Osinergmin
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

INFORME TÉCNICO N° 001-2020-OSINERGMIN

OPINIÓN SOBRE LA VERSIÓN FINAL DEL CONTRATO DE CONCESIÓN DEL PROYECTO "MASIFICACIÓN DEL USO DEL GAS NATURAL - DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS EN LAS REGIONES DE APURÍMAC, AYACUCHO, HUANCAVELICA, JUNÍN, CUSCO, PUNO Y UCAYALI"

RESUMEN EJECUTIVO

En el marco de lo establecido en el Decreto Legislativo N° 1362 y su Reglamento, corresponde a Osinergmin emitir opinión respecto a la Versión Final del Proyecto de Contrato de Concesión "Masificación del Uso de Gas Natural – Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali" (en adelante "Contrato de Concesión").

En virtud de lo señalado, en el presente informe se han desarrollado las observaciones y recomendaciones respecto al Contrato de Concesión y los documentos que lo sustentan, alcanzados por Proinversión. Dichas observaciones y comentarios han sido agrupadas en tres categorías, según el resultado del análisis efectuado, siendo la primera de ellas relacionadas con observaciones críticas; la segunda relacionadas con observaciones relevantes; y, la última relacionadas con recomendaciones que permiten el perfeccionamiento del Contrato de Concesión; todas ellas, elaboradas en base al marco legal vigente, de la experiencia del Organismo Regulador en aplicación de sus funciones, y de las lecciones aprendidas de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos existentes en el país.

A continuación, se expone un breve resumen de las observaciones consideradas como críticas:

a) Respecto al Mecanismo de Ingresos Complementarios (MIC), el Monto por Consumidor Conectado (MCC) y el destino de los recursos SISE

La Ley N° 29852[1] y su reglamento, dispone que el Cargo Tarifario SISE cubre los costos de inversión y de explotación de redes de ductos a desarrollar en el marco de dicha ley. Cabe señalar que, de acuerdo al Contrato de Concesión los montos recaudados por aplicación del Cargo Tarifario SISE se utilizarán para pagar el MIC al Concesionario, cuyo monto se define como el producto del Monto por Consumidor Conectado (MCC) y el número de consumidores conectados del Plan Mínimo de Conexiones. Es importante señalar que, en relación al MCC, las bases integradas del proceso de promoción de Proinversión señalan que este corresponde al factor de competencia y comprende las inversiones del Proyecto (CAPEX). Sin embargo, en el Contrato de Concesión no se define al MCC, por lo que no se tiene certeza qué tarifa o cargo remunerará a las inversiones.

De los documentos alcanzados por Proinversión y evaluados por Osinergmin, se señala que los fondos provenientes del MIC, podrían ser utilizados para cubrir en adición al CAPEX, los

---

[1] Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético.

gastos financieros e impuestos, lo cual contraviene lo dispuesto en las Ley N° 29852 y su reglamento.

Como se puede apreciar, el Contrato de Concesión debería considerar una definición clara sobre el MCC, de modo que permita cubrir en su totalidad los costos de inversión del Proyecto, tal como lo contempla la Ley N° 29852, su Reglamento y las bases del proceso de promoción, ello a fin de mitigar posibles problemas futuros de interpretación en la etapa de ejecución del contrato.

b) Respecto a la metodología de cálculo del VNR al finalizar el Primer Periodo Tarifario

La cláusula 11.4.16 del Contrato de Concesión establece una metodología para reconocer inversiones adicionales a las inversiones para cumplir el Plan Mínimo de Concesiones y su tratamiento tarifario al término del Primer Periodo Tarifario. Esta metodología puede conllevar a dos riesgos: i) los postores realicen ofertas temerarias con un MCC alejado del valor máximo aprobado por Proinversión a fin de adjudicarse la Concesión; y, ii) obtener un reconocimiento por supuestas inversiones no cubiertas por el MIC que serían reconocidas como Valor Nuevo de Remplazo (VNR) en los siguientes Periodos Tarifarios impactando a las tarifas de distribución, haciendo no sostenible la Concesión.

Por tanto, con el fin de disuadir la presentación de "ofertas temerarias", ello en línea con lo dispuesto en el numeral 52.3 del Reglamento APP[2], corresponde a Proinversión elaborar bases que cumplan con el objetivo de mitigar la presentación de ofertas temerarias y fomentar la competencia, para lo cual resulta necesario que el VNR señalado en la metodología contenida en la cláusula 11.4.16 del Contrato de Concesión, sea calculado en base al valor máximo de MCC aprobado por Proinversión, dado que este corresponde a un valor eficiente en el reconocimiento de las inversiones.

c) Respecto al derecho del Concesionario a la comercialización directa de GNC y/o GNL

La cláusula 7.15 del Contrato de Concesión señala que el Concesionario podrá realizar la comercialización de GNL y/o GNC de forma directa a Consumidores dentro de la Concesión. Tal derecho ocasionaría las siguientes consecuencias: i) Autodescreme de la Concesión, pues al excluirse a los grandes clientes de la Concesión, se obtendrían tarifas no competitivas en los próximos Periodos Tarifarios, poniendo en riesgo la expansión y sostenibilidad de la Concesión; ii) Limita la expansión de las redes de distribución; ii) Acceso a precios preferenciales del gas natural para beneficio ajeno a la Concesión; iv) Desequilibrio económico financiero; v) Impacto en la Tarifa de Transporte Virtual (TTV), afectando a todos los usuarios de la Concesión; y, vi) No se condice con el Titulo VI A del Reglamento de Distribución

Por tanto, el Contrato de Concesión debería considerar la eliminación del derecho al Concesionario de comercializar directamente GNC y/o GNL con clientes con grandes demandas sin que estos paguen las tarifas de distribución. Caso contrario, debe estipularse que estos clientes paguen una tarifa de distribución o comercialización, de modo que el precio final resultante no ponga en riesgo a la Concesión frente a otros agentes externos.

[2] Decreto Supremo N° 240-2018-EF

d) Respecto al Valor Contable de los Bienes de la Concesión

La definición del Valor Contable del Contrato de Concesión, incluye la metodología para su determinación, la misma que de acuerdo al Modelo Económico Financiero origina que al término del Primer Periodo Tarifario exista un Valor Contable ascendente a USD 71,9 MM. Esto trae consigo dos riesgos: i) Terminación anticipada por renuncia del Concesionario en el año 8, pues recibiría USD 55,4 MM (71,9 por Valor Contable - 16,5 por penalidad por renuncia), aun cuando el MIC ya le habría pagado todo el CAPEX; y, ii) Conducta oportunista del Concesionario para solicitar el reconocimiento de una parte del CAPEX, pues según el Valor Contable al año 8, el MIC no le habría cubierto su totalidad.

Por lo expuesto, Proinversión debería considerar reformular la metodología de cálculo del Valor Contable, a efectos de que sea congruente con el Contrato de Concesión respecto a que la inversión ha sido pagada en su totalidad por el MIC durante el Primer Periodo Tarifario.

e) Respecto al Precio Medio de Suministro de Gas Natural

De acuerdo con el literal f.1 del numeral 11.3 del Contrato de Concesión, la facturación por el suministro de gas natural se efectúa según la fuente de suministro. Al respecto, en concordancia con la normativa vigente, según la cual el concesionario de distribución se encuentra prohibido de aplicar condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, debería determinarse un precio medio de suministro único para las regiones de la Sierra y otro para la región Ucayali, considerando además los precios según tipo de consumidor. Asimismo, en el Anexo 7 se prevé una fórmula FTOP, la misma que no refleja la restricción que el mismo Contrato de Concesión buscaría incorporar en relación a volúmenes contratados con criterios de eficiencia por parte del Concesionario. Tampoco se prevé el tipo de cambio a emplear para la conversión de moneda.

Por lo expuesto, se requiere que el Contrato de Concesión recoja en su metodología de facturación de suministro de gas natural, el precio medio de suministro determinado en cada región (Sierra y Ucayali), considerando para ello el precio por tipo de consumidor, el poder calorífico de cada fuente de suministro y el tipo de cambio para la conversión de moneda; así como la aplicación correcta del FTOP de cada fuente de suministro, la cual tiene como finalidad no trasladar las ineficiencias del Concesionario al cliente final.

f) Respecto a la competitividad del Gas Natural

El artículo 107 del Reglamento de Distribución, establece que las tarifas de distribución deben permitir que el precio final del gas natural (precio de suministro + transporte + distribución) sea competitivo respecto a los combustibles sustitutos, a fin de que los usuarios tengan los incentivos económicos para migrar al consumo del gas natural. No obstante, en el Contrato de Concesión solo se define las tarifas de transporte y distribución y particularmente, solo se ha definido como límite del precio de gas para las categorías A1 y A2 de la Sierra, definiéndose como el precio máximo resultante en el punto final de la Derivación Principal Ayacucho.

Si bien en el Modelo Tarifario y en los informes de sustento se utilizan los precios del Contrato sobre el precio de Gas Natural para las Regiones, para las localidades de la Sierra,

y los precios informados por Aguaytía Energy, para Ucayali, se debe señalar que dichos precios no han sido trasladados al Contrato de Concesión, manteniendo la incertidumbre del precio final que se debe aplicar para todos los tipos de consumidores dentro de la Concesión, tanto de la región Sierra como Ucayali. Con ello se imposibilita a Osinergmin evaluar y garantizar la competitividad del gas natural para todos los consumidores, como lo dispone el Reglamento de Distribución.

Por lo expuesto, el Contrato de Concesión deberá establecer un precio máximo de suministro de gas natural (Boca de Pozo) para todas las categorías tarifarias de la Concesión (localidades de la Sierra y Ucayali), ello con la finalidad de evaluar y garantizar la competitividad del gas natural frente a los combustibles sustitutos.

g) Respecto al perjuicios a los consumidores con consumos entre 100 m^3/mes y 300 m^3/mes

En el Reglamento de Distribución se disponen varios beneficios para los consumidores con consumos iguales o menores a 300 m^3/mes, como por ejemplo la excepción del pago del "Cargo por Inspección, Supervisión y Habilitación de instalaciones internas", o un costo máximo por Acometida y Derecho de Conexión, entre otros; sin embargo, en el Contrato de Concesión se ha establecido una categoría con consumos de hasta 100 m^3/mes y la siguiente hasta 1000 m^3/mes. Al respecto, no establecer una categoría tarifaria que tenga como límite superior de rango de consumo los 300 m^3/mes, este hecho genera perjuicios en cuanto al trato que se dará a aquellos usuarios que están en el rango de consumo de 100 m^3/mes hasta 300 m^3/mes, ya que estos no se beneficiaran de las condiciones especiales mencionadas.

Por lo antes expuesto, se debe establecer una Categoría Tarifaria que tenga como límite superior el rango de consumo de hasta los 300 m^3/mes, a efectos de que el Contrato de Concesión este alineado con los dispuesto en el Reglamento de Distribución y, evitar el sobrecosto para los usuarios indicados y la barrera de entrada para conectarse que pudieran presentar dichos clientes.

h) Respecto al insuficiente suministro de gas natural destinado a la Región Ucayali

Las cantidades de gas natural ofrecidas por la empresa Aguaytía Energy, operador del Lote 31-C, no cubren la demanda de las localidades de Ucayali, conforme a la evaluación que se detalla en el presente informe. En ese sentido, se verifica que el Proyecto no tiene garantizado el suministro de gas natural para las localidades de Ucayali, de manera que permita un crecimiento sostenido de la región, incluyendo a consumidores comerciales, industriales, GNV, etc.

Asimismo, en el numeral 7.2 del presente informe se detalla la evaluación de las observaciones relevantes, vinculadas a lo siguiente:

- Discrepancias e incongruencias encontradas en la información remitida por Proinversión para la emisión de la opinión de Osinergmin
- Determinación del costo medio de transporte
- Tipo de moneda que se utilizará para el pago del MIC
- Demanda que se debe considerar para activar el reajuste de la tarifa de transporte

- Omisión de un mecanismo de reajuste de las Tarifas Iniciales por incrementos significativos de la demanda
- Creación de categorías tarifarias durante el Primer Periodo Tarifario
- Compra de equipos nuevos para el sistema de distribución
- Intervención de Osinergmin en la suscripción del Acta de Pruebas
- Emisión de opinión respecto a la suspensión de obligaciones contractuales
- Tratamiento contable y financiero de los activos
- Atomización de las conexiones residenciales
- Requerimiento de cromatógrafos en cada City Gate

Finalmente, en el numeral 7.3 del presente informe se detallan las recomendaciones que permiten perfeccionar el Contrato de Concesión.

Por lo expuesto, como resultado de la evaluación técnica efectuada, las gerencias suscriptoras someten a la consideración del Consejo Directivo de Osinergmin la aprobación del presente informe que contiene observaciones críticas y relevantes, así como recomendaciones respecto a la Versión Final del Proyecto de Contrato de Concesión "Masificación del Uso de Gas Natural – Distribución de Gas Natural por red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali", a fin de que sea trasladado a Proinversión como opinión de este organismo.

INFORME TÉCNICO N° 001-2020-OSINERGMIN

OPINIÓN SOBRE LA VERSIÓN FINAL DEL CONTRATO DE CONCESIÓN DEL PROYECTO "MASIFICACIÓN DEL USO DEL GAS NATURAL - DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS EN LAS REGIONES DE APURÍMAC, AYACUCHO, HUANCAVELICA, JUNÍN, CUSCO, PUNO Y UCAYALI"

1 OBJETIVO

El presente informe tiene como objetivo emitir opinión sobre la versión final del Contrato de Concesión del Proyecto "Masificación del Uso del Gas Natural - Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali", ello en el marco de lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1362 y su Reglamento.

2 ANTECEDENTES

2.1. Mediante Resolución Ministerial N° 203-2013-MEM-DM, modificada mediante Resolución Ministerial N° 264-2015-MEM-DM, se aprobó el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013 - 2022, el cual contiene una relación de proyectos que permitan ampliar el acceso universal al suministro energético, priorizando el uso de fuentes energéticas disponibles, con el objeto de generar una mayor y mejor calidad de vida de las poblaciones de menores recursos en el país, en el periodo 2013-2022. Dentro de dicha relación se encuentra el Proyecto "Masificación del Uso de Gas Natural - Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali" (en adelante "Proyecto de Masificación").

2.2. En concordancia con el Objetivo 7 de la Política Energética del Perú 2010-2040: Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM, con Resolución Suprema N° 053-2014-EF, se ratificó el acuerdo adoptado por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (en adelante "Proinversión") en virtud del cual se acordó incorporar al Proceso de Promoción de la Inversión Privada el Proyecto de Masificación antes citado.

2.3. Mediante Decreto Supremo N° 011-2016-EM, se priorizó el Proyecto de Masificación como parte del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos a que se refiere la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético.

2.4. Mediante Circular N° 24 de fecha 28 de mayo de 2019 se publicó en el Portal Institucional de Proinversión la Quinta Versión del Contrato de Concesión[3] del Proyecto de Masificación, indicando a los postores que se recibirán comentarios y/o sugerencias al respecto hasta el 14 de junio de 2019.

[3] Toda la documentación del proyecto se encuentra en la siguiente dirección:
https://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=8017&SEC=22

2.5. Mediante Circular N° 25[4] de fecha 16 de marzo de 2020 se publicó en el Portal Institucional de Proinversión la Versión Final del Contrato de Concesión del Proyecto de Masificación (en adelante "Contrato de Concesión"), indicándose que el mismo se encontraba sujeto a las opiniones a que se refiere el artículo 55 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362 aprobado por Decreto Supremo N° 240-2018-EF.

3 MARCO NORMATIVO

A continuación, se detalla el marco legal vigente aplicable a efectos de la evaluación que corresponde realizar a Osinergmin para emitir opinión sobre la Versión Final del Contrato del Proyecto de Masificación remitido por Proinversión:

3.1. **Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la inversión Privada en Servicios Públicos**, cuyo artículo 3 establece que los Organismos Reguladores, entre ellos, Osinergmin, cuentan con las funciones reguladora, supervisora, supervisora específica y fiscalizadora - sancionadora, que ejercen con arreglo a los alcances y limitaciones dispuesto en sus respectivas leyes y reglamentos.

3.2. **Decreto Supremo N° 010-2016-PCM, Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin**, cuyo artículo 3 recoge las funciones de Osinergmin. Entre ellas se encuentran: (i) la función supervisora, que comprende el verificar el cumplimiento de las obligaciones de los agentes supervisados, establecidos en la normativa sectorial y en los contratos de concesión bajo su ámbito de competencia; (ii) la función reguladora, que comprende la fijación de las tarifas de los servicios públicos de electricidad y gas natural bajo su ámbito, y (iii) la función supervisora específica, que comprende la facultad de verificar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los contratos derivados de los procesos de promoción de la inversión privada, relacionados a las actividades bajo el ámbito de competencia de Osinergmin. Asimismo, el inciso e) del artículo 7 de este reglamento se contempla como función del Consejo Directivo, emitir opinión técnica en el marco de los procesos de promoción de la inversión privada, de conformidad con la normativa de la materia.

3.3. **Decreto Supremo N° 042-2005-EM que aprobó el Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional**, cuyo artículo 79 señala que la distribución de gas natural por red de ductos constituye un servicio público, que requiere de una concesión como título habilitante, la cual es otorgada por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante "Minem").

En concordancia con el artículo 80 de la norma citada, corresponde al Minem determinar la autoridad competente para regular el servicio de distribución de gas natural por red de ductos y dictar el reglamento que establecerá, entre otros aspectos, las normas específicas para otorgar concesiones, para determinar los precios máximos al consumidor y las normas de seguridad.

[4] Publicada en la página web de Proinversión:
https://www.proyectosapp.pe/RepositorioAPS/0/2/JER/PC_HIDROCARGURO_MGN/C-25.pdf

3.4. **Decreto Supremo N° 040-2008-EM, mediante el cual se aprobó el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos** (en adelante "Reglamento de Distribución"), cuyo Artículo 15° señala que el procedimiento para otorgar una concesión para la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos puede ser: i) Por licitación o concurso público, y; ii) Por solicitud de parte.

3.5. **Decreto Legislativo N° 1362 que regula la Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos** (en adelante "Ley APP"), que establece en su artículo 40 que, de manera previa a la adjudicación, el Organismo Promotor de la Inversión Privada debe elaborar la Versión Final del Contrato y, sin excepción y bajo responsabilidad, recaba las opiniones establecidas en el artículo 41 de la ley mencionada.

De acuerdo con el numeral 41.1 del artículo 41 de la Ley APP, el Organismo Promotor de la Inversión Privada, debe recabar, entre otras, la opinión previa no vinculante del organismo regulador, exclusivamente sobre las materias de sus competencias.

De otro lado, el artículo 28 de la Ley APP, señala que el organismo regulador debe velar por el cumplimiento de las condiciones y términos propuestos en las ofertas técnica y/o económica del adjudicatario del proceso de promoción, las cuales forman parte integrante del contrato de Asociación Público Privada.

El artículo 57 de esta misma norma establece que, en los proyectos referidos a los sectores regulados, la supervisión se sujeta a lo dispuesto en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, ordenando adicionalmente que los contratos de asociación público privada contengan las disposiciones necesarias para asegurar una supervisión oportuna y eficiente durante la fase de ejecución contractual, con la finalidad de salvaguardar primordialmente el cumplimiento de los niveles de servicio.

3.6. **Reglamento de la Ley APP (en adelante "Reglamento APP"), aprobado mediante Decreto Supremo N° 240-2018-EF**, que en el numeral 55.2 señala que el Organismo Promotor de la Inversión Privada, en el presente caso Proinversión, debe recabar las opiniones a que se refiere la Ley APP, las cuales deben emitirse exclusivamente sobre las materias de sus competencias y sobre la base de la información y estudios referidos en el artículo 50 de la misma norma, estos son: i) El proyecto de Versión Final del Contrato; ii) El Informe de Evaluación Integrado (en adelante "IEI"); y, el iii) El Modelo Económico Financiero que sustente el esquema de financiamiento y pagos del proyecto.

De acuerdo con el numeral 55.3 del Reglamento APP, el plazo para la emisión de las opiniones e informe a la Versión Final del Contrato es de quince (15) días hábiles pudiéndose solicitar información adicional por única vez dentro de los primeros cinco (05) días hábiles. En estos supuestos el cómputo del plazo se suspende desde el día de efectuada la notificación de información adicional, reanudándose a partir del día hábil siguiente de recibida la información requerida.

Según el numeral 55.4 del Reglamento APP, las opiniones previas no emitidas dentro de los plazos previstos para tal fin, son consideradas como favorables, no pudiendo las entidades emitirlas con posterioridad.

Finalmente, de acuerdo con el numeral 55.8 del Reglamento APP, las opiniones e informes deben formularse una sola vez por cada entidad, salvo que el Organismo Promotor de la Inversión Privada solicite informes y opiniones adicionales. Las opiniones emitidas por las entidades no pueden ser modificadas por éstas, salvo en los casos en que la solicitud de informes y opiniones adicionales incorpore nueva información relevante.

3.7. **Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético** (en adelante "Ley FISE"), que estableció, entre otras disposiciones, que el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos estará constituida por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado para asegurar el abastecimiento de combustible al país.

De acuerdo con la norma citada, el Sistema de Seguridad Energético (en adelante "SISE") se remunera mediante un cargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos del gas natural, para cubrir los costos de inversión y explotación de las redes de ductos a desarrollar y de las instalaciones para el almacenamiento, definidas por el Ministerio de Energía y Minas, según los parámetros establecidos por Proinversión.

3.8. **Reglamento de la Ley N° 29852 (en adelante "Reglamento FISE"), aprobado mediante Decreto Supremo N° 021-2012-EM**, que señala en su artículo 4 que los proyectos del Sistema de Seguridad Energética, debidamente sustentados con los correspondientes estudios técnico-económico, deberán ser priorizados por el Minem, mediante Decreto Supremo. Dichos proyectos serán sometidos a procesos de promoción de la inversión privada conducidos por Proinversión conforme a la normativa vigente.

El numeral 5.1 del Reglamento FISE señala que el Sistema de Seguridad Energética, será remunerado mediante el Cargo Tarifario SISE, el que servirá para recaudar el costo total de inversión y explotación de la infraestructura de los ductos de transporte, distribución y de las instalaciones de almacenamiento estratégico.

En relación al Cargo Tarifario SISE, el artículo 5 del Reglamento FISE señala que los proyectos del Sistema de Seguridad Energética serán remunerados mediante dicho cargo, el cual servirá para recaudar el costo total de inversión y explotación de la infraestructura de los ductos de transporte, distribución y de las instalaciones de almacenamiento estratégico.

De acuerdo con el numeral 5.2 corresponde a Osinergmin aprobar el Cargo Tarifario SISE, las transferencias y las liquidaciones en función de lo indicado en dicho reglamento y lo previsto en el respectivo contrato de concesión.

En cuanto a la recaudación del Cargo Tarifario SISE, en el numeral 5.3 se señala que será recaudado por los Productores e Importadores que realizan la venta primaria, y comunicado al Administrador a que se refiere el numeral 1.1 en los medios, formatos y plazos que el Administrador disponga.

3.9. **Decreto Supremo N° 011-2016-EM,** estableció que el Proyecto "Masificación del Uso de Gas Natural – Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali", incorporado al Proceso de Promoción de la Inversión Privada mediante Resolución Suprema N° 053-2014-EF,

conducido por Proinversión; forma parte del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos a que se refiere la Ley Nº 29852 y será remunerado de acuerdo a lo establecido en el artículo 2 de la Ley N° 29852 y el artículo 5 de su Reglamento.

3.10. **Decreto Supremo N° 012-2016-EM, modificó los numerales 10.5 y 10.8 del Reglamento FISE**, estableció que el FISE puede cubrir individual o conjuntamente, una parte o la totalidad del Derecho de Conexión, la Acometida y el Servicio Integral de Instalación Interna de los proyectos incorporados en los programas de promoción de nuevos suministros residenciales en el marco del Programa Anual de Promociones y del Plan de Acceso Universal a la Energía, precisando que dicho financiamiento podrá ser recuperado en un 25%, 50% o sin cargo de devolución, dependiendo del nivel socioeconómico al que pertenezcan los hogares beneficiarios.

4 ACTUACIONES ADMINISTRATIVAS PREVIAS

4.1. De acuerdo con el numeral 48.5 del Reglamento APP, el OPIP[5] puede solicitar por escrito comentarios preliminares y recomendaciones de la entidad pública titular del proyecto, del organismo regulador de corresponder, y del Ministerio de Economía y Finanzas. De acuerdo con el numeral señalado, los comentarios, recomendaciones, apreciaciones generales y absoluciones a cualquier solicitud o pedido formulados por las entidades públicas, <u>no limitan, vinculan, ni se consideran como las opiniones previas</u> a que se refieren los artículos 39 y 40 de la Ley APP.

4.2. En el marco de lo previsto en el numeral precedente y el artículo 87 del Texto Único Ordenado de la Ley de Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (en adelante "TUO LPAG"), que regula el mecanismo de colaboración entre entidades, a solicitud de Proinversión, a lo largo del proceso de promoción en curso, se han venido realizando reuniones conjuntas de trabajo entre Proinversión, la Dirección General de Hidrocarburos (en adelante "DGH") del Minem y Osinergmin.

4.3. Del mismo modo, en adición a los comentarios y recomendaciones preliminares formuladas a lo largo del procedimiento de promoción en curso, con fecha 06 de marzo de 2020 se formuló y remitió a Proinversión las observaciones a la Quinta Versión del Contrato del Proyecto de Masificación, mediante correo electrónico.

4.4. Mediante correo electrónico de fecha 11 de marzo de 2020 recibido a las 20:18 horas, Proinversión remitió el proyecto de la Versión Final del Contrato de Concesión junto con las respuestas a las observaciones de Osinergmin comunicadas el 06 de marzo de 2020, señalando que, las mismas habían elaboradas previa coordinación con el Minem.

4.5. Con fecha 16 de marzo de 2020, mediante correo electrónico, el Sr. Rafael Ugaz Vallenas, Director Ejecutivo de Proinversión, remitió a Osinergmin el Oficio N° 14-2020/PROINVERSION/DE solicitando su opinión a la Versión Final del Contrato de Concesión del Proyecto de Masificación (en adelante "Contrato de Concesión". En dicho documento, Proinversión señaló que el mismo era remitido vía correo electrónico en

[5] OPIP: Definido en el artículo 4 del Reglamento APP, como "Organismo Promotor de la Inversión Privada", que para este caso corresponde a Proinversión según el artículo 12 del mencionado reglamento.

concordancia con lo dispuesto en el Decreto de Urgencia N° 026-2020, mediante el cual se establecieron diversas medidas excepcionales y temporales para prevenir la propagación del coronavirus en el territorio nacional. En dicho documento, se informó de un enlace web temporal que contenía los siguientes documentos:

Cuadro N° 1
Relación de Documentos entregados por Proinversión el 16.03.2020

N°	Título de Documento	Nombre de Archivo
1	Versión Final del Contrato de Concesión	*"VF-CC - HI-01 al 12-03-20 (cm 12-03-20)",* archivo en pdf.
2	Modelo Económico-Financiero	"Modelo Económico-Financiero Masificación Masificación", archivo en xlm.
3	Informe de Evaluación Integrado	"IEI - MUGN al 12-03-20 (cm 12-03-20) con Anexo 1", archivo en pdf.
4	Informe Desarrollo de Criterios de Elegibilidad	"E011906554 (12-07-20) - LPC - Inf Criterios Eligibilidad", archivo en pdf.
5	Informe de Disponibilidad de Terrero.	"E011910740 (15-11-19) - SANTIVÁÑEZ 322 - Disponibilidad de Terrenos - HI-01", archivo en pdf.
6	Informe de Análisis de Riesgo.	"E012001727 (02-03-20) - LPC - INF ECON-FINAC Y BANCAB - MOD ECON - INF RIESGOS - HI-01", archivo en pdf.

4.6. Con fecha 19 de marzo de 2020 y en el marco de lo señalado en el numeral 55.3 del Reglamento APP, mediante correo electrónico Osinergmin remitió a Proinversión el Oficio N° 68-2020-OS-GG solicitando información adicional para poder continuar con la evaluación de la Versión Final del Contrato de Concesión del Proyecto de Masificación y emitir la opinión solicitada. Como parte del requerimiento de información adicional, Osinergmin solicitó, entre otros, lo siguiente:

a. El Modelo Tarifario del Proyecto que sustenta las tarifas y cargos establecidos en la Cláusula 11 Régimen de Remuneración y Tarifarías del Contrato de Concesión.

b. El Manual de Uso del Modelo Económico Financiero, establecido en el artículo 35 del D.S. N° 240-2018-EF.

c. El Análisis de Sensibilidad del proyecto, establecido en el artículo 35 del D.S. N° 240-2018-EF.

4.7. Mediante correo electrónico recibido el 25 de marzo de 2020 Proinversión remitió el Oficio N° 15-2020/PROINVERSION/DE, indicando que la información solicitada se encontraba en el Informe Financiero N° 2-2020-2020/DPP/HI.01 y en el Informe Técnico Nº 3-2020-2020/DPP/HI.01, a los cuales se podía acceder a través de un enlace web temporal, conforme al siguiente detalle:

Cuadro N° 2
Relación de Documentos entregados por Proinversión el 25.03.2020

N°	Título de Documento	Nombre de Archivo
1	Informe Financiero	IF-02-2020-HI-01 (23-03-20) - Información adicional para opinión a VF-CC - HI-01 (et 24-03-20), en archivo word.
2	Informe Técnico	IT-03-2020-HI-01 (24-03-20) - Información adicional para opinión a VF-CC - HI-01 (vo 24-03-20), en archivo pdf y word.
3	Oficio Minem	E011909537 (10-10-19) - MINEM 109 - MIC SISE FISE, en archivo pdf.
4	Carta Aguaytía	Anexo 1(a) - Carta Aguaytía Energy (13-02-18) - Exp MINEM 2787122 Precio Gas Aguaytia, en archivo pdf.
5	Carta Aguaytía	Anexo 1(b) - E011801419 (15-02-18) - Aguaytìa Precio de Gas, en archivo pdf.
6	Contrato de Precio de Gas Natural para la Regiones	Anexo 2(a) - Contrato - Precio de Gas Natural para las Regiones (20-02-07), en archivo pdf.
7	Contrato de Precio de Gas Natural para la Regiones – Primer Addendum	Anexo 2(b) - Contrato - Precio de Gas - Final - Primer Addendum (20-02-07), en archivo pdf.
8	Contrato de Precio de Gas Natural para la Regiones – Segundo Addendum	Anexo 2(c) - Contrato - Precio de Gas - Final - Segundo Addendum (l08-05-13), en archivo pdf.
9	Contrato de Precio de Gas Natural para la Regiones – Tercer Addendum	Anexo 2(d) - Contrato - Precio de Gas - Final - Tercer Addendum (01-04-14), en archivo pdf.
10	Contrato de Precio de Gas Natural para la Regiones – Tercer Addendum	Anexo 3(a) - IT-01-2019-HI-01 (15-05-19) - Aprob actualiz tarifas 5ta v-CC- HI-01, en archivo pdf.
11	Modelo Tarifario	Anexo 3(b) - MODELO TARIFARIO Copia de Concesion Sierra Sur Rev 8b, en archivo xls.
12	Segundo Entregable - Estudio de Actualización de lo Propuesto del Régimen Tarifario poro lo Masificación del Uso del Gas Natural.	Anexo 3(c) - E011902889 (28-03-19) - LUIS ESPINOZA - Segundo Entregable, en archivo pdf.
13	Oficio Minem	Anexo 4(a) - E012000710 (28-01-20) - MINEM 110 - Costo 2do. punto conexion gas (1), en archivo pdf.
14	Documentos varios, entre ellos, el contrato de gas para las regiones, precio de gas natural propuesto por Aguaytía Energy, sustento de costo del punto adicional.	Anexo 4(b) - Correo electrónico MINEM - Luis Carbajal (23-03-20), en archivo rar, que contiene: • 0. Correo electrónico MINEM - Luis Carbajal (23-03-20) en archivo pdf. • 1. Contrato - Precio de Gas Natural para las Regiones (20-02-07), en archivo rar, que contiene: 01 - Contrato - Precio de Gas Natural para las Regiones (20-02-07), 02 - Contrato - Precio de Gas - Final - Primer Addendum (20-02-07), 03 - Contrato - Precio de Gas - Final - Segundo Addendum (l08-05-13) y 04 - Contrato - Precio de Gas - Final - Tercer Addendum (01-04-14). • 2. Precio Aguaytía Energy, en archivo rar, que contiene: Exp. 2787122 Precio Gas Aguaytia y Exp. 2381254 Carbajal. • 3. Punto Adicional archivo rar que contiene el Oficio No 110-2020-MINEM-DGH (PROINVERSION) 28-01-20 y el documento de Sustento Costo Punto adicional.

4.8. Cabe señalar que si bien de acuerdo con el numeral 55.3 del Reglamento APP, con la recepción del documento mencionado en el numeral precedente se hubiese reanudado el cómputo del plazo de 15 días hábiles con los que cuenta Osinergmin para emitir opinión respecto a la Versión Final del Contrato de Concesión del Proyecto de Masificación, corresponde señalar que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 28 del Decreto de Urgencia N° 029-2020, se suspendió por treinta (30) días hábiles el cómputo de los plazos de tramitación de los procedimientos de cualquier índole, incluso los regulados por leyes y disposiciones especiales, que se encuentren sujetos a plazo, que se tramitan en entidades del Sector Público, incluyendo los que encontraban en trámite. Ello fue comunicado a Proinversión mediante Oficio N° 102-2020-OS-GG remitido el 31 de marzo de 2020.

4.9. Sin perjuicio de lo anterior, considerando la priorización otorgada por el Poder Ejecutivo al referido proyecto y a lo solicitado por el Consejo Directivo, las gerencias que suscriben ponen a consideración el presente informe, a fin que de estimarlo conveniente sea remitido a Proinversión.

5 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO DE MASIFICACIÓN

El Proyecto de Masificación comprende el diseño, financiamiento, construcción, suministro de bienes y servicios, explotación de los Bienes de la Concesión, operación y mantenimiento del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en los departamentos de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali y su transferencia al Concedente al producirse la Terminación de la Concesión.

Figura N° 1
Ámbito de influencia del Proyecto de Masificación

Regiones	Ciudades
Apurímac	Andahuaylas y Abancay
Ayacucho	Ayacucho y Huanta
Huancavelica	Huancavelica
Junín	Huancayo y Jauja
Cusco	Cusco, Quillabamba y Calca
Puno	Puno y Juliaca
Ucayali	Pucallpa y Padre Abad

Consumidores Conectados (8 años) : **113 535**
Plazo de vigencia del contrato: 32 años
POC : 30 meses desde la Fecha de Cierre

Fuente: Proinversión

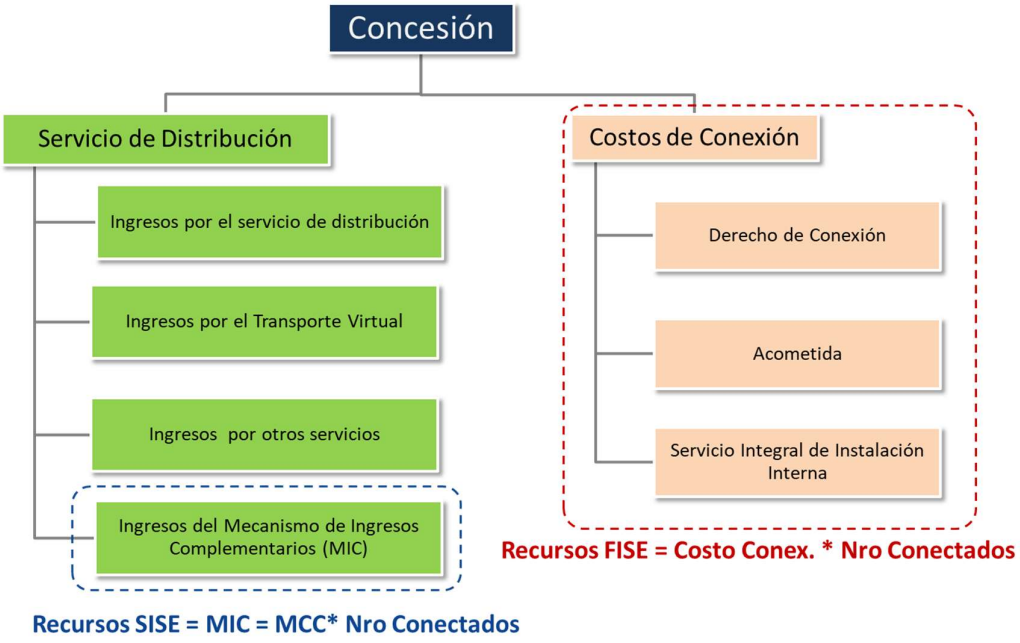
Bajo este proyecto, el Concesionario tiene la obligación de diseñar, suministrar bienes, servicios y construir el Sistema de Distribución, así como prestar el servicio público de distribución de acuerdo con lo establecido en las Leyes y Disposiciones Aplicables y el Contrato. También, es responsable del Transporte Virtual al Área de la Concesión.

La infraestructura del proyecto se inicia en el City Gate (conformada, entre otros, por la Estación de recepción de Gas Natural: filtrado, regulación, medición, odorización, almacenamiento, telemetría, control y supervisión y seguridad) y termina en las redes externas que comprende las Redes de Distribución en Alta y Media presión (en acero), y Redes de Distribución en Baja Presión (en Polietileno). Asimismo, comprende las Estaciones de Regulación Distrital, SCADA, y otros de acuerdo al Reglamento de Distribución y diseño bajo responsabilidad del Concesionario[6].

El plazo de la concesión es de 32 años contados a partir de la Fecha de Cierre. La concesión puede prorrogarse por plazos no superiores a 10 años, sin sobrepasar un plazo máximo acumulado de 60 años contado a partir de la Fecha de Cierre.

En la Figura N° 2 se presenta un esquema de la remuneración de la Concesión de acuerdo a lo señalado en el Contrato de Concesión. Por un lado, se tiene que el servicio de distribución será remunerado por cuatro ingresos, siendo uno de ellos cubierto por el SISE; mientras que los Costos de Conexión serán remunerados por tres cargos, todos ellos cubiertos por el FISE, tal como se muestra en la citada figura.

Figura N° 2
Ingresos de la Concesión



[6] Fuente: Informe de Evaluación Integrado del Proyecto de Masificación.

6 ALCANCES DEL PRESENTE INFORME

6.1. El ejercicio de las funciones y competencias asignadas a un organismo de la administración pública, como es el caso de Osinergmin, debe ser desempeñado en concordancia con el Principio de Legalidad, entendido como aquel deber de la Administración de actuar dentro del ámbito de competencia que le fue atribuido por la Constitución y las demás leyes, conforme lo señala el artículo 1.1 del TUO LPAG.

6.2. Las competencias de Osinergmin, le han sido otorgadas por la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores y la Ley N° 26734, Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, las mismas que fueron desarrolladas en el Reglamento General de Osinergmin aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM. De acuerdo con el artículo 3° de la Ley N° 27332, Osinergmin ejerce las funciones de supervisar, regular, normar, fiscalizar y sancionar, y solucionar controversias y reclamos de usuarios de los servicios que regula.

6.3. En relación a la función supervisora, cabe señalar que, de acuerdo con las normas citadas, esta comprende la verificación del cumplimiento de las obligaciones legales y técnicas establecidas en el marco normativo que regula sus actividades, y aquellas derivadas de los contratos de concesión, por parte de las entidades y demás empresas o personas que realizan actividades sujetas a su competencia.

Asimismo, la función supervisora permite verificar el cumplimiento de cualquier mandato o resolución emitida por el propio Osinergmin o de cualquier otra obligación que se encuentre a cargo de la entidad supervisada. Dicha función es reforzada por lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento General, el cual señala que Osinergmin debe velar por el cabal cumplimiento de los contratos de concesión eléctrica, de transporte de hidrocarburos por ductos y de distribución de gas natural por red de ductos.

6.4. En ejercicio de su función reguladora, este Organismo tiene la facultad de fijar, entre otros, las tarifas del servicio público de electricidad, así como los demás conceptos regulados vinculados a la prestación del servicio mencionado.

6.5. Como se ha señalado, el ejercicio de las funciones antes señaladas, tiene su origen en el ordenamiento jurídico; debiendo regirse por el Principio de Legalidad, a efectos de garantizar el respeto al ordenamiento y la seguridad jurídica. En ese entender, no resulta posible que este Organismo, se atribuya o pueda ser encargado de realizar facultades que no han sido contempladas en el marco normativo que define sus competencias.

6.6. De acuerdo a lo expuesto y para el caso que nos avoca, conforme con lo establecido en la Ley APP y su reglamento, Osinergmin debe emitir opinión, exclusivamente en materia de sus competencias, sobre la Versión Final del Contrato de Concesión del Proyecto de Masificación. Esto es concordante con lo dispuesto en el artículo 57 de la Ley APP donde se señala, en los proyectos en los sectores regulados, la supervisión de los Contratos de Asociaciones Público-Privadas se sujete a lo dispuesto en la Ley N° 27332, estableciéndose adicionalmente que dichos contratos deben contener las disposiciones necesarias para asegurar una supervisión oportuna y eficiente durante la fase de ejecución contractual, con la finalidad de salvaguardar primordialmente el cumplimiento de los niveles de servicio.

6.7. En esa línea, la participación de Osinergmin en el marco del proceso de promoción del Proyecto de Masificación y la emisión de la presente opinión, se enmarca en su rol de órgano supervisor del cumplimiento de disposiciones normativas y/o regulatorias, en aspectos técnicos y de seguridad, no pudiendo extenderse la misma a la aprobación y/o determinación de alguna tarifa y/o algún concepto regulatorio previsto en el Proyecto de Contrato, toda vez que, de acuerdo con el Reglamento de Distribución, la fijación de tarifas de distribución corresponde que se sea efectuada por Osinergmin, al término de la vigencia del periodo de tarifas iniciales y no en la etapa de transacción de un proceso de promoción a cargo de Proinversión.

6.8. Finalmente, resulta importante reiterar que las observaciones y evaluaciones técnicas previas, efectuadas en el marco del proceso de promoción fueron emitidas en el marco de lo previsto en el numeral 48.5 del Reglamento APP y el artículo 87 del TUO LPAG, que regula el mecanismo de colaboración entre entidades, por lo que las mismas no constituyen adelantos de opinión, ni la opinión a que se refiere la Ley APP y su reglamento.

7 EVALUACIÓN DE LA VERSIÓN FINAL DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

En la presente sección se precede a desarrollar el análisis al contenido del Contrato de Concesión en los temas que corresponden a las competencias de Osinergmin. Como resultado de dicho análisis se tienen las observaciones que sustentan la opinión final de Osinergmin respecto al contrato evaluado. Para ello, se ha dividido en tres categorías los resultados del análisis: i) Observaciones críticas; ii) Observaciones relevantes; y iii) Recomendaciones.

7.1 OBSERVACIONES CRÍTICAS

7.1.1 MECANISMO DE INGRESOS COMPLEMENTARIOS (MIC), EL MONTO POR CONSUMIDOR CONECTADO (MCC) Y EL DESTINO DE LOS RECURSOS SISE

El Contrato de Concesión prevé que uno de los ingresos del Concesionario corresponde al Mecanismo de Ingresos Complementarios (MIC), el cual se desarrolla en la cláusula 11.4 del Contrato de Concesión. Además, señala que este mecanismo será cubierto a través de los recursos provenientes del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE).

Al respecto, se debe indicar que de acuerdo al artículo 2[7] de la Ley FISE, los recursos provenientes del SISE tienen por objeto cubrir los costos de inversión y de explotación

[7] Ley Nº 29852

"Artículo 2. Cargo y destino del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos

(…)

El cargo a que se refiere el párrafo anterior, servirá para cubrir los **costos de inversión y de explotación de las redes de ductos a desarrollar y de las instalaciones para el almacenamiento** definidas por el Ministerio de Energía y Minas, según los parámetros establecidos por Proinversión." (El subrayado es nuestro)

de las redes de ductos a desarrollar en el marco de dicha ley. Asimismo, el artículo 5[8] del Reglamento FISE, señala que el costo total de inversión y explotación de la infraestructura de los ductos de distribución será remunerado mediante el Cargo Tarifario SISE.

Ahora bien, de la lectura del literal G. Cálculo del Valor Contable de la página 78 del Informe de Evaluación Integrado (IEI) se indica que: *"El MIC recibido, al igual que los ingresos por tarifas, puede ser utilizado por el Concesionario para cubrir gastos de OyM, gastos financieros, impuestos e inversiones destinadas al desarrollo del sistema de distribución"*. Al respecto, lo señalado en el IEI se contrapone con la Ley N° 29852 y su Reglamento, puesto que los recursos SISE no pueden destinarse para cubrir gastos financieros ni impuestos del Concesionario. Cabe señalar que, de acuerdo al Modelo Tarifario, los costos de operación y mantenimiento son remunerados por las tarifas de distribución; por tanto, el MIC sólo cubriría las inversiones del Proyecto de Masificación.

Se debe señalar que Proinversión ha indicado en la carta de respuesta a la solicitud de información adicional solicitada por Osinergmin lo siguiente: *"... el MIC es un ingreso del Concesionario, y como tal financia, entre otros conceptos, al CAPEX del Sistema de Distribución*[9]". Como se puede apreciar, Proinversión ha señalado que el SISE va a ser destinado para "otros conceptos", los mismos que no han sido definidos ni han sido especificados en su carta de respuesta, de lo que se desprende que el MIC cubrirá como por ejemplo gastos financieros e impuestos, a pesar de que dichos conceptos no pueden ser reconocidos por los recursos del SISE según la normativa vigente.

Asimismo, el texto antes citado del IEI no se condice con la definición de Monto por Consumidor Conectado (MCC) a ser ofertado por los postores, definido en el numeral 40 de las bases del proceso de promoción conducido por Proinversión, en donde se señala:

PERÚ | Ministerio de Economía y Finanzas | Agencia de Promoción de la Inversión Privada | Dirección de Portafolio de Proyectos

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres"
"Año de la Lucha contra la Corrupción y la Impunidad"

39.- MINEM:
Es el Ministerio de Energía y Minas.

40.- Monto por Consumidor Conectado:
Es el monto que el Postor debe proponer en su Oferta, expresado a la fecha de presentación de la misma. Este monto comprende las inversiones (CAPEX) del Sistema de Distribución. No incluye los Costos de Conexión definido en el Contrato de Concesión.

Si bien la definición de MCC contenida en las bases del proceso de promoción conducido por Proinversión es acorde con la Ley N° 29852 y su Reglamento, de la lectura del

[8] Reglamento de la Ley N° 29852, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2012-EM, señala lo siguiente:

"Artículo 5.- Remuneración del SISE

El SISE, conforme a lo dispuesto en la Ley, será remunerado mediante el Cargo Tarifario SISE, el que servirá para recaudar el **costo total de inversión y explotación de la infraestructura de los ductos de** transporte, **distribución** y de las instalaciones de almacenamiento estratégico a que se refiere el Artículo 4 del presente Reglamento." (El subrayado es nuestro)

[9] Señalado en el numeral 3.4 del Informe Financiero N° 2-2020/DPP/HI.01 de fecha de recepción por Osinergmin el 25 de marzo de 2020.

Contrato de Concesión no se observa que lo señalado haya sido incluido en el mencionado contrato. Por lo tanto, la definición de MCC debe ser incluida en los mismos términos en el Contrato de Concesión.

Por otro lado, de la lectura de la cláusula 11.4.16 del Contrato de Concesión, se entendería que los recursos del MIC tienen por objeto cubrir los costos de inversión (CAPEX) del Proyecto de Masificación (hundimiento de inversiones). Asimismo, se establece una metodología para el reconocimiento del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y como parte de dicha metodología se permitiría reconocer inversiones adicionales realizadas por el Concesionario respecto a las inversiones mínimas necesarias para cumplir con el Plan Mínimo de Concesiones; sin embargo, ello no ha sido consignado de manera explícita en el Contrato de Concesión.

Por lo antes expuesto, consideramos que en el Contrato de Concesión se debe definir y especificar claramente que el MCC será aquel que permita cubrir en su totalidad los costos de inversión (CAPEX) del Proyecto de Masificación, tal como lo dispone la Ley N° 29852 y su Reglamento, las bases del proceso de promoción y lo señalado en la cláusula 11.4.16.

7.1.2 METODOLOGÍA DEL CÁLCULO DEL VNR AL FINALIZAR EL PRIMER PERIODO TARIFARIO

Conforme se ha señalado en el numeral 7.1.1 del presente informe, de la cláusula 11.4.16 del Contrato de Concesión, referida al tratamiento tarifario de las inversiones, se entendería que una vez finalizado el Primer Periodo Tarifario, los costos de inversión del Proyecto de Masificación quedarían cubiertos (hundimiento de inversiones). En esa línea, dicha cláusula establece una metodología para reconocer inversiones adicionales realizadas por el Concesionario respecto a las inversiones para cumplir el Plan Mínimo de Concesiones (PMC). Sobre el particular, se advierte que no es claro lo señalado en el tercer párrafo de dicha cláusula, referido al cálculo de la diferencia inicial y el producto obtenido del Monto por Consumidor Conectado (MCC) multiplicado por el número total de Consumidores Conectado del PMC. Debe precisarse si el MCC al que se hace referencia en la cláusula, es el MCC máximo definido como factor de competencia o el MCC ofertado por el postor ganador.

En efecto, podría entenderse que el MCC citado en la cláusula bajo análisis se refiere al valor ofertado por el postor ganador, en cuyo caso y de ser así, existe un riesgo de que los postores realicen *"ofertas temerarias"*, es decir oferten un MCC muy inferior al valor máximo del MCC a ser aprobado por Proinversión, buscando con ello adjudicarse la Concesión y obtener un VNR significativo al final del Primer Periodo Tarifario, el mismo que sería reconocido en la tarifa de distribución en los próximos Periodos Tarifarios. Esta situación generaría tarifas de distribución no competitivas, requiriéndose en consecuencia nuevamente recursos SISE u otros para hacer viable la concesión.

Sobre este punto, cabe señalar que de acuerdo con el numeral 52.3 del artículo 52 del Reglamento APP, corresponde al OPIP, en el presente caso Proinversión, elaborar Bases que cumplan con el objetivo de <u>mitigar la presentación de ofertas temerarias y fomentar la competencia</u>, transparencia, integridad y eviten actos de corrupción.

Para ilustrar el efecto de la aplicación de la cláusula 11.4.16 y de las posibles ofertas temerarias que podrían contravenir con lo previsto en el numeral 52.3 antes citado, a modo de ejemplo se presentan los resultados de los VNR's para tres posibles escenarios con diferentes valores de MCC, ello teniendo en cuenta que el Concesionario conectará a los 113 535 clientes del PMC y que, al término del Primer Periodo Tarifario, las inversiones ejecutadas por el Concesionario son valorizadas por Osinergmin mediante la metodología de VNR, ascendiendo estas a 153 USD MM[10].

Cuadro N° 3
Aplicación de Metodología del Contrato de Concesión

Ítem		Unidades	MCC Ofertado por Postores USD/Cliente Conectado		
			500	1000	1788
A	MIC (113 535 x MCC)	USD MM	57	114	203
B	Valorización de la Infraestructura en Operación al termino del año 8 Aplicación de metodologia VNR Osinergmin (Costos Unitarios x Metrado)	USD MM	153	153	153
C	Inversion no Reconocida por el MIC $\forall(B<A)\Rightarrow 0 \wedge \forall(B\geq A)\Rightarrow(B-A)$	USD MM	**96**	**39**	**0**

Como se observa, ante una "oferta temeraria" de 500 USD/Cliente del postor ganador, se obtiene que al término del Primer Periodo Tarifario se tendría que incluir en las tarifas de distribución las anualidades de un CAPEX ascendente a USD 96 MM (anualizado a 30 años y con una tasa de descuento del 12%), lo cual representa un 63% de la inversión total. De igual modo, ante una oferta de MCC de 1 000 USD/Cliente, se obtiene un CAPEX ascendente a USD 39 MM, el cual representa un 25% de la inversión total.

De los resultados de los dos primeros escenarios antes descritos, se puede concluir que el objetivo del Concesionario sólo sería adjudicarse la Concesión y no ofertar un MCC real y competitivo que remunere el íntegro de las inversiones para cumplir el PMC, tal como se plantea en la definición de MCC contenida en las bases del proceso de promoción de Proinversión.

Ahora bien, en el tercer escenario se tiene que para un MCC de 1788[11] USD/Cliente, tal como lo señala el Modelo Económico Financiero, se obtiene que al término del Primer Periodo Tarifario los ingresos por MIC cubrirían la totalidad de las inversiones del Proyecto de Masificación, lo cual es concordante con la Ley N° 29852 y su Reglamento, así como de la definición de MCC contenida en las bases del proceso de promoción de Proinversión.

[10] Valor obtenido del Modelo Económico Financiero.

[11] Obtenido del Modelo Económico-Financiero Masificación de fecha de recepción por Osinergmin el 16 de marzo de 2020.

Se debe tener en cuenta que, el valor de MCC igual a 1788 USD/Cliente, no refleja el costo por consumidor conectado que se puede obtener del Modelo Tarifario, sino corresponde al valor máximo de MCC que se utiliza en el Modelo Económico Financiero a fin de hacer bancable el Proyecto de Masificación. Dicho valor del MCC, a ser aprobado por Proinversión como Factor de Competencia, será tal que refleje las inversiones eficientes que debe ejecutar el Concesionario para cumplir al menos el PMC y cuyas redes permitan conectar como mínimo un 70%[12] de los potenciales consumidores residenciales. Lo antes señalado, ha sido mencionado por Proinversión en su carta de respuesta[13] al pedido de información adicional que a la letra señala lo siguiente:

> *"...No se ha visto por conveniente realizar sensibilidades con respecto a costos menores, ya que el modelo usa data de costos eficientes dentro de la industria optimizados para el cumplimiento del Plan Mínimo de Conectados. Por tanto, sensibilizar a costos mayores sería aceptar ineficiencias proyecto dando lugar a mayores usos de recursos del SISE."* (subrayado nuestro).

Asimismo, teniendo en cuenta que de la lectura del Contrato de Concesión, no solo se busca hundir la totalidad de las inversiones necesarias para cumplir con el PMC, sino que además, busca reconocer inversiones adicionales eficientes que ejecute el Concesionario en aras de permitirle la expansión de la concesión más allá del PMC. Ahora bien, teniendo en cuenta que el valor máximo de MCC que fije Proinversión como límite para la admisión de ofertas[14], corresponde a un valor eficiente en el reconocimiento de las inversiones para cumplir con el PMC, tal como ha señalado en su respuesta al pedido de información adicional, las inversiones excedentes que se determinen en aplicación de la cláusula 11.4.16, deben ser determinadas por tanto, tomando como referencia dicho valor máximo de MCC aprobado por Proinversión y no con el MCC ofertado por el postor ganador.

Lo antes señalado es acorde con lo previsto en las reglas para la aplicación del principio de enfoque de resultados previsto en el artículo 4 de la Ley APP, según las cuales *"Entre dos o más alternativas legalmente viables, se debe optar por la que permita la ejecución del proyecto en los plazos correspondientes, la que promueva la inversión, la que garantice la disponibilidad del servicio, la que permita alcanzar o mantener los niveles de servicio del proyecto, o la que resulte más conveniente en términos de costos, eficiencia o sostenibilidad"*.

Por lo antes expuesto, en relación a la cláusula 11.4.16 del Contrato de Concesión, consideramos que la determinación del VNR del Primer Periodo tarifario que se incluirá en la base tarifaria de los sucesivos periodos regulatorios debe ser calculado en base al

---

[12] Factor de Penetración definido en el Informe de Evaluación Integrado

[13] Señalado en el numeral 3.5 del Informe Financiero N° 2-2020/DPP/HI.01 de fecha de recepción por Osinergmin el 25 de marzo de 2020

[14] Numeral 2.1 del Anexo 4 de las Bases Actualizadas del Concurso Público Internacional para otorgar en concesión el Proyecto: "Masificación de Uso de Gas Natural – Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali" - Enero 2019

> *"2.1 Sólo serán aceptables las Ofertas que presenten valores para el Monto por Consumidor Conectado, que sean iguales o menores al valor máximo que ratificará el Director Ejecutivo de PROINVERSIÓN, previa aprobación del Comité. Dicho valor se comunicará mediante Circular."*

valor máximo de MCC aprobado por Proinversión, ello para evitar ofertas temerarias y reconocer costos eficientes de VNR.

7.1.3 DERECHO DEL CONCESIONARIO A LA COMERCIALIZACIÓN DIRECTA DE GNC/GNL

En la cláusula 7.15 del Contrato de Concesión se señala que el Concesionario podrá realizar la comercialización de GNL y/o GNC de forma directa a Consumidores dentro del área de concesión.

Al respecto, se debe señalar que el Decreto Supremo N° 057-2008-EM mediante el cual se aprobó el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL), establece que los únicos agentes autorizados para la comercialización de GNC y/o GNL son los Agentes Habilitados en GNC o Agentes Habilitados en GNL, debidamente autorizados por la DGH.

Actualmente, no existe en la normativa vigente disposiciones aplicables a un agente que efectúe actividades de comercialización según el Reglamento aprobado por el mencionado decreto y que además, le aplique las disposiciones exigibles como Concesionario de Distribución de Gas Natural. Se debe tener en cuenta que la naturaleza de ambos negocios es diferente, llegando incluso a ser excluyentes uno del otro.

De acuerdo a lo señalado, en virtud de la cláusula bajo análisis del Contrato de Concesión, además de otorgar la concesión de distribución (motivo del concurso), se estaría facultando al futuro Concesionario a tener un rol de Agente Habilitado en GNC o GNL. Lo señalado, le otorgaría el derecho a comercializar directamente con consumidores importantes como son industrias, GNV, etc. sin que estos formen parte de la Concesión con el agravante de que sean excluidos de pagar las tarifas de distribución. Además, dicha exclusión conllevaría a que dicha demanda, por ser significativa, no sea considerada en el reajuste a que nos referimos en el literal B) del numeral 7.2.4 del presente informe, con el consiguiente perjuicio a todos los usuarios de la Concesión quienes no se beneficiarían de la posible reducción de tarifas.

Asimismo, se debe tener en cuenta que la actividad de comercialización de GNC y/o GNL que plantea el Contrato de Concesión tiene por finalidad abastecer a las localidades de la Concesión ante la falta de un sistema de transporte por ductos. Inclusive, la tarifa resultante ha sido evaluada considerando la demanda proyectada de toda la Concesión, es decir, dicha demanda ya remunera los bienes relacionados con el transporte virtual (estaciones de compresión/licuefacción, camiones que transportan GNC/GNL, estaciones de descompresión/regasificación y almacenamiento). Por lo señalado, no debe interpretarse que, además de abastecer a la Concesión, el Concesionario esté habilitado a comercializar directamente gas natural mediante GNC y/o GNL, usando el Transporte Virtual pagado por los usuarios regulados.

Conceder este derecho de "comercialización", a partir de la necesidad del transporte virtual que requiere la Concesión y siendo este ya remunerado por los usuarios regulados de la Concesión, desvirtúa la finalidad de dicho transporte virtual, con el consiguiente perjuicio que origina un aprovechamiento desleal contra la Concesión por parte del Concesionario.

Por otro lado, se debe señalar que la captación de clientes importantes por parte del Concesionario para comercializar directamente GNC y/o GNL sin que estos paguen las tarifas de distribución, constituye un *"autodescreme"* de la demanda de la Concesión, entendiéndose esta no como la capacidad del Concesionario de conseguir clientes con consumos importantes sino como el grave perjuicio para la Concesión de no considerar a dichos clientes como parte de la demanda de la misma, con la consiguiente obtención de tarifas anticompetitivas y poniendo en riesgo la expansión y sostenibilidad de la Concesión a lo largo del plazo de la misma.

Como experiencia sobre el descreme en otras concesiones, se tiene a las Concesiones Norte y Sur Oeste, las cuales han perdido demanda debido a la intervención en sus mercados de agentes comercializadores de GNC y/o GNL quienes ofrecen precios competitivos respecto a los ofrecidos por dichas concesiones, poniendo en riesgo la viabilidad de las mismas.

Una de las causas de dicha problemática se debe a la suma de dos componentes, el Precio del GNL y la TTV consignados en los contratos de dichas concesiones, que a la fecha asciende a 8,6 USD/MMBTU, ello sin considerar la tarifa de distribución, lo cual resulta anticompetitivo comparado con los precios de GNC ofertados por los agentes comercializadores de dicho producto, que varían entre 8 y 9 USD/MMBTU, ello gracias a los bajos costos del gas natural en la Concesión de Lima y Callao.

La situación expuesta no ocurriría en el Proyecto de Masificación, el cual tendría un Precio de Gas más TTV en el orden de 6,2 USD/MMBTU, el cual es inferior a los precios que otorgan los comercializadores de GNC. En esa línea, el Concesionario tendría un margen entre 2 y 3 USD/MMBTU para cobrar como tarifa de distribución a los clientes con quienes comercialice directamente, sin arriesgarse a que la demanda de su Concesión sea descremada por agentes externos.

Por tanto, de mantenerse lo señalado en el Contrato de Concesión respecto a permitir al Concesionario la comercialización directa de GNC y/o GNL, se tendría las siguientes consecuencias, sumadas a las antes señaladas:

- **Auto descreme en la concesión:** El Concesionario con la finalidad de "obtener mayores ingresos para su beneficio", tiene el incentivo de atender directamente a cualquier cliente comercial, industrial, e incluso una estación de GNV, con consumos importantes de gas natural. Esta situación reduciría significativamente la demanda de la Concesión puesto que no habría incentivo para que dichos clientes formen parte de la Concesión, con el consiguiente perjuicio de que el resto de usuarios de la concesión no se beneficien con la reducción de las tarifas de distribución debido al subsidio cruzado interno, poniendo en riesgo la expansión y sostenibilidad de la Concesión.

- **Limita la expansión de redes de distribución:** Con la finalidad de capturar a un cliente industrial o GNV ubicado dentro de una localidad, el Concesionario puede dejar de planificar y ejecutar redes alrededor de dicho cliente con la finalidad de que este sea atendido directamente con GNC y/o GNL sin que este pague la tarifa de distribución, resultando en un beneficio para este y en una competencia desleal para otros clientes similares que si están conectados a la red de distribución y además pagan la tarifa de distribución.

- **Acceso a precios preferenciales del gas natural para beneficio ajeno a la Concesión:** El *"Contrato sobre el Precio de Gas Natural para las Regiones"* establece precios preferenciales aplicables a los clientes de los titulares de las Concesiones y define como Concesiones a aquellas "(…) *concesiones de gas natural por red de ductos y los Proyectos correspondientes al área de las Regiones o una parte de ellas"*. Sobre el particular, el Concesionario podría tener acceso a estos precios preferenciales para atender directamente con GNC y/o GNL a comercios, industrias y estaciones de GNV con consumos importantes de gas natural, sin que estos paguen tarifas de distribución, permitiendo al Concesionario obtener ingresos adicionales, con el agravante de no promover el desarrollo y sostenibilidad de la Concesión, contraviniendo el compromiso de Proinversión establecido en la cláusula 3.1[15] del *"Contrato sobre el Precio de Gas Natural para las Regiones"*.

- **Desequilibrio económico financiero:** De acuerdo al Modelo Tarifario, se han incluido algunos clientes industriales como parte de la demanda que tendría la Concesión. Si bien, esta demanda no está garantizada para el Concesionario, se debe señalar que otorgarle el derecho a comercializar directamente con GNC y/o GNL no incentiva que los clientes industriales formen parte de la Concesión, generando un posible desequilibrio económico financiero. En efecto, como el Concesionario podría abastecer a dichos usuarios industriales directamente con GNC y/o GNL, los ingresos esperados de dichos clientes, de las categorías C, D y E no formarían parte de la demanda esperada para mantener el equilibrio tarifario del Primer Periodo Tarifario. Esto puede originar que el Concesionario solicite modificaciones a su Contrato de Concesión (adendas) a efectos de poder mantener los ingresos estimados en el Modelo Tarifario, y con ello, mantener el equilibrio económico financiero.

- **Impacto en la TTV:** El literal b) de la cláusula 11.3 del Contrato de Concesión establece el TTV y su metodología de reajuste anual, donde dicha TTV variará anualmente según los niveles de consumo de cada región, ello debido a que el valor de TTV2 se determinará anualmente (a partir del 2do año) como la suma ponderada de la TTV por cada Departamento (TTVR) y el Volumen Transportado de Gas Natural a cada Departamento (VTGR).

  Al respecto, para ilustrar el efecto en la TTV por la comercialización directa a un cliente con GNC o GNL por parte del Concesionario, veamos el siguiente ejemplo donde un gran cliente industrial ubicado en la región Puno, en donde el valor de TTVR es de 166 S$/mil m^3. La sola presencia de dicho cliente generará que la TTV2 sea más cercana a 166 US$/mil m^3, ello porque en una ponderación el elemento que tiene mayor peso, en este caso el departamento que tiene mayor volumen consumido, tiene mayor influencia en el cálculo del TTV2. Con ello, los usuarios de la Concesión se verían perjudicados por un TTV2 alto, por la participación de un gran cliente que además no paga tarifas de distribución.

[15] "Cláusula Tercera.- Compromisos de las partes

3.1 PROINVERSIÓN se compromete a promover el desarrollo de sistemas de distribución y transporte de gas natural por duetos al servicio de las Regiones, en especial las áreas que comprenden las Concesiones."

- **No se condice con el Título VI-A del Reglamento de Distribución:** El Título VI-A del Reglamento de Distribución dispone que el Concesionario podrá abastecer de gas natural, mediante GNC o GNL, a aquellas áreas de las Concesiones donde no sea económica ni técnicamente viable llegar a través del sistema de distribución o sistema de transporte de gas natural por ductos. Este abastecimiento es autorizado por el Minem, con opinión previa de Osinergmin. Sin embargo, el Contrato de Concesión autoriza directamente este abastecimiento de GNC y/o GNL, sin previa evaluación de viabilidad, lo cual contraviene lo previsto en el citado Reglamento de Distribución. En ese contexto, podría darse el caso de un cliente con demanda importante, cuyo abastecimiento puede resultar técnica y económicamente viable mediante redes de distribución, pero por decisión del Concesionario podría ser atendido mediante GNC Y/o GNL, autodescremando a la Concesión.

Por lo tanto, consideramos que el Contrato de Concesión debe excluir la posibilidad de que el Concesionario pueda comercializar directamente GNC o GNL con clientes industriales u otros sin que estos paguen las tarifas de distribución, o en caso contrario, estos clientes paguen una tarifa de distribución o comercialización que alcancen un precio final sin poner en riesgo que otros agentes descremen a la Concesión.

7.1.4 VALOR CONTABLE DE LOS BIENES DE LA CONCESIÓN

El Contrato de Concesión establece la definición de Valor Contable y su respectiva metodología para su cálculo, donde se indica lo siguiente: i) El retiro del monto MIC que resulta de los primeros 26 584 Consumidores Conectados pertenecientes al Plan Mínimo de Conexiones ii) Considerar solo el 50% del monto restante proveniente del MIC.

Cabe señalar que, en respuesta a la solicitud de información adicional a la consulta referida al valor contable[16] Proinversión respondió lo siguiente:

> *"...el Valor Contable se aplica en casos de terminación de la Concesión para la determinación del valor de liquidación (tanto para terminación anticipada o vencimiento del plazo). El cálculo del Valor Contable debe dar como resultado el monto invertido por el Concesionario, pues de lo contrario se atentaría contra la bancabilidad (y, por ende, la viabilidad) del Proyecto como APP. Esta liquidación, por tanto, no tiene que relacionarse con el objeto de una revisión tarifaria como se comenta."*

Respecto al que se estaría atentando la bancabilidad del Proyecto, se debe señalar que el Proyecto de Masificación cuenta con aportes del SISE que le permiten viabilizar su desarrollo, pues está dirigido a cubrir las inversiones (CAPEX) del sistema de distribución requerido para atender el Plan Mínimo de Conexiones, ello mediante el MIC. Asimismo, de acuerdo al Modelo Tarifario del Proyecto de Masificación, los costos de operación y mantenimiento (OPEX) están cubiertos por las tarifas de distribución establecidas en el

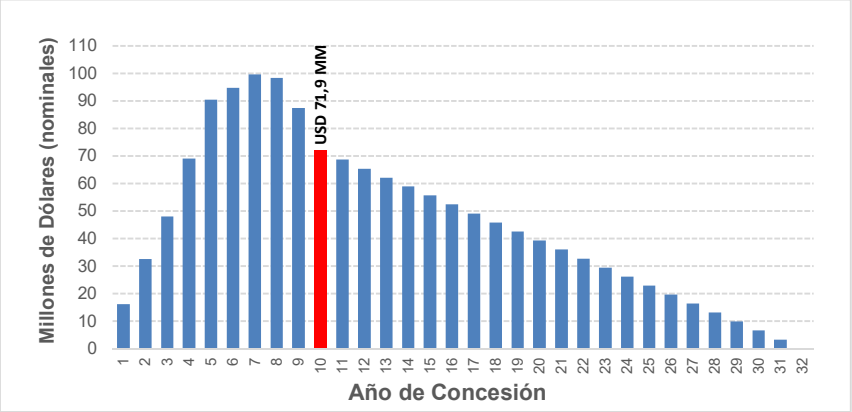
[16] Oficio N° 015-2020/PROINVERSIÓN/DE presentó el Informe Financiero N° 2-2020/DPP/HI.01

Contrato de Concesión. Por tanto, todos los costos del Proyecto están cubiertos, manteniéndose en consecuencia el equilibrio económico financiero de la Concesión.

Por otro lado, no resulta correcto señalar que el Valor Contable no esté relacionado con la revisión tarifaria, pues Osinergmin no solo debe evaluar las condiciones de las Tarifas Iniciales del Contrato de Concesión, sino que además, debe analizar las condiciones en las que terminaría el Primer Periodo Tarifario, dado que a partir de dicho momento Osinergmin aprobará las tarifas y demás conceptos aplicables a la Concesión, tomando como punto de partida los eventuales pasivos que origine el Primer Periodo Tarifario y/o las posibles interpretaciones del Contrato de Concesión a partir de dicho momento.

Ahora bien, de la revisión del Modelo Económico Financiero del Proyecto de Masificación, donde se plasma la metodología de cálculo del Valor Contable, se observa que al término del Primer Periodo Tarifario (año 10 en el Modelo Económico Financiero, pues considera dos años de construcción), dicho Valor Contable de la Concesión asciende a USD 71,9 MM, tal como se muestra en la Gráfico N° 1. Es decir, dicha metodología no considera que los desembolsos del MIC al Concesionario habrían cubierto la totalidad del CAPEX para desarrollar el Plan Mínimo de Conexiones, tal como se desprende de la definición de MCC de las bases del proceso de promoción de Proinversión, citada en el numeral 7.1.1 del presente informe.

Gráfico N° 1
Aplicación de la Metodología del Valor Contable según año de la Concesión



Fuente: Proinversión - Modelo Económico Financiero

En ese sentido, se advierte que la metodología desarrollada en el Contrato de Concesión para determinar el Valor Contable, genera los siguientes riesgos para la sostenibilidad de la Concesión al término del Primer Periodo Tarifario:

- Terminación anticipada por renuncia del Concesionario en el año 8, pues recibiría USD 55,4 MM (71,9 por Valor Contable - 16,5 por penalidad por renuncia); aun cuando el MIC le pagó todo el CAPEX.

- Conducta oportunista del Concesionario para solicitar el reconocimiento de una parte del CAPEX, pues según el Valor Contable al año 8, el MIC no le habría cubierto su totalidad.

En relación al primer riesgo, se debe señalar que el monto que recibiría por Valor Contable ascendente a USD 79,1 MM menos la aplicación de la penalidad, ascendente a USD 16,5 MM, podría ser un escenario más atractivo que continuar con la Concesión misma, en cuyo caso se perjudicarían todos los usuarios de la Concesión. Este problema, se origina en la misma metodología establecida en el Contrato de Concesión, pues no existe sustento en el valor de 26 584 clientes retirados del MIC y el porcentaje que se destina para cubrir el CAPEX (50% del monto restante del MIC). Sobre este punto, el Informe Financiero[17] de Proinversión señala lo siguiente:

> *"Del cual se puede concluir lo siguiente: i) que la meta de los tres (3) primeros años del Plan Mínimo de Conectados es de 26,584 conectados, periodo en el cual por ser muy pocos los conectados las transferencias se usan para cubrir los déficits operativos; ii) monto del 50% del MIC para ser aplicable al valor contable, se obtiene de los resultados del modelo manteniendo la premisa de que el valor en libros refleje el valor de la inversión.*"

Como se observa, Proinversión señala que el monto que se retira por los primeros 26 584 conectados corresponden para cubrir déficits operativos, a su vez se señala que el MCC se ha calculado como el monto a pagar por Consumidor Conectado del Plan Mínimo de Conexiones, de modo tal que, permita al Concesionario obtener una Tasa Interna de Retorno (TIR) adecuada para el Proyecto de Masificación y, además, se logre la bancabilidad al Proyecto[18]. Sobre esto, no resulta congruente estructurar una metodología del Valor Contable en la que se pretenda establecer el reconocimiento de los "déficits operativos" ya que al estar inmersos dentro del MCC que oferta el postor, es este quien debe asumir el riesgo de dicho déficit, pues en su oferta debe evaluar cuanto representan y en su defecto asignarlo al MCC que oferta.

Por otro lado, se menciona que el 50% se determinó de tal forma que se mantenga la premisa de que el valor en libros refleje el valor de la inversión. Al respecto, se debe señalar que de acuerdo a la definición del MCC contenida en las bases del proceso de promoción de Proinversión, este remunera el CAPEX del Proyecto, por tanto, dicho CAPEX está totalmente pagado a través del MIC. Por ello, no se entiende la razón de mantener un Valor Contable en libros después del Primer Periodo Tarifario, ya que, de mantenerse el porcentaje indicado y en caso el Concesionario solicite la terminación anticipada de la Concesión por renuncia, este tendría el derecho a un pago por las inversiones que ya fueron pagadas por el MIC, es decir, el Valor Contable resulta en un doble reconocimiento por las inversiones ya pagadas.

En relación al segundo riesgo, se debe señalar que al existir un monto significativo de Valor Contable al término del Primer Periodo Tarifario, el Concesionario, en una conducta oportunista, podría argumentar que el CAPEX del Primer Periodo Tarifario no ha sido cubierto en su totalidad por el MIC, solicitando por tanto, su inclusión de dicho valor en los sucesivos procesos regulatorios que conduzca Osinergmin.

[17] Informe Financiero[17] N° 2-20 Nº 2-2020/DPP/HI.01 presentado como información adicional
[18] Tercer párrafo del numeral 3.3 del Informe Financiero N° 2-20 Nº 2-2020/DPP/HI.01

Por lo expuesto, consideramos que se debe reformular la metodología de cálculo del Valor Contable contenida en el Contrato de Concesión, a efectos de que sea congruente con el criterio del Contrato de Concesión de que la inversión ha sido pagada por el MIC en su totalidad durante el Primer Periodo Tarifario, es decir, que los bienes de la concesión deben ser considerados como costo hundido.

7.1.5 PRECIO MEDIO DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

De la fórmula consignada en el literal f.1 del numeral 11.3 del Contrato de Concesión, se desprende que la facturación será según la fuente de suministro, es decir, podría darse el caso extremo que se facture el suministro de gas en forma diferenciada a cada localidad, ello dependiendo de la fuente de suministro de gas natural. Por citar un ejemplo, si Ayacucho se abasteciera del Lote 88; Cusco se abasteciera con GNL de Pampa Melchorita y Huancavelica con GNC de un proveedor de Lima, entonces en cada localidad se tendría una facturación diferente, ello según el precio de suministro del gas natural. Al respecto, en concordancia con la normativa vigente, debería determinarse un precio medio de suministro, uno para las regiones de la Sierra y otro para la región Ucayali, considerando además los precios según tipo de consumidor.

Lo señalado es concordante con las obligaciones de los concesionarios de distribución previstas en el artículo 42 del Reglamento de Distribución, específicamente la señalada en el literal h) del citado artículo donde se señala que los Concesionarios no pueden ofrecer ni otorgar ventajas o privilegios entre los Consumidores por la misma clase de servicio.

En la misma línea, en el literal a) del numeral 3.2 del Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural aprobado con Decreto Supremo N° 040-99-EM[19], se establece que el Productor, Transportista, Distribuidor y comercializador están obligados a contemplar en sus respectivos contratos que *"a) En las relaciones comerciales por la compraventa o suministro de Gas Natural y por el servicio de transporte y distribución de Gas Natural, no se podrá aplicar condiciones desiguales para prestaciones equivalentes…"*

Sobre la base de lo previsto en el Reglamento de Distribución y de Promoción, en el artículo 7 de la Norma Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final aprobada con Resolución N° 054-2016-OS/CD se señala que, dentro de una misma categoría tarifaria no debe ejercerse ningún tipo de discriminación en la prestación del servicio entre los Consumidores. Asimismo, en el artículo 12 de la norma citada se señala que el Concesionario facturará el gas comprado al Productor o suministrador y los servicios de transporte respectivos como un precio medio del gas y un costo medio de transporte.

---

[19] Artículo 3.- Del Precio Máximo del Gas Natural en el Punto de Recepción y de las Condiciones de Aplicación.

(…) 3.2 El Contrato deberá incluir los siguientes criterios y principios que rigen la compraventa o suministro de Gas Natural, así como el servicio de transporte y distribución de Gas Natural, y que el Productor, Transportista, Distribuidor y comercializador estará obligado a contemplar en sus respectivos contratos:

a) En las relaciones comerciales por la compraventa o suministro de Gas Natural y por el servicio de transporte y distribución de Gas Natural, no se podrá aplicar condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, que coloquen a unos competidores en situación desventajosa frente a otros.

De este modo, se garantiza que, independientemente de la fuente de suministro y/o transporte que abastezca a los consumidores de la Concesión, a nivel de categorías tarifarias se contará con un mismo precio de gas natural y tarifa de transporte, evitando un trato discriminatorio entre consumidores de una misma categoría frente a prestaciones equivalentes.

Por otro lado, la fórmula consignada en el Anexo 7 y repetida en el literal f.1 del numeral 11.3 del Contrato de Concesión (no se entiende el motivo de duplicar dicha fórmula), presenta un vacío en la metodología, pues prevé una fórmula FTOP, la misma que no refleja la restricción que el mismo Contrato de Concesión buscaría incorporar en relación a volúmenes contratados con criterios de eficiencia por parte del Concesionario, sino que relaciona el volumen suministrado con el volumen consumido de los clientes, lo cual sólo estaría representando las pérdidas de gas en las redes de distribución o las variaciones en el linepack o los consumos propios del Concesionario. En tal sentido, la fórmula FTOP debería relacionar el Volumen Contratado y el volumen Take or Pay con cada fuente de suministro y sus respectivos volúmenes suministrados por dichas fuentes. Además, se desprende del Contrato de Concesión que la fórmula FTOP no tiene aplicación alguna en la determinación del precio de suministro, ya que no está vinculada a ninguna fórmula del referido precio.

También se verifica que en el Anexo 7 no se prevé el tipo de cambio a emplear para la conversión de moneda y se observa que la cláusula 11.3 literal f) del Contrato de Concesión sólo refiere a que la moneda del precio del gas sea en Soles, omitiendo el tipo de cambio a utilizar, dado que los contratos de suministro de gas por lo general son suscritos en Dólares Americanos.

Por lo antes expuesto, se requiere que el Contrato de Concesión recoja en su metodología de facturación de suministro de gas natural, el precio medio de suministro determinado en cada región (Sierra y Ucayali), considerando para ello el precio por tipo de consumidor, el poder calorífico de cada fuente de suministro y el tipo de cambio para la conversión de moneda; así como la aplicación correcta del FTOP de cada fuente de suministro, la cual tiene como finalidad no trasladar las ineficiencias del Concesionario (sobrecontratación) al cliente final.

Como recomendación, a continuación, se proponen las fórmulas a considerarse en el literal f.1 de la cláusula 11.3 y en el Anexo 7, que recoge las observaciones antes señaladas:

<u>Fórmula en el Literal f.1 Cláusula 11.3</u>

$$FG_{ji} = PMS_{ji} \times Vs_{ji}$$

FG_{ji}	:	Facturación por el Gas Natural Consumido por el tipo consumidor j de la región i y expresado en Soles.
PMS_{ji}	:	Precio del Suministro Medio por tipo consumidor j de la región i. determinado según el Anexo 7. expresado en S/ /Sm^3.
Vs_{ji}	:	Volumen de Gas Natural consumido por el tipo de consumidor j de la región i en el periodo facturado. en metros cúbicos estándar (Sm^3) corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (15° C y 101,325 KPa).

Fórmula en el literal A) del Anexo 7

$$PMS_{ji} = TC \times \left[\frac{\sum_{k=1}^{p} \left(PG_{kj} \times FTOP_k \times PCSGN_k \times Vs_{kj} \right)}{Vc_j} \right]_i$$

$$FTOP_k = \frac{V_{TOP\,k}}{\sum_{j=1}^{C} \left(Vs_{kj} \right)}$$

PMS_{ji}	:	Precio Medio del Suministro para cada tipo de cliente j de la región i, expresado en S/ /Sm^3.
PG_{kj}	:	Precio del Gas Natural del Productor k para cada tipo de cliente j de la región i, expresado en USD / MMBTU (Dólares por Millón de BTU)
Vs_{kj}	:	Volumen de Gas Natural suministrado por el Productor k para el tipo de cliente j de la región i de la Concesión en el periodo facturado, en metros cúbicos estándar (Sm^3), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (15° C y 101,325 KPa).
Vc_j	:	Volumen de Gas Natural consumido por los clientes del tipo j de la región i de la Concesión en el periodo facturado, en metros cúbicos estándar (Sm3), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (15° C y 101,325 KPa).
$PCSGN_k$	:	Poder Calorífico Superior promedio del Gas Natural correspondiente al periodo facturado suministrado por el Productor k que suministra a la región i, expresado en Millones de BTU (MMBTU) o Giga Joules (GJ) por metro cúbico estándar (Sm^3).
$FTOP_k$	:	Factor que considera el efecto de TOP en el costo del gas a ser trasladado por el Concesionario a los Clientes de cada Productor k. El no será mayor a 1.05 ni menor de 1.
P	:	Cantidad de Productores k que suministran a la región i.
TC	:	Tipo de Cambio aplicable, según lo definido en el numeral e) de la cláusula 11.3.
$V_{ToP\,k}$	:	Volumen Take o Pay de Gas Natural suministrado por el Producto j en el periodo facturado, en metros cúbicos estándar (Sm^3).
C	:	Cantidad de tipos de clientes j
i	:	Región (Sierra o Ucayali)
j	:	Tipo de clientes
k	:	Productor o suministrador de gas natural

7.1.6 COMPETITIVIDAD DEL GAS NATURAL

De acuerdo con el artículo 107 del Reglamento de Distribución, la asignación de las tarifas de distribución de cada categoría tarifaria debe ser tal que estas originen que el precio final del gas natural sea competitivo respecto al combustibles sustituto

respectivo. Lo antes señalado tiene por objeto que los usuarios tengan los incentivos económicos para migrar al consumo del gas natural. Dicha competitividad se evalúa en función al precio final del gas natural para cada categoría tarifaria, el cual se compone por el precio de suministro (a nivel de productor), la tarifa de transporte y la tarifa de distribución.

Sin embargo, de la lectura del Contrato de Concesión no se ha definido en este, el precio de gas natural a nivel de productor (Boca de Pozo) para todas las categorías tarifarias, de modo tal que permita a Osinergmin evaluar y garantizar que el gas natural sea competitivo respecto a los combustibles sustitutos a lo largo del Primer Periodo Tarifario. Cabe señalar que, el Contrato de Concesión sólo ha definido el precio máximo de gas en Boca de Pozo de los usuarios de las categorías A1 y A2 de la Sierra (tercer párrafo del literal f) de la cláusula 11.3), faltando definir dicho precio para las otras categorías de la Sierra y de todas las categorías de Ucayali. Incluso, para el caso de las categorías A1 y A2 de la Sierra, no se define de manera clara si el gas natural corresponde al Lote 88, pues cabe la posibilidad de que el suministro provenga desde un lote o una fuente distinta; solo se prevé que el precio final del gas natural más el transporte no sea superior al establecido para el Punto Final de la Derivación Principal Ayacucho.

Cabe señalar que, en respuesta al pedido de información adicional solicitada por Osinergmin, respecto a la definición del Precio de Gas Natural en Boca de Pozo, Proinversión remitió, entre otros lo siguiente, el Informe Técnico N° 3-2020/DPP/HI.01, donde se explica la información relacionada al precio del gas natural, para lo cual hace referencia al Informe Técnico N° 1-2019/DPP/HI.01, donde se presenta en la Tabla N° 5, el Precio del gas natural para las regiones de la Sierra, siendo este de 2,41 USD/MMBTU para la categoría A y de 2,74 USD/MMBTU para el resto de categorías. En relación al precio de gas natural para la región Ucayali (Precio Suministro Ex Planta), presenta la Tabla N° 6 que contiene el precio de 2,61 USD/MMBTU para la categoría A y de 5,70 USD/MMBTU para el resto de categorías.

Para sustentar los valores antes indicados, Proinversión adjunta dos cartas de Aguaytía Energy de fechas 13 y 14 de febrero del 2018 y el Contrato sobre el Precio de Gas Natural para las Regiones (del Lote 88) y sus respectivas adendas.

En cuanto a los precios ofrecidos por Aguaytía Energy para Ucayali, no se tienen precios para las categorías GNV y Comerciales, siendo necesario que dichos precios se definan en el Contrato de Concesión, y a su vez se establezca algún compromiso más formal de dicha empresa para garantizar la aplicación en el futuro de lo señalado en sus escritos.

Por otro lado, si bien existe el “Contrato sobre el Precio de Gas Natural para las Regiones” y las cartas de compromiso de Aguaytía Energy, en el Contrato de Concesión no se establece ningún compromiso del operador del Lote 88 para el suministro del gas natural y tampoco existe el compromiso que debe adquirir el futuro Concesionario del proyecto bajo análisis para distribuir el gas natural del lote 88, pudiendo este libremente abastecerse de gas natural de cualquier otra fuente con precios de suministro de gas natural desconocidos.

Por lo expuesto, consideramos que el Contrato de Concesión debe contener un Precio Máximo de suministro de gas natural (Boca de Pozo) para todas las categorías tarifarias de la Concesión (localidades de la Sierra y Ucayali), ello con la finalidad de evaluar y

garantizar la competitividad del gas natural frente a los combustibles sustitutos durante el Primer Periodo Tarifario, caso contrario, Proinversión suscriba contratos con los proveedores de gas natural para su posterior cesión de posición contractual al Concesionario.

7.1.7 PERJUICIO A CONSUMIDORES CON CONSUMOS ENTRE 100 m^3/mes Y 300 m^3/mes

A) Segmentación de las Categorías Tarifarias para incluir consumidores entre 100 m^3/mes y 300 m^3/mes

De acuerdo con el literal a) de la cláusula 11.3 del Contrato de Concesión, referida a las Categoría de Consumidores del Primer Periodo Tarifario, se observa que el límite superior del rango de consumo de la Categorías A2 es hasta 100 m^3/mes; mientras que la Categoría B comprende desde 100 m^3/mes hasta 1000 m^3/mes.

Al respecto, se debe tener en cuenta que el Reglamento de Distribución dispone en varios artículos beneficiosos para aquellos usuarios con consumos de gas natural iguales o menores a 300 m^3/mes, como por ejemplo la excepción del pago del "Cargo por Inspección, Supervisión y Habilitación de instalaciones internas" (CISH), o un costo máximo por Acometida y Derecho de Conexión, entre otros. La aplicación de dichos beneficios se realizan de diferentes formas, por ejemplo, el costo del CISH[20] para los mencionados usuarios se incluyen dentro de las tarifas de distribución y el costo de la Acometida para este grupo de usuarios debe ser regulado[21]. Por el contrario, para usuarios con consumos por encima de 300 m^3/mes, el costo es libre y en el caso del Derecho de Conexión, este concepto, si bien es regulado[22], cada consumidor paga un monto que está en función de la capacidad que contrata con el Concesionario.

Sin embargo, no establecer una categoría tarifaria que tenga como límite superior de rango de consumo de 300 m^3/mes, como se desprende de la lectura del Contrato de Concesión, genera desventajas en el trato que se dará a aquellos usuarios que están en el rango de consumo entre 100 m^3/mes y 300 m^3/mes, toda vez que estos no se beneficiaran de las condiciones especiales que el Reglamento de Distribución ha dispuesto para ellos.

Se debe tener en cuenta que en las concesiones Norte y Sur Oeste, cuyo límite superior de la categoría A es de 100 m^3/mes, se han presentado dificultades regulatorias en la aplicación de los cargos complementarios, en el precio de GNL, etc., para aquellos usuarios con consumos entre 100 m^3/mes y 300 m^3/mes, pues lo dispuesto en sus Contratos de Concesión colisionaba con los beneficios establecidos en el Reglamento de Distribución para dichos usuarios. Tal es así, que las concesiones indicadas han tenido que segmentar la Categoría "B" en dos categorías, de tal forma que a una de ellas le corresponda el rango de 100 m^3/mes a 300 m^3/mes, permitiendo con ello, que los clientes que se encuentre en dicho rango cuenten con los beneficios que el Reglamento de Distribución les proporciona como, por ejemplo, la exoneración del CISH,

[20] Artículo 112 del Reglamento de Distribución.

[21] Literal a) del artículo 71 del Reglamento de Distribución.

[22] Artículo 63b del Reglamento de Distribución.

entendiéndose que dichos costos forman parte de las tarifas de distribución. En la Figura N° 3 y la Figura N° 4 se muestra lo señalado acerca de las categorías segmentadas para las concesiones de Norte y Sur Oeste.

Figura N° 3
Categorías Tarifarias del Pliego Tarifario de la Concesión Norte

CATEGORÍAS TARIFARIAS	RANGOS m3/mes	
	Desde	Hasta
I	0	100
IIA	101	300
IIB	301	1000
III	1001	5000
IV	5001	38000
V	38001	143000
VI	143001	280000
VII	280001	Más
GNV	-	-
PESCA	-	-

Figura N° 4
Categorías Tarifarias del Pliego Tarifario de la Concesión Sur Oeste

CATEGORÍAS	RANGOS DE CONSUMO	
	Desde	Hasta
A	0	100
B1	101	300
B2	301	19,000
C	GNV	
D	19,001	900,000

Por lo antes expuesto, consideramos conveniente que el Contrato de Concesión establezca una Categoría Tarifaria que tenga como límite superior el rango de consumo de hasta los 300 m^3/mes, a efectos de que dicho contrato este alineado con los dispuesto en el Reglamento de Distribución y, evitar sobrecostos para los usuarios indicados y la barrera de entrada para conectarse que pudieran presentar dichos clientes.

B) Aplicación de los cargos por Acometida, Derecho de Conexión e Inspección, Supervisión y Habilitación de Instalaciones Internas

En los literales c1) Cargo por Acometida; c2) Cargo por Inspección, Supervisión y Habilitación de Instalación; y, d) Cargo por Derecho de Conexión y Factores K, establecidos en la cláusula 11.3 del Contrato de Concesión, se definen los cargos complementarios.

Respecto al literal c1) de la cláusula 11.3 del Contrato de Concesión, debemos citar lo señalado en el artículo 71 literal a) del Reglamento de Distribución, el cual establece que para todos los consumidores menores a 300 m^3/mes, el Cargo por Acometida será regulado. Sin embargo, la tabla de topes máximos de Acometidas del Contrato de Concesión no establece si dicho cargo es aplicado para clientes con consumos menores a 300 m^3/mes, tal como lo establece el Reglamento de Distribución, o incluso, tampoco señala si es aplicable a usuarios con consumos menores a 100 m^3/mes, rango máximo de las categorías A1 y A2 del Contrato de Concesión a quienes se infiere están dirigidos los citados costos. Por lo señalado, se evidencia la falta de claridad en el criterio elegido para la aplicación de los costos de las Acometidas, e incluso, de ser aplicado a clientes con consumos menores a 100 m^3/mes, colisionaría con lo establecido en el Reglamento de Distribución evidenciándose que el Contrato de Concesión no sigue los criterios regulatorios establecidos en dicha norma.

Respecto al literal c2) de la cláusula 11.3 del Contrato de Concesión, debemos citar lo señalado en el artículo 71 literal b) del Reglamento de Distribución, el cual establece que para consumidores menores a 300 m^3/mes el Cargo por Inspección, Supervisión y Habilitación de Instalaciones internas también será regulado. Sin embargo, en la tabla del CISH del Contrato de Concesión se señala que este es aplicable a consumidores con consumos superiores a 100 m^3/mes. Esto último trae como consecuencias perjuicios a aquellos consumidores con consumos entre 100 m^3/mes y 300 m^3/mes, tal como ya se ha descrito en el segundo párrafo del literal A)) del presente numeral. En tal sentido, se advierte una clara divergencia con lo establecido en el Reglamento de Distribución, evidenciándose una vez más que el Contrato de Concesión no sigue los criterios regulatorios establecidos en la normativa vigente.

Respecto al literal d) de la cláusula 11.3 del Contrato de Concesión, se cita lo señalado en el artículo 63b, literal c) del Reglamento de Distribución, que señala que los Consumidores Regulados cuyos consumos sean menores o iguales a 300 m^3/mes, el Derecho de Conexión deberá ser, como máximo, el equivalente al costo esperado de la Tubería de Conexión promedio. Es decir, estos consumidores deberán pagar un Derecho de Conexión de igual importe, sin distinción alguna. Sin embargo, de la tabla de Derecho de Conexión del Contrato de Concesión se observa que los consumidores con consumos entre 100 m^3/mes y 300 m^3/mes se verían perjudicados, pues pagarían importes mayores respecto a los usuarios con consumos menores a 100 m^3/mes. Por ejemplo, un usuario de la Sierra con consumo de 200 m^3/mes (Categoría B) pagaría 41 USD (200/30 x 6,1), es decir 15,5 USD adicionales de lo que le correspondería pagar si se aplicará lo señalado en el Reglamento de Distribución (0,3 x 85 = 25,5 USD). Por tanto, una vez más, el Contrato de Concesión no cumple con los criterios regulatorios establecidos en la normativa vigente.

Adicionalmente, el artículo 112 del Reglamento de Distribución señala que los siguientes costos, relacionados a los Consumidores Regulados con consumos menores o iguales a 300 m^3/mes, serán incluidos como costos de operación y mantenimiento para fines tarifarios del servicio de distribución: a) Mantenimiento de la Acometida; b) Diseño de las Instalaciones Internas típicas; c) Inspección, supervisión y habilitación de la Instalación Interna; d) Revisión quinquenal de la Instalación Interna; y e) Promoción por la conexión de Consumidores residenciales. Sin embargo, de la lectura del Contrato de Concesión y del Modelo Tarifario, se advierte que solo se han considerado los costos

relacionados a los usuarios de la categoría A1 y A2, es decir menores a 100 m^3/mes. Esto genera un perjuicio a aquellos clientes con consumos entre 100 m^3/mes a 300 m^3/mes, pues deberán pagar estos tres conceptos.

Finalmente, como parte de las lecciones aprendidas en la parte de ejecución de proyectos APP, se ha evidenciado que mantener criterios distintos al Reglamento de Distribución, tal como ha sucedido en las Concesiones Norte y Sur Oeste, genera problemas en la aplicación de los cargos complementarios analizados en el presente numeral, lo que ha conllevado a los concesionarios que para fines prácticos de aplicar el Reglamento de Distribución, tengan que crear una "subcategoría" con un rango máximo de 300 m^3/mes, tal como se puede apreciar en los pliegos tarifarios publicados mensualmente por ambos concesionarios.

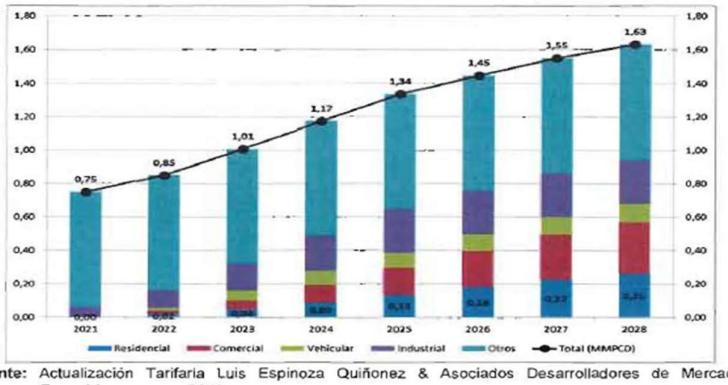
Por lo antes expuesto, consideramos que se deben revisar las Categorías Tarifarias del Contrato de Concesión de manera tal que, el grupo de consumidores con consumos de gas natural menores de 300 m^3/mes puedan beneficiarse de lo dispuesto en el Reglamento de Distribución, tal como se ha sustentado en el presente numeral.

7.1.8 INSUFICIENTE SUMINISTRO DE GAS NATURAL DESTINADO A LA REGIÓN UCAYALI

Como resultado de la información adicional presentada por Proinversión, se adjuntaron copias de dos cartas de Aguaytía Energy de fechas 13 y 14 de febrero del 2018, dirigidas al Minem y Proinversión, respectivamente, en donde dicha empresa ofrece al Proyecto de Masificación las siguientes cantidades de gas natural: 0,16 MMPCD para el año 1; 0,54 MMPCD para el año 2; y, 1,00 MMPCD para el año 3 en adelante.

Al respecto, se debe señalar que las cantidades de gas natural ofrecidas por Aguaytía Energy no permitirían cubrir la demanda de las localidades de Ucayali, toda vez que, de acuerdo a lo señalado en el IEI, así como en el Modelo Tarifario, la demanda sería de 0,75 MMPCD en el año 1; de 0,85 MMPCD en el año 2; y, de 1,01 MMPCD en el año 3, aumentando progresivamente hasta el año 8 a 1,63 MMPCD. En el gráfico siguiente se puede observar la demanda estimada por Proinversión para Ucayali.

Gráfico N° 5: Demanda Optimizada de Gas Natural del Proyecto en la Región de Ucayali: 0.26 MMPCD



Fuente: Actualización Tarifaria Luis Espinoza Quiñonez & Asociados Desarrolladores de Mercados Energéticos - marzo 2019

Nota: De acuerdo al estudio de Optimización del Capex y Opex del proyecto, elaborado por Mega Ingenieros S.A.C, la demanda unitaria para el consumidor Residencial (categorías A1 y A2) fue optimizado de 30 m^3/mes a 15 m^3/mes, basándose en la estadística de consumo de Gas Natural en el Perú (Estadística del OSINERGMIN)

Fuente: página 17 del Informe de Evaluación Integrado.

La presente observación es concordante con las obligaciones previstas en el artículo 42 del Reglamento de Distribución, cuyo literal c) señala que los concesionarios de distribución deben garantizar el suministro de gas por los siguientes veinticuatro meses como mínimo, conforme al siguiente texto:

> *"**Artículo 42.-** El Concesionario está obligado a:*
> *(…)*
> *c) Tener contratos vigentes con Productores que le garanticen su requerimiento de Gas Natural por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo. Tratándose de Concesiones otorgadas por Licitación o concurso público, esta obligación será exigible a partir de la Puesta en Operación Comercial."*

Por lo expuesto, el Proyecto de Masificación no tendría garantizado el suministro de gas natural para las localidades de Ucayali, de manera que permita un crecimiento sostenido de la región, incluyendo a consumidores comerciales, industriales, GNV, etc.

7.2 OBSERVACIONES RELEVANTES

7.2.1 ASPECTOS GENERALES DE LA INFORMACIÓN RECIBIDA DEL PROYECTO

De acuerdo a lo señalado en el artículo 50 del Reglamento APP, como parte de los requisitos para elaborar la opinión al Contrato de Concesión, el OPIP debe presentar conjuntamente con dicho contrato el Informe de Evaluación Integrado y el Modelo Económico Financiero que sustenta el esquema de financiamiento y pagos del proyecto.

Adicionalmente, tal como señala el numeral 55.3 del Reglamento APP, la entidad que está evaluando la opinión puede solicitar información adicional, por lo que Osinergmin solicitó: 1) Precio de Gas Natural a nivel del Productor para las categorías B, C, D y E en las localidades de la Sierra y para todas las categorías de Ucayali; 2) el Modelo Tarifario; 3) sustento del Monto por Consumidor Conectado (MCC) asignado en el Modelo Financiero; 4) sustento de la metodología de cálculo del Valor Contable; 5) análisis de sensibilidad y se nos alcance el manual de uso del Modelo Económico Financiero; 6) cálculo del WACC del proyecto con el detalle de su metodología de cálculo; 7) sustento de las cifras presentadas para la conexión de un segundo punto en usuarios residenciales.

En relación a los documentos recibidos, se han identificado discrepancias e incongruencias en la información contenida en los mismos, tal como se detalla más adelante. Se debe señalar que, a efectos de que el Proyecto de Masificación se encuentre integralmente consistente, tanto la documentación que sustenta el Contrato de Concesión, como son el Informe de Evaluación Integrado, el Modelo Tarifario, el Modelo Financiero, y otros informes, deben estar alineados entre ellos, de tal forma que, los resultados que muestra el Proyecto y por consiguiente las disposiciones y Tarifas consignadas en el Contrato de Concesión, son consecuencia de una evaluación adecuada de cada parámetro que interviene en los cálculos necesarios para el Proyecto, como son los ingresos y gastos del concesionario, aportes del SISE y/o FISE, tarifas, etc.

A continuación, se describen las observaciones e inconsistencias encontradas:

A) Sobre la demanda de gas natural

Respecto a la demanda de gas natural se debe señalar que la utilizada en el Modelo Tarifario para determinar las tarifas de distribución del Contrato de Concesión, es diferente a la demanda de gas natural utilizada para determinar los ingresos en el Modelo Económico Financiero del Proyecto de Masificación. Asimismo, la demanda señalada en IEI presenta valores diferentes a las utilizadas en el Modelo Económico Financiero. En los siguientes cuadros se muestra lo indicado:

Cuadro N° 4
Comparación de la Demanda Utilizada por el Modelo Económico Financiero y el Modelo Tarifario

Región	Unidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Modelo Financiero	MMPCD	0,19	0,69	1,47	2,47	3,55	4,58	5,56	6,42
Modelo Tarifario	MMPCD	0,99	1,69	2,90	4,07	5,07	5,83	6,56	7,12
Variación	**(%)**	**-81%**	**-59%**	**-49%**	**-39%**	**-30%**	**-21%**	**-15%**	**-10%**

Cuadro N° 5
Comparación de la Demanda Utilizada por el Modelo Económico Financiero y el IEI

Región	Unidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Modelo Financiero	MMPCD	0.19	0.69	1.47	2.47	3.55	4.58	5.56	6.42
IEI	MMPCD	0.99	1.69	2.90	4.07	5.07	5.83	6.56	7.12
Variación	**(%)**	**-81%**	**-59%**	**-49%**	**-39%**	**-30%**	**-21%**	**-15%**	**-10%**

B) OPEX

Respecto a los costos de operación y mantenimiento (COyM), se debe señalar que los costos utilizados en el Modelo Tarifario para determinar las tarifas de distribución son diferentes a los costos utilizados para determinar los gastos en el Modelo Económico Financiero del Proyecto de Masificación. Se debe tener en cuenta que, los valores señalados en ningún caso están afectos a la inflación, para fines de comparación. En el siguiente cuadro se muestra lo indicado:

Cuadro N° 6
Comparación del OPEX Utilizado por el Modelo Financiero y por el Modelo Tarifario (Millones de USD)

Ítem	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Modelo Financiero (MF)	4.83	6.19	7.34	7.89	8.40	8.88	9.30	9.56
Modelo Tarifario (MT)	4.76	6.08	7.19	7.75	8.26	8.75	9.19	9.46
Variaciones (MF respecto a MT)	**1.4%**	**1.8%**	**2.0%**	**1.8%**	**1.6%**	**1.4%**	**1.3%**	**1.1%**

7.2.2 COSTO MEDIO DE TRANSPORTE

En el literal B) del Anexo 7 del Contrato de Concesión se plantea una metodología para la determinación del Costo Medio de Transporte (CMT) del Proyecto de Masificación, en el cual se señala que dicho CMT puede ser regulado por Osinergmin; al respecto, no es función de Osinergmin regular el CMT, sino que corresponde al Concesionario determinar dicho CMT y a Osinergmin efectuar verificaciones del pliego tarifario del

Concesionario en donde se incluye el referido CMT a fin de verificar que este recoja lo estipulado en el Contrato de Concesión.

Por otro lado, en relación al tipo de cambio que emplearía la fórmula del literal f.2 de la cláusula 11.3 del Contrato de Concesión, para convertir a soles la Facturación del Transporte de Gas (FTG), se observa que esta ha referenciado al artículo 35 de la Resolución N° 054-2016-OS/CD; sin embargo, a efectos de presentar uniformidad en el Contrato de Concesión en el uso del tipo de cambio, y evitar otras interpretaciones en su aplicación, resulta esencial que el tipo de cambio a utilizar sea el indicado en el literal e) de la cláusula 11.3 del Contrato de Concesión, tal como se ha referenciado para convertir por ejemplo el Precio Medio de Suministro y las Tarifas de Distribución del mismo contrato.

Finalmente, el tercer párrafo del literal f) de la cláusula 11.3 del Contrato de Concesión define que los usuarios de las categorías A1 y A2 pagarán como máximo una Facturación del Gas Natural y una FTG equivalente a la obtenida en el Punto Final de la Derivación Principal Ayacucho. Al respecto y en adición a nuestro análisis efectuado en el numeral 7.1.6 del presente informe, debemos señalar que el párrafo resulta confuso en su aplicación; por un lado indican Facturación y por otro lado indican precios o tarifas, siendo que la aplicación del procedimiento de facturación arroja como resultado Dólares Americanos o Soles, y lo que pretendería el párrafo es comparar precios o tarifas (USD/m^3 o USD/MMBTU) obtenidos en el Punto Final de la Derivación Ayacucho. En tal sentido, el párrafo debe transmitir una idea clara, donde se señale que el costo máximo este referido a precios o tarifas y no a facturaciones; es así que, en el caso específico del CMT, este se debe comparar con la Tarifa de Transporte de Gas Natural resultante en Ayacucho.

Por lo antes expuesto, se debe corregir la redacción en el Contrato de Concesión en el extremo referido a que Osinergmin deba regular el CMT. Asimismo, en el tercer párrafo del literal f) de la cláusula 11.3 debe señalarse que el CMT debe ser comparado con la Tarifa de Transporte de Gas Natural resultante en el Punto Final de la Derivación Ayacucho, y no estar referido a facturaciones, tal como se señala en dicho párrafo.

7.2.3 TIPO DE CAMBIO PARA DESEMBOLSO DEL MIC

El numeral 11.4.10 señala que, el pago del MIC al Concesionario se realizará en Soles al Tipo de Cambio promedio de los últimos treinta días calendarios del trimestre a liquidar. Sin embargo, el MCC a ser ofertado por los postores, está expresada en Dólares Americanos.

Al respecto, habría un riesgo cambiario. Como parte de las lecciones aprendidas, debemos señalar que cuando se fijó el Cargo Tarifario SISE para recaudar el adelanto de ingresos garantizados del Gasoducto Sur Peruano (GSP), este fue fijado en Dólares Americanos pues la mayoría de Productores e Importadores, que sumaban 23 empresas, realizan transacciones en la venta primaria de combustibles en dicha moneda. Sólo 3 de dichas empresas recaudaban el Cargo Tarifario SISE en Soles. Sin embargo, una vez transferidos los montos recaudados al fideicomiso del GSP, los Soles eran convertidos en Dólares Americanos, habiendo pérdidas del monto depositado por el tipo de cambio utilizado por el fiduciario, pues el contrato de fideicomiso no estableció ninguna instrucción ni control del tipo de cambio a usar. Es decir, el riesgo cambiario lo

asumieron los usuarios que pagaron el Cargo Tarifario SISE, pues los montos recaudados se veían mermados por el tipo de cambio usado.

Por otro lado, en caso el Cargo Tarifario SISE se fije en Soles, el riesgo cambiario lo asumirían los Productores e Importadores, toda vez que como ya se señaló, la mayoría de estos realizan sus transacciones en Dólares Americanos.

Por lo expuesto, consideramos conveniente se modifique la cláusula 11.4.10 de manera que el pago al Concesionario sea en Dólares Americanos y no en Soles, a fin de minimizar el riesgo cambiario en toda la cadena de pagos del Cargo Tarifario SISE, toda vez que este último también se fijará en Dólares Americanos.

7.2.4 REAJUSTE DE TARIFAS POR VARIACIÓN DE LA DEMANDA

A) Sobre la demanda para evaluar el Costo Medio de la Tarifa de Transporte

El tercer párrafo del literal a) de la cláusula 11.2 del Contrato de Concesión, señala lo siguiente:

> "*Después de dos (2) años de la POC, OSINERGMIN podrá evaluar un reajuste a la Tarifa de Transporte Virtual y/o al Costo Medio de Transporte, en caso verifique que más del cincuenta por ciento (50%) de la demanda de los departamentos de la Sierra es atendida usando el Transporte de Gas Natural. La demanda en evaluación será la del Plan Mínimo de Conexiones.*" (Subrayado nuestro)

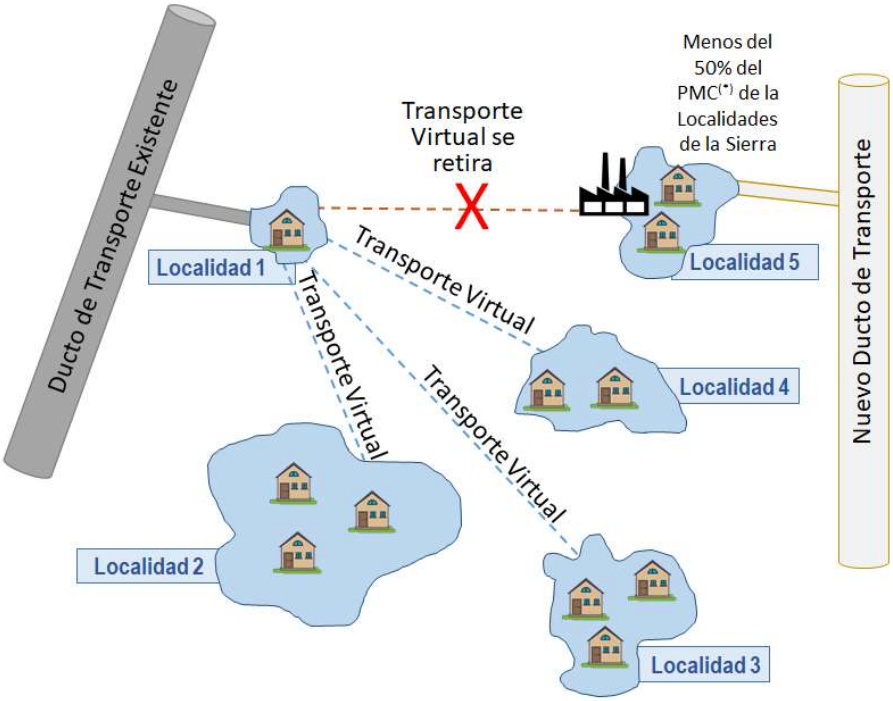
Al respecto, el párrafo citado tiene por objeto que las Tarifas de Transporte Virtual (TTV) y/o Costo Medio de Transporte (CMT), sean reajustados debido al cambio en el modo de transporte, inicialmente previsto mediante Transporte Virtual hacia las localidades de la Sierra y luego estas puedan ser suministradas mediante un sistema de transporte de gas natural por ductos (el Contrato de Concesión lo denomina Transporte de Gas Natural). Sin embargo, no es correcto que dicho reajuste se active sólo cuando el 50% de la demanda del Plan Mínimo de Conexiones de las localidades de la Sierra sea abastecida con el Transporte de Gas Natural.

Sobre lo antes señalado, se debe tener en cuenta que el objeto de dicho párrafo es trasladar los costos reales del transporte de gas natural por el tipo de tecnología que corresponda, ello bajo el concepto de *Passtrough*. Es así que el Contrato de Concesión ha previsto que la TTV y/o el CMT sea pagado por todos los consumidores de las localidades de la Sierra. En ese sentido, cualquier cambio en el tipo de tecnología de dicho transporte, y en consecuencia en los costos relacionados, deben trasladarse a toda la demanda que paga dichos conceptos. Por ello, considerar que dicho reajuste solo se active evaluando únicamente a la demanda referido al Plan Mínimo de Conexiones, limitaría los beneficios que todos los consumidores de la Sierra podrían obtener por el cambio en el modo de transporte.

Para ilustrar el efecto de la aplicación del párrafo evaluado, en la Figura N° 5 se muestra a manera de ejemplo la localidad 5 que posee una industria con una demanda significativa y una demanda de consumidores residenciales menor al 50% de la demanda del Plan Mínimo de Conexiones. Aun cuando esta localidad 5 deje de ser abastecida mediante Transporte Virtual para ser abastecida por Transporte de Gas Natural (por

ductos), no se activaría el reajuste de la TTV ni del CMT, pues no posee el 50% de la demanda del Plan Mínimo de Conexiones. Es decir, todos los consumidores de la Sierra, incluida la industria, seguirían pagando la TTV y el CMT sin reajustar, aun cuando el Concesionario ya no incurriría en costos por Transporte Virtual para abastecer a la localidad 5, con el consiguiente beneficio de ingresos adicionales, sin trasladar el ahorro a los Consumidores, no cumpliéndose por tanto el concepto de *Passthrough*.

Figura N° 5
Esquema de abastecimiento de la Concesión con dos sistemas de Transporte de Gas Natural (por ductos)



(*) : PMC : Plan Mínimo de Conexiones

Por lo antes expuesto, el Contrato de Concesión debería considerar que la demanda a utilizar para activar el reajuste de la Tarifa de Transporte incluya la totalidad de la demanda abastecida por el distribuidor, y no solo aquella que está referida a los clientes del Plan Mínimo de Conexiones tal como se ha señalado en el Contrato de Concesión.

B) Falta cláusula de reajuste de las Tarifas Iniciales por incremento significativo de la demanda de gas natural

De la experiencia de todas las concesiones de distribución de gas natural existentes en el Perú, en todas ellas se prevé una reevaluación de las tarifas de distribución por incrementos significativos de la demanda, sean estas fijadas en los Contratos de

Concesión o por Osinergmin. Es así que, en las Concesiones Norte y Sur Oeste[23] esta revaluación origina un nuevo proceso regulatorio. Así también, en la Concesión de Ica[24] se prevé escenarios de demanda para determinar las tarifas en el Primer Periodo Tarifario. Igualmente, en las concesiones de Tumbes y Piura[25], con tarifas fijadas por Osinergmin, estas cuentan con mecanismos de reajuste de las tarifas iniciales por incrementos significativos de la demanda.

Dichas reevaluaciones tienen por objeto que el Concesionario comparta con los usuarios los beneficios originados por ingresos adicionales por el incremento de demanda, y además, permite corregir la estimación de la demanda utilizada para determinar las tarifas iniciales. Finalmente, la concesión de Lima y Callao[26] la misma que fue objeto de regulación tarifaria en 2018, prevé que en el segundo año del periodo tarifario se efectué una evaluación del costo medio (inversiones y demanda) para ver si corresponde la aplicación de un factor de actualización tarifaria por variaciones significativas.

En efecto, si bien, el incremento de la demanda puede deberse a eficiencias del Concesionario en lograr la masificación, y esta puede lograrse incrementando el número de usuarios residenciales, comerciales e industriales menores, la posibilidad de un reajuste está orientado a posibles ingresos de grandes usuarios (industrias importantes o generadores eléctricos de gran consumo) que incrementen en más de 20% la demanda total estimada al año 8 de la considerada en el modelo tarifario del Proyecto de Masificación, esto es, el consumo significativo de la nueva demanda ascendería a un total no menor de 1,4 MMPCD (20% x 7,12 MMPCD[27]). Se debe remarcar que, para el caso del Proyecto de Masificación, la variable demanda tiene una incidencia relevante en las Tarifas Iniciales, sin embargo, el Contrato de Concesión no prevé un mecanismo de reajuste de las tarifas de distribución por incrementos significativos de la demanda.

Por lo expuesto, el Contrato de Concesión debe contener un mecanismo de reajuste de las Tarifas Iniciales por incrementos significativos de la demanda, debiéndose señalar además que, este reajuste se efectuará de acuerdo al procedimiento que para tal efecto apruebe Osinergmin.

---

[23] Clausula 11 Régimen Tarifario, numeral 11.1. Disposiciones generales, literal a) Tarifas Iniciales, establece que: "i) El Órgano Regulador estime que la demanda real o esperada de la Concesión durante ese lapso, crezca en una magnitud mayor a cincuenta por ciento (50%) por encima de la demanda base utilizada en los estudios tarifarios efectuados por Proinversión en el marco del Concurso".

[24] Cláusula 14.2 Régimen tarifario contractual, literal b) Tarifas de Distribución y Comercialización iniciales; presenta la Tabla A en la cual se establece 3 escenarios de tarifas según 3 escenarios de demanda que se definen en la Tabla B, las cuales servirán para realizar ajustes a la tarifa de distribución, siendo el escenario 1 el base e interpolando entre escenario de acuerdo a la demanda real de cada año.

[25] En los Contratos de Concesión de las regiones de Piura y Tumbes establece en sus respectivas Clausulas de Régimen Tarifario lo siguiente: "El Organismo Regulador estime que la demanda real o esperada de la Concesión durante ese lapso, crezca en una magnitud mayor a cincuenta por ciento (50%) por encima de la demanda base utilizada para la fijación de las Tarifas Iniciales."

[26] Aplicación de la Resolución N° 184-2012-OS/CD que aprueba el "Procedimiento de Reajuste de la Tarifa Única de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión de Lima y Callao".

[27] Demanda de gas natural de acuerdo al Modelo Tarifario remitido por Proinversión mediante Informe Técnico N° 3-2020/DPP/HI.01.

7.2.5 CREACIÓN DE CATEGORÍAS TARIFARIAS

A) Categoría por Consumo

El literal b) de la cláusula 11.2 del Contrato de Concesión prevé que el Concesionario puede solicitar la creación de una nueva categoría por clientes no contemplados en la propuesta contractual. Para ello, señala que Osinergmin definirá la tarifa de la nueva categoría en un valor no menor a su costo incremental. Si la tarifa de la nueva categoría es superior al costo incremental, el 50% de la diferencia de dicha tarifa respecto al costo incremental será utilizado para reducir las compensaciones contempladas en el MIC, según el procedimiento que defina Osinergmin.

Cabe señalar que las categorías tarifarias y sus correspondientes tarifas, son parte integrante del Contrato de Concesión, por lo que la creación de estas conllevaría a una modificación del Contrato de Concesión, lo que debería ser tratado en el marco de lo dispuesto en el Capítulo III del Reglamento APP. Incluso, dicha modificación contractual debe procurar no alterar el equilibrio económico financiero del Concesionario, no modificar las condiciones del proceso de promoción, no alterar la asignación de riesgos y la naturaleza del Proyecto de Masificación.

Permitir la creación de nuevas categorías tarifarias durante el Primer Periodo Tarifario, a sola solicitud del Concesionario y sin participación del Concedente (a través de una adenda), tal como lo dispone el Contrato de Concesión, podría conllevar a los siguientes efectos:

i) Posibles perjuicios a los usuarios que pertenezcan a una de las categorías del Contrato de Concesión inicialmente suscrito, pues las tarifas deben ser reasignadas considerando las categorías existentes y las nuevas categorías; y/o;

ii) Romper el equilibrio económico financiero en favor del Concesionario, quien tendría incentivos de solicitar nuevas categorías con la finalidad de incrementar sus ingresos.

Como se observa, la creación de nuevas categorías tarifarias estaría contraviniendo el Reglamento APP, toda vez que modificaría el equilibrio económico financiero y se alterarían los riesgos en perjuicio de los usuarios, tal como se señala en los párrafos precedentes.

Por lo expuesto, el Contrato de Concesión no debe considerar la posibilidad de creación de nuevas categorías tarifarias durante el Primer Periodo Tarifario, salvo que estas sean realizadas mediante adenda, para lo cual debe cumplirse lo señalado en el Reglamento APP.

B) Categoría Especial

El Contrato de Concesión ha definido a través de la cuarta nota de la tabla contenida en literal a) de la cláusula 11.3, la posibilidad de creación de categorías especiales, ya que el mencionado contrato no los prevé, y faculta al Concesionario proponer categorías especiales a Osinergmin, a efectos que los evalúe y los apruebe.

Al respecto, tal como se ha señalado en el análisis del literal A) del presente numeral, la creación de nuevas categorías tarifarias corresponden a una modificación del Contrato de Concesión, por lo que debe ser tratado en el marco de los dispuesto en el Capítulo III del Reglamento APP.

En tal sentido, al igual que la observación precedente, el Contrato de Concesión no debería contemplar la creación de categorías especiales durante el Primer Periodo Tarifario, salvo que estas sean realizadas mediante adenda. Como recomendación, a efectos de no generar incertidumbre con la creación de categorías especiales, se recomienda que el Contrato de Concesión ya prevea dentro de las categorías tarifarias una categoría especial dirigida a las Instituciones Públicas o Programas Sociales, tal como se ha previsto en otras concesiones.

7.2.6 RESPECTO DE LOS EQUIPOS DE LAS INSTALACIONES

En la cláusula 7.6.1 del Contrato de Concesión, referido a la Calidad y Normas de Fabricación, se debe señalar que de la experiencia de lo establecido en los contratos de las Concesiones Norte y Sur Oeste, así como en los contratos de las concesiones de Piura y Tumbes, se debe especificar expresamente en el Contrato de Concesión que el Concesionario comprará e instalará equipos nuevos para el sistema de distribución que desarrollará en la Concesión.

7.2.7 PARTICIPACIÓN DE OSINERGMIN EN EL ACTA DE PRUEBAS PARA LA POC

En la cláusula 5.2 del Contrato de Concesión, se señala que, al finalizar las pruebas para la operación comercial, Osinergmin deberá suscribir el "Acta de Pruebas", conjuntamente con el Concedente y Concesionario.

Al respecto, debe considerarse que Osinergmin tiene como una de sus funciones el supervisar el cumplimiento de obligaciones técnicas y de seguridad establecidas, tanto en el Contrato de Concesión como en la normativa del sector aplicable, y en caso de detectar algún incumplimiento, comunica ello al Concedente, y en caso corresponda, ejerce sus facultades sancionadoras. Sobre el particular, el que en virtud del Contrato se indique que Osinergmin debe suscribir el Acta de Pruebas en señal de conformidad, puede constituir un óbice al desarrollo de sus funciones supervisoras, fiscalizadoras y sancionadores que ejecute de manera posterior a la Puesta en Operación Comercial (POC), toda vez que puede ser objeto de cuestionamiento por parte del Concesionario la detección de un incumplimiento respecto de instalaciones que previamente contaban con la conformidad.

En esa línea, al ser el Acta de Pruebas, un documento en el cual las Partes y el Inspector, seleccionado por el Concedente y contratado por el Concesionario para desarrollar dichas pruebas, dejan constancia de estar de acuerdo respecto de la operatividad del sistema, no se debe requerir en la misma la intervención del Organismo Regulador, al ser este el encargado de verificar ex ante y ex post a la POC que el sistema de distribución cumple con las disposiciones técnicas y de seguridad, contenidas en el Contrato de Concesión y en la normativa.

Por lo antes expuesto, el Acta de Pruebas debe ser un documento en el que solo participan las Partes del Contrato de Concesión, no debiéndose indicar que Osinergmin participe en la suscripción de la misma.

7.2.8 SUSPENSIÓN DE LAS OBLIGACIONES DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

En la cláusula 1 del Contrato de Concesión, se establece que este tiene por objeto *"establecer derechos y obligaciones de las Partes, y estipular normas y procedimientos que regirá entre estas"*, siendo que esta disposición va en concordancia con lo establecido en el artículo 1363 del Código Civil que señala que los contratos solo producen efectos entre las Partes que los otorgan.

Asimismo, no debe perderse de vista que Osinergmin conforme al marco normativo vigente, debe regir su actuación de acuerdo a lo establecido por la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, Ley N° 29158, entre otras, la cual dispone como principios rectores del Poder Ejecutivo, los principios de Legalidad y Competencia, según los cuales las entidades desarrollan sus funciones dentro de las facultades que les están conferidas, sin asumir funciones y atribuciones que correspondan a otros niveles de gobierno.

En efecto, conforme al marco normativo vigente, respecto de los contratos de concesión corresponde a Osinergmin realizar funciones de supervisión en temas de su competencia (aspectos tarifarios, técnicos y de seguridad), y por su parte, corresponde al Ministerio de Energía y Minas, en representación del Estado Peruano, participar como Parte del Contrato de Concesión.

Bajo lo antes indicado, el Contrato de Concesión no constituye un mecanismo para atribuir funciones a Osinergmin que no se encuentran actualmente en la normativa vigente, tales como las señaladas en las clausulas 14.5 y 16.7 del Contrato de Concesión, a través de los cuales se pretende que Osinergmin emita opinión a pedido de las Partes respecto de situaciones que pueden generar la suspensión de obligaciones, sea que estas se justifiquen en una Fuerza Mayor aprobada previamente por una de las Partes, o en un Acuerdo de Partes.

Finalmente, es oportuno indicar que en la experiencia de Osinergmin, las situaciones alegadas por los concesionarios para suspensión del servicio, corresponden a aspectos que no son tarifarios ni de supervisión de temas técnicos, sino que están referidas a aspectos de gestión logística (contratación de personal, equipos, maquinarias), así como relacionadas a temas de rendimiento operativo del personal que labora con los concesionario o sus contratistas, aspectos que no forman parte de las funciones de Osinergmin.Por lo antes expuesto, la función delegada a Osinergmin para emitir opinión acerca de la suspensión de obligaciones del Contrato de Concesión invocada por alguna de las Partes, señalados en los numerales 14.5 y 16.7 del mencionado contrato, excede a sus competencias por lo que debe retirarse del Contrato de Concesión.

De otro lado, en la cláusula 16.2 del Contrato se señala, ente otros, que producido un evento de Fuerza Mayor, el Concesionario deberá comunicarlo por escrito al Concedente, <u>dentro de los 15 días de producidos los hechos</u>. Por otro lado, en la cláusula 14.5 del Contrato señala que la Parte que se vea afectada por un evento de Fuerza Mayor contará con un <u>plazo máximo de 10 días,</u> contados desde el evento de fuerza

mayor o caso fortuito, para presentar su solicitud de suspensión a la otra Parte. Por ello, se recomienda establecer un solo plazo.

7.2.9 RESPECTO AL TRATAMIENTO CONTABLE Y FINANCIERO DE LOS ACTIVOS

El CINIIF 12, sobre los Acuerdos de Concesión de Servicios señala que, cuando el concesionario recibe una contraprestación por parte del Concedente, ésta pueda consistir en derechos sobre (i) un activo financiero o (ii) un activo intangible.

Para el primer caso, el concesionario debe reconocer un activo financiero en la medida que tenga un derecho contractual incondicional a recibir del concedente, o de una entidad supervisora por los servicios de construcción. Este derecho puede ser, efectivo u otro activo financiero, y puede ser por: (a) importes especificados o (b) el déficit, si lo hubiera, entre los importes recibidos de los usuarios del servicio y los importes especificados o determinables.

En el segundo caso, el concesionario reconoce un activo intangible en la medida que reciba un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público. A diferencia del primer caso, los importes están condicionados al grado del uso del servicio por parte del público.

Si el concesionario recibe, tanto contraprestaciones por activos financieros como activos intangibles, cada componente de la contraprestación tiene que contabilizarse por separado. Por ello, existen tres tipos de modelos contables: modelo del activo financiero, modelo del activo intangible y modelo bifurcado.

- Modelo del activo financiero: en este modelo, el activo financiero se contabiliza como (i) un préstamo o una cuenta por cobrar; (ii) un activo financiero disponible para la venta; o (iii) un activo financiero a valor razonable. Si el importe es contabilizado como (i) o (ii), la NIC 39 Instrumentos Financieros requiere que el interés calculado sobre el activo financiero utilice el método de interés efectivo y dichos intereses sean reconocidos como ingresos financieros. Para la experiencia de concesiones en el Perú, dentro de esta categoría encajarían las concesiones de los cinco tramos de la carretera interoceánica, el primer y segundo grupo de aeropuertos regionales, entre otras.

- Modelo del activo intangible: en este modelo, los ingresos clasificados como activos intangibles se reconocerán por partida doble, la primera vez por la prestación del servicio de construcción (a cambios del activo intangible), y la segunda, al recibir los pagos por el uso de dichos servicios. Además, de acuerdo a lo establecido en la NIC 38 Activos Intangibles, dicho activo debe ser amortizado a lo largo del periodo de la concesión. De acuerdo a la experiencia nacional, las concesiones que están dentro de esta categoría son las siguientes autofinanciadas: Terminal Portuario del Callao-Zona Sur, Terminal de Embarque de Concentrados de Minerales en el Terminal Portuario del Callao, Aeropuerto Internacional Jorge Chávez, entre otras.

- Modelo bifurcado: este modelo es una combinación de los anteriores, el cual reconoce contraprestaciones incondicionales por parte del concesionario como activos financieros e importes por uso del servicio por parte del público como activos intangibles.

Por lo señalado anteriormente, el tratamiento contable de las contraprestaciones que reciba el concesionario tendrá un impacto directo en el modelo económico financiero de los proyectos. Es decir, dependiendo del tipo de activo, sea financiero o intangible, el efecto en la determinación del monto del impuesto a la renta a pagar en cada periodo puede variar, esto debido a la amortización del intangible o a la consideración de los intereses como ingreso gravable.

Ahora bien, según lo expuesto en el Contrato de Concesión, el tratamiento contable de las contraprestaciones seguiría un modelo bifurcado, ello debido a que contempla los siguientes ingresos del Concesionario: i) por el Mecanismo de Ingresos Complementarios (producto de la oferta y el número de consumidores); y, ii) por la prestación del servicio de distribución. El primero correspondería a un activo financiero porque el Concesionario tiene un derecho contractual incondicional a recibir por parte del SISE efectivo por los servicios de construcción. El segundo es un activo intangible, porque el Concesionario recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios por el servicio de distribución. Sin embargo, de la revisión del Modelo Económico Financiero del Proyecto de Masificación, se ha verificado que en lo que respecta al Free Cash Flow (hoja "FCF" del citado modelo) no se observa ningún concepto referido a los ingresos financieros derivados del activo financiero. Por tanto, el Modelo Económico Financiero no refleja el modelo bifurcado que tendría la Concesión, ello por la naturaleza de sus contraprestaciones, lo que tendría efecto en el cálculo del Monto por Consumidor Conectado (MCC).

Por lo expuesto, el Concesionario debe incorporar en el Modelo Económico Financiero el tratamiento de los activos correspondientes al modelo bifurcado. Asimismo, el valor referencial o base del MCC que publique Proinversión debe estar debidamente sustentado con el Modelo Económico Financiero del Contrato de Concesión.

7.2.10 ATOMIZACIÓN DE LAS CONEXIONES RESIDENCIALES

En el literal a) de la cláusula 10.2 del Contrato de Concesión, se establece el Plan Mínimo de Conexiones para las categorías A1 y/o A2 que el Concesionario está obligado a cumplir en el Primer Periodo Tarifario; asimismo, se establecen condiciones para su cumplimiento, verificación y penalidades en caso de incumplimientos.

Al respecto, la mencionada cláusula no define criterio alguno que permita minimizar la atomización de las conexiones residenciales observada en otras concesiones de distribución, como es el caso de la concesión de Lima y Callao, donde al ser el costo de conexión subsidiado mediante el Mecanismo de Promoción, tanto para el Derecho de Conexión como para la Acometida, y el Servicio Integral de Instalación interna mediante el Bonogas, las conexiones se han atomizado llegándose a contabilizar en el extremo más de 10 conexiones en una edificación sin ser esta, una vivienda multifamiliar. Lo mismo se ha observado en otras concesiones donde los costos son reconocidos en las Tarifas Iniciales. Sería razonable que esta situación ocurra en edificaciones multifamiliares, pues al estar las viviendas debidamente independizadas, cada una de ellas tendría su propia conexión, lo cual no es el caso.

Esta problemática ha conllevado a que se cuente con conexiones de gas natural que en la práctica no hacen uso efectivo del mismo. Asimismo, se está distorsionando el uso del Mecanismo de Promoción y del Bonogas (FISE), comprometiendo recursos que bien

podrían servir para otros usuarios que lo necesiten y con el agravante de reducir la expansión horizontal de las redes de distribución, afectando además la masificación del gas natural.

Por otro lado, de no establecerse criterios en el Contrato de Concesión para evitar la mencionada atomización, también podría originar un uso ineficiente de los recursos del SISE, ello a través del Mecanismos de Ingresos Complementarios (MIC), pues el Concesionario tendría incentivos de fomentar dicha atomización a efectos de cumplir rápidamente el Plan Mínimo de Conexiones, permitiéndole además, reducir la expansión horizontal de la redes y en consecuencia minimizar sus inversiones en redes de distribución.

Por lo expuesto, en la cláusula 10 del Contrato de Concesión se debe considerar la inclusión de una disposición que impida la atomización antes descrita, a fin de hacer un uso eficiente de los recursos del FISE y del SISE, a través del MIC. Una propuesta sería que el número máximo de conexiones a reconocer por cada predio al Concesionario, para fines del cumplimiento del Plan Mínimo de Concesiones y del MIC, no sea mayor al número de suministros eléctricos que dicho predio posea.

7.2.11 REQUERIMIENTO DE CROMATOGRAFO EN CADA CITY GATE

Debe tenerse en cuenta que para fines de transferencia de custodia (medición y facturación del gas natural) del Concesionario a sus clientes, se aplica un factor de corrección, el cual depende del factor de compresibilidad, el mismo que depende además de las variables de presión, temperatura y composición del gas natural que abastece a dichos clientes. Ahora bien, si se tiene en cuenta que el Proyecto de Masificación consta de siete regiones que pueden abastecerse de diferentes fuentes de suministro de gas natural, es relevante conocer la composición del gas que llega a cada localidad para su distribución a los usuarios ubicados en la misma, ello como ya se señaló, para la correcta medición y facturación del gas natural. El punto donde debe conocerse dicha composición, es en el City Gate de cada localidad.

Para complementar lo antes señalado, se debe citar el artículo 70 del Anexo I del Reglamento de Distribución, en donde se listan las normas que son de aplicación complementaria para el diseño, construcción, operación y mantenimiento para el servicio de distribución. Entre estas se incluye el AGA Gas Measurements Manual, la misma que considera el AGA Report Nº-8 – *"Compressibilty Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases"*, la cual es usada en la transferencia de custodia para el cálculo de los factores de compresibilidad y las densidades del gas natural y otros gases de hidrocarburos, para lo cual se requiere conocer su composición, la misma que se efectúa mediante la técnica de cromatografía de gases.

Asimismo, a fin de verificar las especificaciones señaladas en el artículo 44 del Reglamento de Distribución, se debe contar, entre otros, con un análisis cromatográfico del gas natural a distribuirse en cada localidad del Proyecto de Masificación.

Por lo expuesto, en el numeral 2 del Anexo 1 del Contrato de Concesión, debería exigirse la instalación de un cromatógrafo de gases en cada City Gate del Proyecto de Masificación, a fin de conocer la composición del gas natural a distribuirse en cada localidad, para una correcta medición, facturación y verificación de su calidad.

7.3 RECOMENDACIONES AL CONTRATO DE CONCESIÓN

7.3.1 TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN INICIAL DE UCAYALI NO CUMPLE CON EL CRITERIO DE TARIFA DECRECIENTE CON EL VOLUMEN

Para el caso del pliego tarifario de la Región Ucayali se observa que dicho pliego no cumple con el criterio de tarifas decrecientes en función de mayores niveles de consumo de gas natural.

Se debe señalar que el mencionado criterio regulatorio tiene por objeto incentivar al usuario a incrementar su consumo de gas natural a efectos de pagar menores tarifas cuando pasa de una categoría de bajo consumo a otra de mayor consumo.

Además, se debe tener en cuenta que actualmente las concesiones de distribución que operan en el país se rigen bajo lo establecido en el artículo 8 de la Resolución N° 054-2016-OS/CD, que dispone que los usuarios pueden ser recategorizados automáticamente, debiendo para ello evaluar sus consumos de los últimos 6 meses. Por ello, cuando opere la Concesión, dicha normativa le será aplicable. Se debe tener en cuenta que, de mantenerse en el Contrato de Concesión tarifas no decrecientes con el consumo, y aplicando lo dispuesto en la Resolución N° 054-2016-OS/CD, originaría un perjuicio a aquellos usuarios que por el incremento de su consumo sean recategorizados automáticamente a una categoría de mayor consumo, originando que paguen una mayor tarifa, cuando contrariamente la normativa señala que debe reducirse sus tarifas.

Para ilustrar lo señalado, se tiene como ejemplo un usuario de la categoría "B" que pasa de consumir mensualmente 999 m^3 a 1001 m^3, es decir presenta un incremento de 2 m^3 en su demanda mensual. En caso de mantenerse en la categoría B por el nuevo consumo debía pagar 173,2 USD; sin embargo, al pasar el usuario a la categoría "C", por aplicación de la Resolución N° 054-2016-OS/CD, deberá pagar 218,2 USD mensualmente, lo que origina que la facturación por el servicio de distribución se incremente en 26%, cuando solo incrementó el 0,2% de su demanda mensual.

Por lo antes expuesto, se recomienda que el Contrato de Concesión redefina las tarifas de distribución del departamento de Ucayali, de tal forma que sean decrecientes con el nivel de consumo, a efectos de no perjudicar a los usuarios de dicho departamento.

7.3.2 FACTORES DE CONTIGÜIDAD

En el literal c.1) de la cláusula 11.3 del Contrato de Concesión se presenta la tabla de Topes Máximos de Acometida, observándose que, como nota de la misma, se plantean Factores de Contigüidad de 95%, 90% y 85% para grupos de consumidores de 4, 10 y más de 10, respectivamente. De igual modo, en el literal d) de la cláusula 11.3 del Contrato de Concesión, se presenta la tabla de los Derechos de Conexión y Factores K, observándose que como nota 2, al igual que el caso de la Acometida, se plantean Factores de Contigüidad de 80%, 65% y 50% para grupos de consumidores de 4, 10 y más de 10, respectivamente. Al respecto, los valores de dichos Factores de Contigüidad carecen de sustento.

Sobre este punto, la inclusión de estos Factores de Contigüidad buscaría reflejar la eficiencia y ahorros que obtendría el Concesionario cuando se instalan en un mismo

predio más de dos medidores en un mismo gabinete, para el caso de Acometidas; o cuando se instalan en un mismo predio más de dos suministros y estos compartan la misma tubería de conexión, lo que permitiría sincerar los costos del Derecho de Conexión; siendo que ambos conceptos serán finalmente subsidiados por el FISE. De la experiencia de Osinergmin, se tiene que cuando se instala un segundo medidor dentro de un mismo gabinete se tienen ahorros de hasta 20%; o, cuando se instala un segundo suministro en un mismo predio, se tienen ahorros de hasta 50% en el Derecho de Conexión.

Por lo expuesto, se recomienda revaluar los Factores de Contigüidad consignados en el Contrato de Concesión para el caso de Acometida, así como de los grupos de consumidores, pudiendo ser estos a partir de 2, 3 o 4. Similarmente para el caso del Derecho de Conexión, se recomienda revaluar los Factores de Contigüidad consignados en el Contrato de Concesión, así como de los grupos de consumidores, pudiendo ser estos a partir de 2. Una alternativa adicional, podría ser que el Contrato de Concesión establezca la posibilidad que dichos factores pueden ser modificados por el FISE.

7.3.3 COSTO DE UN PUNTO ADICIONAL DE INSTALACIÓN INTERNA

El literal i) de la cláusula 11.3 del Contrato de Concesión, establece los costos de un punto adicional en un consumidor residencial en USD 80 cuando se realiza en simultáneo al primer punto de conexión o USD 160 cuando se realice posteriormente. Dicho literal no define el tipo de la instalación interna al que refiere dichos costos, siendo estos de dos tipos, Empotrado o a la Vista.

Respecto al costo de USD 80 por instalación del segundo punto cuando se realice en simultáneo al primer punto, el Oficio N° 10-2020-MINEM/DGH y su adjunto titulado “Informe Sustento Costo Punto” con detalles de su cálculo, remitidos por Proinversión en respuesta al pedido de información adicional solicitado por Osinergmin, señala que el monto de USD 80 corresponde a una instalación de gas natural con una configuración “a la vista”, observándose que dicho costo corresponde a costos de mercado.

Sin embargo, en relación al costo de USD 160 por la instalación del segundo punto cuando se realice posteriormente al primer punto, Proinversión señala, en su Informe Técnico N° 3-2020/DPP/HI.01, que dicho valor se encuentra desde la primera versión del Contrato de Concesión (24 de abril del 2015) y que responde a un símil aplicado en el Proyecto “Masificación del uso de gas natural a nivel nacional”, no presentando además información de los costos que sustente el valor de los USD 160. Sobre los argumentos expuestos por Proinversión, no se entiende porque el costo se tenga que duplicar respecto al costo de cuando se realice en simultáneo, teniendo en cuenta que la única diferencia sólo corresponde a movimiento de personal y equipos.

Finalmente, consideramos conveniente establecer una metodología para el reconocimiento de costos al Concesionario para el caso de las instalaciones internas mixtas (empotradas y a la vista), que son tipos de instalaciones que se han visto en las concesiones que actualmente se vienen supervisando.

Por lo antes expuesto, se recomienda, que en el Contrato de Concesión se señale que el costo de USD 80 está referido al tipo de instalación interna “a la vista”. Respecto al valor de los USD 160, se recomienda que este valor debe contar con un respaldo de costos

desglosado para su aplicación. Asimismo, se recomienda establecer una metodología para el reconocimiento de costos en caso de las instalaciones internas mixtas (empotradas y a la vista).

7.3.4 RECONOCIMIENTOS DE COSTOS DE CONEXIÓN EN LAS LOCALIDADES DE CALCA Y PADRE ABAD

En el literal a) de la cláusula 10.1 se señala que los criterios de usuarios beneficiarios del FISE serán aplicados conforme a las Leyes y Disposiciones Aplicables. Al respecto, entre los criterios que actualmente se aplican, es que los usuarios pertenezcan a los estratos socioeconómicos medio, medio bajo y bajo, ello según los planos estratificados por manzanas publicados por el INEI. Sin embargo, a la fecha no se cuenta con dichos planos para las localidades de Calca y Padre Abad, ni se cuenta con ninguna disposición del Minem de cómo reconocer los niveles socioeconómicos en dichas localidades. En ese sentido, se observa que no sería posible el reconocimiento de los Costos de Conexión por los usuarios conectados de dichas localidades, originando con ello un perjuicio al Concesionario.

Por lo expuesto, se recomienda que el Contrato de Concesión prevea un mecanismo de reconocimiento de Costos de Conexión en las localidades de Calca y Padre Abad, hasta que el INEI publique los planos estratificados a nivel manzana para dichas localidades o hasta que el Minem establezca disposiciones para el reconocimiento del FISE en las localidades que no cuenta con la clasificación de niveles socioeconómicos definido por el INEI.

7.3.5 INVENTARIO DE LOS BIENES DE LA CONCESIÓN

En la cláusula 7.5.2 del Contrato de Concesión se establece la obligación del Concesionario de mantener actualizado un inventario de los Bines de la Concesión, el cual debe ser entregado al Concedente y a Osinergmin. Al respecto, como parte de la experiencia en la supervisión de dichos inventarios, se ha identificado que los concesionarios interpretan a su criterio el contenido de la información a consignar respecto de la ubicación, estado de conservación, funcionamiento y rendimiento, de los mencionados Bienes de la Concesión.

En tal sentido, se recomienda señalar en la cláusula 7.5.2 del Contrato de Concesión que el inventario de Bienes de la Concesión se presentará de acuerdo a los lineamientos que Osinergmin apruebe.

7.3.6 SOBRE LAS GARANTÍAS DE FIEL CUMPLIMIENTO

De acuerdo a las definiciones de Garantía de Fiel Cumplimiento y Garantía de Fiel Cumplimiento Complementaria, estas permiten que el Concesionario pueda presentar varias cartas fianza que sumen el monto exigido para la correspondiente garantía (USD 16,5 MM). De la experiencia en la supervisión de los contratos de concesiones existentes, se advierte que estos no contemplan la suma de varias cartas fianzas.

Asimismo, de acuerdo a lo indicado en el numeral 7.9.2 del Contrato de Concesión, referido a la Garantía de Fiel Cumplimiento Complementaria, se establece que, al finalizar cada año de operación, el Concesionario remitirá al Concedente una carta

indicando el cumplimiento de consumidores conectados establecidos en el Plan Mínimo de Conexiones, a efectos de que el Concedente reduzca la Garantía de Fiel Cumplimiento Complementaria.

Sin embargo, considerando que, de la experiencia de supervisión en otras concesiones, se han detectado incumplimientos al número reportado por los concesionarios y que conforme a lo señalado en el literal a) de la cláusula 10.2, corresponde a Osinergmin la supervisión del cumplimiento del referido Plan Mínimo de Conexiones, se sugiere que cualquier autorización para disminuir el monto de la Garantía de Fiel Cumplimiento se efectúe de manera coordinada con Osinergmin.

Por lo antes expuesto, se recomienda que el Concesionario presente una sola carta fianza por la Garantía de Fiel Cumplimiento, y una sola carta fianza por la Garantía de Fiel Cumplimiento Complementaria. Asimismo, se recomienda que la autorización de la disminución del monto de la Garantía de Fiel Cumplimiento Complementaria se realice previa coordinación entre el Concedente y Osinergmin.

7.3.7 CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN Y PUESTA EN OPERACIÓN

A) Desarrollo constructivo de la concesión

De la revisión del literal b) de las cláusulas 3.2.2 y 5.2 del Contrato de Concesión, referido al desarrollo constructivo de la Concesión, se debe tener en cuenta que Osinergmin es quien supervisará la construcción del sistema de distribución, en tal sentido, se recomienda indicar expresamente que el Concesionario deberá comunicar al Concedente con copia al regulador, el inicio de la construcción, así como si el desarrollo constructivo de la Concesión será realizado en varias etapas o en un solo momento. Cabe señalar que, como lección aprendida, esta disposición ha sido incluida en los contratos de concesión de distribución de los departamentos de Tumbes y Piura.

B) Cronograma y Plazos de Ejecución

De la revisión del literal a) y d) de la cláusula 3.2.2 del Contrato de Concesión, referido al cronograma y plazo de ejecución, se recomienda lo siguiente:

(i) <u>Respecto al cronograma y sus actualizaciones dispuesto en el literal a)</u>, cuando corresponda a un desarrollo constructivo en etapas, se debería incluir el número de consumidores conectados a realizar en cada etapa, siguiendo para ello la estructura del Plan Mínimo de Conexiones (de manera que se indique el número de consumidores por localidad). Asimismo, se debe precisar si las actualizaciones de los cronogramas permiten la modificación de las cantidades de consumidores conectados indicados por el Concesionario.

(ii) <u>Respecto al cronograma dispuesto en el literal d)</u>, se indique el detalle o contenido de dicho cronograma, incluyendo lineamientos para la presentación de la estrategia con el detalle de las actividades específicas y obras que realizará el Concesionario para cumplir con el Plan Mínimo de Conexiones. Adicionalmente, se sugiere que este cronograma sea actualizado de manera trimestral y sea acompañado con un plano de expansión de redes que proyecta realizar por cada localidad.

7.3.8 RÉGIMEN DE SEGUROS

De la revisión de la cláusula 12.2 del Contrato de Concesión, referido al régimen de seguros, se recomienda que se indique que el Concedente puede asumir la posición contractual del Concesionario en los Contratos de Seguro que este mantiene. Cabe precisar que esta mención está indicada en los contratos de concesión vigentes.

7.3.9 OPERADOR CALIFICADO

En la cláusula 7.7.1 del Contrato de Concesión, referido al Operador Calificado, se indica que éste solo podrá ser solicitado por los Acreedores Permitidos. Por otro lado, en el literal d) de la cláusula 7.17 del Contrato de Concesión, se señala que dicho cambio puede ser requerido por el Concesionario. En tal sentido, se advierte una contradicción entre los numerales antes indicados, la cual se recomienda se precise.

7.3.10 SOBRE EL PLAN MÍNIMO DE CONEXIONES

A) Consumidores no conectados en una localidad

En el literal a) de la cláusula 10.2 del Contrato de Concesión, se establece el número de consumidores conectados en cada localidad, la cual puede ser inferior en un 20% siempre que el total de consumidores conectados acumulados en todas las localidades no sea inferior al indicado en la tabla para el año correspondiente. No obstante, a efectos de que el Concesionario cuente con incentivos de seguir aumentando sus conexiones, y con ello, lograr una masificación eficiente resulta necesario establecer reglas para contabilizar los consumidores conectados.

Por lo expuesto, se recomienda que se establezcan reglas para contabilizar los consumidores conectados de tal manera que la evaluación considere lo dejado de hacer en el año anterior más lo programado en el siguiente año. Es decir que, para efectos de supervisar el cumplimiento del siguiente año se le descontará las conexiones dejadas de hacer en el año anterior.

B) Compromiso para la instalación de facilidades de conexión para Estaciones de GNV

En la cláusula 10.4 del Contrato de Concesión, se indica que el Concesionario deberá dar facilidades de conexión para Gas Natural Vehicular (GNV) como mínimo a 4 estaciones de GNV; sin embargo, <u>sujeta el cumplimiento de dicha obligación a que las mismas sean técnica y económicamente viables</u>. La situación antes indicada puede ser un desincentivo para el cumplimiento de la obligación de parte del Concesionario, que podría aducir que no se presentaron solicitudes que fueran viables en las 7 regiones.

En tal sentido, y considerando que en los contratos de concesión vigentes se indica que es obligación del Concesionario demostrar que existen instaladas y operativas un mínimo de estaciones de gas natural vehicular, se recomienda que se establezca como una obligación de resultados, que el Concesionario acredite la instalación y operatividad de como mínimo 4 estaciones de GNV.

C) Penalidades por incumplimiento del Plan Mínimo de Conexiones

De la revisión del Anexo 6 del Contrato de Concesión, se recomienda que el valor de la multa en caso de incumplimiento al Plan Mínimo de Conexiones, sea el resultado de la aplicación de una fórmula y no un valor fijo, toda vez que el valor obtenido de la fórmula resulta más disuasivo, conforme se verifica en los contratos de concesión del departamento de Ica así como en las concesiones de masificación Norte y Sur Oeste, como se muestra a continuación:

i) Contugas:

$$P = (CCO – CCE) \times 12 \times MP$$

Dónde:

P	:	Monto de la penalidad.
CCO	:	Número de consumidores conectados ofertados por el concesionario.
CCE	:	Número de consumidores conectados efectivos, de acuerdo a los resultados en la supervisión efectuada por el Órgano Supervisor. CCE podrá ser determinado sobre la base de una muestra representativa (inferencia estadística).
MP	:	Monto de penalidad por consumidor no conectado, establecido en el Anexo 6 del Contrato de Concesión.

ii) Quavii/Naturgy:

$$US\$\ 720.00 \times [CCO\ Localidad\ i — CC\ Localidad\ i]$$

Por lo antes expuesto, se recomienda establecer una fórmula de cálculo similar a las antes citadas, a efectos de que los montos por penalidad puedan ser disuasivos.

Asimismo, en el Contrato de Concesión se ha observado que falta tipificar penalidades en el Anexo 6. Es necesario completar el Anexo 6 con las tipificaciones de los incumplimientos.

7.3.11 FUNCIONES DE OSINERGMIN RESPECTO A LIQUIDACIÓN, APROBACIÓN Y PAGO DEL MIC Y OPINION SOBRE EL CONTRATO DE FIDEICOMISO

Las cláusulas 11.4.9 y 11.4.14 del Contrato de Concesión, delegan a Osinergmin funciones relacionadas a la liquidación, aprobación y pago del MIC de manera trimestral, así como la de comunicar al Concesionario la devolución del monto correspondiente en caso las conexiones no cumplan con los requisitos para ser consideradas habilitadas. Al respecto, en relación a la competencia de Osinergmin respecto al MIC, no se ha identificado una norma con rango de ley - necesaria tratándose de competencias -que haya extendido las competencias de Osinergmin dadas en su Ley de Creación, Ley N° 26734; la Ley de Fortalecimiento, Ley N° 27699; o la Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos, Ley N° 27332.

Por su parte, el Reglamento FISE, además de no ser una norma con rango de ley que pueda modificar las competencias de Osinergmin establecidas por ley, no señala nuevas competencias para Osinergmin, como las que se establecen en la propuesta de Contrato de Concesión, referidas a un Mecanismo de Ingresos Complementarios. Si bien el numeral 5.2. del artículo 5 del Decreto Supremo en mención señala que Osinergmin aprobará las transferencias y las liquidaciones en función de lo previsto en el respectivo

Contrato de Concesión, dicha mención debe ser entendida de acuerdo a las competencias asignadas a Osinergmin por ley, de allí que sus competencias no puedan ser asignadas por el Decreto Supremo ni por el Contrato de Concesión.

Asimismo, de acuerdo al literal b) del Anexo N° 8 del Contrato de Concesión, el Concesionario deberá presentar al Concedente y a Osinergmin un proyecto de Contrato de Fideicomiso Recaudador – Pagador, y Osinergmin dispone de un plazo máximo de treinta días de recibido el proyecto de Contrato de Fideicomiso, para emitir opinión en el marco de sus competencias y posteriormente el Concedente dispondrá de un plazo máximo de quince días a partir de recibida la opinión de Osinergmin para remitir su pronunciamiento al Concesionario. Sobre lo anterior, se reitera que las nuevas funciones no pueden ser asignadas mediante el Contrato de Concesión, toda vez que no se ha identificado una norma con rango de ley -necesaria tratándose de competencias-, que haya extendido la competencia de Osinergmin.

En tal sentido, consideramos que las funciones asignadas a Osinergmin respecto al mecanismo de liquidación, aprobación y pago del MIC, así como de brindar su opinión respecto al contrato de fideicomiso, no se encuentran dentro de las competencias de Osinergmin y no pueden ser asignadas vía un Contrato de Concesión.

7.3.12 CONTINUIDAD DE SUMINISTRO

El Reglamento de Distribución establece en el literal d) del artículo 42 que es obligación del Concesionario garantizar la continuidad y calidad del servicio público de distribución de gas natural y para tal efecto el Concesionario debe diseñar, construir, operar y mantener el Sistema de Distribución.

Asimismo, la Norma Técnica Peruana (NTP) 111 032 establece en su numeral 7.3 que, el almacenamiento mínimo es de 72 horas tal como lo propone el Contrato presentado por Proinversión.

Al respecto, en los casos de suministro de gas natural al sistema de distribución utilizando GNC o GNL, debe considerarse el tiempo en que demora aproximadamente el cierre de las vías de acceso necesarias para el transporte de dichos productos, que en promedio es de 4.7 días aproximadamente. En tal sentido, debería considerarse un almacenamiento mínimo como reserva equivalente a 96 horas de consumo, basado en la información sobre los Mapas Viales en Emergencia encontrados en la siguiente referencia:

- Visor de Emergencia Vial – Provias
  http://sigeo.mtc.gob.pe/visorcoe01mtc2017/

- Visor de Emergencia Vial – MTC-
  http://wsgcv.proviasnac.gob.pe/sgcv_emergenciavial

Se debe señalar que, de la experiencia de las Concesiones Norte y Sur Oeste, los concesionarios interpretan que para cumplir la exigencia de almacenamiento mínimo se pueden contabilizar los volúmenes de GNL en tránsito que están transportando los camiones o cisternas del transporte virtual. Esta interpretación conlleva a que parte de la reserva sea móvil, con el riesgo de que, en caso de interrupción de las carreteras, el

servicio de distribución se vea interrumpido y no se logre como mínimo la autonomía de 72 horas de suministro de gas natural, el cual es el objetivo de dicho almacenamiento mínimo.

Por tanto, se recomienda que en la definición de City Gate del Contrato de Concesión: (i) se precise que la exigencia del almacenamiento mínimo como reserva esté referida a tanques estacionarios ubicados en cada City Gate; y, (ii) no se incluya los volúmenes en tránsito almacenados en los camiones o cisternas pertenecientes al Transporte Virtual.

7.3.13 CRITERIOS PARA RECONOCIMIENTO DE CONSUMIDOR CONECTADO

En relación a la definición de Consumidor Conectado del Contrato de Concesión, consideramos que no basta indicar que se trata de aquél que cuente con tubería de conexión, acometida e instalaciones internas instaladas, habilitadas y operativas; sino que es necesario que se establezca expresamente que éstas se hayan ejecutado en cumplimiento de la normativa vigente (como los plazos de ejecución, habilitación, instalación de medidores con aprobación de modelo, verificación inicial, entre otros requerimientos técnicos); ello a fin de que en caso de que no se cumpla dicho supuesto, no se contabilizará a dicho consumidor como conectado a efectos de dar cumplimiento al Plan Mínimo de Conexiones, lo que debe ser precisado en el Contrato de Concesión. Asimismo, deberá precisarse que la verificación de la condición de Consumidor Conectado se realizará en la supervisión de Osinergmin (independientemente del procedimiento administrativo sancionador que corresponda iniciar).

Cabe señalar que en la cláusula 11.4.7 del Contrato de Concesión se dispone que para el desembolso del MIC al Concesionario, este debe presentar las actas de habilitación de los Consumidores Conectados; sobre el particular, consideramos que es necesario que el Contrato de Concesión señale que dicho desembolso no se limite únicamente a las actas de habilitación, sino se adicione otra documentación que para tal efecto Osinergmin apruebe en el procedimiento de liquidación y pago del MIC (cláusula 11.4.9 del Contrato de Concesión).

Por lo expuesto, se recomienda que el Contrato de Concesión disponga que sea Osinergmin quien establezca los criterios para el reconocimiento de Consumidor Conectado, ello para fines del cumplimiento del Plan Mínimo de Conexiones, del pago del Costo de Conexión y del desembolso del MIC.

7.3.14 PARTICIPACIÓN DEL INSPECTOR

En la cláusula 5.2 del Contrato de Concesión, se señala que el Inspector tiene como función evaluar y certificar que el diseño y construcción del sistema de distribución hayan sido efectuados conforme a la normativa vigente. Al respecto, la participación del Inspector debe darse desde la etapa de diseño y no una vez concluida la construcción y equipamiento de obras para la POC. Debe tenerse en cuenta que las funciones del Inspector deben estar acorde con las etapas en las que participa, por lo que consideramos necesario que se evalúe que la participación del Inspector abarque desde el diseño del sistema de distribución.

Debe tenerse en cuenta que de acuerdo al marco normativo vigente la función de Osinergmin y la del Inspector Internacional no es la misma, por lo que las actividades de

supervisión que realiza Osinergmin no comprenden las del Inspector Internacional que de acuerdo al Contrato de Concesión se encuentra obligado a evaluar y certificar que el diseño y construcción del sistema de distribución se han efectuado conforme a la normativa vigente. Pese a lo indicado, la participación del Inspector, según el Contrato de Concesión, se da una vez concluida la construcción y equipamiento del sistema de distribución.

En tal sentido, no se puede considerar que la función del Inspector Internacional en las actividades de diseño y construcción, se realiza conforme a la supervisión que efectúe Osinergmin y por tanto debería incluirse su participación desde el diseño del sistema de distribución.

7.3.15 DE LA CONTRATACIÓN DEL AUDITOR

La cláusula 19.3 del Contrato señala que:

> *"(…)*
>
> *El auditor independiente será seleccionado por la Parte que no invoca la ruptura del equilibrio económico financiero, a partir de una terna propuesta por dicha Parte, debiendo cumplir los siguientes requisitos mínimos:*
>
> *(…)"*

De la redacción de la cláusula se entiende que la Parte que no invoca la ruptura del equilibrio económico financiero será la que propone una terna, pero dado que esa Parte es la que selecciona al auditor, no queda claro a quien se la presenta. Por lo señalado, se debe precisar la redacción del mencionado párrafo.

Por otra parte, no se especifica en el Contrato quién o cómo se va asumir el pago del auditor independiente. En ese sentido, se recomienda precisar en el contrato quién asume el pago del auditor y como se realizará el mismo a fin de evitar futuras controversias.

8 CONCLUSIONES

8.1. Conforme a lo establecido en el Decreto Legislativo N° 1362 y su Reglamento, corresponde a Osinergmin emitir opinión a los proyectos de contrato de concesión de Asociaciones Público Privada remitidos por Proinversión, la cual se sujeta al marco normativo que delimita sus competencias y facultades.

8.2. En el numeral 7 del presente informe se detallan un total de 08 observaciones críticas, 11 observaciones relevantes y 15 recomendaciones respecto a la Versión Final del Proyecto de Contrato de Concesión "Masificación del Uso de Gas Natural – Distribución de Gas Natural por red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali".

8.3. Elevar al Consejo Directivo de Osinergmin el presente informe a fin de que conforme a lo previsto en el literal e) del artículo 7 del Reglamento de Organización y Funciones de

Osinergmin, remita a Proinversión la opinión previa a que se refiere el Decreto Legislativo N° 1362 y su reglamento.

9 RECOMENDACIÓN

Como resultado de la evaluación técnica efectuada, las gerencias suscriptoras someten a la consideración del Consejo Directivo de Osinergmin la aprobación del presente informe que contiene observaciones críticas y relevantes, así como recomendaciones respecto a la Versión Final del Proyecto de Contrato de Concesión "Masificación del Uso de Gas Natural – Distribución de Gas Natural por red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali", a fin de que sea trasladado a Proinversión como opinión de este organismo.

Lima, 13 de abril de 2020

Jaime Mendoza Gacon
Gerente de Regulación de Tarifas

Julio Salvador Jácome
Gerente de Supervisión de Energía

Oscar Echegaray Pacheco
Gerente de División de Gas Natural (e) – GRT

Virginia Barreda Grados
Gerente de Supervisión de Gas Natural - GSE

Ricardo de la Cruz Sandoval
Gerente de Políticas y Análisis Económico (e)

Carlos Villalobos Dulanto
Gerente de Supervisión Regional (e) – DSR

Michele Bassino Pinasco
Gerente de Asesoría Jurídica (e)