

Aprueban Norma "Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural"

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA
INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 719-2007-OS/CD**

Lima, 28 de noviembre de 2007

VISTO:

Los Informes N° 0391-2007-GART y N° 0393-2007-GART, elaborado respectivamente por la Asesoría Legal y la División de Gas Natural de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria.

CONSIDERANDO:

Que, conforme al Artículo 124° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM (en adelante "REGLAMENTO"), OSINERGMIN debe establecer, antes de la primera regulación tarifaria, el procedimiento para la elaboración de los estudios tarifarios, debiendo los Concesionarios elaborar su propuesta tarifaria en base al referido procedimiento y presentarla dentro del plazo que señale para tales efectos el OSINERGMIN;

Que, en aplicación del mandato dispuesto en el REGLAMENTO, mediante Resolución OSINERG N° 1466-2002-OS/CD, se aprobó el "Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios del Concesionario de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao", el cual fue válido para la primera regulación de tarifas;

Que, el procedimiento aprobado por Resolución OSINERG N° 1466-2002-OS/CD no se encuentra vigente, habiendo sido de aplicación exclusiva a la concesión de distribución de gas natural de Lima y Callao, por lo que, ante la obligación dispuesta en el Artículo 124° del REGLAMENTO, le corresponde a OSINERGMIN aprobar el procedimiento para la elaboración de los estudios tarifarios que utilizarán los Concesionarios al momento de elaborar su propuesta tarifaria;

Que, por otro lado, OSINERGMIN, en su calidad de Organismo Regulador, y a efectos de cumplir con las competencias que le fueron atribuidas, cuenta con la función normativa contemplada en el literal c) del Artículo 3° de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, mediante la cual se posibilita la

mayor participación de los interesados en los procesos de toma de decisiones, dotando de transparencia, predictibilidad y cognoscibilidad la actuación de la administración;

Que, de esta manera, para el ejercicio de la función normativa, el Reglamento General del OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, contempla la posibilidad de aprobar disposiciones de carácter general relativos a sistemas tarifarios o regulatorios o mecanismos para su aplicación;

Que, con fecha 3 de octubre de 2007, mediante Resolución OSINERGMIN N° 588-2007-OS/CD, se dispuso la publicación en el Diario Oficial "El Peruano" del proyecto de norma "Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre aspectos regulados de la Distribución de Gas Natural", en cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento General de OSINERGMIN, con el propósito de que los interesados remitan al OSINERGMIN sus comentarios y sugerencias, los cuales luego de recibidos fueron debidamente analizados mediante el Informe Técnico N° 0393-2007-GART y el Informe Legal N° 391-2007-GART, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión del OSINERGMIN a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3° de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, habiéndose incorporado aquellas sugerencias que contribuyen al logro de los objetivos de la resolución y;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores y su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM, la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas; en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, el Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; y la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Aprobar la Norma "Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural".

Artículo 2°.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada en la página Web de OSINERGMIN: www.osinerg.gob.pe.

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 124° del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM (en adelante REGLAMENTO), el OSINERGMIN debe establecer, antes de la primera regulación tarifaria, el procedimiento para la elaboración de los estudios tarifarios, debiendo los Concesionarios elaborar su propuesta tarifaria en base al referido procedimiento y presentarla dentro del plazo que señale para tales efectos el OSINERGMIN.

Adicionalmente, el Artículo 9° del Decreto Supremo N° 053-2001-EM, que modificó el REGLAMENTO, estableció que el Concesionario, previo acuerdo con la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, podrá solicitar al OSINERGMIN la primera regulación tarifaria antes de la aplicación de la tarifa inicial (prevista para Agosto del 2004), y que para tales efectos el OSINERGMIN coordinará con el Concesionario los procedimientos para la elaboración de los estudios tarifarios.

De acuerdo con lo anterior, OSINERGMIN publicó la Resolución N° 1466-2002-OS/CD, que aprobó el "Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios del Concesionario de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao la cual se restringe únicamente a la primera revisión de tarifas, luego de culminado el plazo de aplicación de las tarifas iniciales.

Mediante Resolución OSINERGMIN N° 588-2007-OS/CD, se dispuso la publicación en el Diario Oficial "El Peruano" del proyecto de norma "Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre aspectos regulados de la Distribución de Gas Natural", habiendo recibido observaciones y comentarios de la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A.

Próximamente se iniciará el proceso de regulación de tarifas de distribución de gas natural dentro de la concesión de Lima y Callao, cuya vigencia comenzará en agosto del 2008. Asimismo, cabe señalar que existen postores que desean participar en procesos de concesión que se promueven en otras regiones del país, por lo que se requiere conocer los principios y criterios que tomará en cuenta el Regulador en la definición de las tarifas de distribución de gas natural.

En ese sentido, el "Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre aspectos regulados de la Distribución de Gas Natural" preparado por OSINERGMIN es de carácter general y abarca tanto las tarifas iniciales como las subsiguientes revisiones tarifarias. Asimismo, los principios y criterios señalados en el nuevo procedimiento son los que actualmente usa el regulador en la definición de tarifas y complementan y aclaran lo dispuesto en el REGLAMENTO.

Finalmente, la aprobación de este procedimiento hace necesario derogar el que fue utilizado para la concesión de la distribución de gas natural en Lima y Callao.

"Norma"

Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural

Resolución OSINERGMIN N° 719-2007-OS/CD

Lima, 28 de noviembre de 2007

Contenido

- 1. OBJETO**
- 2. ALCANCES**
- 3. BASE LEGAL**
- 4. GLOSARIO DE TÉRMINOS**
- 5. PROPUESTA DE TARIFAS INICIALES**

- 5.1 CONTENIDO DE LA PROPUESTA
- 5.2 FIANZA DE SERIEDAD DE SOLICITUD
- 5.3 PLAN DE DESARROLLO INICIAL
- 5.4 CONTENIDO DEL ESTUDIO TARIFARIO

6. ASPECTOS TARIFARIOS GENERALES

- 6.1 Costos comunes de distribución
- 6.2 Tasa de Descuento
- 6.3 Fórmula de Actualización
- 6.4 Falta de Presentación de la Propuesta Tarifaria

7. RED COMÚN

7.1 Estimación de la Demanda

- 7.1.1 Diagnóstico del Mercado
- 7.1.2 Categoría de Clientes
- 7.1.3 Factor de Uso de la Red

7.2 Diseño de la Red

7.2.1 Criterios de Diseño

- 7.3 Costos de Inversión
- 7.4 Costos de Operación
- 7.5 Costos de Comercialización
- 7.6 Costos de Mantenimiento
- 7.7 Estructura Tarifaria

7.7.1 Costo Medio

7.7.2 Criterios para el Diseño Tarifario

7.8 Fórmula de Actualización

8. TUBERÍA DE CONEXIÓN

- 8.1 Estructura Tarifaria
- 8.2 Fórmula de Actualización

9. ACOMETIDA

- 9.1 Estructura Tarifaria
- 9.2 Fórmula de Actualización

10. CORTE Y RECONEXIÓN

- 10.1 Estructura Tarifaria
- 10.2 Fórmula de Actualización

11. INSPECCIÓN Y HABILITACIÓN DE INSTALACIONES INTERNAS

- 11.1 Estructura Tarifaria
- 11.2 Fórmula de Actualización

12. COSTO EXTRA DE DISTRIBUCIÓN

Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural

1. Objeto

Establecer el Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios comprendidos en la regulación de la distribución de gas natural.

Asimismo, definir los principios y criterios adoptados por el Organismo Regulador (OSINERGMIN) en la determinación de los diversos aspectos que se encuentran regulados de la distribución de gas natural.

2. Alcances

Los principios y criterios adoptados por el Regulador en la presente norma son de aplicación obligatoria a los concesionarios de distribución de gas natural cuando éstos presenten al Regulador su propuesta tarifaria en cualquiera de los aspectos regulados.

En caso algunos de los principios o criterios adoptados en este documento entre en conflicto con el Reglamento o con el Contrato se aplicará lo señalado en las normas de mayor jerarquía, y en forma supletoria y adecuada lo señalado en este documento.

Para el caso de la definición de Tarifas Iniciales de nuevas concesiones, este procedimiento será aplicable considerando los criterios que pueden ser alcanzables para la elaboración de la propuesta tarifaria.

3. Base Legal

Reglamento de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo 042-99-EM, sus modificatorias y ampliatorias.

4. Glosario de Términos

Los términos expresados en mayúsculas tienen el significado dado en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. Adicionalmente, se señalan los siguientes términos:

- Consumidor: Usuario de la red de distribución. Este término es sinónimo de cliente del concesionario que opera la red de distribución.

- GART: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN.

- MINEM: Ministerio de Energía y Minas del Perú.

- OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú.

- Reglamento: Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM, sus modificatorias y ampliatorias.

- Regulador: Agencia del gobierno encargada de la regulación económica del servicio de distribución de

gas natural por red de ductos. En este caso el término regulador es sinónimo de OSINERGMIN.

5. Propuesta de Tarifas Iniciales

Para el caso de aprobación de Tarifas Iniciales, el peticionario de la concesión debe tener presente lo siguiente:

5.1. Contenido de la Propuesta

La propuesta de Tarifas Iniciales debe contener lo siguiente:

- Solicitud escrita dirigida a la GART
- Propuesta de contrato de compra – venta de gas natural con un Productor
- Carta fianza bancaria de seriedad de solicitud.
- Plan de desarrollo inicial.
- Estudio tarifario que considera el plan de desarrollo inicial.

En principio, al peticionario no se le exigirá dos cartas fianzas (MINEM y Regulador) por una misma solicitud de concesión. Por lo tanto, la carta fianza del Regulador no será exigible si la propuesta de Tarifas Iniciales para la nueva concesión es requerida directamente por el MINEM y el peticionario ha cumplido con entregar la fianza bancaria de "validez, vigencia y cumplimiento de la solicitud de concesión".

5.2. Fianza de seriedad de solicitud

La fianza de seriedad de solicitud es una garantía de carácter incondicional, solidaria, irrevocable y de realización automática en el Perú al solo requerimiento de OSINERGMIN. Debe ser emitida por una empresa bajo el ámbito de supervisión de la Superintendencia de Banca y Seguros (SBS) o considerada en la última lista de bancos extranjeros de primera categoría que periódicamente publica el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP).

Los montos consignados en la fianza deben ser los mostrados en la siguiente tabla:

Número de usuarios potenciales señalados en el plan de desarrollo inicial	Monto equivalente a veces la UIT
Hasta 10.000	15
De 10.001 hasta 20.000	20
De 20.001 hasta 30.000	25
Mayor a 30.000	30

Para estimar el plazo de vigencia de la fianza se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Tiempo de revisión, cálculo y aprobación por parte de OSINERGMIN;
- Tiempo máximo para presentación de solicitud ante el MINEM (90 días calendario);
- Tiempo de devolución de la fianza (10 días hábiles).

El tiempo de revisión del OSINERGMIN dependerá de la información proporcionada en el expediente y del tamaño de la concesión. El tiempo mínimo será de 90 días calendario pudiendo la GART exigir un mayor plazo de acuerdo a las características de la solicitud.

5.3. Plan de desarrollo inicial

El peticionario debe acordar con el MINEM el plan de desarrollo inicial que prevé ejecutar para la concesión solicitada.

En caso el peticionario presente un plan de desarrollo inicial no aprobado o aceptado por el MINEM, OSINERGMIN pondrá en consulta del MINEM el referido plan para obtener la respectiva conformidad, en cuyo caso se suspenderá el plazo del trámite de aprobación de las tarifas iniciales. Luego de esto, se procederá según el procedimiento de cálculo y determinación de las Tarifas Iniciales.

5.4. Contenido del Estudio Tarifario

El estudio tarifario deberá realizarse de acuerdo al procedimiento establecido en la presente norma, en todo lo que le sea aplicable.

Conforme a lo anterior, la GART evaluará la propuesta y definirá un proyecto de Tarifas Iniciales para su aprobación por parte del Consejo Directivo del OSINERGMIN.

Las Tarifas Iniciales aprobadas por OSINERGMIN serán condicionales a la firma del contrato de concesión entre el peticionario y el MINEM y cubren el plan de desarrollo inicial presentado.

Las Tarifas Iniciales carecen de valor si el plan de desarrollo inicial incorporado en el contrato de concesión no concuerda, en sus partes esenciales, con el plan de desarrollo inicial utilizado en el cálculo tarifario.

6. Aspectos Tarifarios Generales

El suministro de gas natural a un consumidor final, ubicado dentro de una concesión de distribución, consta de los siguientes aspectos:

- Gas proporcionado por el Productor al Concesionario;
- Traslado del Gas mediante el uso de la Red Principal o Red de Transporte;
- Disponibilidad de uso de la Red Común de distribución;
- Tubería de Conexión entre la Red Común y la Acometida;
- Acometida;
- Instalaciones Internas;
- Costos Extras de Distribución.

De estos aspectos, el gas proporcionado por el Productor al Concesionario (a) no se encuentra sujeto a regulación de precios por parte de OSINERGMIN. Para el caso especial del Lote 88 (Camisea), existen topes máximos para el precio del gas natural regulados por la Ley N° 27133 y el respectivo contrato de licencia.

La regulación de la Red Principal se efectúa según lo normado en la Ley N° 27133, su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 040-99-EM y resoluciones de aplicación aprobados por OSINERGMIN.

La regulación de la Red de Transporte de gas natural se realiza conforme a lo indicado por el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 041-99-EM y sus modificatorias.

Para el caso de la concesión de distribución de gas natural en Lima y Callao, existe como parte de los bienes de la concesión la Red Principal de distribución, que consiste en los elementos necesarios para transportar gas natural desde el City Gate de Lurín hasta los diferentes puntos de control según lo señalado en el contrato de concesión.

En el caso anterior, el contrato de concesión define el término de "Otras Redes" a las instalaciones no comprendidas en la Red Principal de distribución. Por lo tanto, para el caso de la concesión de Lima y Callao, las "Otras Redes" comprenden la Red Común y la Tubería de Conexión, según corresponda.

En el caso de las Instalaciones Internas, corresponde al OSINERGMIN regular únicamente las tarifas máximas que puede cobrar el concesionario por concepto de Inspección y Habilitación de la Instalación Interna. Cuando la construcción de la Instalación Interna haya sido efectuada por el Concesionario en forma directa, no corresponde al cliente asumir dicho costo.

Dentro de los costos de inversión de la Red Común, Tubería de Conexión y Acometida, se puede incorporar un costo adicional por concepto de pago por permisos municipales y medio-ambientales. El valor máximo a reconocer es definido por el Regulador.

Las tarifas aprobadas por el Regulador son máximas, pudiendo el Concesionario definir tarifas menores para diversos tipos de clientes, teniendo en cuenta la no discriminación ante la igualdad del servicio y la transparencia y difusión del pliego tarifario.

6.1. Costos comunes de distribución

En la determinación de los costos de distribución de gas natural, se deben asignar cada uno de los costos según los aspectos señalados en el numeral anterior. En caso existan costos comunes de distribución estos deben asignarse en función del valor de la inversión.

Una vez efectuada la definición de los costos para cada aspecto señalado en el numeral anterior (ítems c, d, e y f), se puede proceder a definir las respectivas tarifas.

Como principio general, si el concesionario percibe otros ingresos tarifarios que permiten recuperar parte de los costos de inversión, operación y mantenimiento, de la concesión, se debe descontar dichos ingresos de la totalidad de los costos de la concesión de tal forma que no se perciba un doble ingreso por la respectiva inversión, operación o mantenimiento.

En caso la concesión involucre dentro de sus bienes una Red Principal de Transporte y/o Distribución, debe, en primer lugar, estimarse el costo (inversión, operación y mantenimiento) que cubre la respectiva tarifa y que forma parte de los ingresos tarifarios del concesionario, para luego, ser restados de los costos totales del concesionario.

6.2. Tasa de Descuento

El Regulador usará la tasa definida en el Reglamento o en el respectivo Contrato. Para cambiar la tasa de descuento, se debe elaborar un estudio de sustento (independiente del estudio tarifario) que demuestre la necesidad del cambio de acuerdo con la metodología establecida en el Reglamento o en el Contrato. En caso el Contrato señale una tasa de descuento sin la respectiva actualización no se efectuará cambio en la tasa.

Las variaciones de la tasa de descuento se efectuarán respetando los cambios máximos y mínimos establecidos en el Reglamento o en el Contrato.

6.3. Fórmula de Actualización

La fórmula de actualización se presentará respetando los índices o factores de reajuste señalados en el Reglamento o en el Contrato.

Dichos índices o factores de reajuste deben de respetar los siguientes principios básicos:

- a) El índice elegido debe ser relevante o explicativo de los cambios en los costos del componente de distribución. Se buscará siempre el índice más aproximado.
- b) El índice elegido debe provenir de una fuente pública y confiable de fácil acceso a la mayor parte de los clientes sujetos a regulación de tarifas.

La fórmula de actualización debe de permitir reducir la volatilidad en los cambios tarifarios y ser fáciles de aplicar por parte de los consumidores.

6.4. Falta de Presentación de la Propuesta Tarifaria

En el caso que el Concesionario no presente oportunamente su propuesta tarifaria, se mantendrá vigente la tarifa que venía aplicando el concesionario hasta la publicación de la nueva tarifa.

En este caso, sin eximir la sanción correspondiente por la no presentación de la propuesta tarifaria, la GART procederá a elaborar el estudio tarifario correspondiente y de esta forma iniciar el nuevo proceso tarifario. En este proceso tarifario no será necesario las etapas previstas para que el concesionario sustente su propuesta.

Para esta situación, y en caso el inicio de la vigencia de la nueva tarifa sea posterior al plazo original de término de la tarifa anterior, el Regulador podrá incluir un mecanismo o factor que ajuste los ingresos extras percibidos por el concesionario durante la vigencia excepcional de la tarifa anterior. La compensación de los ingresos extras se hará a criterio del regulador y en un plazo que no exceda del periodo tarifario.

7. Red Común

La Red Común comprende las instalaciones de distribución (tuberías, estaciones de regulación de presión, sistema de control y otros) que abastecen a dos o más usuarios finales. La Red Común se determina por diferencia entre la red total de distribución menos la Red Principal, Tubería de Conexión y Acometidas ya pagadas con cargos específicos.

El pago de la Red Común se hace mediante cargos por capacidad y cargos por volumen. El consumidor tiene derecho a reservar una capacidad de uso de la Red Común de distribución, por lo que tendrá derecho a ser atendido por el Concesionario hasta el límite de la capacidad solicitada.

Al ser la distribución de gas natural un servicio público, y siendo el elemento fundamental de dicha distribución la Red Común, entonces los clientes señalados en las diversas categorías tienen la obligación de pagar la Red Común sin importar el punto de conexión efectiva ni los metros que se esta usando de dicha red.

7.1. Estimación de la Demanda

La estimación de la demanda parte por el diagnóstico del mercado actual y la definición del mercado potencial de clientes que podrían acceder a un suministro de gas natural.

Para la estimación de los volúmenes teórico de gas natural, consumido por los clientes objetivos establecido en el respectivo contrato de concesión, se usará lo siguiente:

- a) El número de clientes que potencialmente podrían consumir gas natural por encontrarse cerca de la Red Común;
- b) La evolución estimada del Factor de Uso de la Red en el área desarrollada y de acuerdo con el respectivo tipo o categoría de consumidor;
- c) La proyección de los consumos unitarios por tipo o categoría de consumidor.

7.1.1. Diagnóstico del Mercado

Dentro del diagnóstico del mercado, el concesionario debe efectuar la evaluación de los clientes que hoy tienen suministro de tal forma de observar su comportamiento y evaluar los cambios debido a:

- a) Precios relativos de energéticos (competencia gas natural vs otros).
- b) Estrategias promocionales del concesionario.

Además, se debe efectuar un análisis muestral del mercado de consumidores para determinar las áreas con mayor o menor potencial de consumo de gas natural. Este análisis debe segmentar al mercado entre residencial (bajo consumo), industrial, GNV y otros.

7.1.2. Categoría de Clientes

Para definir la categoría de clientes, incluido los rangos de consumo, el concesionario previo análisis del mercado debe segmentar los clientes por categorías de tal forma de contener en gran medida a los clientes estimados.

Deben de haber dos grandes grupos de conjuntos de clientes: Regulados e Independientes. Dentro de estos grupos pueden existir subconjuntos en función del volumen y un subconjunto especial para el GNV.

7.1.3. Factor de Uso de la Red

El Factor de Uso de la Red tiene por objeto incentivar al concesionario el incremento en el uso de la Red Común, y a la vez ofrecerle una ganancia razonable por superar la meta establecida. Este factor puede ser definido por tipo de consumidor (categoría) y refleja el desarrollo prudente de la empresa concesionaria. Para establecer las metas en el Factor de Uso de la Red se empleará la información nacional e internacional disponible, teniendo como fin mejorar la gestión del concesionario.

El Factor de Uso de la Red se determina como el cociente entre la meta de clientes que deberían estar consumiendo gas natural y el número de clientes que potencialmente podrían consumir gas natural por encontrarse cerca de la Red Común.

Adicionalmente, el Factor de Uso indicado conlleva el establecimiento de una política razonable de evolución de las conexiones, en las áreas con redes instaladas, de tal forma que en un período específico se alcance dicho objetivo (meta).

7.2. Diseño de la Red

El diseño de la red de distribución debe de abarcar como mínimo el plan de expansión del concesionario para los siguientes 5 años. Además, la red debe ser capaz de suministrar gas natural a los clientes potenciales de la zona y cubrir su proyección de demanda por el período de 20 años.

En concordancia con lo estipulado en el Reglamento, el diseño de la red debe ser lo más eficiente para abastecer la demanda proyectada, debiéndose adaptar la red actual al diseño más eficiente. En caso existan redes sobredimensionadas para la demanda, el Regulador puede elegir el criterio de reducir la red al tamaño eficiente o el de incrementar la demanda hasta que la red sea eficiente. Como principio general el Regulador puede definir hasta que límite de ineficiencia en el desarrollo de la red puede ser pagada por los consumidores.

La topología de la red es propuesta por el Concesionario, siendo su responsabilidad cumplir con las condiciones mínimas de calidad y seguridad en el suministro de gas natural, y sustentar ante el Regulador que dicho desarrollo es el más eficiente económicamente. La aprobación del Regulador de una topología de red para fines tarifarios, no compromete la supervisión del desarrollo de la red.

El Concesionario presentará el diseño de las instalaciones, existentes y proyectadas, de la red de distribución mediante planos geográficos donde se aprecie directamente el recorrido de los ductos, diámetros y presiones nominales de operación. Asimismo, se deberá presentar la tabla de datos conteniendo todas las características técnicas de los componentes del sistema de distribución y del suministro a los predios que prevé atender.

Las instalaciones que se presenten en los planos geográficos y en la tabla de datos indicados serán presentadas por el Concesionario como parte de su compromiso de inversiones de largo plazo establecido en el correspondiente contrato de concesión, por lo que, cualquier variación posterior deberá ser informada al MINEM y al Regulador.

Para el caso de las instalaciones existentes, el concesionario presentará el diseño de la red en planos geo-referenciados (GIS) con sus correspondientes coordenadas UTM, con base a la estructura de las tablas de datos y necesidad de información establecida por la GART.

De igual forma, para las instalaciones proyectadas también se presentará, en lo posible, la información GIS necesaria para efectuar la evaluación de la demanda y los costos de inversión involucrados.

7.2.1. Criterios de Diseño

En el desarrollo de la red de distribución el concesionario debe verificar y sustentar ante el Regulador que el desarrollo propuesto cumple con todos los criterios de seguridad señalados en el Reglamento.

Los compromisos constructivos en el desarrollo de la red, asumidos por el Concesionario con otras instituciones del Estado, no comprometen la aprobación del Regulador al momento de presentar la propuesta tarifaria. El Regulador se somete a las exigencias constructivas mínimas definidas en el Reglamento y en el Contrato.

7.3. Costos de Inversión

La determinación de los costos de inversión se hará de acuerdo con la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) definido en el Reglamento.

Para la sustentación de los costos de inversión, se deberá preparar el desagregado de los costos unitarios de los elementos de la red y la cantidad de elementos que se están empleando.

Los costos unitarios por los elementos de la red deberá ser desagregados en:

- a) Uso de Materiales
- b) Uso de Equipos
- c) Gastos Generales y Utilidad del Contratista
- d) Importado y Nacional

Durante los primeros ocho (8) años de operación comercial de la concesión, se puede usar como parte de la "curva de aprendizaje" en el desarrollo de la red de distribución, un porcentaje que reduzca el rendimiento eficiente en la instalación de la red y/o un porcentaje que incremente la utilidad de contratista por la menor competencia en el mercado de instalaciones de redes de gas natural.

Es potestad del Regulador aceptar o no el uso de contratos de ejecución de obras firmados entre el Concesionario y empresas constructoras. En ningún caso se aceptará contratos firmados entre el Concesionario y alguna empresa constructora relacionada.

7.4. Costos de Operación

Los costos de operación involucran los costos de gestión necesarios para manejar una empresa distribuidora.

La determinación del costo de operación se hará empleando los criterios de:

- a) Comparación con empresas nacionales o extranjeras de negocio de gas natural.
- b) Comparación con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares, teniendo en cuenta la preponderancia en el desarrollo de redes subterráneas.
- c) Definición de una empresa modelo (tipo).
- d) Inclusión de mecanismos de promoción que tomen en cuenta la evolución de la empresa conforme se desarrolla la red de distribución.

El Regulador reconoce mayores costos por inicio o instalación de la empresa distribuidora. Los mayores costos deben de ir reduciéndose conforme la red alcanza la madurez deseada en la red de distribución.

Los costos de odorización del gas natural son considerados como parte de los costos operativos. Para el caso de concesiones de distribución que incluyen Redes Principales, sólo se considerará el costo del odorante si la Red Principal no lo incluye.

7.5. Costos de Comercialización

Los costos de comercialización involucran los costos operativos del área comercial como por ejemplo:

- a) Costos del área comercial (oficina, equipos, personal);
- b) Costos por pérdidas comerciales;
- c) Costos por financiamiento de ventas;
- d) Costos por gestión de clientes (conexión y corte);
- e) Costos por medición, facturación y cobranza.

La determinación de los costos comerciales se hace según los criterios señalados en el numeral 6.4 (costos operativos) y los valores máximos definidos en el Reglamento para las pérdidas y el financiamiento.

7.6. Costos de Mantenimiento

Los costos de mantenimientos cubren las actividades señaladas por el concesionario como necesarias para mantener operativa la red de distribución. Los costos de mantenimientos deben ser sustentados en forma desagregada por las actividades que realiza la empresa, en forma periódica, de acuerdo con los elementos típicos de la red de distribución.

Los costos de mantenimientos de la empresa deben asignarse según el elemento de costo del concesionario (Red Principal, Red Común, Tubería de Conexión y Acometida).

En forma inicial, los costos de mantenimiento pueden ser evaluados mediante criterios de comparación,

señalados en el numeral 6.4. Los costos determinados por comparación deben de guardar coherencia con las actividades de mantenimiento que efectuaría la empresa concesionaria en forma eficiente.

7.7. Estructura Tarifaria

Los costos de la Red Común se estructurarán en dos grandes rubros:

- a) Margen de distribución; y
- b) Margen de comercialización.

Los márgenes de distribución y/o comercialización se pueden expresar como costos fijos (o costos de capacidad) o como costos variables. Para los consumidores de bajo consumo de gas natural, el costo fijo se expresará como costo por cliente al mes.

El primer paso para definir la estructura tarifaria es determinar los costos medios de largo plazo (20 años) para la red de polietileno, acero y el total.

La inversión se expresa en anualidades o mensualidades de acuerdo con la tasa de descuento empleada. En cada mes, el valor de la inversión a compensar es igual a la suma de las mensualidades de las redes instaladas hasta dicho mes.

7.7.1. Costo Medio

El costo medio total de la red se determina dividiendo el costo total de la red entre la demanda total que abastece dicha red en el periodo de análisis (20 años o el periodo señalado en el Reglamento).

El costo total, actualizado al inicio del periodo de análisis, es la suma de los valores presente de las inversiones, operación y mantenimiento de la red en evaluación (numerales 7.3, 7.4, 7.5 y 7.6).

La demanda total, actualizada al inicio del periodo de análisis, es la suma de los valores presente de las demandas proyectadas en el periodo de análisis (numeral 7.1).

Adicionalmente, se determinará los costos medios totales de la red de acero y de la red de polietileno, de acuerdo con el siguiente criterio:

- a) El costo medio incremental de la red de acero se hará considerando las estaciones de regulación de presión y las tuberías de acero que abastecen a consumidores de alto consumo. La demanda a considerar es la de toda la red.
- b) El costo medio incremental de la red de polietileno se hará considerando las tuberías de polietileno más los costos no cubiertos en el costo medio de la red de acero (inciso anterior). La demanda a considerar es la del resto de consumidores (consumidores de bajo consumo).
- c) El costo medio incremental de comercialización se hará considerando los costos de comercialización y toda la demanda de la red.

7.7.2. Criterios para el Diseño Tarifario

Las tarifas finales para cada categoría de consumidor se deben diseñar considerando los siguientes principios:

- a) La tarifa debe de proveer los ingresos necesarios al concesionario para cubrir los costos reconocidos como eficientes. La evaluación se puede hacer para: i) el periodo de análisis; o ii) el periodo tarifario; o iii) el periodo de vigencia del plan de desarrollo presentado en la propuesta tarifaria.
- b) Las tarifas deben ser competitivas para todas las categorías de consumidores. Es decir, las tarifas deben proporcionar un nivel de ahorro a todos los consumidores, respecto del sustituto correspondiente.
- c) La tarifa debe ser decreciente con el incremento del volumen típico de la categoría.
- d) La tarifa para el consumidor de bajo consumo debe proveer un ahorro al evaluar un consumo típico y los costos necesarios para suministrarle el gas natural. La evaluación se debe hacer considerando la red interna, cambio de aparatos y el financiamiento de la acometida y tubería de conexión, de ser el caso.

La tarifa obtenida, según los criterios señalados, se deben subdividir en un margen por la red de distribución y

un margen de comercialización. Además, dentro de cada margen se debe considerar la posibilidad de establecer costos fijos y costos variables.

Para los consumidores de alto consumo los costos fijos se deben de pagar en función de la capacidad utilizada de la red de distribución.

7.8. Fórmula de Actualización

Para el diseño de la fórmula de actualización se empleará como factor relevante de los costos el Índice de Precios al por Mayor (IPM), publicado por el INEI, y otro índice que refleje la variación de los materiales mayormente utilizados.

8. Tubería de Conexión

La tubería de conexión es el elemento que permite unir la Red Común de distribución con la Acometida. En la mayoría de los casos la tubería de conexión se diseña para un cliente en particular y, por tanto, se asume que su uso y pago esta reservado ha dicho cliente. Para el caso de edificios, la Tubería de Conexión es del conjunto y su costo se distribuye en forma proporcional al número de clientes (se asume igualdad en la capacidad máxima de suministro).

Dentro de los costos de la Tubería de Conexión se incluye la inversión y mantenimiento. El concesionario debería de evaluar dentro de su estrategia de promoción para los consumidores de bajo consumo el instalar la Tubería de Conexión en la misma oportunidad en la que se construye la Red Común, de tal forma de ahorrar costos de instalación y de pago de tributos municipales.

8.1. Estructura Tarifaria

La tarifa máxima de la tubería de conexión se expresa por unidad de longitud de tubería típica para abastecer a los diversos tipos de clientes.

Para el caso de los clientes de bajo consumo, y de acuerdo con el Reglamento, la tarifa se puede expresar como un cargo fijo que pague el costo de dicha tubería en el periodo y a la tasa estipulada en el Reglamento. Esta tarifa puede ser agregada al margen de distribución.

8.2. Fórmula de Actualización

Para el diseño de la fórmula de actualización se empleará como factor relevante de los costos el Índice de Precios al por Mayor (IPM), publicado por el INEI, y otro índice que refleje la variación de los materiales mayormente utilizados.

9. Acometida

La Acometida es el elemento que permite controlar y medir el flujo del gas natural que abastece a un determinado cliente. Para el caso de edificios, la Acometida es individual y su costo se determinará de acuerdo con el costo del conjunto, distribuido en forma proporcional al número de clientes.

Dentro de los costos de la Acometida se incluye la inversión y mantenimiento. El mantenimiento se efectúa según las exigencias mínimas establecidas en el Reglamento.

En el caso de los clientes de alto consumo, el mantenimiento se calcula de acuerdo con el plan de mantenimiento aceptado como razonable por el Regulador. El concesionario debe de establecer un sistema que permita verificar que los planes de mantenimiento se ejecutan de acuerdo a lo señalado en su manual.

9.1. Estructura Tarifaria

La tarifa de la Acometida se expresa por unidad típica, la cual esta a disposición de los diversos tipos de clientes. En caso el cliente solicite una Acometida especial no regulada, el concesionario debe atender esta solicitud y luego solicitar su regulación, sin que esto retrase la atención del suministro.

Para el caso de los clientes de bajo consumo, y de acuerdo con el Reglamento, la tarifa se puede expresar

como un cargo fijo que pague el costo de dicha Acometida en el periodo y a la tasa estipulada en el Reglamento. Esta tarifa puede ser agregada al margen de distribución.

9.2. Fórmula de Actualización

Para el diseño de la fórmula de actualización se empleara como factor relevante de los costos el Índice de Precios al por Mayor (IPM) publicado por el INEI.

10. Corte y Reconexión

La actividad de corte y reconexión del cliente involucra al área comercial y de operaciones del concesionario. Los costos de dichas áreas ya incorporadas en el margen de distribución y/o comercial, como parte de la gestión comercial y operativa de los clientes, no serán tomados en cuenta para determinar la tarifa por corte y reconexión.

La determinación del costo de la actividad pasa por definir la cantidad de mano de obra involucrada y los materiales y equipos utilizados en forma eficiente.

Para definir el tiempo y rendimiento en la ejecución de la actividad se puede usar los siguientes criterios:

a) Estudio de tiempos de ejecución de la actividad considerando un programa continuo de la misma tarea. Se asume ratios comerciales eficientes para la empresa distribuidora.

b) Comparación con los tiempos de ejecución de actividades similares en otros servicios públicos tanto nacionales como extranjeros.

10.1. Estructura Tarifaria

Las tarifas por corte y reconexión son incrementales y sólo consideran los costos razonables no cubiertos por la gestión eficiente del concesionario al efectuar las labores adicionales de corte y reconexión de clientes.

Estas tarifas se expresan por tipo de actividad y constituye una deuda del usuario una vez efectuada la actividad.

Para el caso de los clientes de bajo consumo, y en caso el Reglamento lo permita, la tarifa se puede expresar como un cargo fijo que pague el costo de la actividad en el periodo y a la tasa estipulada en el Reglamento. Esta tarifa puede ser agregada al margen de distribución y corresponderá a una opción que pueda elegir el Consumidor.

10.2. Fórmula de Actualización

Para el diseño de la fórmula de actualización se empleara como factor relevante de los costos el Índice de Precios al por Mayor (IPM) publicado por el INEI.

11. Inspección y Habilitación de Instalaciones Internas

Las actividades de inspección y habilitación comprenden las efectuadas por el concesionario, en forma directa o mediante terceros, para suministrar gas natural a un nuevo consumidor.

La determinación del costo de la actividad pasa por definir la cantidad de mano de obra involucrada y los equipos utilizados en forma eficiente.

Para definir el tiempo y rendimiento en la ejecución de la actividad se puede usar los siguientes criterios:

a) Estudio de tiempos de ejecución de la actividad considerando un programa continuo de la misma tarea.

b) Comparación con los tiempos de ejecución de actividades similares en otros servicios públicos tanto nacionales como extranjeros.

11.1. Estructura Tarifaria

Estas tarifas se expresan por tipo de actividad y constituye un pago previo que hará el usuario una vez aceptada la actividad.

En caso lo permita el Reglamento, la tarifa se puede expresar como un cargo fijo que pague el costo de

la actividad en el periodo y a la tasa estipulada en el Reglamento. Esta tarifa puede ser agregada al margen de distribución o comercialización y corresponderá a una opción que pueda elegir el Consumidor.

11.2. Fórmula de Actualización

Para el diseño de la fórmula de actualización se empleara como factor relevante de los costos el Índice de Precios al por Mayor (IPM) publicado por el INEI.

12. Costo Extra de Distribución

Los Costos Extras de Distribución (CED) son costos municipales y medio-ambientales, exigidos por entidades del Estado que podrán añadirse a los costos unitarios de inversión del sistema de redes de distribución. Para ello, el Concesionario sustentará un ratio por metro de dichos costos, considerando la ejecución de proyectos que hagan eficiente el pago de los costos extras involucrados.

En el caso de no haberse considerado el CED en las tarifas de distribución, la determinación del mismo se efectuará según el procedimiento específico aprobado por OSINERGMIN.

138381-2