cliente o una persona autorizada realice la solicitud de cancelación en forma verbal, la empresa distribuidora deberá entregar al cliente una constancia escrita de la solicitud, en la que se consigne como mínimo, fecha, hora, número de registro y nombre de la persona que recibió la petición.

La empresa distribuidora realizará la desconexión en un tiempo no mayor al que se exige para las instalaciones de acuerdo con la norma de calidad vigente, el cual deberá ser informado al cliente en la misma constancia de la solicitud. La empresa distribuidora debe realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio y facturar el consumo para el cierre de la cuenta.

En el caso de que el cliente no sea el dueño de la vivienda o del local comercial, y este abandona o desaloja el mismo sin avisar a la empresa distribuidora o solicitar la cancelación del servicio, la empresa deberá aceptar la solicitud de cancelación del servicio de parte del propietario, siempre que sea presentada por escrito y se aporten copias de los documentos que acrediten la propiedad o tenencia del bien inmueble sobre el cual se solicita la cancelación del suministro:

- a) Presente una Declaración Jurada notariada original, que indique de manera expresa que el cliente desalojó el bien inmueble o que fue lanzado o desalojado del bien inmueble.
- b) Presente certificación original y vigente (1 año) expedida por el Registro Público, por la Autoridad Nacional de Administración de Tierras o por aquellas instituciones que acrediten la propiedad y/o posesión de un bien inmueble.

Una vez aceptada la solicitud de cancelación del servicio por la causal de abandono o desalojo, la empresa distribuidora deberá procesar la solicitud y realizar la lectura del medidor antes de desconectar el servicio en un plazo no mayor a lo establecido en el artículo 54 del Título XII Normas de calidad del servicio de atención al público en general (clientes y no clientes) perteneciente al RDC, a fin de comprobar que en el bien inmueble no se registra consumo, acreditándose el abandono declarado por el propietario o tenedor del bien inmueble





que solicitó la cancelación del servicio. En caso de haber consumo o de haber una persona habitando el bien inmueble no se procederá con la desconexión.

La empresa distribuidora no será responsable por conflictos dimanantes de lo antes expuesto y cualquier reclamación deberá ser dirigida al propietario o tenedor correspondiente.

Si el cliente que ocupaba el bien inmueble dejara una cuenta pendiente, la misma solo es atribuible a él y no podrá trasladarse al propietario del inmueble ni al nuevo cliente que pase a hacer uso del mismo, tal y como se establece en el artículo 4 del Capítulo V.1 de este Reglamento. El propietario del bien inmueble deberá realizar tal solicitud en forma diligente, y la Empresa Distribuidora deberá proceder a la conexión del nuevo servicio, una vez firmado el nuevo contrato y, el cliente haya pagado el respectivo depósito.

**Artículo 28** Se considera que un cliente estableció un buen historial de pago cuando no se excedió de la fecha de vencimiento en el pago de su factura más de tres (3) veces en un periodo de doce (12) meses consecutivos, y nunca en el mismo periodo se le suspendió el servicio por falta de pago.

Cuando el cliente no cuenta con el depósito de garantía, la empresa distribuidora deberá llevar un registro de su historial de pago, para que le avise oportunamente en el caso de atraso en sus pagos.

Cuando el cliente se haya excedido en la fecha de vencimiento en el pago de su factura, la empresa distribuidora deberá enviar una notificación, indicándole que; ha pagado con retraso y que por tanto podrá perder su condición de “cliente con buen historial de pago”.

En el caso de que haya un tercer atraso por parte del cliente, en un periodo de doce meses, la empresa distribuidora deberá advertirle que, si vuelve a excederse de la fecha de vencimiento en el pago de su factura, perderá su condición de buen historial de pago y se le cobrará el depósito de garantía.

A 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** Cuando el cliente haga uso de la energía eléctrica mediante fraude debidamente comprobado conforme a la reglamentación de la ASEP, la empresa distribuidora podrá cobrar al cliente una estimación de la facturación, por todo el periodo comprobado. En el caso de que no se pueda comprobar el periodo de tiempo en el que el cliente adquirió la energía eléctrica en forma fraudulenta, la empresa distribuidora solo puede cobrar al cliente una estimación de la facturación sobre un periodo de hasta seis meses.

Anexo B  
Modificación del RDC – Título V  
Régimen de Suministro

Página 5 de 10





En cualquiera de los dos casos, a la estimación del consumo dejado de cobrar se le aplicará la tarifa vigente en dicho periodo más un recargo de hasta el diez por ciento (10%) sobre la factura de estos consumos. Este recargo es para cubrir todos los gastos asociados al fraude. La empresa distribuidora no podrá cobrar ningún cargo adicional que no esté aprobado por la ASEP.

Para el cobro de la energía dejada de facturar, las empresas de distribución podrán realizar convenios de pago con sus clientes.

**Artículo 40** Las facturas deberán contar como mínimo con la siguiente información:

- a) Variables de consumo (energía/demanda –facturada y leída- en punta y/o fuera de punta según corresponda).
  - (i) Para los Grandes Clientes también se debe presentar además del detalle de la demanda leída en su punto de entrega, la reserva de confiabilidad asignada y las pérdidas en potencia asignadas, para su clara identificación.
  - (ii) Para los clientes instalaciones de generación para autoconsumo también se debe presentar el detalle de energía inyectada y excedente acumulado.
- b) Valores de energía reactiva y factor de potencia asociado al consumo en el caso que corresponda.
- c) Intereses y monto final correspondiente.
- d) Teléfono de atención Comercial y de Emergencias.
- e) Lugares de pago.
- f) Datos de la ASEP, con un texto que indique la posibilidad de realizar denuncias ante la ASEP.
- g) Tarifa aplicada.
- h) Detalle del cálculo de facturación (cargo fijo, cargo variable, subsidios, ajustes, porción correspondiente a distribución, transmisión y generación).
- i) Tipo de lectura (real/estimada).
- j) Lectura anterior y actual del medidor.
- k) Período de lectura y cantidad de días facturados.
- l) Saldo adeudado a 30 días.
- m) Saldo adeudado a 60 días.
- n) Historial de consumo (kWh) y demanda leída (kW) mensual (datos) de los últimos 12 meses.
- o) Cargos por conexión y reconexión por motivos de suspensión del servicio.
- p) Reducciones Tarifarias.
- q) Estadísticas de interrupciones del servicio eléctrico para cada cliente de que fue objeto en el período de facturación anterior.
- r) Fecha y hora de la demanda máxima del período de facturación en los casos en que el medidor pueda suministrar esta información.
- s) Detalles del depósito de garantía.

Anexo B  
Modificación del RDC – Título V  
Régimen de Suministro

Página 6 de 10





- t) Fecha de vencimiento de la factura
- u) Historial de pago de los últimos tres meses (fecha y monto pagado).

**Artículo 41**

En caso de que la distribuidora haya estimado el consumo del mes, deberá indicarlo en la factura al cliente. Sólo se admitirán, la cantidad de facturas estimadas establecidas en la norma de calidad comercial aprobada por la Autoridad. De no haber lectura del medidor del cliente por más de tres (3) 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.

La empresa distribuidora sólo podrá realizar estimaciones en el caso de clientes que cuenten con medición inteligente en aquellos casos donde se demuestre que no se pudo obtener la medición por causas de caso fortuito o fuerza mayor.

Las estimaciones realizadas y los ajustes, si corresponden, deberán ser informadas por la empresa a la ASEP de forma semestral.

**Artículo 43** La empresa distribuidora deberá realizar una investigación cuando la lectura del medidor del cliente muestre un consumo superior al doble del consumo promedio de los últimos seis (6) meses, exista o no reclamo por parte de éste, a fin de verificar la correcta medición y facturación del servicio.

Si como resultado de la investigación se determinan errores de medición o facturación, la empresa distribuidora deberá realizar los ajustes correspondientes en la factura del cliente, adoptando las acciones que correspondan e informar al cliente sobre los ajustes.

Asimismo, la empresa distribuidora deberá remitir a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) un informe semestral, que contenga el número de las investigaciones realizadas en aplicación de este artículo, sus resultados y las acciones adoptadas de conformidad con la normativa aplicable.

Se exceptúan de la aplicación de este artículo los clientes que cuenten con una antigüedad menor a doce (12) meses, contados a partir de la fecha de inicio del suministro.

**Artículo 57** La reparación del daño causada mencionada en el artículo precedente no eximirá a la empresa distribuidora de la aplicación de las penalizaciones que le correspondan según lo establecido en las Normas de Calidad del Servicio Técnico.

Anexo B  
Modificación del RDC – Título V  
Régimen de Suministro

Página 7 de 10





La empresa distribuidora, en su calidad de agente con relación directa con el cliente, deberá atender oportunamente los reclamos y, de corresponder, resarcir los daños ocasionados a las instalaciones, bienes y/o artefactos de su propiedad.

El Agente del Mercado, distinto de la empresa distribuidora, que resulte responsable de los daños ocasionados, dentro del alcance de sus obligaciones como agente del mercado, deberá asumir los costos incurridos por la empresa distribuidora que estén asociados a la reparación y/o reposición correspondiente.

La determinación de la responsabilidad deberá efectuarse conforme a lo dispuesto en las normativas vigentes aplicables para cada caso.

Debiendo los responsables reembolsar a la empresa distribuidora los importes que correspondan en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles a partir de la determinación oficial de responsabilidades y la notificación correspondiente.

**Artículo 60** La empresa distribuidora deberá mantener un registro de las plantas eléctricas de emergencia con capacidad mayor o igual a 15 kW que sean de propiedad de los clientes de la empresa, con el fin de mantener una base de datos actualizada sobre la capacidad total de plantas de emergencia que sean propiedad de clientes.

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 las mismas, así como de solicitar la instalación de un medidor. Para esto el cliente deberá habilitar los espacios requeridos para la instalación de los equipos de medición y mantener los registros actualizados.

Este registro deberá identificar las plantas que tienen la medición de energía generada por la planta de emergencia antes del medidor del suministro al cliente y las que poseen la medición de energía generada por la planta de emergencia después del medidor del suministro al cliente.

El esquema de medición se ilustra a continuación:

---

*Anexo B  
Modificación del RDC – Título V  
Régimen de Suministro*

*Página 8 de 10*



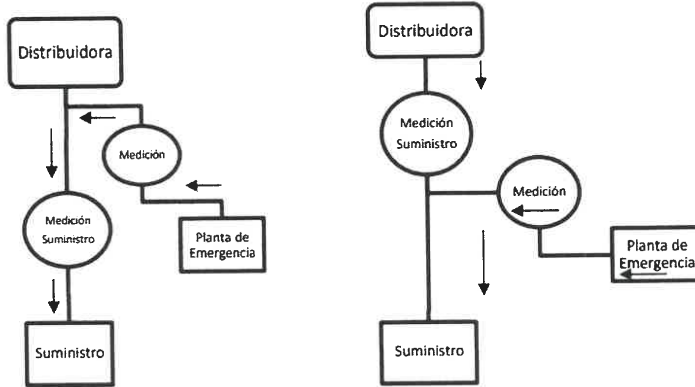


Figura A. Medición antes del Medidor de suministro

Figura B. Medición después del Medidor de suministro

**Artículo 62** Cuando la empresa distribuidora realice el registro de la planta de emergencia, e identifique que la medición de la energía generada es registrada en el medidor de suministro (ver figura A del artículo 60) de la empresa distribuidora, el cliente deberá suministrar información sobre el número de cuenta de las áreas comunes del edificio o del complejo comercial al que se acreditará el suministro de dicha planta de emergencia o la información pertinente para la devolución en efectivo, cheque, transferencia bancaria u otro medio de pago que permita demostrar la devolución. La información deberá ser suministrada en un documento que deberá ser firmado por el cliente, para lo que deberá estar acreditado para ello.

**Artículo 63** La empresa distribuidora deberá instalar un medidor horario que registre la energía autoabastecida por la planta eléctrica de emergencia.

Para tal fin, el cliente deberá suministrar información de las características técnicas de la planta eléctrica de emergencia.

**Artículo 64** Al cliente propietario de la planta eléctrica de emergencia le corresponde solicitar y autorizar la instalación de la medición, así como cubrir el cargo de conexión del medidor aprobado en el pliego tarifario.





Las empresas distribuidoras deberán instalar los medidores haciendo uso de las diferentes tecnologías de medición disponibles y no deberán requerir adecuaciones en las instalaciones del cliente a menos que dichas adecuaciones sean mínimas y estrictamente necesarias.

Todos los costos asociados a la operación, mantenimiento y administración de las plantas de emergencia de los clientes serán responsabilidad de sus propietarios.

#### Artículo 71 CONDICIONES PREVIAS

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, cumpliendo las normas y reglamentos aplicables, 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.

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

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios públicos.

Dado a los 08 días del mes de mayo 2026

FIRMA AUTORIZADA

Anexo B  
Modificación del RDC – Título V  
Régimen de Suministro

Página 10 de 10

PP

✓





**ANEXO C**

**RESOLUCIÓN AN No.21617-Elec de 7 de mayo de 2026**





**MODIFICACIÓN AL TÍTULO VI, DENOMINADO INSTALACIÓN Y FINANCIAMIENTO DE NUEVAS INFRAESTRUCTURAS CON CARGAS MAYORES DE 500 kW**

**I. MODIFICACIÓN AL TÍTULO VI DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN**

**Artículo 4.** La línea de conexión y/o la red de distribución para el suministro de energía eléctrica a la infraestructura, pasará a ser propiedad de la empresa distribuidora, cumpliendo lo establecido en este reglamento. La inversión asociada a la misma será reconocida en las tarifas eléctricas conforme a las disposiciones del Régimen Tarifario vigente.

**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 deberá acordar con el Promotor el alcance de las actividades y obras necesarias para la conexión a la red existente, el cual deberá quedar claramente definido en el Contrato reembolsable, de forma tal que la conexión se realice sin requerir adecuaciones adicionales posteriores ni generar costos imprevistos para el Promotor. Dentro del alcance del contrato deberán incluirse las adecuaciones necesarias en la red existente del distribuidor, en la medida en que resulten técnicamente indispensables para viabilizar la conexión, conforme a criterios de eficiencia y a los estándares constructivos vigentes.

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

**Artículo 11.** El promotor y la empresa distribuidora acordarán la modalidad para la construcción de la Línea de Conexión y/o de la Red de Distribución de la infraestructura. Algunas de las modalidades posibles son las siguientes:

- a) La empresa distribuidora responde en forma individual a las solicitudes de los clientes, según lo previsto en el contrato de concesión y las leyes y reglamentaciones pertinentes.

---

*Anexo C  
Modificación del RDC – Título VI  
Instalación y Financiamiento de Nuevas Infraestructuras con Cargas Mayores de 500 kW*

*Página 2 de 5*

*S*





- b) La empresa distribuidora construye la línea de conexión y/o la red de distribución en forma paralela a la construcción o de forma anticipada a la construcción de la infraestructura y solicita una contribución para financiar el proyecto.
- 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, planos y materiales cumplan con los requisitos para la viabilidad de conexión a las redes existentes; una vez cumplidos estos requisitos aprueba la conexión y, posteriormente, reembolsa al Promotor el 90% del costo, según lo 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. El promotor deberá presentar una declaración jurada certificando el mencionado índice de ocupación predial o habitabilidad.

**Artículo 12.** Los acuerdos a que lleguen el promotor y la empresa distribuidora, respecto a las modalidades de construcción y los reembolsos, deben formalizarse mediante un Contrato, el cual debe considerar los criterios de reembolsos siguientes:

- a) Cuando una infraestructura se construye con estándares distintos al típico de la red de distribución para esa área, el reembolso se limitará al costo de las unidades constructivas típicas. El tipo de instalaciones, tanto para la línea de conexión como para la red de distribución, será la que corresponda según la red existente en la zona, a las necesidades propias previstas para la infraestructura y/o a la legislación que aplique. En caso de requerirse instalaciones con capacidades mayores o soluciones constructivas distintas a los estándares típicos (incluyendo infraestructuras soterradas o submarinas), las diferencias de costos deberán ser cubiertas por el promotor, los usuarios o el responsable del requerimiento, según corresponda. No se podrán imponer al Promotor exigencias que no sean requeridas para el proyecto a realizar.
- 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:
- Cuatro (4) pagos anuales consecutivos correspondientes al 25% del costo 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.

*Anexo C*  
*Modificación del RDC – Título VI*  
*Instalación y Financiamiento de Nuevas Infraestructuras con Cargas Mayores de 500 kW*

Página 3 de 5

✓





- 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. El promotor deberá presentar una declaración jurada certificando el mencionado índice de ocupación predial o habitabilidad,
- c) La empresa distribuidora deberá cumplir oportunamente con el reembolso establecido por este RDC. En caso de que la empresa distribuidora demore con el reembolso establecido, la misma deberá pagar intereses anuales sobre la suma pendiente a reembolsar hasta que cumpla con el mismo.

Los intereses serán calculados con la tasa de interés anual promedio de los seis (6) meses anteriores sobre préstamos comerciales de empresas al por mayor en el país. La tasa para aplicar será el promedio de las tasas del semestre anterior que estén disponibles, sobre la base de la información oficial suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Los semestres quedan definidos del primero (1°) de enero al treinta (30) de junio y del primero (1°) de julio al treinta y uno (31) de diciembre. Estos intereses no podrán trasladarse al costo a reconocer en tarifas por las infraestructuras.

- d) Cualquier discrepancia o reclamación referente a los reembolsos, la ASEP actuará como dirimente.
- e) La empresa distribuidora deberá cumplir con los tiempos máximos de construcción de las líneas eléctricas en función de la magnitud de los proyectos, para aquellos proyectos donde la empresa distribuidora asumirá la responsabilidad de la construcción.

**Artículo 17.** Con la finalidad de agilizar los trámites de aprobación de planos por parte de la empresa distribuidora, el promotor deberá procurar:

- a) Conocer de antemano todos los trámites y regulaciones concernientes a la aprobación de los planos del proyecto.
- b) Firmar un Contrato de reembolso y condiciones para la construcción de la red de distribución para el suministro de energía eléctrica al proyecto, antes de iniciar la construcción de la infraestructura del proyecto.
- c) El dueño del proyecto deberá procurar estar presente en las negociaciones del Contrato de reembolso y condiciones para la construcción de la red de distribución para el suministro de energía eléctrica al proyecto.
- d) Disponer del Índice de ocupación predial o habitabilidad certificado mediante una declaración jurada realizada por el promotor o dueño del proyecto que será verificada por la empresa distribuidora.

*Anexo C*

*Modificación del RDC – Título VI*

*Instalación y Financiamiento de Nuevas Infraestructuras con Cargas Mayores de 500 kW*

*Página 4 de 5*





**Artículo 19.** La empresa distribuidora deberá informar a la ASEP por escrito y en archivo de formato EXCEL, de periodicidad semestral en los meses de enero y julio de cada año, la siguiente información:


- a) Nombre y Localización de la infraestructura: nombre del proyecto, corregimiento, distrito, provincia. La información la debe presentar agrupando los proyectos que tienen la misma ubicación.
- b) Número y fecha del Contrato, nombre del promotor, tipo de Contrato (urbanizaciones, locales comerciales u otro tipo de infraestructura), monto contractual y valor reembolsado conforme a las unidades constructivas típicas.
- c) Identificar los proyectos, precisando si corresponden a infraestructura aérea, soterrada, subterránea o submarina, así como el plazo del reembolso.
- d) Índice de ocupación predial o habitabilidad de los proyectos informada por el promotor anualmente, durante el periodo de vigencia del contrato de reembolso.

El presente documento es fiel copia de su original, según consta en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de los Servicios públicos.

Dado a los 09 días del mes de mayo 2026

  
FIRMA AUTORIZADA

*Anexo C*  
*Modificación del RDC – Título VI*  
*Instalación y Financiamiento de Nuevas Infraestructuras con Cargas Mayores de 500 kW*

  
Página 5 de 5

y





REPÚBLICA DE PANAMÁ  
INSTITUTO DE INNOVACIÓN AGROPECUARIA DE PANAMÁ

RESOLUCIÓN No. DG-028-2026  
(de 4 de mayo de 2026)

LA DIRECTORA GENERAL, ENCARGADA Y REPRESENTANTE LEGAL POR DELEGACIÓN  
DEL  
INSTITUTO DE INNOVACIÓN AGROPECUARIA DE PANAMÁ

En uso de sus facultades legales, y,

**CONSIDERANDO:**

Que mediante la Ley No. 162 de 2020, fue creado el Instituto de Innovación Agropecuaria de Panamá, en reemplazo del Instituto de Investigación Agropecuaria de Panamá, como una entidad autónoma, con personería jurídica y patrimonio propio, sujeto a la orientación de las políticas de Estado, por conducto del Ministerio de Desarrollo Agropecuario y de la Secretaría Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación, sujeto a la fiscalización de la Contraloría General de la República, teniendo como función el encargarse de normar, diseñar, ejecutar y evaluar las actividades de investigación e innovación agropecuaria del sector público, así como el de ser responsable de orientar y certificar aquellas actividades de investigación agropecuarias ejecutadas por el sector no gubernamental.

Que la suscrita Directora General, Encargada, con fundamento en el Numeral 8 del Artículo 19 de la Ley No. 162 de 2020, el Decreto No. 34 de 24 de febrero de 2026 del Presidente de la República y en la Resolución OAL-025-ADM-2026 de 25 de febrero de 2026 del Ministro de Desarrollo Agropecuario, posee, ejerce y lidera la Dirección General y la Representación Legal del IDIAP.

Que el Numeral 11 del Artículo 19 de la Ley No. 162 de 2020 dispone que el Director General IDIAP ostenta, entre sus funciones, nombrar, contratar, promover y destituir el personal administrativo y técnico de este instituto, de acuerdo con esta Ley y su reglamento.

Que el Artículo 10 del Reglamento Interno del IDIAP, establece que el Director General en su condición de autoridad nominadora, es el responsable de la conducción técnica y administrativa de este instituto.

Que, mediante Resuelto de Recursos Humanos No. 55 de 27 de marzo de 2026, la Dirección General del IDIAP designó a la LICDA. MARÍA DE LOURDES BATISTA BATISTA, con cédula 6-714-816, Directora de Administración y Finanzas del IDIAP, a partir del 4 de mayo de 2026, fecha en que fue notificada personalmente de la designación.

Que, para mayor eficiencia en las funciones del IDIAP, se requiere autorizar y delegar a la LICDA. MARÍA DE LOURDES BATISTA BATISTA, con cédula 6-714-816, quien ocupa el cargo de Directora de Administración y Finanzas, los procesos administrativos y de adquisiciones de bienes y servicios del IDIAP con la finalidad de optimizarlos, mejorar los tiempos de respuesta y demás actividades administrativas, por lo que;

**RESUELVE:**

**PRIMERO: DELEGAR** en la LICDA. MARÍA DE LOURDES BATISTA BATISTA, con cédula 6-714-816, quien ocupa el cargo de Directora de Administración y Finanzas, la firma de órdenes de compra, contratos, gestiones de cobro, solicitudes de viáticos, planillas, salvoconductos, solicitudes de combustible, caja menuda, que no excedan el monto de ciento cincuenta mil balboas (B/.150,000.00.), las autenticaciones de documentos y aprobar traslados de partidas.

Así mismo, queda facultada para la firma de solicitudes de bienes y servicios, convocatoria del acto público de selección de contratista, certificación de único proveedor, presidir el acto público de selección de contratista, la reunión previa y homologación cuando proceda, la adjudicación o declaratoria de desierto del acto público de selección de contratista, firma del pacto de integridad, rechazar las propuestas en cualquier etapa del proceso de contratación, resolver administrativamente las órdenes de compra, inhabilitar a los contratistas por incumplimiento de órdenes de compra y las resoluciones de adjudicación de bienes, obras y servicios, que no excedan el monto de ciento cincuenta mil balboas (B/.150,000.00.)

**SEGUNDO:** La servidora pública al momento de ejercer las facultades delegadas, deberá advertir que actúa por delegación y por consiguiente las funciones otorgadas son intransferibles a otros funcionarios.

**TERCERO:** Esta delegación de funciones es revocable en cualquier momento por el Director General, a través de la resolución que corresponda.

**CUARTO: REVOCAR** la RESOLUCIÓN No. DG-019-2026 de 13 de marzo de 2026 y cualquier otra resolución anterior de delegación.






**QUINTO:** La presente Resolución entra en vigor a partir del 4 de mayo de 2026.

**SEXTO: PUBLICAR** la presente resolución en la Gaceta Oficial de la República de Panamá.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley No. 162 de 2020 y el Texto Único de la Ley 22 de 2006, ordenado por la Ley 153 de 2020.

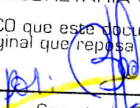
Dada en la Ciudad de Panamá, a los cuatro (4) días del mes de mayo del año dos mil veintiséis (2026).

**Comuníquese y Cúmplase,**

  
**Licda. MIRIAM VÁSQUEZ DE ORTEGA**  
Directora General, encargada  
Representante legal por delegación



MVdeC/be/jm.

INSTITUTO DE INNOVACION  
AGROPECUARIA DE PANAMA  
SECRETARIA GENERAL  
CERTIFICO que este documento es Fiel Copia  
del Original que reposa en este despacho.  
  
Secretario General

