



RESOLUCIÓN Núm. RES/568/2021

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA QUE APRUEBA A GASODUCTO DE AGUAPRIETA, S. DE R. L. DE C. V., EL PORCENTAJE DE PÉRDIDAS OPERATIVAS Y GAS COMBUSTIBLE APPLICABLE AL SISTEMA AL AMPARO DEL PERMISO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL NÚMERO G/13491/TRA/2016

RESULTANDO

PRIMERO. Que el 28 de diciembre de 2007, fue publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 (la Directiva de Tarifas).

SEGUNDO. Que el 11 de agosto de 2014, fueron publicadas en el DOF, la Ley de Hidrocarburos (LH) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) y el 31 de octubre de 2014 el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento), en el mismo medio de difusión oficial.

TERCERO. Que el 13 de enero de 2016, fue publicada en el DOF la resolución número RES/900/2015 por la que se expedieron las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural (DAGC de Acceso Abierto), mismas que fueron modificadas mediante el acuerdo número A/024/2018, publicado en el DOF el 27 de agosto de 2018.

CUARTO. Que el 18 de febrero de 2016, mediante la resolución número RES/106/2016, la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) otorgó a Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. (GAP o el Permisionario) el permiso de transporte de gas natural número G/13491/TRA/2016 (el Permiso).

RES/568/2021



QUINTO. Que el 14 de septiembre de 2017, mediante la resolución número RES/2048/2017, la Comisión autorizó la modificación del Permiso en lo relativo a las características técnicas del Sistema por la incorporación del ramal denominado “*Tarahumara al header*”.

SEXTO. Que el 18 de diciembre de 2017, mediante la resolución número RES/2937/2017, la Comisión aprobó los Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio (TCPS) correspondientes al Permiso, mismos que fueron modificados el 30 de enero de 2020 mediante la resolución número RES/009/2020. En los cuales, de conformidad con el numeral 8.5 “Gas Combustible”, se estableció la metodología para la determinación del porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible del sistema, el cual debe ser aprobado por la Comisión y podrá ser revisado anualmente.

SÉPTIMO. Que el 27 de agosto de 2020, la Comisión aprobó la resolución número RES/1025/2020, mediante la cual, se modificaron las características técnicas del Sistema al amparo del Permiso, para incluir un patín de regulación de presión como consecuencia de haber celebrado un contrato con la empresa CFENERGÍA, S. A. de C. V. para la prestación de servicios de regulación de presión en el punto de recepción del gas natural proveniente del Ramal “*Tarahumara al Header*”. Cabe señalar la dicha modificación no implicó la modificación de las demás condiciones del Permiso.

OCTAVO. Que el 10 de diciembre de 2020, mediante el escrito número SIS/178/2020, el Permisionario presentó su solicitud de aprobación del porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible para la operación del sistema al amparo del Permiso, aplicable al año 2021, equivalente a 0.69% de la energía de gas natural transportada (la Solicitud).

NOVENO. Que el 18 de enero de 2021, fue publicado en el DOF el acuerdo número A/001/2021 por el que se establece la suspensión de plazos y términos legales en la Comisión, como medida de prevención y combate de la propagación del coronavirus COVID-19, por el que se declara la suspensión de los plazos y términos en los actos y



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

procedimientos substanciados en la Comisión a partir de la publicación en el DOF del presente Acuerdo, hasta que la autoridad sanitaria del gobierno federal o autoridades de la Ciudad de México determinen que no existe un riesgo epidemiológico relacionado con la apertura de las actividades relacionadas con la Administración Pública Federal.

DÉCIMO. Que el 22 de enero de 2021, a través del escrito número SIS-0008-21, el Permisionario presentó información correspondiente al año 2020 para la elaboración de la prospectiva del Mercado de Gas Natural.

UNDÉCIMO. Que el 24 de mayo de 2021, se notificó al Permisionario, el oficio número UH-250/25803/2021, mediante el cual se realizó una prevención de información relativa a la Solicitud.

DUODÉCIMO. Que el 7 de junio de 2021, mediante el escrito SIS-00083-21, el Permisionario dio respuesta a la prevención de información referida en el resultando inmediato anterior, proporcionando información adicional y rectificando su solicitud de porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible a 0.54%.

DECIMOTERCERO. Que el 10 de noviembre de 2021, se notificó al Permisionario, el oficio número SE-300/80156/2021, mediante el cual se puso a vistas el proyecto de “Resolución de la Comisión Reguladora de Energía que aprueba a Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V., el porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible aplicable al sistema al amparo del permiso de transporte de gas natural número G/13491/TRA/2016”(Proyecto de Resolución), a fin de que en el plazo de 10 (diez) días hábiles contados a partir del siguiente a aquel en que surta efectos la notificación del presente oficio, manifestara lo que a su derecho corresponda y aporte las pruebas que estime convenientes en relación con el Proyecto de Resolución señalado y sus anexos.

DECIMOCUARTO. Que el 24 de noviembre de 2021, mediante el escrito número SIS-000173-21, el Permisionario dio respuesta al oficio de



puesta a vistas señalado en el resultando inmediato anterior, manifestando su conformidad con el proyecto de resolución notificado.

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que de conformidad con los artículos 41, fracción I y 42 de la LORCME, corresponde a la Comisión regular y promover el desarrollo eficiente de la actividad de transporte de gas natural, así como promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

SEGUNDO. Que de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 22, fracciones I, II y III de la LORCME; 82, párrafo primero de la LH; 77, párrafo primero, 78, párrafo primero, y 82 del Reglamento; corresponde a la Comisión expedir, supervisar y vigilar el cumplimiento de la regulación y de las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a quienes realicen actividades reguladas en el ámbito de su competencia, aprobar los términos y condiciones a los que deberá sujetarse la prestación del servicio de transporte de gas natural, así como expedir las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones, precios y tarifas aplicables para las actividades permissionadas, así como los formatos y especificaciones para su determinación.

TERCERO. Que de conformidad con los artículos Transitorios Tercero de la LH y de la LORCME, respectivamente, en tanto se emite nueva regulación o se modifica la regulación correspondiente, la normatividad y regulación emitida por la Comisión con anterioridad a la entrada en vigor de dichas leyes, continuarán vigentes, en lo que no se oponga a las mismas, en términos de las disposiciones aplicables.

CUARTO. Que el artículo transitorio Tercero del Reglamento establece que la Comisión, en su caso, podrá aplicar las disposiciones jurídicas en materia de otorgamiento y regulación de permisos, incluyendo las



disposiciones administrativas de carácter general y demás disposiciones que se encuentren vigentes en lo que no se opongan a LH y el Reglamento, en tanto se expidan las disposiciones administrativas de carácter general y demás ordenamientos correspondientes.

QUINTO. Que la disposición 10.4 de la Directiva de Tarifas establece que los transportistas podrán solicitar a la Comisión la aprobación de un cargo máximo por pérdidas operativas y gas combustible que permita recuperar el costo en que incurran por:

- I. El gas no contabilizado y las pérdidas operativas en el sistema derivados de actividades de operación y mantenimiento, y
- II. El gas utilizado en la operación de sus instalaciones de compresión, en su caso.

SEXTO. Que además la disposición 10.4 de la Directiva de Tarifas, establece que el cargo máximo por pérdidas operativas y gas combustible deberá ser justificado por el transportista mediante un análisis técnico de la operación y las particularidades de su sistema, así como deberá reflejar prácticas operativas eficientes de la industria. Por lo que dicho cargo máximo se establecerá como un porcentaje respecto de la cantidad de gas transportada en cada trayecto del sistema y se cobrará en especie.

SÉPTIMO. Que la disposición 43.1 de las DACG de Acceso Abierto, señala que los permisionarios podrán aplicar un cargo por el combustible necesario para la operación de las estaciones de compresión u otros aspectos operativos, que podrá aplicarse en especie. No obstante, el usuario podrá optar por pagar el equivalente monetario de este cargo. Asimismo, el cargo por combustible se determinará anualmente y podrá ser actualizado al término de dicho periodo, para reflejar cambios en las condiciones de operación de los sistemas.

OCTAVO. Que la disposición 43.2 de las DACG de Acceso Abierto, establece, como regla general, que los costos trasladables por mermas



y pérdidas operativas estarán sujetos a un límite máximo de 2% del gas natural transportado.

NOVENO. Que la metodología para el cálculo del porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible descrita en el numeral 8.5 “Gas Combustible” de los TCPS, aprobados por medio de la resolución número RES/009/2020, define el porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible correspondiente al Sistema, conforme a la siguiente ecuación:

$$X = \frac{((m * \epsilon) + n) * K}{m * K} * 100$$

Donde:

- X Es el porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible del total del gas natural transportado en el año que corresponda.
- € Es el error de medición total en el año que corresponda.
- n Es el consumo total de combustible de los equipos relacionados al sistema de transporte de gas natural (compresores, calentadores, entre otros), en el año que corresponda.
- m Es el flujo total registrado por los equipos de medición durante el año que corresponda.
- K Es el poder calorífico aplicable.

DÉCIMO. Que, de acuerdo con la información presentada en el escrito referido en el resultando Octavo, el Permisionario presentó la Solicitud para la aprobación del porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible equivalente al 0.69%, relativa al gas natural no contabilizado y pérdidas operativas en el sistema. Para dicho cálculo, utilizó información del periodo comprendido entre enero de 2019 y marzo de 2020.

UNDÉCIMO. Que, en el escrito de respuesta a la prevención de información referido en el resultando Duodécimo, el Permisionario presentó información complementaria y rectificó su Solicitud para la aprobación del porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible,



estimando un valor de 0.54%. Para dicho cálculo, modificó el periodo de evaluación de enero de 2019 a diciembre de 2020 y el consumo de combustible de equipos relacionados con la operación del Sistema.

DUODÉCIMO. Que, el porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible solicitado por el Permisionario, mediante el escrito referido en el resultando Duodécimo y conforme a la metodología mencionada en el considerando Noveno, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1. Propuesta de % de Pérdidas Operativas y Gas Combustible (MMBTU).

Concepto	Cantidad	Unidad
Flujo total registrado por los equipos de medición (m)	108,650,37 6	MMBTU
Error de medición total (€)	0.52	%
Consumo total de combustible de los equipos relacionados al sistema de transporte de gas natural (n)	21,328.28	MMBTU
Poder calorífico aplicable (k)	1.035	MMBTU/MC F
Porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible del total del gas natural transportado (X)	0.54 %	

MMBTU: Millones de unidades térmicas británicas

MCF: Miles de pies cúbicos.

Periodo de evaluación: enero de 2019 a diciembre de 2020.

DECIMOTERCERO. Que de acuerdo con el numeral 8.5 de los TCPS aprobados al Permisionario mediante la resolución número RES/009/2020, el porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible será aplicado a la cantidad de gas natural nominada por los usuarios, la cual se expresa en Gigajoules (GJ). Asimismo, dichos TCPS definen que un millón de unidades térmicas británicas (MMBTU) equivale a 1.055056 Gigajoules.



DECIMOCUARTO. Que, de acuerdo con la información del considerando Duodécimo y el factor de conversión del considerando inmediato anterior, la propuesta de porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible, expresada en GJ, es la siguiente:

Tabla 2. Propuesta de % de Pérdidas Operativas y Gas Combustible (GJ).

Concepto	Cantidad	Unidad
Flujo total registrado por los equipos de medición (m)	114,632,231	GJ
Error de medición total (€)	0.52	%
Consumo total de combustible de los equipos relacionados al sistema de transporte de gas natural (n)	22,502.53	GJ
Poder calorífico aplicable (K)	1.035	GJ/MCF
Porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible del total del gas natural transportado (X)	0.54 %	

GJ: Gigajoules.

MCF: Miles de pies cúbicos.

Periodo de evaluación: enero de 2019 a diciembre de 2020.

DECIMOQUINTO. Que, con base en la respuesta a la prevención de información señalada en el resultando Duodécimo, la Comisión no encontró evidencia que justifique el consumo de combustible anual de los equipos relacionados con la operación del Sistema propuestos por el Permisionario, toda vez que, éste declaró:

“Generador de emergencia Marca Cummins, Modelo C50N6C: Equipo generador de energía eléctrica de respaldo de 50 KW, solo se usa en caso de que no esté disponible la energía principal”,

“Calentador Catalítico, Marca Bruest, Modelo S1800 CG: Calentador para el gas de potencia de las válvulas de control



Becker Control Valves. Solo se utilizan en temporada invernal".

En el caso del generador de emergencia, el Permisionario no proporcionó soporte documental de algún evento crítico que justifique la utilización por emergencia durante el periodo de enero a diciembre de 2020, por lo que, se determinó un factor de utilización de 0.00%.

Por otro lado, se reportó que los calentadores catalíticos "sólo se utilizan en temporada invernal" por lo cual, se determinó un factor de utilización anual del 25.00%.

DECIMOSEXTO. Que la Comisión replicó la metodología referida en el considerando Noveno, tomando en consideración la información referida en el resultando Duodécimo expresada en GJ del periodo comprendido entre enero a diciembre de 2020; determinando que el porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible aplicable al sistema de transporte del Permisionario, es de 0.4509% y cuyo cálculo se incluye en el Anexo I, el cual forma parte integrante de esta resolución como si a la letra se insertase, conforme a la siguiente tabla:

Tabla 3. % de Pérdidas Operativas y Gas Combustible aprobado (GJ).

Concepto	Cantidad	Unidad
Flujo total registrado por los equipos de medición (m)	72,302,180	GJ
Error de medición total (€)	0.4508	%
Consumo total de combustible de los equipos relacionados al sistema de transporte de gas natural (n)	40.55	GJ
Poder calorífico aplicable (k)	38.40	MJ/m ³
Porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible del total del gas natural transportado (X)	0.4509 %	

GJ: Gigajoules.

MCF: Miles de pies cúbicos.

Periodo de evaluación: enero de 2020 a diciembre de 2020.



DECIMOSÉPTIMO. Que el cargo referido en el considerando inmediato anterior resulta consistente con lo establecido en la disposición 43.2 de las DACG de Acceso Abierto que señala, como regla general, que los costos trasladables por mermas y pérdidas operativas están sujetos a un límite máximo de 2% del gas natural transportado.

DECIMOCTAVO. Que el porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible referido en el considerando Decimosexo deberá ser aplicable a los usuarios del sistema de transporte de gas natural del Permissionario, de conformidad con los TCPS y la legislación aplicable vigente.

Por lo anteriormente expuesto, y con fundamento en los artículos 28, párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 22, fracciones I, II, III, X, XXIV, XXVI, inciso a) y e) y XXVII, 27, 41, fracción I, 42 y Transitorio Tercero de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, fracción III, 5, párrafo segundo, 48, fracción II, 81, fracción I, inciso a), 82, párrafo primero, 95, 131 y Transitorio Tercero de la Ley de Hidrocarburos; 57, fracción I de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 3, 5, fracción I, 7, 30, 33, 68, 77, 78, 81, 83 y Transitorio Tercero del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos; 1, 4, 7, fracción I, 12, 16 y 18, fracciones, I, VIII, XI y XLIV del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía; y el Apartado Segundo de la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007, la Comisión Reguladora de Energía:



RESUELVE

PRIMERO. Se aprueba a Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V., titular del permiso de transporte de gas natural número G/13491/TRA/2016, el porcentaje por pérdidas operativas y gas combustible equivalente a 0.4509% de la energía transportada, vigente por doce meses contados a partir del día siguiente a la fecha de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V., titular del permiso de transporte de gas natural número G/13491/TRA/2016, deberá publicar en su boletín electrónico el porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible referido en el resolutivo Primero de la presente resolución, al día hábil siguiente al de su notificación, de conformidad con la disposición 20.1, fracción IV de las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural.

TERCERO. Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V., deberá publicar en el Diario Oficial de la Federación y en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan al trayecto del sistema de transporte por ducto de gas natural amparado por el permiso de transporte de gas natural número G/13491/TRA/2016, dentro de los 10 (diez) días hábiles siguientes a la notificación de la presente resolución, el porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible referido en el resolutivo Primero de la presente resolución.

CUARTO. Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V., titular del permiso de transporte de gas natural número G/13491/TRA/2016, podrá solicitar a la Comisión Reguladora de Energía, a más tardar tres meses antes del término de la vigencia del porcentaje aprobado en la presente resolución, de conformidad con la disposición 43.1 de las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de



acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural y conforme al numeral 8.5 de los Términos y Condiciones para la Prestación del Servicio aprobados mediante la resolución número RES/009/2020, que el porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible sea actualizado, con la finalidad de reflejar los cambios en las condiciones de operación de los sistemas.

Para tal efecto, Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. deberá enviar su propuesta de porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible aplicable para el siguiente periodo de doce meses, misma que deberá contar con los elementos que permitan evaluar la eficiencia en la operación del sistema de transporte de gas natural en materia de pérdidas operativas y gas combustible, incluyendo al menos:

- I. Las inyecciones y extracciones diarias de gas natural en el sistema en Gigajoules, para los últimos doce meses previos a la solicitud de aprobación de porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible;
- II. La cantidad de gas utilizado mensualmente como gas combustible (autoconsumo) en los equipos del sistema de transporte de gas natural en Gigajoules, para los últimos doce meses previos a la solicitud de aprobación de porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible;
- III. La cantidad de gas de empaque y por pérdidas operativas, desglosado y en Gigajoules, para los últimos doce meses previos a la solicitud de aprobación del porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible;
- IV. El flujo diario registrado en los equipos de medición en Gigajoules, para los últimos doce meses previos a la solicitud de aprobación del porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible;



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

V. El poder calorífico promedio mensual aplicable para los últimos doce meses previos a la solicitud de aprobación del porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible, y

VI. El estado de operación, detallando en su caso, la fecha de baja o sustitución, de los equipos presentados en la información referida en el resultando Duodécimo de la presente resolución, actualizado a la fecha de solicitud del porcentaje de pérdidas operativas y gas combustible.

QUINTO. Con fundamento en lo dispuesto por los artículos 25, fracciones VII y XI, de las Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se instruye al Secretario Ejecutivo para que, en el ámbito de su competencia, notifique la presente resolución así como su Anexo I Memoria de cálculo, el cual forma parte integrante de esta resolución como si a la letra se insertase a Gasoducto de Aguaprieta, S. de R. L. de C. V. y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo sólo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto conforme a los dispuestos por el artículo 27 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de la Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en Boulevard Adolfo López Mateos 172, colonia Merced Gómez, código postal 03930, Alcaldía Benito Juárez, Ciudad de México.



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

SEXTO. Inscríbase la presente resolución con el número **RES/568/2021**, en el registro público a que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, inciso a) y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; y 4 y 16 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 17 de diciembre de 2021.

Leopoldo Vicente Melchi García
Presidente

Norma Leticia Campos Aragón
Comisionada

Hermilo Ceja Lucas
Comisionado

Guadalupe Escalante Benítez
Comisionada

Luis Linares Zapata
Comisionado

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cadena Original

||SE-300/993/2022|18/01/2022 14:40|<http://cre-boveda.azurewebsites.net/api/documento/eb79f98f-9b95-4998-97ba-552f6239d4d5>|Comisión Reguladora de Energía|GUILLERMO VIVANCO MONROY||

Sello Digital

Jlg8I708wE/rRO1kqTt911XU1XPx64M+wke65owTnnSLQ83u2YfzZw8vB2IE6/Z+3AG4yM6RX0vtcAfSMoy12S99GKuD2dzTo9AX6QTZztfCRgPRwSk3eMeeIZPmyZ9sMYgxa3zomPwTspeO5AxeVCflXxi5Alja1GQ6SCQpxu+SolBYSDvzbxdw4Dm7mwgbImipkNwPAsNXTHb3TrVx5TKidJzwv0NhjeS2zNEz0bVvfYsMMZAuKVsUjyTRewyQk8UpBRXsdA3dvU+ib5beYDtd3qGFGgPEwy4Y7mgw4glXc4s2dXFBz4nduYL9Ltu2b52dXbgJ0G4iJdgHcBXBuQ==

Trazabilidad



La integridad y autoría del presente documento electrónico se podrá comprobar a través de la liga que se encuentra debajo del QR.

De igual manera, se podrá verificar el documento electrónico por medio del código QR, para lo cual se recomienda descargar una aplicación de lectura de este tipo de códigos a su dispositivo móvil.

<http://cre-boveda.azurewebsites.net/api/documento/eb79f98f-9b95-4998-97ba-552f6239d4d5>

La presente hoja forma parte integral del oficio SE-300/993/2022, acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada (e.firma) del funcionario competente, que contiene la cadena de caracteres asociados al documento electrónico original y a la Firma Electrónica Avanzada del funcionario, así como el sello digital que permite comprobar la autenticidad de su contenido conforme a lo dispuesto por los artículos 7 y 10 de la Ley de Firma Electrónica Avanzada; y 12 de su Reglamento. La versión electrónica del presente documento, se podrá verificar a través del Código QR para lo cual, se recomienda descargar una aplicación de lectura de este tipo de códigos a su dispositivo móvil