

ORGANISMOS REGULADORES**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA****Designan Gerente de Supervisión Minera****RESOLUCIÓN DE PRESIDENCIA
DEL CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 26-2022-OS/PRES**

Lima, 25 de marzo de 2022

VISTO:

El Memorándum GRH-461-2022, mediante el cual, informa la culminación y resultado del proceso de selección de personal por concurso público externo para cubrir la plaza de Gerente de Supervisión Minera; y la propuesta aprobada de la Gerencia General para la designación del señor Henry Giovanni Anfossi Portugal como Gerente de Supervisión Minera;

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 16-2022-OS/PRES, de fecha 23 de febrero de 2022, se aprobó el Reordenamiento de Cargos en el CAP-Provisional de Osinergmin;

Que, el cargo de Gerente de Supervisión Minera se encuentra vacante desde el 04 de diciembre de 2021, por lo que resulta necesario proceder a la designación del profesional que ocupará dicho puesto, oportunidad en la que culminará la encargatura vigente;

Que, a través del Concurso Externo N° CAP-001-2022 el señor Henry Giovanni Anfossi Portugal fue declarado como ganador del puesto de Gerente de Supervisión Minera (02 de marzo de 2022), razón por lo cual, a propuesta de la Gerencia General, procede su designación, bajo el régimen del Decreto Legislativo N° 728 y sus reglas aplicables;

Que, de acuerdo con lo dispuesto en el literal I) del artículo 9° del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, es función de esta Presidencia del Consejo Directivo aprobar la contratación de los gerentes, informando de dichas acciones al Consejo Directivo;

Con la conformidad de la Gerencia General y el visto de la Gerencia de Asesoría Jurídica y la Gerencia de Recursos Humanos;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Designar al señor Henry Giovanni Anfossi Portugal como Gerente de Supervisión Minera, a partir del 28 de marzo de 2022.

Artículo 2°.- La categoría salarial que corresponde al cargo de Gerente de Supervisión Minera es de DI-2.

Artículo 3°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano.

JAIME MENDOZA GACON
Presidente del Consejo Directivo

2054753-1

Designan Gerente de Políticas y Análisis Económico**RESOLUCIÓN DE PRESIDENCIA DEL
CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN
EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 27-2022-OS/PRES**

Lima, 25 de marzo de 2022

VISTO:

El Memorándum GRH-462-2022, mediante el cual, informa la culminación y resultado del proceso de selección de personal por concurso público externo para cubrir la plaza de Gerente de Políticas y Análisis Económico; y la propuesta aprobada de la Gerencia General para la designación del señor Jorge Carlos Trelles Cassinelli como Gerente Políticas y Análisis Económico;

CONSIDERANDO:

Que, mediante la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 16-2022-OS/PRES, de fecha 23 de febrero de 2022, se aprobó el Reordenamiento de Cargos en el CAP-Provisional de Osinergmin;

Que, el cargo de Gerente de Políticas y Análisis Económico se encuentra vacante desde el 11 de febrero de 2020, por lo que resulta necesario proceder a la designación del profesional que ocupará dicho puesto, oportunidad en la que culminará la encargatura vigente;

Que, a través del Concurso Externo N° CAP-002-2022 el señor Jorge Carlos Trelles Cassinelli fue declarado como ganador del puesto de Gerente de Políticas y Análisis Económico (02 de marzo de 2022), razón por lo cual, a propuesta de la Gerencia General, procede su designación, bajo el régimen del Decreto Legislativo N° 728 y sus reglas aplicables;

Que, de acuerdo con lo dispuesto en el literal I) del artículo 9° del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, es función de esta Presidencia del Consejo Directivo aprobar la contratación de los gerentes, informando de dichas acciones al Consejo Directivo;

Con la conformidad de la Gerencia General y el visto de la Gerencia de Asesoría Jurídica y la Gerencia de Recursos Humanos;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Designar al señor Jorge Carlos Trelles Cassinelli como Gerente de Políticas y Análisis Económico, a partir del 28 de marzo de 2022.

Artículo 2°.- La categoría salarial que corresponde al cargo de Gerente de Políticas y Análisis Económico es de DII-1.

Artículo 3°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el Diario Oficial El Peruano.

JAIME MENDOZA GACON
Presidente del Consejo Directivo

2054762-1

Disponen la modificación del artículo 12 de la Norma de Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final, aprobada mediante Resolución N° 054-2016-OS/CD**RESOLUCIÓN DEL CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN
ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 046-2022-OS/CD**

Lima, 1 de abril de 2022

VISTOS:

El Informe Técnico N° 172-2022-GRT elaborado por la División de Gas Natural y el Informe Legal N° 173-2022-GRT elaborado por la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin.

CONSIDERANDO:

Que, Osinergmin dentro de su ámbito de competencia ejerce la función normativa contemplada en el literal c)

del numeral 3.1 del artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, la cual comprende la facultad de dictar normas que regulen los procedimientos a su cargo;

Que, asimismo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 21 y en el inciso n) del artículo 52 del Reglamento General de Osinermin, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, este Organismo dicta de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general, aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones, siendo que dicha facultad recae en el Consejo Directivo de Osinermin;

Que, con Resolución N° 054-2016-OS/CD se aprobó la Norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final" (en adelante "Norma de Condiciones Tarifarias"), mediante la cual se establecieron las condiciones generales de aplicación para las tarifas del servicio de Gas Natural al Consumidor final, consolidando lo regulado en diversos dispositivos tales como los contratos de concesión, el Reglamento de Distribución, las resoluciones tarifarias del Regulador y los procedimientos de facturación aprobados para cada concesión;

Que, con Decreto Supremo N° 008-2021-EM, publicado el 18 de abril de 2021, se modificaron diversos artículos del Reglamento de Distribución, entre ellos, el artículo 107 en el que ha hecho énfasis en el criterio de eficiencia para el traslado de costos de los volúmenes de Suministro y capacidad de Transporte contratados por el Concesionario. Cabe señalar que, anteriormente el artículo 106 de dicho Reglamento ya establecía el criterio de eficiencia, toda vez que señala que los cargos a facturar al consumidor son los necesarios para atenderlo;

Que, considerando que en el artículo 12 de la Norma de Condiciones Tarifarias se dispone que el precio del gas natural y el costo de transporte serán trasladados al Consumidor a través de un Precio Medio de Gas (PMG) y un Costo Medio de Transporte (CMT), corresponde adecuar la metodología contenida en el mencionado artículo 12 en el marco de las modificaciones efectuadas en el artículo 107 del Decreto Supremo N° 008-2021-EM al Reglamento de Distribución;

Que, cabe indicar que a efectos de realizar dicha modificación se debe observar el cumplimiento del principio de eficiencia previsto en el artículo 14 del Reglamento General de Osinermin, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, así como el criterio del "passthrough", es decir, el traspaso de los costos eficientes del suministro de gas y del servicio de transporte al precio final aplicado a los Consumidores, sin agregar ningún margen adicional, de acuerdo a los artículos 106 y 107 del Reglamento de Distribución;

Que, cabe indicar que, la aprobación por parte de Osinermin de la demanda anual proyectada de los Consumidores cuyo Suministro de gas natural y Servicio de Transporte sea proveído directamente por el Concesionario, a la que se refiere el artículo 107 del Reglamento de Distribución, se realizará en la oportunidad de la fijación tarifaria para cada una de las concesiones. Así, mientras no se cuente con dicha demanda anual proyectada aprobada por el organismo Regulador, no es posible implementar la aplicación de la metodología de cálculo del PMG y CMT;

Que, en cumplimiento del plazo establecido en la Sexta Disposición Complementaria Final del Decreto Supremo N° 001-2022-EM, mediante Resolución N° 005-2022-OS/CD publicada en el diario oficial El Peruano el 28 de enero de 2022, Osinermin dispuso oportunamente la publicación del proyecto de resolución con el que se modifica la Norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final" aprobada mediante Resolución N° 054-2016-OS/CD y se otorgó un plazo de 15 días calendarios, contado desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin; producto del análisis de los comentarios y sugerencias recibidos, se

ha visto por conveniente perfeccionar la metodología contenida en el artículo 12 de la Norma de Condiciones Tarifarias, cambio considerado como sustancial;

Que, resulta procedente que se disponga la actualización de la demanda anual proyectada, toda vez que, conforme al artículo 107 del Reglamento de Distribución, dicha demanda corresponde a un criterio de eficiencia para la facturación a los consumidores de los costos del servicio de suministro y del servicio de transporte de gas natural, contratados por el Concesionario;

Que, debido a que la Demanda Anual Proyectada (DAP) será aplicable a partir del Periodo Regulatorio 2022-2026 para las Concesiones de Lima y Callao e Ica, y al no contar con información histórica de costos reconocidos calculados bajo la metodología de la DAP que permita determinar el Precio Medio del Gas (PMG) y/o del Costo Medio de Transporte (CMT) a partir del mes de mayo 2022, se considera que, en los meses de mayo a agosto 2022 se aplique los valores de PMG y/o CMT vigentes a la fecha de la publicación de las resoluciones que fijan las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao e Ica del periodo 2022-2026;

Que, la liquidación del PMG y CMT correspondiente al periodo mayo 2022– agosto 2022, antes señalado, se realizará considerando los resultados de la metodología de traslado de costos considerado en el artículo 12 de la Norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final", aprobada por Resolución N° 054-2016-OS/CD y modificatorias;

Que, los comentarios y sugerencias presentados han sido analizados en el Informe Técnico N° 172-2022-GRT y el Informe Legal N° 173-2022-GRT, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinermin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM; y a lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS y sus normas modificatorias, complementarias y conexas, y;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinermin en su Sesión N° 09-2022.

SE RESUELVE:

Artículo 1.-Modificación del artículo 4 de la Norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final"

Modificar el artículo 4 de la Norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final" aprobada por Resolución N° 054-2016-OS/CD, conforme a lo siguiente:

"Artículo 4 Definiciones

Para los efectos de la presente Norma, se aplicarán las definiciones contenidas en el presente artículo, así como, en lo que resulte pertinente, las definiciones contenidas en el Reglamento de Distribución.

4.1 Periodo de Aplicación: Es el periodo de tres meses en el cual se encuentra vigente el Precio Medio del Gas (PMG) y el Costo Medio de Transporte (CMT).

4.2 Periodo de Evaluación: Corresponde a los tres meses previos al Periodo de Aplicación donde se cuenta con información disponible para el cálculo del PMG y/o CMT.

4.3 Periodo de Liquidación: Corresponde a los doce meses transcurridos de cada año del Periodo Regulatorio donde se cuenta con información disponible para la liquidación del PMG y/o CMT."

Artículo 2.-Modificación del artículo 12 de la Norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de

Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final"

Modificar el artículo 12 de la Norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final" aprobada por Resolución N° 054-2016-OS/CD, conforme a lo siguiente:

(...)"

"Artículo 12.- Compra del Gas Natural y Transporte

El Concesionario facturará un Precio Medio del Gas (PMG) y/o un Costo Medio de Transporte (CMT) a los Consumidores, para lo cual se tomarán los siguientes criterios:

a) Los Consumidores, sean del tipo Regulados e Independientes, que contratan el suministro de gas natural y/o servicio de transporte al Concesionario, pagan un PMG y CMT con criterios de eficiencia.

b) Las cantidades de gas y capacidades del servicio de transporte contratados por el Concesionario, son eficientes, siempre que garanticen la seguridad y disponibilidad de la atención hasta la Demanda Anual Proyectada (DAP), la cuales son aprobadas por Osinergmin en los procesos regulatorios o el ente promotor en los procesos de promoción, según corresponda.

c) El Concesionario de manera diligente determina las cantidades de gas y capacidades de transporte a contratar buscando siempre preservar la competitividad de las tarifas finales del gas natural.

d) En caso de existir costos ineficientes ocasionados por una cantidad de gas natural o capacidad de transporte sobredimensionada, atribuibles a errores de planificación o a estrategias empresariales del Concesionario, éstos deben ser de entera responsabilidad de este último, y no ser trasladados a los Consumidores.

e) No se reconocerán penalidades, compensaciones, intereses moratorios u otros aspectos originados por acciones de entera responsabilidad del Concesionario.

f) El Concesionario tiene la obligación de remitir a Osinergmin copia de los acuerdos o contratos suscritos en el marco de las operaciones que realice en el Mercado Secundario, dentro de un plazo máximo de diez (10) días hábiles posteriores a su suscripción, y siempre antes de ser incorporados al cálculo del PMG y/o CMT en los pliegos tarifarios.

g) El monto facturado a los Consumidores por el suministro de gas natural y/o por el servicio de transporte, es igual al producto del PMG y/o CMT vigente por el volumen consumido en el mes de facturación.

h) Para los Consumidores Independientes que tienen contrato directo con el Productor o Suministrador y/o Transportista, la facturación es efectuada directamente por dichos agentes, debiendo aplicarse lo establecido en los respectivos contratos de compra de gas o de servicio de transporte.

i) Osinergmin determinará y aprobará, en cada proceso regulatorio, la Demanda Anual Proyectada (DAP) en m³/d para los Consumidores cuyo suministro de gas y servicio de transporte es proveído directamente por el Concesionario. En caso la DAP haya sido determinada por el ente promotor de la inversión privada en los procesos de promoción, se tomara dicha DAP para la aplicación de la presente Norma. El DAP permite determinar los costos a ser reconocidos por el suministro de gas natural (CRG) y por el transporte de gas natural (CRT). La metodología de cálculo, en el caso que Osinergmin lo determine, se desarrolla en el numeral 2 del anexo N° 1 de la presente Norma.

j) El Concesionario propone a Osinergmin el valor de PMG y CMT a aplicarse en el Periodo de Aplicación, ello según la metodología descrita en el Anexo N° 1 de la presente norma.

k) Con base en los costos a ser reconocidos en el literal i) del presente artículo, Osinergmin determina y aprueba el PMG y/o CMT para el Periodo de Aplicación de cada Concesión, con la información de los costos eficientes a ser reconocidos en el Periodo de Evaluación.

l) El Concesionario debe consignar en sus pliegos tarifarios el PMG y/o CMT antes aprobados.

m) Osinergmin realizará la liquidación del PMG y CMT para cada tipo de Consumidor con una periodicidad anual, con la finalidad de determinar las diferencias entre los costos reconocidos por el suministro y/o transporte de gas natural, respecto de los ingresos percibidos por la aplicación del PMG y/o CMT determinados conforme a la metodología establecida en la presente norma.

El saldo resultante será liquidado en un año en forma proporcional a los Periodos de Aplicación comprendidos en un año del Periodo Regulatorio.

n) Para determinar el costo medio de algún cargo, recargo o tarifa aplicable al suministro de gas natural y/o al servicio de transporte de gas natural, se seguirá el mismo procedimiento para la determinación y liquidación del PMG y/o CMT descrito en el presente artículo.

12.1 Determinación del Precio Medio del Gas (PMG)

El PMG, a ser trasladado a los Consumidores será determinado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PMG_i = \frac{CRG_i + SLG_i}{VEP_i}$$

Donde:

- PMG : Precio Medio del Gas a ser utilizado por el Concesionario en el Periodo de Aplicación.
- CRG : Costo Reconocido por el Suministro de Gas Natural en el Periodo de Evaluación, determinado según la metodología descrita en el numeral 3.3 del Anexo N° 1 de la presente norma.
- SLG : Saldo de Liquidación por el Suministro de Gas Natural del Periodo de Aplicación. Corresponde a la fracción del saldo de liquidación anual del PMG, determinado según la metodología descrita en el numeral 4.1 del Anexo N° 1 de la presente norma. Dicha fracción es proporcional al número de Periodos de Aplicación de cada año del Periodo Regulatorio.
- VEP : Volumen de gas natural entregado por los Productores o Suministradores en la Concesión en el Periodo de Evaluación, obtenido de las facturas emitidas por los Productores o Suministradores y/o cantidades contratadas de los Consumidores Independientes, de corresponder.
- i : Tipo de Consumidor "i" de acuerdo al contrato del Concesionario con el Productor o Suministrador.

12.2 Determinación del Costo Medio de Transporte (CMT)

El CMT a ser trasladado a los Consumidores será determinado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CMT = \frac{CRT + SLT}{VET}$$

Donde:

- CMT : Costo Medio del Transporte a ser utilizado por el Concesionario en el Periodo de Aplicación.
- CRT : Costo Reconocido por el Transporte de Gas Natural en el Periodo de Evaluación, determinado según la metodología descrita en el numeral 3.4 del Anexo N° 1 de la presente norma.
- SLT : Saldo de Liquidación por el servicio de Transporte de Gas Natural del Periodo de Aplicación. Corresponde a la fracción del saldo de liquidación anual del CMT, determinado según la metodología

descrita en el numeral 4.2 del Anexo N° 1 de la presente norma. Dicha fracción es proporcional al número de Periodos de Aplicación de cada año del Periodo Regulatorio.

VET : Volumen de gas natural entregado por los Transportistas en la Concesión en el Periodo de Evaluación, obtenido de las facturas emitidas por los Transportistas y/o capacidades contratadas de Consumidores Independientes, de corresponder.

Artículo 3.- Modificación del Anexo N° 1 de la Norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final"

Modificar el Anexo N° 1 "Determinación del Costo Reconocido por el Suministro de Gas Natural (CRG), Costo Reconocido por el Transporte de Gas Natural (CRT), Saldo de Liquidación por el Suministro de Gas Natural (SLG) y Saldo de Liquidación por el Transporte de Gas Natural (SLT)" de la Norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final" aprobada por Resolución N° 054-2016-OS/CD, conforme a lo siguiente:

"ANEXO N° 1

DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ANUAL PROYECTADA (DAP), COSTO RECONOCIDO POR EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL (CRG), COSTO RECONOCIDO POR EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL (CRT), SALDO DE LIQUIDACIÓN POR EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL (SLG) Y SALDO DE LIQUIDACIÓN POR EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL (SLT)

En el presente anexo se desarrolla la metodología para la determinación de la DAP, CRG, CRT, SLG y SLT, definidas en el artículo 12 de la presente Norma, para lo cual se requiere que el Concesionario remita información, con carácter de declaración jurada, que servirá de insumo para el cálculo de las variables antes señaladas, utilizando para ello criterios de eficiencia a través de una Demanda Anual Proyectada (DAP) en m³/d, que permita reconocer los volúmenes o cantidades eficientes y, en consecuencia, determinar los costos que se trasladarán a los Consumidores.

1. REQUERIMIENTO DE INFORMACIÓN

El Concesionario deberá remitir a Osinergmin la información solicitada en los siguientes literales:

a) El Concesionario presentará la información de cada uno de sus Clientes, para cada mes del Periodo de Evaluación, con el siguiente detalle:

- Numero de suministro.
- Nombre o razón social.
- Volúmenes consumidos por mes, en m³.
- Volúmenes facturados por mes, en m³.
- Categoría tarifaria.
- Facturación por PMG en Soles y en Dólares Americanos.
- Facturación por CMT en Soles y en Dólares Americanos.
- Tipo de cambio utilizado para la conversión de moneda.
- Facturación por costos medios de otros cargos, recargos y/o tarifas, aplicable al suministro de gas natural o el servicio de transporte de gas natural.

Para el caso de Consumidores de la industria pesquera, el Concesionario deberá identificar a dichos Consumidores en la información antes señalada.

Asimismo, para los Consumidores Independientes, definidos según el numeral 2.9 del artículo 2 del Reglamento de Distribución y que contraten el suministro

de gas y/o el servicio de transporte con el Concesionario, este deberá identificarlos en la información antes señalada, indicando además las capacidades contratadas por estos consumidores, adjuntando copias de las facturas por el servicio prestado. Además, deberá remitir copia de los contratos y adendas suscritos con los Consumidores Independientes para el suministro de gas y/o servicio de transporte.

b) El Concesionario presentará la siguiente información relacionada con sus proveedores por el suministro de gas natural y por el servicio de transporte, para cada mes del Periodo de Evaluación:

- Suministro de gas natural.
- Volúmenes de gas natural suministrados por el Productor o Suministrador por mes.
- Volúmenes no consumidos respecto al Take or Pay, por mes.
- Copia de las facturas emitidas por los Productores o Suministradores, incluyendo las notas de crédito y/o débito u otra documentación que acredite el pago por el suministro de gas natural.
- De ser el caso, el Concesionario deberá señalar las cantidades o volúmenes que han sido asignados por aplicación de cláusulas de compensación (carry forward) o de recuperación (make up) u otras.
- Copia de los contratos y adendas suscritos con los Productores o Suministradores.
- Transacciones efectuadas en el Mercado Secundario, señalando las cantidades o volúmenes transferidos indicando como positivo en el caso de compra de cantidad de gas y negativo en el caso de venta. Además, se debe adjuntar copias de los contratos de transferencias con las empresas con las que realiza las transacciones antes mencionadas, así como los precios pactados con estas y las facturas correspondientes producto de las transacciones en el Mercado Secundario.
- Transporte de gas natural:
- Volúmenes de gas natural entregados por los Transportistas por mes.
- Volúmenes no consumidos respecto al volumen en modalidad firme (Ship or Pay), por mes.
- Copia de las facturas emitidas por los Transportistas, incluyendo las notas de crédito y/o débito u otra documentación que acredite el pago por el transporte de gas natural.
- De ser el caso, el Concesionario deberá señalar los volúmenes según tipo de contratación, firme o interrumpible.
- El balance o reporte operativo diario por punto de entrega.
- Copia de los contratos y adendas suscritos con los Transportistas.
- Transacciones efectuadas en el Mercado Secundario, señalando las cantidades o volúmenes transferidos indicando como positivo en el caso de compra de capacidad transporte y negativo en el caso de venta. Además, se debe adjuntar copias de los contratos de transferencias con las empresas con las que realiza las transacciones antes mencionadas, así como los precios pactados con estas y las facturas correspondientes producto de las transacciones en el Mercado Secundario.
- Plazo de entrega de información

El plazo máximo para la entrega de la información antes señalada será el último día hábil de cada mes, a efectos de evaluar y aprobar los valores de PMG y CMT de cada Periodo de Aplicación.

La información requerida en la presente sección será remitida en los formatos que para tal efecto Osinergmin comunique al Concesionario. En caso se desarrolle algún sistema para el envío de información, Osinergmin comunicará oportunamente la implementación de dicho sistema con el fin de sistematizar y agilizar la entrega de la información.

Osinerghmin podrá solicitar al Concesionario información y documentación adicional, a fin de garantizar la correcta aplicación de la presente norma.

Asimismo, Osinerghmin podrá realizar validaciones de la información remitida con el fin de verificar la veracidad de las cifras presentadas por el Concesionario.

En caso que la información presentada por el Concesionario, sea errada, imprecisa, inconsistente o incompleta; ello será notificado al Concesionario a efectos de que, por única vez, subsane las observaciones dentro del plazo otorgado por Osinerghmin, el cual no podrá ser mayor a diez (10) días calendario contados a partir del día siguiente de la notificación. Superado dicho plazo, sin que el Concesionario haya cumplido con levantar las observaciones, se dará inicio al procedimiento sancionador a que hubiere lugar.

2. DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ANUAL PROYECTADA (DAP)

En el caso que la DAP sea determinado por Osinerghmin, el procedimiento para su cálculo se desarrolla a continuación:

2.1 Determinación del modelo de la DAP del Concesionario

El modelo de la DAP se determina según los siguientes pasos:

2.1.1 Paso 1. Obtención de información de volúmenes medidos

Se obtendrán los volúmenes históricos diarios medidos en los últimos cinco años (Periodo de Análisis) en el Sistema de Transporte (Sistema), en forma separada para cada Usuario del Sistema de Transporte, para lo cual se utilizarán los balances operativos del Transportista.

2.1.2 Paso 2. Determinación del "Z del Sistema"

Con la información del numeral 2.1.1, se determina para todo el Sistema, lo siguiente:

a) El valor promedio anual de los volúmenes totales medidos en el Sistema para cada año del Periodo de Análisis ($Media_{Sist}$), es decir se obtendrán cinco valores de volúmenes medidos promedio.

b) El valor máximo anual de los volúmenes medidos en el Sistema para cada año del Periodo de Análisis (Max_{Sist}), es decir se obtendrán cinco valores de volúmenes máximos.

c) La desviación estándar anual de los volúmenes medidos en el Sistema para cada año del Periodo de Análisis ($DSTD_{Sist}$), es decir se obtendrán cinco valores de desviación estándar anual.

d) El valor "Z del Sistema" de cada año del Periodo de Análisis, el cual se obtiene como $(Max_{Sist} - Media_{Sist}) / DSTD_{Sist}$

2.1.3 Paso 3. Determinación del "Z Óptimo"

Con la información del numeral 2.1.1, se determina para todo el Sistema, lo siguiente:

a) El valor promedio anual de los volúmenes medidos a cada Usuario del Sistema y para cada año del Periodo de Análisis, es decir se obtendrán cinco valores de volúmenes medidos promedio por Usuario ($Media_i$).

b) La Desviación Estándar anual de los volúmenes medidos a cada Usuario del Sistema y para cada año del Periodo de Análisis, es decir se obtendrán cinco valores de desviación estándar por Usuario ($DSTD_i$).

c) La Desviación Estándar Porcentual para cada Usuario del Sistema ($\%DSTD_i$) y para cada año del Periodo de Análisis, el cual se obtiene como $DSTD_i / Media_i$

d) Para cada Año de Análisis se determina lo siguiente:

$$\text{Exceso de Capacidad} = \sum_i Media_i * (1 + Z_{\text{Óptimo}} * \%DSTD_i) - [Max_{Sist}] \quad (1)$$

Donde:

- Exceso de Capacidad* : Es la diferencia entre la suma de las máximas capacidades que deben contratar los Usuarios del Sistema y el máximo volumen medido en el Sistema.
- Z Óptimo* : Único valor para todos los Usuarios en todos los Años de Análisis. Se determina mediante la optimización con la cual el Exceso de Capacidad resulte el menor valor positivo en el Periodo de Análisis.
- Media_i* : Valor obtenido en el literal a) del Paso 3.
- %DSTD_i* : Valor obtenido en el literal c) del Paso 3.
- Max_{Sist}* : Valor obtenido en el literal b) del Paso 2.
- i* : Usuario del Sistema que destina el gas natural para consumo nacional.

2.1.4 Paso 4. Modelo de la DAP del Concesionario

Con el valor de la Desviación Estándar Porcentual ($\%DSTD$) promedio del Periodo de Análisis del Concesionario y el "Z Óptimo", calculados en el numeral 2.1.3, se determina el modelo a utilizar para la DAP que aplicará en el Periodo Regulatorio, según lo siguiente:

$$DAP = Demanda_Regulada * (1 + Z_{\text{Óptimo}} * \%DSTD) \quad (2)$$

Donde:

Demanda Regulada : Demanda Media de los Consumidores Regulados proyectada en el Periodo Regulatorio

2.2 Cálculo de la DAP del Concesionario

La DAP del Concesionario se calcula según el siguiente procedimiento:

2.2.1 Se determina el valor medio de las demandas de los Consumidores Regulados a ser atendidas por el Concesionario en el Periodo Regulatorio, ello como resultado del proceso regulatorio de fijación de tarifas de distribución por red de ductos.

De estos Consumidores Regulados, se debe obtener por separado lo siguiente: i) la demanda de los Consumidores con demanda de alta variabilidad o incertidumbre, como son los Consumidores de la industria pesquera; y, ii) la demanda que no incluya a los Consumidores antes señalados.

2.2.2 Se obtiene la DAP Preliminar de los Consumidores Regulados, según lo siguiente:

a) Si se verifica que la demanda con alta variabilidad no representa más del 10% de la demanda de los Consumidores Regulados, la DAP preliminar se obtiene aplicando la fórmula (2) a la demanda total de los Consumidores Regulados.

b) Si se verifica que la demanda con alta variabilidad representa más del 10% de la demanda de los Consumidores Regulados, se aplica la fórmula (2) a la demanda total de los Consumidores Regulados sin considerar a la demanda con alta variabilidad.

La DAP preliminar resulta de la suma del cálculo antes señalado y la demanda con alta variabilidad.

2.2.3 En caso el Concesionario suministre el gas natural y/o brinde el servicio de transporte a Consumidores Independientes, se sigue el siguiente procedimiento:

a) La cantidad y/o capacidad contratada para los Consumidores Independientes será considerada en la DAP siempre que estos asuman el pago del suministro y/o servicio de transporte de acuerdo a su capacidad contratada, y, en caso de no estar esto especificado en el contrato suscrito con el Concesionario, sólo se

considerará en la DAP el consumo medio proyectado del Consumidor Independiente.

De existir Consumidores Independientes con contratos con el Concesionario por el suministro de gas y/o servicio de transporte en diferentes periodos, se determinará dos DAP, una para el suministro de gas y otra para el servicio de transporte.

b) *En cualquier caso, la incorporación de un Consumidor Independiente en la compra del suministro de gas y/o servicio transporte proveído directamente por el Concesionario no debe significar un aumento en el costo medio de compra de dichos servicios por parte del Concesionario si este atendiera sólo al mercado regulado.*

El Concesionario debe ser diligente en la contratación de suministro y/o servicio de transporte de gas natural para atender a los Consumidores Independientes, pues al tener estos libertad para resolver sus contratos de suministro y/o transporte y ser atendidos directamente por el Productor y/o Transportista, debe procurar no afectar a los Consumidores Regulados y a otros Consumidores Independientes que quedan bajo su responsabilidad.

Es decir no debe trasladar sobrecostos por cantidades y/o capacidades contratadas ocasionadas por los Consumidores Independientes que decidieron dejar de ser atendidos por el suministro y/o transporte de gas por parte del Concesionario.

El Concesionario debe prever que en sus contratos de suministro y transporte con los Consumidores Independientes se incluyan mecanismos que no afecten el volumen de compra necesario para atender a aquellos consumidores que se encuentren bajo su responsabilidad en el caso que estos Consumidores Independientes decidan resolver sus contratos.

Las demandas de los Consumidores Independientes serán evaluadas cada tres (3) meses, y modificadas de ser el caso, en función de los contratos que estos tengan suscritos con el Concesionario y sus mecanismos de pago contenidos en estos.

En caso el Consumidor Independiente decidiera dejar de ser atendido por el Concesionario en lo que respecta al suministro de gas natural y/o servicio de transporte, la correspondiente demanda será retirada de la DAP y descontada de las cantidades Take or Pay y/o de las capacidades de transporte con respaldo físico en la modalidad firme (Ship or Pay), consideradas en el numeral 3.1 del presente Anexo.

2.2.4 La DAP será la suma de la DAP Preliminar y las demandas de los Consumidores Independientes, determinadas según los numerales 2.2.2 y 2.2.3, respectivamente.

3. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS RECONOCIDOS POR EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL (CRG) Y POR EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL (CRT)

La metodología para el cálculo de las variables CRG y CRT establecidas en el artículo 12 de la presente Norma, es desarrollada a continuación:

3.1 Determinación de los Topes Máximos de Compra de Gas y Transporte

Los topes máximos del suministro de gas natural y del servicio de transporte se determinación según lo siguiente:

3.1.1 Tope Máximo del Suministro de Gas Natural

Para el caso del suministro de gas natural, el Tope Máximo de Suministro de Gas Natural (TMSG) corresponderá al menor valor entre: i) DAP; y, ii) las cantidades Take or Pay contratadas con los Productores o Suministradores.

3.1.2 Tope Máximo para el Transporte de Gas Natural

Para el caso del transporte de gas natural, el Tope Máximo del Transporte de Gas Natural (TMTG)

corresponderá al menor valor entre: i) DAP; y, ii) capacidades de transporte con respaldo físico en la modalidad firme (Ship or Pay), contratadas con los Transportistas.

3.2 Criterios para determinar los volúmenes o cantidades a ser reconocidos de forma eficiente

3.2.1 Para el suministro de gas natural

Para el reconocimiento de los costos eficientes a trasladar a los Consumidores por el suministro de gas natural, se toma en cuenta lo siguiente:

i. *El TMSG determinado de acuerdo al numeral 3.1.1 del presente Anexo.*

ii. *El volumen o cantidad de gas natural entregado por el Productor o Suministrador para atender a los Consumidores en dicho mes "m" del Periodo de Evaluación (VEP_m).*

En caso se requiera utilizar en los cálculos el poder calorífico del gas natural para efectos de conversión de unidades, se utilizará el promedio ponderado de los poderes caloríficos reportado por los Productores o Suministradores del periodo que corresponda.

Con los valores de TMSG y el VEP_m, se determina el volumen a reconocer por el suministro de gas natural según lo siguiente:

- Si $VEP_m > TMSG$: *El volumen o cantidad de gas natural a ser reconocido para el mes "m" del Periodo de Evaluación (VRG_m) será igual al VEP_m.*

- Si $VEP_m < TMSG$: *El volumen o cantidad de gas natural a ser reconocido para el mes "m" del Periodo de Evaluación (VRG_m) será igual al TMSG.*

Siendo que:

$$VEP_m = \sum [VEP_{i,m}] \quad (3)$$

Donde:

VEP_m : *Volumen o cantidad de gas natural entregado por los Productores o Suministradores para atender a los Consumidores en el mes "m" del Periodo de Evaluación.*

$VEP_{i,m}$: *Volumen o cantidad de gas natural entregado por los Productores o Suministradores en la Concesión para atender al tipo consumidor "i" en el mes "m" del Periodo de Evaluación.*

VRG_m : *El volumen o cantidad reconocido por el suministro de gas natural para el mes "m" del Periodo del Evaluación. Este valor no podrá ser menor que el VEP_m.*

3.2.2 Para el servicio de transporte de gas natural

Para el reconocimiento de los costos eficientes a trasladar a los Consumidores por el servicio de transporte de gas natural, se toma en cuenta lo siguiente:

i. *El TMTG determinado de acuerdo al numeral 3.1.2 del presente Anexo.*

ii. *El volumen o cantidad de gas natural entregado por el Transportista para atender a los Consumidores en dicho mes (VET_m).*

Con los valores de TMTG y el VET_m, se determina el volumen a reconocer por el servicio de transporte según lo siguiente:

- Si $VET_m > TMTG$: El volumen o cantidad de gas natural a ser reconocido para el mes "m" del Periodo de Evaluación (VRT_m) será igual al VET_m .
- Si $VET_m < TMTG$: El volumen o cantidad de gas natural a ser reconocido para el mes "m" del Periodo de Evaluación (VRT_m) será igual al $TMTG$.

Donde:

- VET_m : Volumen o cantidad de gas natural entregado por el Transportista para atender a los Consumidores en el mes "m" del Periodo de Evaluación.
- VRT_m : El volumen o cantidad reconocido por el servicio de transporte para el mes "m" del Periodo de Evaluación.

3.3 Determinación del Costo Reconocido por el Suministro de Gas Natural (CRG)

El CRG a ser trasladado a los Consumidores se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$CRG_i = \sum [PG_{i,m} \times VEP_{i,m} + CToP_{i,m} + CGMS_{i,m}] \quad (4)$$

Donde:

- CRG : Costo Reconocido por el suministro de gas natural en el Periodo de Evaluación
- PG : Precio de Gas Natural, según contratos de suministro de gas natural con los Productores o Suministradores.
- $CToP_{i,m}$: Costo asignado al consumidor de tipo "i" en el mes "m" del Periodo de Evaluación por cantidades o volúmenes de gas natural no consumidas con respaldo físico en la modalidad de Take or Pay. El valor de $CToP_{i,m}$ se determina según la siguiente fórmula:

$$CToP_{i,m} = (VRG_m - VEP_m) \times PToP_m \times \frac{PG_{i,m} \times VEP_{i,m}}{\sum [PG_{i,m} \times VEP_{i,m}]} \quad (5)$$

Donde:

- $PToP$: Precio aplicado por el Productor o Suministrador a las cantidades take or pay, según el contrato de suministro de gas natural del Concesionario.
- VRG : Volumen reconocido por el suministro de gas natural, determinado de acuerdo a los casos establecidos en el numeral 3.2.1 del presente anexo.

De existir algún mecanismo en los contratos de suministro con los Productores o Suministradores, en donde no se trasladan los costos $CToP_{i,m}$ en su totalidad, ya sea por montos topes, descuentos u otros, estos se asignarán a cada tipo de consumidor "i" en forma proporcional a la facturación de los volúmenes realizados por el Productor ($PG_i \times VEP_i$), resultando en un nuevo valor $CToP_{i,m}$ para cada tipo de consumidor a ser considerado en la fórmula 4.

- $CGMS_{i,m}$: Costo de gas por transferencias en el Mercado Secundario asignado al tipo de consumidor "i" del correspondiente mes "m" del Periodo de Evaluación, determinado según los siguientes criterios:

- Si las transferencias en el Mercado Secundario son por la venta de excedentes de volúmenes o cantidades de gas natural, se considerará con signo negativo, valorizadas al precio de gas natural vigente del mes "m" y según el

tipo de consumidor "i" o la que resulte del MECAP.

- Si las transferencias en el Mercado Secundario son por la compra de volúmenes o cantidad de gas natural, se considerará con signo positivo.

Si el Concesionario cuenta con suficientes volúmenes o cantidades de gas natural bajo cláusulas Take or Pay para atender su demanda, no se reconocerán las transferencias de volúmenes o cantidades de gas natural que haya comprado el Concesionario en el Mercado Secundario.

- Sean cualquiera de las modalidades de transferencia dichos costos serán asignados proporcionalmente a los consumos de cada tipo de consumidor "i" o según lo dispuesto en la normativa referida al Mercado Secundario y/o en los acuerdos de transferencia contraídos en el marco del Reglamento del Mercado Secundario del gas natural.

- En caso de transferencias en el Mercado Secundario, sea por ventas y/o compras de excedentes de volúmenes o cantidades de gas natural, la cantidad a ser reconocida para el CGMS no debe superar la diferencia entre el VRG y VEP.

i : Tipo de Consumidor "i" de acuerdo al contrato del Concesionario con el Productor o Suministrador.

m : Mes comprendido en el Periodo de Evaluación.

3.4 Determinación del Costo Reconocido por el Transporte de Gas Natural (CRT)

El CRT a ser trasladado a los Consumidores se determina de acuerdo a lo siguiente:

$$CRT = \sum [TT_m \times VRT_m + CIMS_m] \quad (6)$$

Donde:

CRT : Costo Reconocido por el Transporte de Gas Natural para atender a los Consumidores en el Periodo de Evaluación

TT : Tarifa de Transporte según contratos de transporte con los Transportistas.

VRT : Volumen reconocido por el transporte de gas determinado de acuerdo a los casos establecidos en el numeral 3.2.2 del presente anexo. En caso el VRT_m sea mayor al $TMTG$, el valor VRT_m en la fórmula 6 será igual a $TMTG$ y el exceso será reconocido en el concepto $CIMS_m$.

$CIMS$: Costo por el servicio interrumpible y/o por transferencias en el Mercado Secundario determinado según los siguientes criterios:

- Si las transferencias en el Mercado Secundario son por la venta de excedentes de capacidad de transporte, se considerará con signo negativo, valorizadas con la tarifa vigente del servicio de transporte o la que resulte del MECAP.

- Si las transferencias en el Mercado Secundario son por la compra de capacidad de transporte, se considerará con signo positivo. Si el Concesionario cuenta con suficiente capacidad de transporte en modalidad firme contratada con el Transportista para atender su demanda, no se reconocerán las transferencias de capacidad de transporte que haya comprado el Concesionario en el Mercado Secundario.

- En caso de transferencias en el Mercado Secundario, sea por ventas y/o compras de excedentes de capacidad de transporte, la

capacidad a ser reconocida para el CIMS no debe superar la diferencia entre el VRT y VET.

m : Mes comprendido en el Periodo de Evaluación.

4. DETERMINACIÓN DEL SALDO DE LIQUIDACIÓN SLG Y SLT

Cada doce (12) meses calendario transcurridos de cada año del Periodo Regulatorio, Osinermin determinará el saldo de liquidación por el suministro de gas (SLG) y/o por el servicio de transporte (SLT), con el fin de cuantificar las diferencias entre los costos reconocidos por el suministro de gas natural y por el servicio de transporte, respecto de los ingresos percibidos por la aplicación del Precio Medio del Gas (PMG) y del Costo Medio de Transporte (CMT) calculados conforme a la presente norma.

De existir notas de crédito y/o débito emitidas por el Productor o Transportista al Concesionario, mediante las cuales se corrijan o modifiquen los volúmenes que se utilicen en el presente anexo, estos serán tomados en cuenta para fines de la liquidación al que se refiere el presente numeral. Asimismo, se dará similar tratamiento para aquellos montos por notas de crédito y/o notas de débito emitidas por los Productores o Suministradores y que estén directamente relacionadas al suministro de gas natural, producto de las cláusulas de compensación (carry forward) o de recuperación (make up) u otras, contenidas en los contratos de suministro respectivos.

En caso los saldos SLG y/o SLT que resulten bajo la aplicación de la presente metodología generen impactos significativos en el cálculo del PMG y/o CMT del artículo 12 de la presente norma, Osinermin podrá establecer en forma excepcional que éstos se liquiden en un periodo mayor al señalado en el literal m) del artículo 12 de la presente Norma.

Esta metodología será aplicable a los meses transcurridos desde su entrada en vigencia. Los meses previos deben ser liquidados conforme a la normativa que estuvo vigente al momento en que se generaron los ingresos o egresos materia de liquidación.

4.1 Determinación del Saldo de Liquidación por el Suministro de Gas Natural (SLG)

El cálculo del SLG se realiza para cada Concesión en base a los costos mensuales por el suministro de gas natural reconocidos con criterios de eficiencia y los Ingresos mensuales del Concesionario por aplicación del PMG vigente en el Periodo de Liquidación, ello según los tipos de Consumidores.

Para la liquidación, se utiliza la información reportada por el Concesionario según el numeral 1 del presente anexo. Esta liquidación permite determinar la existencia de saldos, sean estos positivos o negativos, lo cual servirá a Osinermin para definir los montos que serán considerados en el cálculo del PMG de los siguientes Periodos de Aplicación.

El Saldo de Liquidación del PMG (SLG) se determina según la siguiente fórmula:

$$SLG_i = CRG_i - \sum [IPMG_{i,m}] + IMC_i + SLGA_i \quad (7)$$

Dónde:

SLG : Saldo de Liquidación del Precio Medio del Gas del Periodo de Liquidación.

CRG : Costo Reconocido por el Suministro de Gas Natural en el Periodo de Liquidación, determinado según el numeral 3.3 del presente anexo.

IPMG : Ingresos mensuales del Concesionario por aplicación del PMG del Periodo de Liquidación.

IMC : Ingresos del Concesionario por la aplicación de cláusulas de compensación (carry forward) o de recuperación (make up) u otras, en el Periodo de Liquidación.

Este resulta de la asignación proporcional de las notas de crédito o débito emitidas por el Productor o Suministrador según los costos reconocidos por el suministro de gas natural en el Periodo de Liquidación.

SLGA : Saldo de Liquidación del PMG del Periodo de Liquidación anterior.

i : Tipo de Consumidor "i" de acuerdo al contrato del Concesionario con el Productor o Suministrador.

m : Mes comprendido en el Periodo de Liquidación.

4.2 Determinación del Saldo de Liquidación por el Transporte de Gas Natural (SLT)

El cálculo del SLT se realiza para cada Concesión en base a los costos mensuales por el servicio de transporte de gas natural reconocidos con criterios de eficiencia y los Ingresos mensuales del Concesionario por la aplicación del CMT vigente en el Periodo de Liquidación.

Para la liquidación, se utiliza la información reportada por el Concesionario según el numeral 1 del presente anexo. Esta liquidación permite determinar la existencia de saldos, sean estos positivos o negativos, lo cual servirá a Osinermin para definir los montos que serán considerados en el cálculo del CMT de los siguientes Periodos de Aplicación.

El Saldo de Liquidación del CMT (SLT) del periodo anterior se determina según la siguiente fórmula:

$$SLT = CRT - \sum [ICMT_m] + SLTA \quad (8)$$

Donde:

SLT : Saldo de Liquidación del Costo Medio de Transporte del Periodo de Liquidación.

CRT : Costo Reconocido por el Transporte de Gas Natural para el Periodo de Liquidación, determinado según el numeral 3.4 del presente anexo.

ICMT : Ingresos mensuales del Concesionario por aplicación del CMT del Periodo de Liquidación.

SLTA : Saldo de Liquidación del CMT del Periodo de Liquidación anterior.

m : Mes comprendido en el Periodo de Liquidación."

Artículo 4.-Incorporar el Informe Técnico N° 172-2022-GRT y el Informe Legal N° 173-2022-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 5.- Disponer la publicación de la presente Resolución en el Diario Oficial El Peruano, y que sea consignada conjuntamente con los Informes N° 172-2022-GRT y N° 173-2022-GRT en la página web institucional:<https://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2022.aspx>

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

PRIMERA.- Vigencia de la modificación del artículo 12 de la Norma de Condiciones Tarifarias

La modificación del artículo 12 de la Norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final", aprobada por Resolución N° 054-2016-OS/CD entra en vigencia a partir de la fijación de las Tarifas de las Concesiones de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos; es decir, para el caso de la Concesión de Distribución de Gas Natural por red de ductos de Ica, será vigente a partir del 1 de mayo de 2022, y para el caso de la Concesión de Distribución de Gas Natural por red de ductos de Lima y Callao, será a partir del 7 de mayo de 2022.

SEGUNDA.- Actualización de la Demanda Anual Proyectada

Las demandas de los Consumidores Independientes consignadas en las resoluciones de fijación de tarifas

serán evaluadas trimestralmente y modificadas, de ser el caso, en función de los contratos que estos tengan suscritos con los Concesionarios de Distribución y sus mecanismos de pago contenidos en estos. En caso, el Consumidor Independiente decidiera dejar ser atendido para el suministro y/o el servicio de transporte por el Concesionario, la demanda de este será retirada, según corresponda. Lo antes señalado conllevará a la correspondiente actualización de la Demanda Anual Proyectada establecidas en las resoluciones de fijación de tarifas.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA

ÚNICA.- Primera aplicación del PMG y CMT

Excepcionalmente, los valores del Precio Medio del Gas (PMG) y/o del Costo Medio de Transporte (CMT) para el periodo mayo 2022 – agosto 2022, serán los valores vigentes a la fecha de la publicación de las resoluciones que fijan las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos de las Concesiones de Lima y Callao, y de Ica del periodo 2022-2026.

Asimismo, la liquidación del PMG y CMT correspondiente al periodo mayo 2022– agosto 2022, antes señalado, se realizará considerando los resultados de la metodología de traslado de costos considerado en el artículo 12 de la Norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final", aprobada por Resolución N° 054-2016-OS/CD.

JAIME MENDOZA GACON
Presidente del Consejo Directivo

2054751-1

ORGANISMOS TECNICOS ESPECIALIZADOS

CENTRO NACIONAL DE PLANEAMIENTO ESTRATEGICO

Formalizan la aprobación del Plan Estratégico Institucional (PEI) 2022-2026 del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico - CEPLAN

RESOLUCIÓN DE PRESIDENCIA DE CONSEJO DIRECTIVO N° 00025-2022/CEPLAN/PCD

Lima, 31 de marzo de 2022

VISTO: El Proveído N° D000489-2022-CEPLAN-DE de la Dirección Ejecutiva, el Informe N° D000034-2022-CEPLAN-OPP de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto y el Informe N° D000061-2022-CEPLAN-OAJ de la Oficina de Asesoría Jurídica del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico – CEPLAN; y,

CONSIDERANDO:

Que, mediante el Decreto Legislativo N° 1088 se creó el Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico y el Centro Nacional de Planeamiento Estratégico – CEPLAN, como órgano rector, orientador y de coordinación de dicho sistema, y como un organismo técnico especializado adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros;

Que, la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, Ley N° 29158, señala en el artículo 34° que todo organismo público debe contar con un Plan Estratégico Institucional - PEI;

Que, la Política Institucional del CEPLAN, aprobada por el Consejo Directivo del CEPLAN en su Ducentésima

Cuadragésima Tercera (243°) Sesión Ordinaria, en su modalidad virtual, realizada el viernes 25 de febrero de 2022, ha priorizado los objetivos y lineamientos que guiarán a la entidad en su calidad de rector del Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico;

Que, de conformidad con lo dispuesto en el numeral 4.4 de la Directiva N° 001-2017-CEPLAN/PCD, "Directiva para la Formulación y Actualización del Plan Estratégico de Desarrollo Nacional", aprobada mediante Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 026-2017/CEPLAN/PCD y modificada por Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 00009-2021/CEPLAN/PCD, la política institucional se concreta en los planes institucionales como el Plan Estratégico Institucional y el Plan Operativo Institucional;

Que, de acuerdo al numeral 4.1 de la Guía para el Planeamiento Institucional, aprobada mediante Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 033-2017/CEPLAN/PCD y sus modificatorias, el Plan Estratégico Institucional es un instrumento de gestión que identifica la estrategia del Pliego para lograr sus objetivos, en un periodo mínimo de tres (3) años, a través de iniciativas diseñadas para producir una mejora en el bienestar de la población a la cual sirve. Estos objetivos se deben reflejar en resultados;

Que, la Guía para el Planeamiento Institucional, dispone en su numeral 4.5 que los sistemas administrativos de Planeamiento Estratégico, de Programación Multianual y Gestión de Inversiones, de Presupuesto Público y de Abastecimiento, operan bajo un enfoque de articulación de Sistemas Administrativos Transversales (SAT);

Que, conforme consta en el Acta de la Ducentésima Cuadragésima Sexta (246°) Sesión Ordinaria del Consejo Directivo, en su modalidad virtual, realizada el viernes 25 de marzo de 2022, aprobó el Plan Estratégico Institucional (PEI) del CEPLAN por el periodo 2022-2026;

Que, mediante Oficio N° D000162-2022-PCM-OGPP e Informe N° Técnico N° D000244-2019-CEPLAN/DNCPPEI, la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto de la Presidencia del Consejo de Ministros informa que, de la revisión del Plan Estratégico Institucional por el periodo 2022-2026, ha verificado y validado la consistencia y coherencia de la misma con las políticas y planes del Sector, recomendado su aprobación;

Que, conforme consta en el Acta N° 01-2022-CEPLAN/CPE de la Comisión de Planeamiento Estratégico del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico – CEPLAN realizada en sesión virtual, ha validado y aprobado el Plan Estratégico Institucional por el periodo 2022-2026;

Que, con Informe Técnico N° D000053-2022-CEPLAN/DNCPPEI, la Dirección Nacional de Coordinación y Planeamiento Estratégico del CEPLAN ha validado el Plan Estratégico Institucional por el periodo 2022-2026, concluyendo que cumple con lo establecido en la Guía para el Planeamiento Institucional;

Con el visado del Director Ejecutivo (e), del Jefe de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto y de la Jefa de la Oficina de Asesoría Jurídica del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico - CEPLAN;

De conformidad con la Ley N° 29158, Ley Orgánica del Poder Ejecutivo; el Decreto Legislativo N° 1088, Ley del Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico y del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico – CEPLAN; el Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, que aprueba el Reglamento que establece disposiciones relativas a la publicidad, publicación de Proyectos Normativos y difusión de Normas Legales de Carácter General, la Directiva N° 001-2017-CEPLAN/PCD, aprobada mediante Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 026-2017/CEPLAN/PCD y modificada por la Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 00009-2021/CEPLAN/PCD; la Guía para el Planeamiento Institucional, aprobada mediante Resolución de Presidencia de Consejo Directivo N° 033-2017/CEPLAN/PCD y sus modificatorias, y en uso de las facultades establecidas en el Reglamento de Organización y Funciones del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico – CEPLAN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 046-2009-PCM;