

**Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural**

---

**Análisis de los Argumentos del Recurso de Reconsideración interpuesto por Gases del Pacífico S.A.C. contra la Resolución N° 207-2024-OS/CD**

**Expediente N° 151-2024-GRT  
28 de febrero de 2025**

<b>Elaborado por:</b> Jorge Luis Sanchez Paisig Rodrigo Eduardo Carrillo Castillo Eduardo Antonio Torres Morales Michael Antonio Moleros Cuestas Ricardo José Pando Argote Juan Francisco Allicca Alvarez Alexander Seminario Cacha	<b>Revisado y aprobado por:</b> [rmontoya]
--	---

<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>4</b>
<b>1 OBJETIVO.....</b>	<b>7</b>
<b>2 MARCO NORMATIVO Y ANTECEDENTES .....</b>	<b>8</b>
2.1 MARCO NORMATIVO.....	8
2.2 ANTECEDENTES.....	9
<b>3 EXTREMOS DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN PRESENTADO POR GASES DEL PACÍFICO S.A.C. 16</b>	
<b>4 ARGUMENTOS Y ANÁLISIS DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN DE GASES DEL PACÍFICO S.A.C.. 17</b>	
4.1 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DE GNL Y ESTACIONES DE REGASIFICACIÓN .....	17
4.1.1 Extremo 1: Sobre las particularidades de consumo .....	17
4.1.2 Extremo 2: Sobre la viabilidad técnica operativa.....	18
4.2 TRANSPORTE VIRTUAL GNL .....	40
4.2.1 Extremo 3: Sobre el Número de Cisternas.....	40
4.2.2 Extremo 4: Sobre la Duración del Round Trip .....	44
4.2.3 Extremo 5: Sobre la Vida Útil de las cisternas GNL .....	48
4.2.4 Extremo 6: Sobre los Costos de inversión en tractos, cisternas y capacidad de cisternas ...	48
4.2.5 Extremo 7: Sobre los Costos de operación y mantenimiento (combustible a utilizarse en las rutas de la sierra y ajuste de precios del diésel y GNL) .....	52
4.2.6 Extremo 8: Sobre las supuestas Arbitrariedades en el Excel de cálculo.....	53
4.3 COSTOS BAREMO: REDES DE POLIETILENO .....	56
4.3.1 Extremo 9: Sobre el Baremo de Costos – Variaciones de precios.....	56
4.3.2 Extremo 10: Sobre la supuesta Exclusión injustificada de ingeniero supervisor .....	58
4.3.3 Extremo 11: Sobre la asignación de la camioneta 4x4 a 7 cuadrillas .....	60
4.3.4 Extremo 12: Sobre la supuesta ineficiencia en la mezcla de concreto “in situ” en nivelación, compactación y reposición de tubería PE .....	61
4.3.5 Extremo 13: Sobre el Margen Contratista del 25% en Materiales .....	63
4.3.6 Extremo 14: Sobre los Costos de Materiales y máquinas en la construcción de redes .....	65
4.4 OPEX DE PERSONAL.....	73
4.4.1 Extremo 15: Sobre el Organigrama .....	73
4.4.2 Extremo 16: Sobre los Salarios.....	82
4.5 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA.....	91
4.5.1 Extremo 17: Sobre la Demanda residencial .....	91
4.5.2 Extremo 18: Sobre la Demanda industrial .....	96
4.5.3 Extremo 19: Sobre la supuesta inclusión arbitraria de pesqueras .....	100
4.5.4 Extremo 20: Sobre la inclusión de pesqueras Malabrigo .....	102
4.5.5 Extremo 21: Sobre la incorporación de fenómenos del Niño en la Demanda pesquera ....	105
4.6 EXTREMO 22: SOBRE LA DETERMINACIÓN DEL PERIODO DE RECUPERACIÓN PARA ANUALIDAD DEL VNR.....	109
4.7 OTRAS AFECTACIONES QUE IMPACTAN EN LA DETERMINACIÓN DE LA TARIFA.....	111
4.7.1 Extremo 23: Sobre las Tuberías de conexión.....	111
4.7.2 Extremo 24: Sobre las Obras especiales.....	122
4.7.3 Extremo 25: Sobre las Inversiones Complementarias .....	124
4.7.4 Extremo 26: Sobre los Procesos O&M.....	126
4.7.5 Extremo 27: Sobre la Cobranza .....	134
4.7.6 Extremo 28: Sobre el Call Center.....	136
4.7.7 Extremo 29: Sobre las Pérdidas.....	137
4.7.8 Extremo 30: Sobre el Odorante.....	139
4.7.9 Extremo 31: Sobre la Incobrabilidad.....	142

4.7.10	<i>Extremo 32: Sobre la Competitividad.....</i>	145
4.7.11	<i>Extremo 33: Sobre el Corte y Reconexión .....</i>	147
4.7.12	<i>Extremo 34: Sobre los Costos de instalación de gabinete.....</i>	151
4.7.13	<i>Extremo 35: Sobre la Inspección, Habilitación y Supervisión .....</i>	153
4.7.14	<i>Extremo 36: Sobre la entrega de información en el marco de la RCD 001-2025-OS/CD ...</i>	154
4.7.15	<i>Extremo 37: Sobre los Costos de PSR .....</i>	155
ANEXO 1 - RESUMEN METODOLÓGICO DE ENCUESTA DE REMUNERACIONES SALARY PACK DE PWC .....		157
ANEXO 2 – DOCUMENTOS DE INDUSTRIAS Y PESQUERAS .....		171
ANEXO 3 – COTIZACIÓN PARA IMPLEMENTAR RESOLUCIÓN N° 001-2025-OS/CD .....		188

## Resumen Ejecutivo

En el presente informe analiza el recurso de reconsideración interpuesto por Gases del Pacífico S.A.C. (en adelante “Concesionario” o “GdP”) contra la Resolución de Consejo Directivo N° 207-2024-OS/CD que fijó las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos y demás cargos aplicables a la Concesión Norte para el periodo regulatorio 2025-2028, así como aprobó el Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029, la cual fue publicada el 27 de diciembre de 2024 en el diario oficial El Peruano (en adelante “Resolución 207”).

Se ha analizado la documentación presentada por GdP y se ha evaluado la procedencia de realizar los cambios correspondientes según las conclusiones de cada extremo solicitado, siendo estos los siguientes:

### Resumen de evaluación de extremos presentados por Gases del Pacífico S.A.C.

Extremos	Fundado	Fundado en Parte	Infundado
1. Particularidades de consumo.		X	
2. Reconsiderar viabilidad técnica-operativa.		X	
3. Reconsiderar el número de Cisternas.		X	
4. Considerar la Duración del Round - Trip de 3.6 días.		X	
5. Considerar la vida útil de las cisternas GNL por 05 años.			X
6. Reconsiderar los costos de inversión en tractos, cisternas y capacidad de cisternas y su almacenamiento.			X
7. Reconsiderar el combustible a utilizarse en las rutas de sierra y ajuste de los precios del diésel y GNL.			X
8. Reconsiderar las supuestas arbitrariedades en el cálculo de la tarifa de transporte virtual.		X	
9. Reconsiderar el Baremo de Costos			X
10. Incluir al “Ingeniero Supervisor”		X	
11. Rectificar la asignación de la camioneta 4x4 a 7 cuadrillas		X	
12. Considerar los camiones mezcladores de concreto premezclado “in situ”			X
13. Aplicar el margen contratista del 25% en materiales	X		
14. Reconocer costos de mercado y características de materiales, maquinarias y equipos			X
15. Reconsiderar la metodología del Organigrama.		X	
16. Reconsiderar los Salarios.			X
17. Modificar el consumo promedio por usuario residencial considerando la totalidad de clientes.		X	
18. Excluir de la demanda industrial a empresas que GdP no ha incluido.		X	
19. Excluir a pesqueras como potenciales clientes en la proyección de demanda.		X	
20. Excluir a pesqueras como potenciales clientes en la proyección de demanda de Malabrigo		X	
21. Incorporar el efecto del Fenómeno del Niño en la proyección de demanda.			X
22. Establecer el periodo que resta de vigencia de la concesión como periodo de recuperación del VNR			X
23. Reconocer la dimensión real de las tuberías de conexión			X
24. Reconocer los costos reales de las obras especiales ejecutadas			X
25. Reconocer las inversiones complementarias reportadas hasta el 31.01.24		X	
26. Reconsiderar la valoración correspondiente a los procesos de operación y mantenimiento		X	

Extremos	Fundado	Fundado en Parte	Infundado
27. Reconocer por usuario el costo unitario de gestión de cobranza de USD 0.15 y el costo de recaudo de USD0.34			X
28. Reconsiderar los costos del Call Center			X
29. Reconsiderar el porcentaje de pérdidas del sistema.		X	
30. Reconsiderar la concentración del odorante.			X
31. Considerar un porcentaje de incobrabilidad.			X
32. Reconsiderar el porcentaje para definir la competitividad.			X
33. Actualizar los costos de corte y reconexión.			X
34. Ajustar los precios de instalación de los gabinetes.		X	
35. Ajustar costos de inspección, habilitación y supervisión.			X
36. Reconocer costos de implementación de la RCD 001-2025-OS/CD	X		
37. Incorporar los costos de las PSR y su dimensionamiento.		X	
<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>17</b>	<b>18</b>

A continuación, se presentan el resumen de los análisis de los extremos más relevantes del recurso de reconsideración de Gases del Pacífico S.A.C.:

1. Determinación de la capacidad de almacenamiento y transporte de GNL:
  - **Estaciones de Distrito:** Se incluyó vaporizadores forzados en las Estaciones de Distrito de Coishco y Malabrigo debido a las necesidades del sector pesquero. Los terrenos en Chimbote 2 y Malabrigo se valorizaron según el costo por metro cuadrado de documentos de compra-venta
  - **Transporte virtual:** Se determinó, en base a una demanda máxima estacional proyectada en el 2028 debido a la industria pesquera, la necesidad de contar con 53 cisternas de GNL. Se actualizó el Round Trip en base a la velocidad de las unidades en costa, tiempos adicionales para descanso de conductores, inspección de vehículos y repostaje de combustible
2. Actualización del Baremos de costos unitarios:
  - **Ingeniero supervisor:** Se incluyó a ingeniero supervisor cuya labor en 7 actividades constructivas y 4 frentes de construcción. El mismo criterio se aplica para la camioneta 4x2.
  - **Margen del contratista:** Se aplicó el 25% a los materiales consumibles, toda vez que estos son proveídos por el contratista. Se retiró el costo de stock de dichos materiales a fin de no duplicar su reconocimiento.
3. Factores de asignación de costos de personal:
  - **Actualización de factores:** Se actualizaron los factores de asignación de la empresa modelo, considerando actividades de transporte virtual y regasificación. Los factores fueron de 5% a los recursos administrativos y 8% al personal operativo dedicados a estas actividades.
4. Estimación de la demanda:

- **Demanda residencial:** Se revaluó la cantidad de clientes residenciales que tienen consumo cero de gas natural y que tienen alta probabilidad de reactivar su consumo.
  - **Demanda pesquera/industrial:** Se retiran consumidores potenciales que manifestaron en forma expresa su negativa al uso del gas natural.
5. Longitud de la tubería de conexión:
- **Valor promedio:** Se confirma que la longitud promedio de tubería de conexión por vivienda es de 3.28 m. Se identificaron errores en la información reportada por GdP en el Procedimiento VNRGN, respaldando los resultados de la visitas de verificación de campo efectuadas por personal de Osinergmin.

# 1 Objetivo

Analizar el Recurso de Reconsideración interpuesto por GdP contra la Resolución N° 207-2024-OS/CD, que fijaron las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos y demás cargos aplicables a la Concesión Norte para el periodo regulatorio 2025-2028, así aprobó el Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029.

## 2 Marco Normativo y Antecedentes

### 2.1 Marco Normativo

- Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (en adelante “TUO LPAG”).
- Decreto Supremo N° 040-2008-EM, que aprueba el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante “Reglamento de Distribución”), que establece los lineamientos y criterios básicos para la fijación de las tarifas máximas a ser aplicadas en el servicio público de distribución de gas natural por red de ductos.
- Resolución N° 080-2012-OS/CD que aprueba la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” (en adelante “Procedimiento para Fijación de Precios Regulados”), que como Anexo C.2, establece las etapas y plazos del “Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Acometidas y cargos de mantenimiento, corte y reconexión” (en adelante “Procedimiento”).
- Resolución N° 659-2008-OS/CD y sus modificatorias, mediante la cual se aprobó la Norma “Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural” (en adelante “Norma de Estudios Tarifarios”), que define los principios y criterios adoptados por Osinergmin en la determinación de los diversos aspectos que se encuentran regulados de la distribución de gas natural por red de ductos.
- Resolución N° 188-2012-OS/CD y modificatorias, que aprueba el Procedimiento para la Elaboración y Presentación de la Información Sustentatoria para la Fijación del Valor Nuevo de Reemplazo de Empresas Concesionarias de Distribución de Gas Natural (en adelante “Procedimiento VNRGN”), que contiene los requerimientos de información y los procedimientos que deben emplear los Concesionarios, para efectos de la elaboración y presentación de la información del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución de gas natural por red de ductos.

- Resolución N° 054-2016-OS/CD y modificatorias, que aprueba la Norma de Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final (en adelante “Norma de Condiciones Tarifarias”) que contiene las Condiciones Tarifarias que debe aplicarse en las tarifas del servicio de distribución de gas natural definidas al Consumidor final, así como, aspectos sobre la aplicación del precio medio del gas natural y costo medio de transporte.
- Resolución N° 056-2009-OS/CD que aprueba el Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural (en adelante “Procedimiento de Viabilidad”), mediante el cual se establece la metodología a seguir para definir la viabilidad técnica y económica de solicitudes de nuevos Suministros de gas natural por red de ductos y/o de ampliaciones de capacidad; así como el tratamiento de dichas solicitudes.
- Resolución N° 299-2015-OS/CD que aprueba el “Procedimiento para la Liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones de las Concesiones de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos” (en adelante “Procedimiento de Liquidación”) que contiene los criterios para la aprobación del Plan Anual, entre otros.
- Resolución N° 056-2017-OS/CD mediante la cual se fijaron los cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación de la Instalación Interna de los Consumidores Mayores a 300 m<sup>3</sup> /mes, así como los cargos de corte y reconexión del servicio de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Norte.

## 2.2 Antecedentes

- Con fecha 18 de octubre de 2013 se publicó la Resolución Suprema N° 067-2013-EM mediante la cual se otorgó a la empresa Gases del Pacífico S.A.C. – Quavii (en adelante “Concesionario” o “GdP”) la Concesión Norte de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, comprendida por las regiones de Lambayeque, La Libertad, Ancash y Cajamarca y se aprobó el respectivo Contrato de Concesión (en adelante “Contrato de Concesión”).
- Con fecha 10 de abril de 2019, se publicó la Resolución Suprema N° 001-2019-EM con la que se aprobó la Primera Adenda al Contrato de Concesión de GdP (en adelante “Adenda”), en virtud de la cual se modificaron las categorías tarifarias inicialmente aprobadas en el Contrato de la Concesión Norte; segmentándolas en menores rangos de consumo e incorporando una nueva categoría tarifaria especial.
- El 30 de enero de 2021, mediante Oficio N° 2250-2021-MINEM/DGH, la Dirección General de Hidrocarburos (en adelante “DGH”) remitió a Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 341-2021-MINEM/DGH-DNH-DGGN, en el que se concluye que la terminación del Primer Periodo Tarifario se producirá el 30 de diciembre de 2024, en caso no se presenten nuevas solicitudes de fuerza mayor y/o suspensión de plazos, por lo que la primera revisión tarifaria debe realizarse luego de transcurrida dicha fecha.

- Con Carta N° GDP-COM-S-2024-01098 recibida el 05 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2360-2024, GdP remitió a Osinergmin copia de su propuesta del PQI 2025-2029 (en adelante "Propuesta de PQI") para la Concesión Norte presentada a la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (en adelante "Minem") y su respectiva información de sustento.
- Con Oficio N° 0421-2024-GRT notificado el 13 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2538-2024, Osinergmin remitió a GdP las observaciones sobre el cumplimiento de criterios y contenido mínimo de la Propuesta de PQI, conforme a lo dispuesto en los literales a) y b) del artículo 63c del Reglamento de Distribución, otorgándole un plazo de tres (3) días hábiles para la respectiva subsanación.
- Mediante Oficio N° 425-2024-GRT notificado el 15 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2582-2024, Osinergmin solicitó al Minem remitir las solicitudes de acceso al servicio de distribución de gas natural en la Concesión Norte presentadas por los interesados, comunidades y/o asociaciones de viviendas que haya recibido su despacho; asimismo, solicitó se le remita los planos georreferenciados en formato Shapefile de los proyectos ejecutados y aquellos que se proyectan ejecutar en el año 2024 en la Concesión Norte que cuenten con financiamiento del FISE y/o del Programa "Con Punche Perú", de corresponder.
- Con Carta N° COM-GDP-S-2024-01322 recibida el 18 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2669-2024, GdP brinda respuesta al Oficio N° 421-2024-GRT.
- Mediante Oficio N° 0366-2024/MINEM-DGH recibido el 27 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 3145-2024, el Minem remite a Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 041-2024-MINEM/DGH-DGGN-DNH en el que se concluye que la Propuesta de PQI del Concesionario no es concordante con la Política Energética Nacional.
- Con Oficio N° 0508-2024-GRT de fecha 27 de marzo de 2024, según Registro GRT N° 2360-2024, Osinergmin remite al Minem, con copia a GdP, el Informe Técnico Legal N° 193-2024-GRT a través del cual se efectuó la verificación de los criterios y contenido mínimo de la Propuesta de PQI, conforme a lo previsto en los literales a) y b) del artículo 63c del Reglamento de Distribución. En dicho informe y, conforme a la evaluación realizada, se precisó que la Propuesta de PQI debía ser modificada, considerando el pronunciamiento del Minem y absolviendo las observaciones contenidas en el Informe Técnico Legal N° 193-2024-GRT.
- Con Oficio N° 536-2024-GRT notificado el 03 de abril de 2024, según Registro GRT N° 3255-2024, Osinergmin advierte a GdP que, debido a que el procedimiento de regulación de tarifas para el periodo 2024-2028 de la Concesión Norte se inicia obligatoriamente el 31 de mayo de 2024, las observaciones formuladas por Osinergmin y el Minem a la Propuesta de PQI debían ser absueltas a la brevedad de lo posible.
- Mediante Oficio N° 0388-2024/MINEM-DGH recibido el 04 de abril de 2024, según Registro GRT N° 3362-2024, el Minem remitió a Osinergmin la información requerida en el Oficio N° 425-2024-GRT, en relación a las solicitudes de acceso al servicio de

distribución presentadas por los interesados, comunidades y/o asociaciones de vivienda; y, los planos georreferenciados en formato Shapefile correspondientes al presente año, que cuenten con financiamiento del FISE y/o del Programa “Con Punche Perú”.

- Con Carta N° GDP-COM-S-2024-02240, recibida el 15 de mayo de 2024, según Registro GRT N° 4712-2024, GdP remitió al Minem su nueva versión de la Propuesta de PQI, que contiene la absolución de las observaciones realizadas por la DGH y Osinergmin a través del Oficio N° 0366-2024/MINEM-DGH y el Oficio N° 0508-2024-GRT, respectivamente.
- Con Oficio N° 0668-2024/MINEM-DGH recibido el 31 de mayo de 2024, según Registro GRT N° 5324-2024, el Minem remite a Osinergmin el Informe Técnico Legal N° 075-2024-MINEM/DGH-DGGN-DNH, el cual concluye que la nueva versión de la Propuesta de PQI presentada por la Concesionaria es concordante con la Política Energética Nacional vigente.
- Mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-02636, de fecha 31 de mayo de 2024, según Registro GRT N° 5304-2024, GdP remitió a Osinergmin su Propuesta Tarifaria de Tarifas de Distribución de gas natural por red de ductos y Cargos Complementarios (en adelante “Propuesta Tarifaria”) para el periodo 2025-2028, cumpliendo de esta manera con lo previsto en el ítem a) del Procedimiento.
- Con fecha 06 de junio de 2024, se publicó la convocatoria a audiencia pública en el diario El Comercio (diario de alcance nacional), el diario Mi Ciudad (diario de alcance local en Trujillo – La Libertad) y en el Diario De Chimbote (diario de alcance local en Chimbote).
- En la misma fecha se remitió el Oficio N° 927-2024-GRT, según Registro GRT N° 5400-2024, en el que se solicitó a GdP que, como máximo el 10 de junio de 2024, adjunte a su Propuesta Tarifaria los siguientes requisitos mínimos: (i) El Plan de promoción y (ii) la propuesta de baremo de costos unitarios con los sustentos respectivos. Además, se le requirió actualizar la información ingresada de la Propuesta de PQI en el Portal PRIE para asegurar su coherencia con lo presentado en la Propuesta Tarifaria.

En el mencionado oficio también se solicitó la participación de GdP en las Audiencias Públicas que se llevaron a cabo en las ciudades de Trujillo y Chimbote, con el fin de presentar y sustentar su Propuesta Tarifaria, PQI, y otros temas relacionados.

- El 10 de junio de 2024, mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-02768 recibida según Registro GRT N° 5487-2024, GdP dio respuesta a los requerimientos realizados por Osinergmin en el Oficio N° 924-2024-GRT.
- Conforme con lo previsto en el ítem c) del Procedimiento, los días 12 y 14 de junio de 2024, se realizaron las Audiencias Públicas convocadas por Osinergmin en las

ciudades de Trujillo y Chimbote, respectivamente, durante las cuales GdP presentó los detalles de su Propuesta Tarifaria, PQI y otros temas relacionados.

- Con Oficio N° 239-2024-OS-GG notificado el 01 de julio de 2024, según Constancia de Notificación N° 202400151231 y Registro GRT N° 6149-2024, Osinergmin remitió a GdP el Informe Técnico Legal N° 481-2024-GRT y el Informe N° GSE/DSR-1413-2024 que contienen el pronunciamiento de este Organismo sobre los aspectos de regulación y de supervisión respecto de la Propuesta de PQI presentada por el Concesionario para el periodo regulatorio 2025-2028, de conformidad con lo dispuesto en el literal d) del artículo 63c del Reglamento de Distribución.
- Con Oficio N° 1096-2024-GRT notificado el 02 de julio de 2024, según Constancia de Notificación N° 202400155352-1 y Registro GRT N° 5304-2024, Osinergmin remitió a GdP el Informe Técnico Legal N° 506-2024-GRT en el que se detallan las observaciones efectuadas por Osinergmin al contenido de la Propuesta Tarifaria presentada por GdP, cumpliendo de esta manera con la etapa prevista en el ítem d) del Procedimiento.
- Mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-03628, de fecha 31 de julio de 2024, según Registro GRT N° 7113-2024, GdP remitió a Osinergmin los documentos correspondientes a su absolución de las observaciones realizadas a la Propuesta Tarifaria para el periodo 2025-2028, acompañada de su Propuesta de PQI actualizado, así como la actualización de su Propuesta Tarifaria y la actualización del Modelo Tarifario, cumpliendo de esta manera con la etapa prevista en el ítem e) del Procedimiento.
- El 04 de noviembre de 2024, mediante Resolución N° 185-2024-OS/CD (adelante Resolución 185), se publicó el Proyecto de Resolución que aprueba la Tarifa Única de Distribución para la Concesión Norte correspondiente al periodo 2025 – 2028, el Plan Quinquenal de Inversiones, el Plan de Conexiones de Clientes Residenciales, así como los demás conceptos establecidos en el Reglamento de Distribución.
- El 7 y 8 noviembre de 2024, se efectuaron las Audiencias Públicas en las ciudades de Chimbote y Trujillo respectivamente, con la finalidad de que el Regulador sustente la propuesta tarifaria contenida en el proyecto de resolución publicada mediante Resolución 185, de acuerdo con la etapa h) del Procedimiento de Fijación de Tarifas.
- Dentro del plazo señalado se recibieron las comunicaciones de siete (07) interesados que se detallan a continuación:
  - BA Energy Solutions, a través de documento enviado mediante correo electrónico recibido a las 18:11 del 19 de noviembre de 2024.
  - INACAL, mediante correo electrónico recibido a las 16:29 del 20 de noviembre de 2024.
  - Gases de Pacífico S.A.C. (“GdP”), mediante correo electrónico a las 16:54 del 20 de noviembre de 2024.

- LIMAGAS NATURAL PERU S.A., a través de documento recibido el 20 de noviembre de 2024 a las 18:37 horas mediante la VVO de Osinergmin, con registro SIGED 202400274892.
  - Micaela Milagros Cabrera Correa, mediante correo electrónico recibido a las 20:48 del 20 de noviembre de 2024.
  - Sociedad Peruana de Hidrocarburos, mediante correo electrónico recibido a las 21:57 del 20 de noviembre de 2024.
  - Gas Peruano, mediante correo electrónico recibido a las 23:35 del 20 de noviembre de 2024.
- Mediante Carta N° GDP-COM-S-2024-05221 recibida con fecha 18 de noviembre de 2024, según Expediente Siged N° 202400271209 y Registro GRT N° 10125-2024, GdP solicitó el uso de la palabra en sesión del Consejo Directivo de Osinergmin con el objetivo de realizar una presentación sobre su posición respecto a la propuesta tarifaria publicada con Resolución 185, la misma que fue concedida y comunicada con Oficio N° 14-2024-OS/AAD de fecha 21 de noviembre de 2024 y realizada en la sesión del Consejo Directivo del 27 de noviembre de 2024
  - Con Carta N° GDP-COM-S-2024-05279, recibida con fecha 21 de noviembre de 2024, según Expediente Siged N° 202400275651 y Registro GRT N° 10384-2024, GdP solicitó una reunión con el equipo técnico de Osinergmin, ello en el marco del Procedimiento de Fijación de Tarifas que regula las audiencias privadas. Con Oficio N° 1885-2024-GRT de fecha 25 de noviembre se comunicó a GdP que dicha solicitud califica como una audiencia privada. Dicha audiencia se llevó a cabo el 26 de noviembre de 2024, siendo que el acta de dicha audiencia está publicada en el Portal Institucional de Osinergmin del proceso regulatorio.
  - Como parte de la evaluación de los comentarios, el Regulador dispuso la realización de visitas técnicas a las ciudades de Chimbote, Trujillo, Pacasmayo, Chiclayo, Lambayeque, Cajamarca y Huaraz, los días 28 y 29 de noviembre. Las vistas permitieron revisar en campo las longitudes promedio de las Tuberías de Conexión en cada una de las ciudades antes indicadas.
  - Como parte del proceso regulatorio la concesionaria solicitó mediante Cartas N° GDP-COM-S-2024-05403 y N° GDP-COM-S-2024-05367 una nueva Audiencia Privada con el Regulador, la misma que se llevó el día 11 de diciembre de 2024 a horas 15:00 en las oficinas de Osinergmin. El acta de dicha audiencia está publicada en el Portal Institucional de Osinergmin del proceso regulatorio.
  - Con Carta GDP-COM-S-2024-05571 recibida con fecha 17 de diciembre de 2024 según Registro GRT N° 10977-2024, GdP solicitó la programación de una reunión adicional con los equipos técnicos de Osinergmin, la misma que se llevó a cabo el 19 de diciembre a las 12 m. Con Oficio N° 2120-2024-GRT de fecha 18 de diciembre se comunicó al Concesionario, que dicha solicitud califica como una audiencia privada y que la misma se llevaría a cabo con fecha 19 de diciembre de 2024, según consta en el acta respectiva publicada en la dirección web del proceso regulatorio.

- El 29 de noviembre de 2024, mediante Resolución N° 197-2024-OS/CD, se establece el plazo para la publicación de la Resolución que fija las Tarifas de Distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Norte para el periodo 2025-2028.
- Con Carta GDP-COM-S-2024-05630, recibida el 23 de diciembre de 2024, GdP remite a Osinergmin el “Informe Caracterización viajes a Cajamarca y Huaraz”, requerida en la Audiencia Privada que se llevó a cabo el 11 de diciembre de 2024.
- El 27 de diciembre de 2024, mediante Resolución 207, se fijaron las tarifas de distribución de gas natural por red de ductos y demás cargos aplicables a la Concesión Norte para el periodo 2025-2028, así como el Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029, de acuerdo con la etapa j) del Procedimiento y la Resolución N° 197-2024-OS/CD.
- El 22 de enero de 2025, la empresa GdP interpuso su recurso de reconsideración contra la Resolución 207, dando así cumplimiento con la etapa k) del Procedimiento. Dicho recurso de reconsideración fue publicado en el portal institucional de Osinergmin y se convocó a Audiencia Pública, de acuerdo con la etapa l) del Procedimiento.
- Con Oficio N° 319-2025-GRT, notificada el 24 de enero de 2025, Osinergmin requiere a GdP la participación en las Audiencias Públicas para la presentación de su recurso de reconsideración en contra de la Resolución 207.
- Con Oficio N° 322-2025-GRT, notificado el 24 de enero de 2025, Osinergmin, luego de la revisión del recurso de reconsideración, requiere a GdP que subsane la información faltante detectada en su recurso de reconsideración.
- Con Carta GDP-COM-S-2025-00340 recibida con fecha 27 de enero de 2025 según expediente Siged N° 202500021970 y Registro GRT N° 803-2025, GdP solicitó a Osinergmin una reunión para la revisión conjunta del Recurso de Reconsideración interpuesta contra la Resolución 207. Con Oficio N° 382-2025-GRT de fecha 03 de febrero de 2025 se comunicó al Concesionario, que la solicitud formulada no puede ser atendida, debido a que el procedimiento para la resolución del recurso de reconsideración es una vía de revisión interna que debe resolverse exclusivamente por Osinergmin, por lo que el procedimiento no contempla la posibilidad de que el recurso sea objeto de evaluación conjunta con el administrado o tercero.
- Con Carta GDP-COM-S-2025-00341 recibida con fecha 27 de enero de 2025 según expediente Siged N° 202500022119 y Registro GRT N° 784-2025, GdP remite la información faltante requerida mediante el Oficio N° 322-2025-GRT.
- El 30 y 31 de enero de 2025, se efectuaron las Audiencias Públicas para sustentación de Recursos de Reconsideración interpuestos contra la Resolución 207, en las ciudades de Chimbote y Trujillo respectivamente, en la cual solo participó la empresa GdP, de acuerdo con la etapa m) del Procedimiento.

- Hasta el 10 de febrero de 2025, los interesados presentaron sus opiniones y sugerencias sobre el recurso de reconsideración contra la Resolución 207, conforme a la etapa n) del Procedimiento; por lo que, en el plazo máximo indicado, el Estudio Echeopar S.R.L. formuló sus observaciones contra el recurso de reconsideración presentado por GdP.
- En cumplimiento con la etapa ñ), Osinergmin resuelve el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa GdP y, de ser el caso, dispone las modificaciones a la Resolución 207.
- Con fecha 25 de febrero de 2025, y en base a su solicitud planteada en su recurso de reconsideración, GdP hizo uso de la palabra ante la sesión del Consejo Directivo N° 05-2025.
- Al amparo de lo establecido en el artículo 8 de la Ley N° 27838, con fecha 25 de febrero de 2025, se llevó a cabo una Audiencia Privada, según lo solicitado mediante Carta N° GDP-COM-S-2025-00799, en la que GdP sustentó los argumentos de su recurso, conforme consta en el Acta publicada en la web institucional.

### 3 Extremos del recurso de reconsideración presentado por Gases del Pacífico S.A.C.

El Concesionario ha presentado su recurso de reconsideración en contra de la Resolución 207, solicitando que se declare su nulidad o en su defecto, la modifique, suspenda todos sus efectos de manera inmediata y; como consecuencia de ello, se emita una resolución que apruebe tarifas y demás cargos aplicables para el periodo 2025-2028 y un nuevo Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029, conforme a los fundamentos de hecho, los mismos que se listan a continuación:

**Extremo 1:** Sobre la determinación de la Demanda Máxima para el dimensionamiento de la infraestructura de transporte de GNL y estaciones de regasificación.

**Extremo 2:** Sobre el Transporte Virtual de GNL

**Extremo 3:** Sobre los Costos Baremo: Redes de Polietileno

**Extremo 4:** Sobre el OPEX de Personal

**Extremo 5:** Sobre la Estimación de la Demanda

**Extremo 6:** Sobre la determinación del periodo de recuperación para el cálculo de la anualidad del VNR.

**Extremo 7:** Sobre otros aspectos

## 4 Argumentos y análisis del recurso de reconsideración de Gases del Pacífico S.A.C.

### 4.1 Determinación de la Demanda Máxima para el dimensionamiento de la infraestructura de Transporte de GNL y Estaciones de Regasificación

#### 4.1.1 Extremo 1: Sobre las particularidades de consumo

##### Argumento de GdP

GdP sostiene que no es responsable de definir la demanda de gas natural, ya que esta es determinada por el mercado. Aclara más bien que a lo que GdP está legalmente obligado es prestar el servicio a todo aquel que lo solicite dentro de la Concesión Norte, siempre que sea técnica y económicamente viable, tal como lo establecen el literal b) del artículo 42 y el artículo 63 del Reglamento de Distribución, el artículo 7.1 del Procedimiento de Viabilidad y el literal c) de la cláusula II del Contrato de Concesión.

Dado que la demanda de la Concesión Norte tiene una fuerte dependencia de la temporada de pesca (definida por el Ministerio de Producción) que es difícil de predecir por eventos climatológicos como el fenómeno de El Niño, GdP señala que es su obligación atender a la totalidad de la capacidad contratada de consumidores con demanda estacional, obligación que está recogida en los Contratos de Suministro cuyo modelo fue aprobado con Resolución Directoral N° 159-2019-MINEM/DGH. Adicionalmente, teniendo en cuenta que ninguno de sus clientes califica como Consumidor Independiente, GdP afirma que está obligado a suministrar en firme, la capacidad contratada establecida en el Contrato de Suministro de cada cliente, conforme al artículo 6.4 de Norma de Condiciones Generales de Servicio.

Por lo expuesto, GdP sostiene que las inversiones que ha realizado en transporte de GNL, almacenamiento y estaciones de regasificación son necesarias y eficientes para cumplir con las disposiciones legales y contractuales sobre la obligación del concesionario de prestar el servicio de manera segura, continua y confiable, a todo aquel que lo solicite, lo cual incluye los picos. Añade que, si no se contempla el

escenario de demanda en condiciones pico, esta quedaría desatendida, lo que obligaría a GdP a implementar racionamientos.

Señala que Osinergmin no tiene justificación para desconocer el dimensionamiento de infraestructura realizado por GdP previsorio y oportunamente para suministrar gas natural a sus clientes. Esta posición de Osinergmin ocasionaría que GdP incumpla con su obligación de atender a todos los clientes en firme hasta su capacidad contratada, la cual es reservada para el uso de estos clientes conforme el numeral 2.36 del Reglamento de Distribución y el artículo 9.5 de la Resolución N° 659-2008-OS/CD. Asimismo, menciona que la posición de Osinergmin le indica a GdP que, ante una desatención de demanda, no tendrá responsabilidad frente a Consumidores, el Regulador o el Minem.

Por tanto, GdP solicita rectificar la posición arbitraria, injusta e irrazonable al no reconocer el dimensionamiento de infraestructura que ha realizado GdP para atender la demanda pico.

### **Análisis de Osinergmin**

Respecto a los argumentos expuestos por GdP, estos son analizados en el Informe Legal N° 125-2025-GRT.

### **Conclusión**

Por los argumentos expuestos y lo analizado en el Informe Legal N° 125-2025-GRT, corresponde declarar **fundado en parte** este extremo del recurso de GdP.

## **4.1.2 Extremo 2: Sobre la viabilidad técnica operativa**

### **Argumento de GdP**

GdP en los Anexos 3 y 4 de su recurso, presentó informes de las consultoras ON QUEST y AYESA, los cuales analizan la viabilidad técnica y operativa de la infraestructura propuesta para atender la demanda en la Concesión Norte. Estos informes, evalúan las condiciones de demanda y nivel de inversiones propuestos, tanto por GdP como por Osinergmin.

Según los informes señalados, estos muestran que la Propuesta Tarifaria de GdP garantiza casi el 100% de la atención de la demanda, mientras que los parámetros proyectados por Osinergmin resultan en una demanda no atendida superior al 50,6% y una ruptura de stock superior al 87% para el año 2028.

Estos hallazgos son confirmados por estimaciones propias de GdP, documentadas en su Informe Técnico Sustentatorio adjunto en su Anexo 5. Según GdP, el escenario planteado por Osinergmin provocaría graves incumplimientos de disponibilidad del servicio, afectando la prestación del servicio firme y la capacidad contratada garantizada en los Contratos de Suministro. GdP enfatiza que no puede ser

responsable por estas deficiencias, ya que derivan del nivel insuficiente de activos reconocidos por el regulador.

Por tanto, GdP solicita Considerar la infraestructura que GdP ha propuesto para atender la demanda pico y garantizar un servicio continuo, seguro y confiable en la Concesión Norte.

### **Análisis de Osinergmin**

Antes de proceder al análisis técnico de este extremo, debemos señalar que los argumentos legales de GdP sobre las particularidades de consumo de la Concesión Norte, se analizan y responde en el Informe Legal N° 125-2025-GRT.

Ahora bien, sobre los informes de las consultoras On Quest (Anexo 3), AYESA (Anexo 4) e Informe Quavii (Anexo 5) que GdP presenta, los cuales sustentan que la infraestructura propuesta por GdP garantiza casi el 100% de la atención de la demanda, partiremos analizando el Informe Quavii (Anexo 5) dado que dicho documento contiene los perfiles de demanda diario con los cuales On Quest y AYESA han realizado sus evaluaciones.

Al respecto, debemos advertir que las evaluaciones realizadas por On Quest y AYESA tendrían un sesgo siendo que GdP ha considerado consumos anuales para el año 2028 de hasta 211,99 MM Sm<sup>3</sup>, mientras que el valor reconocido por Osinergmin al 2028 en la Resolución 207 ha sido de 152,80 MM sm<sup>3</sup>. En tal sentido, las evaluaciones realizadas para desvirtuar lo determinado por Osinergmin carecen de consistencia.

#### **A. Análisis del Informe Quavii (Anexo 5)**

Dicho informe evalúa la capacidad de la infraestructura necesaria para atender un perfil de demanda diaria del año 2028.

##### **i. Sobre el cuestionamiento a la capacidad del almacenamiento**

GdP en su análisis de dimensionamiento de la capacidad respecto a la demanda, incurre en una sobreestimación de la demanda del sector pesquero a ser atendido en su concesión. Al respecto, en el Anexo 5 considera las siguientes demandas históricas del sector pesca, que según GdP, no se condicen con la demanda que Osinergmin plantea atender en su modelo para toda la concesión, tal como muestra la siguiente figura.

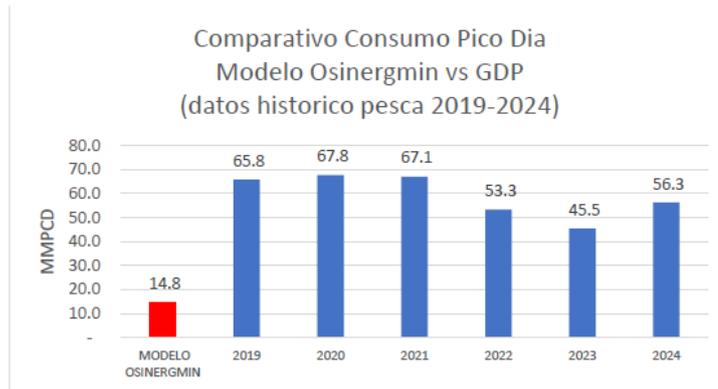


Gráfico 1. Comparativo de consumo pico día

Los valores señalados por GdP en la figura anterior, no se corroboran con la realidad expuesta en el siguiente cuadro, determinado a partir de la información histórica reportada. Al respecto, el cuadro está basado en información operativa histórica reportada por GdP<sup>1</sup>, y muestra que la máxima demanda de gas natural proveniente del GNL que atendió GdP a través de sus estaciones de distrito fue de 18,4 MMPCD, desde el inicio de su POC hasta marzo 2024, fecha de cierre de las evaluaciones del Regulador.

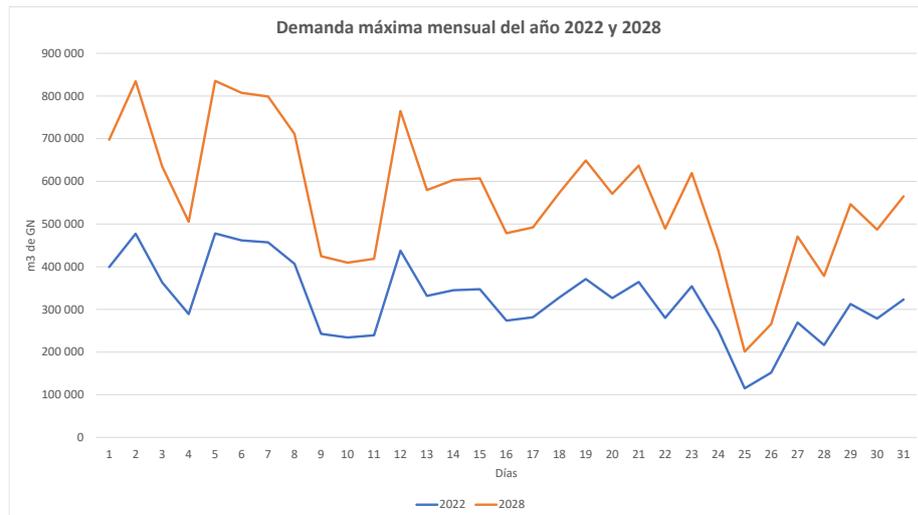
**Datos en descargas en puntos de demanda (PSR)**

Estadígrafo	m3/d GNL	m3/d GN	MMPCD (GN)	En camiones eq.
Max	867	520 017	18,4	17
Promedio	271	162 843	5,7	5
Desv Std	174	104 141	3,7	3
2 Desv Std	347	208 282	7,4	7

Por otro lado, los escenarios de máxima demanda del sector pesca al 2028 señalados por GdP y sus consultores, tampoco muestran vinculación con los datos del consumo real, los que para el mes de máxima demanda del año de mayor demanda (diciembre 2022) tuvieron el perfil diario que se muestra en la figura a continuación. Se adiciona también el siguiente cuadro de datos para extrapolar dicho perfil al año 2028, utilizando conservadoramente el factor de incremento de demanda del 75% (demanda proyectada por el Regulador en el año 2028 respecto a la demanda real del año 2022):

Descripción	Unidad	2022	2028
Demanda	m3	87 410 421	152 808 467
Incremento	%	75%	

<sup>1</sup> Archivo: Condiciones de operación – GDP.xlsx



Por otro lado, cabe indicar que según el pliego tarifario aprobado por Osinergmin, a la demanda pesquera se le aplican tarifas que son de carácter volumétrico (se les cobra según el consumo), y no tienen componente por capacidad contratada.

Al respecto, el modelo desarrollado para efectuar el dimensionamiento (capacidad) de las instalaciones de transporte virtual y almacenamiento de GNL por parte de Osinergmin, se realizó en virtud de que GdP no presentó en su propuesta un análisis de la necesidad de la logística mediante un modelo para la determinación del citado flete virtual, para el cual debía utilizar información real de su agente logístico, información que consta en:

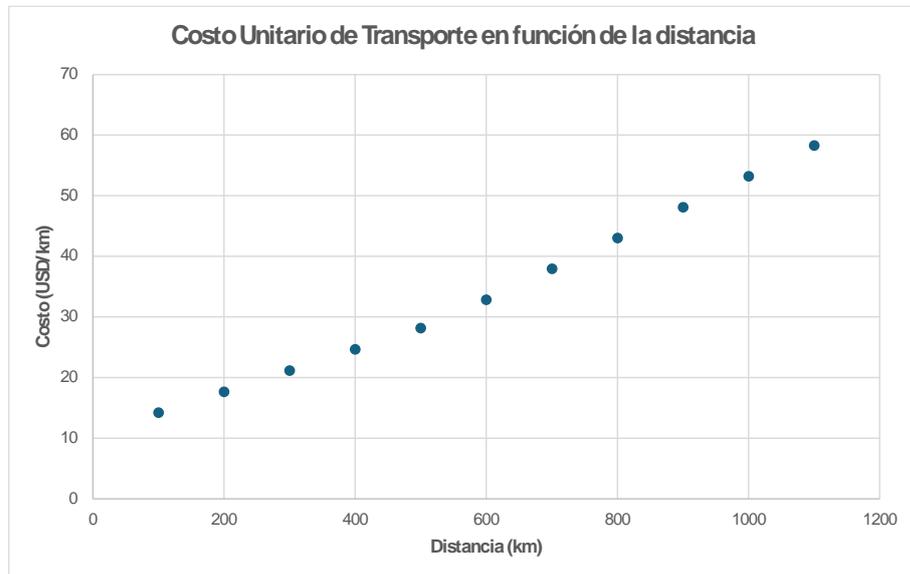
- El contrato suscrito por GdP con su transportista de GNL (Grupo TRC), incluyendo los documentos de liquidación de dicho contrato, y
- El esquema eficiente de transporte de GNL utilizado por GdP, para la atención actual de la demanda de la Concesión Norte.

Los informes técnicos de parte, que GdP adjunta como nueva prueba en el presente recurso, como ya se señaló distan en exceso del valor anual al 2028 reconocido por Osinergmin, en tal sentido podemos señalar que se pretende sobredimensionar las cifras realmente reconocidas. Sin perjuicio de ello se ha ahondado en el análisis de los criterios adoptados por Osinergmin para un mayor entendimiento.

**a. ¿Por qué se necesita determinar un esquema eficiente de transporte?**

La razón fundamental por la cual se requiere determinar un esquema de transporte que haga uso eficiente de la infraestructura en la atención de la demanda de gas, es porque se está en presencia de una curva de costos incremental, donde el costo de transporte del gas (USD/km del tramo) se

incrementa en función a la distancia del tramo utilizado, tal como a manera de ejemplo muestra la siguiente figura:



Ante una curva como la anteriormente mostrada, por eficiencia económica (mínimo costo), si el esquema de transporte se fragmenta en dos tramos, se obtiene un menor costo total. Así por ejemplo, utilizando valores de la figura anterior, el costo de transportar una distancia de 800 km en una sola etapa o tramo sería de **USD 34.400** (800 km de tramo x 43 USD/km del tramo), mientras que si se realiza en dos etapas de 400 km cada tramo, el costo total se reduce a **USD 20.000** (2 x 400 km de tramo x 25 USD/km de tramo), esto significa más del **58%** de ahorro.

**b. ¿Cuál es el esquema de transporte adoptado por Osinergmin?**

Osinergmin en el cálculo del transporte del gas, utilizó el esquema que en la literatura técnica se denomina Hub&Spoke, sobre el cual la empresa CHART, proveedor de equipos de transporte y almacenamiento de LNG para GdP, lo publica como caso de estudio, en el siguiente enlace:



www.ChartLNG.com ©2019 Chart Inc. LNG@chartindustries.com P/N 21463279

**Highlights:** Seven cities operate in a hub and spoke system. Single LNG liquefaction facility provides liquefied natural gas. LNG transport trailers deliver 18 loads for a total of 1,000cm (20 million SCFH) per day. Converting to natural gas is expected to significantly reduce overall GHG emissions of CO<sup>2</sup> per year.

Location — Northern Peru

**Scope of Project:**

- Site walks and recommendation feasibility of each remote location.
- Design, engineering and project management, overall and per site.
- Equipment supply for 7 regasification systems sourced from Chart's multiple global facilities.
- LNG transport trailers.
- Classroom and hands-on training for on-site personnel.



**Application:**

Providing natural gas to remote areas in Peru to supply 200,000+ homes and businesses. Peru is the site for South America's first LNG liquefaction plant. The production facility, exporting the cryogenic liquid for many years, now turned attention to using the virtual pipeline solution to provide access to natural gas where it wasn't previously available.

**Project Background:**

The Peruvian customer approached Chart as the LNG OEM single source supplier to provide equipment packages, commissioning and integrated customized solutions for 7 cities nominated for LNG regasification sites. Previous challenges to bring natural gas to these cities included inability to lay pipeline through mountains, jungles, deserts and distances. Each city required different flow and storage requirements. The parties agreed Chart would provide a base option per the specification document, as well as provide an alternative solution based on Chart's engineering know-how and long history of LNG.

**System Configuration:**

Each of the regasification equipment packages were individually designed for the 7 specifically chosen cities: Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque and Pacasmayo.

- The storage ranged from 30m<sup>3</sup> on site to 400m<sup>3</sup> on site.
- Continuous average flow rate requirements ranged from 70 Nm<sup>3</sup> to 6,306 Nm<sup>3</sup>.
- Each system designed and manufactured to support a 4-hour continuous maximum flowrate requirement, ranging from 257 Nm<sup>3</sup> to 13,500 Nm<sup>3</sup>.
- Each location included LNG offload modules, pump skid modules, ambient vaporizers and final line pressure control assemblies.
- Sites meet NFPA59A code requirements.

**Significant Accomplishments:**

- Project completion for 7 remote sites was Q1 2018 through Q1 2019
- The access to natural gas providing significant economic and environmental benefits for Northern Peru cities and towns.
- The virtual pipeline network is a significant policy achievement for the broader issue of energy security and infrastructure diversity in Peru.



Por tanto, efectuando una comparación con los datos que se detallan en la publicación de CHART (proveedor de camiones a GdP), los ratios de dimensionamiento de la capacidad determinados por Osinergmin resultan conservadores, y más favorables a GdP que los considerados por CHART en el documento señalado, tal como puede identificarse en el siguiente cuadro. Dicha comparación refuta el argumento central del recurso de GdP, respecto a que la infraestructura reconocida en cuanto a capacidad de regasificación, almacenamiento y flota de transporte de GNL, no está en capacidad de atender el requerimiento de todos los clientes de la Concesión Norte.

Descripción	Osinergmin	CHART
Ciudades Atendidas	Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque y Pacasmayo	Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque y Pacasmayo
Camiones/Remolques considerados	25	18
Demanda Diaria Atendida GNL (m <sup>3</sup> )	1 250	1 000

Demanda Diaria Atendida de GN (MMPCD)	29,5	20
Estaciones de Regasificación	8	7
Capacidad de Almacenamiento por ED (m <sup>3</sup> )	30 – 1000	30 – 400
Capacidad de Vaporización continua (m <sup>3</sup> )	500 – 44 800	70 – 6 306
Capacidad de Vaporización en 4 horas (m <sup>3</sup> )	1 000 – 62 800	257 – 13 500

En cuanto a la capacidad total de las estaciones de distrito para la atención de las demandas respectivas, se ha tomado en cuenta los volúmenes despachados (m<sup>3</sup>/año) y los flujos máximos (m<sup>3</sup>/h) atendidos por cada estación de distrito, tal como muestra el siguiente cuadro a manera de ejemplo para el caso de la ED Chimbote:

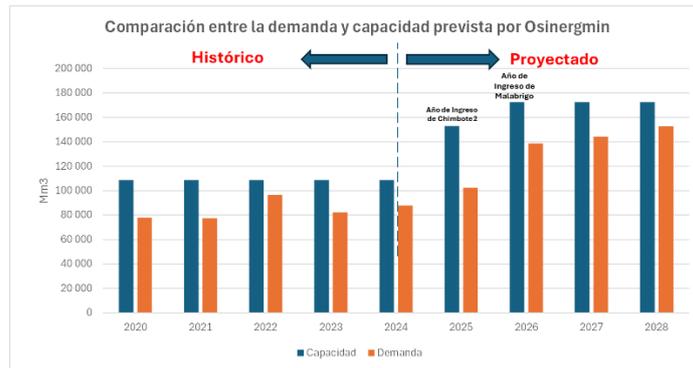
#### ED CHIMBOTE

Año	Vol Despachado m <sup>3</sup>	Flujo Max m <sup>3</sup> /h
2017	74	0
2018	3,280,993	8,303
2019	23,553,673	15,473
2020	44,210,481	47,809
2021	34,887,119	23,668
2022	36,722,667	18,428
2023	27,155,800	34,772

Por lo tanto, la capacidad total de las Estaciones de Distrito es la mostrada en el siguiente cuadro, que determina una capacidad existente de 108,8 millones de m<sup>3</sup>-año, y 82 389 m<sup>3</sup>/h, la cual resulta suficiente para la atención de la demanda histórica:

Estación de Distrito	Año	Vol. Despachado Max. (m <sup>3</sup> )	Flujo Max (m <sup>3</sup> /h)	Capacidad (m <sup>3</sup> )
ED. Huaraz	2023	1 512 067	1 689	1 512 067
ED. Chimbote	2020	44 210 481	47 809	44 210 481
ED. Coishco	2022	6 837 484	6 442	19 427 878
ED. Trujillo	2022	28 343 455	9 822	28 343 455
ED. Pacasmayo	2022	1 643 643	1 146	1 643 643
ED. Cajamarca	2023	4 333 145	6 680	4 333 145
ED. Chiclayo	2022	8 208 989	7 670	8 208 989
ED. Lambayeque	2021	1 141 178	1 131	1 141 178
<b>TOTAL</b>		<b>96 230 442</b>	<b>82 389</b>	<b>108 820 836</b>

Por lo tanto, si se considera las nuevas capacidades de las ED Chimbote 2 y Malabrigo, para la atención de las demandas proyectadas, se mantiene la suficiente capacidad para la atención de la demanda, tal como muestra la siguiente figura cuyos valores se detallan en el cuadro a continuación:



Rubro	2025	2026	2027	2028
Capacidad	153 031	172 459	172 459	172 459
Demanda	102 376	138 674	144 291	152 808
Exceso de Capacidad	49%	24%	20%	13%

Finalmente, debemos señalar que **la NTP 111.032** establece que para el diseño de las estaciones se debe **considerar un almacenamiento de GNL** para una **autonomía de 72 horas (3 días)** para cubrir la **demanda del consumo residencial y comercial**; asimismo, la definición de Estación de Distrito (ED) del **Contrato de la Concesión Norte** señala que *“Se deberá **considerar un almacenamiento** capaz de ofrecer una **autonomía mínima de un (01) día de consumo medio** de los **consumidores**. En caso los **consumidores requieran una mayor capacidad de almacenamiento (autonomía) deberá efectuar el aporte no reembolsable necesario”***.

Por lo tanto, la necesidad de una infraestructura proyectada adicional que supere la autonomía mínima señalada en la NTP (3 días de residencial y comercial) y el Contrato de la Concesión Norte (1 día del consumo medio de todos los consumidores) deberá ser asumida por los clientes que la generan con un aporte no reembolsable. En tal sentido, manteniendo estas premisas de niveles de autonomía diferenciada y consumos medios, se protege a los consumidores residenciales y comerciales de que paguen por una infraestructura sobredimensionada y en gran parte del año subutilizada, producto de los perfiles de demanda estacional generada por la industria pesquera.

Debemos señalar que las evaluaciones de GdP, On Quest y AYESA, consideran una demanda anual proyectada al año 2028 (en base a perfiles históricos del 2019 al 2024) de hasta 211,99 MM Sm<sup>3</sup> que es superior a la reconocida por Osinergmin, de 152,80 MM Sm<sup>3</sup>. En tal sentido, como las evaluaciones realizadas por GdP, On Quest y AYESA parten de supuestos de demanda erróneos, estas no invalidan la decisión de Osinergmin e incluso evidencian niveles de demanda potencial que este Regulador no ha identificado por la asimetría de información.

Por lo expuesto, no se aceptan los argumentos de GdP. Se considera que los almacenamientos propuestos por Osinergmin para las Estaciones de Distrito,

considerados en la Resolución 207, son los suficientes para atender la demanda y cumplen con los niveles de autonomía mínimo establecido en la normativa vigente.

ii. **Sobre el cuestionamiento a la descarga de GNL**

GdP menciona requerir mayor infraestructura en Malabrigo, considerando la necesidad de instalar una nueva Estación denominada Malabrigo B; al respecto, tal como se ha mencionado en el análisis de capacidad de almacenamiento y la infraestructura adicional o nueva (ampliación de Chimbote 2 y nueva estación “Malabrigo B”), la infraestructura que supere la autonomía mínima señalada en la NTP y el Contrato de Concesión deberá ser asumida por los consumidores que la generan, con un aporte no reembolsable.

GdP indica requerir regasificación ambiental adicional a lo reconocido por Osinergmin en especial en las Estaciones de Chimbote 2, Malabrigo A y Malabrigo B; al respecto debemos señalar que en las Estaciones Chimbote 2 y Malabrigo A se está reconociendo equipos de regasificación forzada en adición a los vaporizadores ambientales, la cual atiende la necesidad operativa señalada por GdP. Sobre la Estación Malabrigo B, de ser requerida, esta superaría la autonomía mínima señalada en la NTP y el Contrato de Concesión, por lo que deberá ser asumida por los consumidores que la generan como un aporte no reembolsable, ello teniendo en cuenta además que serían empresas pesqueras con consumo estacional las que haría uso de esta infraestructura.

GdP requiere la necesidad de contar con regasificación forzada en las estaciones de Coishco, Chimbote 2, Malabrigo A y Malabrigo B para poder satisfacer las demandas de los clientes del sector pesca, así como contar con beneficios operativos producto de su incorporación; al respecto debemos señalar que este tipo de regasificador impacta directamente en la atención (flujo de gas) de los clientes, en tal sentido se considera reconocer la regasificación forzada en Coishco y Malabrigo A. Cabe señalar que en Chimbote 2 ya se ha reconocido regasificación forzada, tal como se verifica en la Resolución 207.

En relación a los costos a reconocer por los vaporizadores forzados, estos inicialmente se valorizaron, en la Resolución 207, a partir del siguiente cuadro proporcionado por GdP:

Tabla 9-18: Listado de equipos del sistema de Vaporización Forzada (Cap. 26,800 Sm<sup>3</sup>/h)

Componente	Cantidad	Capacidad	CAPEX
Vaporizador Forzado (Haz Tubular)	4 und	4 x 6,700 = 26,800 Sm <sup>3</sup> /h	
Bombas Centrifugas	2 und	55 KW	
Calderas Pirotubulares	4 und	300 BHP	USD 1,221,280
Válvulas criogénicas anuales y automáticas	4 und	Actuated Globe Valv DN65	
Sistema F&G	1 und	Central de gas	

Ahora bien, en base a información alcanzada por GdP en su recurso, se ha elaborado el siguiente cuadro de costos en forma desagregada, obteniéndose un valor ligeramente inferior al reconocido de USD 1 221 280.

Componente	Cantidad	P.U.	Sub-Total
		USD	USD
Intercambiadores Shel & Tube -"U" Stamp 6700 @16 bar	4	50 087	200 348
Manifold de Ingreso GNL 2" (válvulas manuales)	1	21 384	21 384
Manifold de descarga GN 6 x10" (válvulas manuales)	1	21 384	21 384
Flete y seguros	1	11 400	11 400
Calderas Pirotubulares 330 BHP	4	181 952	727 810
Grupo electrógeno 330 kW	1	237 333	237 333
<b>TOTAL VAPORIZADORES FORZADOS</b>			<b>1 219 659</b>

Por lo expuesto, sólo se acepta la inclusión de vaporizadores forzados en las Estaciones de Malabrigo y Coishco.

iii. **Sobre el cuestionamiento al sistema Contra Incendio y Fire & Gas y sistema de despresurización de cisternas**

GdP señala que la Estación de Trujillo mantiene su código de diseño inicial no siendo mandatorio la instalación del sistema de enfriamiento; al respecto, siendo que la metodología de reconocimiento de la infraestructura es a nuevo (Valor Nuevo de Reemplazo - VNR), conceptualmente se debe incorporar los sistemas necesarios que señala la normativa vigente, por lo tanto, se mantiene el reconocimiento de dicho sistema en la mencionada Estación.

GdP señala que, si bien el sistema de bombas criogénicas y el regasificador PBU cumplen funciones clave dentro de la operación de transferencia y regasificación de GNL, estos equipos no eliminan la necesidad de un sistema específico de despresurización, alegando que es imperativo que las cisternas sean entregadas en el cargadero con una presión inferior a 1 barg, evitando que sean observadas por el operador del cargadero y que se aprovecha el GNL remanente de GNL. Al respecto, debemos señalar que los nuevos sustentos que GdP adjunta (anexo de la PSR CHIMBOTE 2) ANEXO 3 - EPC PROYECTO NUEVA ED CHIMBOTE-SIDER, "COBRA", "CONVECA" y "NATGAS SIM", así como el ANEXO 17 - ERP NUEVO CHIMBOTE - SIDER, corresponden a una instalación diferente a la configuración de la PSR Chimbote 2 reconocida por el Regulador en la Resolución 207, la cual tenía que estar adaptada a la demanda proyectada, por lo que consideró similares costos y capacidades a los de la PSR Chimbote 1

la cual históricamente no ha requerido de un sistema de despresurización de camiones.

Asimismo, debemos indicar que en el documento de On Quest, la imagen que sustenta el requerimiento de despresurización indica "condiciones requeridas para primera carga de GNL", resaltando la presión entre 0 a 1,5 Barg entendiéndose para la primera carga, e incluso el documento señala de la máxima hasta 3 Barg, por lo que los rangos no son absolutos. Por otro lado, la despresurización en Chimbote 2 es contraproducente puesto que por el viaje de retorno no se alcanzaría la temperatura requerida dentro del tanque para la recarga en Melchorita (-150 a -110 °C), tal como lo señala el documento de On Quest donde indica que el GNL remanente es "para mantener fría y en condiciones para la siguiente" carga. En tal sentido, si bien vemos que las instalaciones de despresurización pueden mejorar la operatividad de la descarga, no es una instalación imprescindible para la operación de este, pues actualmente vienen operando sin esta instalación.

Por lo expuesto, no corresponde aceptar los argumentos de GdP.

iv. **Sobre el cuestionamiento al Sistema de Generación Eléctrica de respaldo**

GdP señala que aunque las PSR están conectadas al SEIN, contar con un sistema de generación eléctrico de respaldo resulta imprescindible, lo cual va en línea con lo señalado en el Contrato de Concesión y la NTP 111.032. Al respecto debemos señalar que la NTP señala sistemas de respaldo como UPS y grupo electrógeno, sin establecer la capacidad del mismo. En tal sentido, en la Resolución 207 se reconoció un grupo electrógeno de 10 kW para todas las Estaciones de Distrito.

Por otro lado, GdP ha señalado que entre los equipos críticos que deben de contar con respaldo eléctrico en las Estaciones de Distrito, son los vaporizadores forzados; al respecto debemos indicar que el costo del grupo electrógeno de mayor tamaño (330 kW) ya se encontraría considerado en el costo de los equipos que comprende la regasificación forzada, tal como se detalla a continuación:

Componente	Cantidad	P.U.	Sub-Total
		USD	USD
Intercambiadores Shel & Tube-"U" Stamp 6700@16 bar	4	50 087	200 348
Manifold de Ingreso GNL 2" (válvulas manuales)	1	21 384	21 384
Manifold de descarga GN 6 x10" (válvulas manuales)	1	21 384	21 384
Flete y seguros	1	11 400	11 400
Calderas Protubulares 330 BHP	4	181 952	727 810
Grupo electrógeno 330 kW	1	237 333	237 333
<b>TOTAL VAPORIZADORES FORZADOS</b>			<b>1 219 659</b>

Por lo expuesto, no corresponde aceptar los argumentos de GdP.

v. **Sobre el cuestionamiento a las Distancias de Seguridad de las PSR**

GdP reitera que el dimensionamiento de los terrenos destinados a la instalación de las PSR que se ha reconocido no es el adecuado y que las áreas de terreno consideradas no contemplan espacios adicionales; al respecto, debemos señalar que en el siguiente cuadro se presenta las áreas de terreno adquiridas por GdP para las PSR operativas, así como las respectivas áreas reconocidas. Como se observa, el área total considerada por Osinergmin para las PSR existentes supera en 13% el área total considerada por GdP, y en todas las PSR, salvo Trujillo, se ha considerado un área mayor que el adquirido por GdP. Asimismo, siendo que la capacidad de la PSR Trujillo es menor que la capacidad de la PSR Chimbote, no se justifica una mayor área terreno en dicha PSR.

PSR	Área adquirida por GDP (m <sup>2</sup> )	Área considerada por Osinergmin (m <sup>2</sup> )	Diferencia (%)
ED Cajamarca	5 000	5 624	12%
ED Lambayeque y Chiclayo	10 002	10 385	4%
ED Pacasmayo	3 022	4 761	58%
ED Trujillo	15 326	9 964	-35%
ED Chimbote	8 736	9 964	14%
ED Huaraz	2 256	4 761	111%
ED Coishco	4 618	9 964	116%
<b>TOTAL</b>	<b>48 961</b>	<b>55 423</b>	<b>13%</b>

Cabe señalar que el área de la descompresión de GNC no forma parte de análisis por no ser imprescindible para la operación. Los hechos señalados, refutan el argumento sostenido por GdP en el presente recurso.

Por lo expuesto, no corresponde aceptar los argumentos de GdP.

#### **vi. Sobre el cuestionamiento a los costos de terrenos**

GdP señala que en el diseño de los terrenos se debe tener en cuenta que estos deben ser evaluados y preparados según estándares internacionales, como el NFPA 59, y que es necesario realizar obras como compactación adicional, entre otros, para garantizar la estabilidad ante sismos (presenta documentación). Asimismo, señala que el terreno adquirido a Sider requiere su propio cerco perimétrico y vías de acceso. Además, señala que ha realizado estudios que demostraron que el terreno adquirido es la opción más viable.

Al respecto, por eficiencia (considerar la ubicación de la nueva planta cercana a la demanda) y adaptabilidad (que la oferta guarde relación con la demanda), se reconoció el costo de la PSR Chimbote 2 sea igual al costo de la PSR Chimbote 1 (existente y más cercana a la zona de demanda pesquera). Asimismo, debemos indicar que las evaluaciones que señala GdP son reconocidas dentro de la Ingeniería del Proyecto, la cual se encuentra dentro del costo unitarios aprobado. Sobre las obras necesarias de movimiento de tierras de similar forma se encuentran reconocidas bajo el concepto de acondicionamiento del terreno; sobre el cerco perimétrico este se encuentra reconocido en el concepto de malla electrosoldada, asimismo se han

reconocido costos de vías de acceso bajo el concepto de carriles acceso cisternas, y los demás estudios se encuentran reconocidos en los costos indirectos.

Finalmente, se ha considerado incorporar en el modelo el costo unitario del terreno proveniente de la minuta proporcionada por GdP por la compra de los terrenos en Chimbote y Malabrigo a fin de valorizar los terrenos de la Estación de Chimbote 2 y la Estación de Malabrigo.

Por lo expuesto, no corresponde aceptar los argumentos de GdP sobre reconocer costos para la adecuación de los terrenos de las PSR, pues ya son reconocidos dentro de la ingeniería del proyecto. Asimismo, se toman los costos unitarios de los terrenos adquiridos para las PSR Chimbote 2 y Malabrigo, a fin de considerarlos en la valorización de las mismas.

#### **vii. Sobre el cuestionamiento al CAPEX**

GdP señala que Osinergmin no contempla factores y variables que influyen en el dimensionamiento y estimación de costos necesarios para el desarrollo de las Estaciones de Distrito, para ello presenta información sobre los costos que va a incurrir en los proyectos de Chimbote 2, Malabrigo A y Malabrigo B.

Debemos señalar que el dimensionamiento realizado de las Estaciones de Chimbote 2 y Malabrigo A ha sido determinado en base a la autonomía señalada en la NTP 111.032 y en el Contrato de la Concesión Norte, el cual señala una autonomía basada en el consumo medio, lo que sustenta la posición de Osinergmin. Por otro lado, se observa que GdP en sus evaluaciones ha utilizado el perfil diario de los últimos años, el cual lo ha extrapolado para la demanda proyectada del año 2028, que incluso es superior a la reconocida por Osinergmin, lo que resulta en niveles de infraestructura superiores que gran parte del año va a estar subutilizada. Esto se debe a que GdP evalúa su proyección en base a históricos diarios y no en base a un consumo medio, tal como lo señala el Contrato de Concesión.

Por lo expuesto, no corresponde aceptar los argumentos de GdP.

#### **viii. Sobre el cuestionamiento a las Estaciones de Descompresión de GNC**

GdP señala que ha realizado modelamientos en función de la demanda, en tal sentido considera que el suministro de GNL no es suficiente para satisfacer la demanda pico día, por lo tanto, solicita se le considere 02 estaciones de descompresión de GNC. Al respecto, el análisis realizado por GdP solo muestra el gas inyectado proveniente del GNC y no la evaluación de la Estación Trujillo y Lambayeque operando en forma conjunto con la infraestructura de GNL, en cuyo caso se puede observar que la infraestructura de GNL es suficiente para atender la demanda de dichas localidades.

Por lo expuesto, no corresponde aceptar los argumentos de GdP.

**ix. Sobre el cuestionamiento a las ERP**

GdP sostiene que Osinergmin no está reconociendo el precio real de mercado de la Estaciones de Regulación de Presión (ERP) de las Estaciones de Distrito, lo cual carece de sustento técnico. GdP solicita por tanto se considere los resultados de su proceso de licitación. Además, señala que el costo del equipamiento de las ERP's es de USD 1 285 604, considerando como ejemplo el caso de Chimbote 2 (igual a Chimbote 1) y que Osinergmin solo ha considerado un valor de USD 689 295, debido a que no se han reconocido otros equipos.

Al respecto, debemos señalar que el equipamiento de las ERP's reconocidas por Osinergmin, tiene un costo de USD 506 005 cada una, muy similar al valor adjudicado por GdP (USD 515 000), por lo tanto, las diferencias de costo no están en los equipos, sino en los costos de montaje, que para el presente caso son equipos modulares provistos en un skid, que no requieren de un costo de montaje elevado, tal como propone GdP (149% del costo del equipo).

Por lo expuesto, no corresponde aceptar los argumentos de GdP.

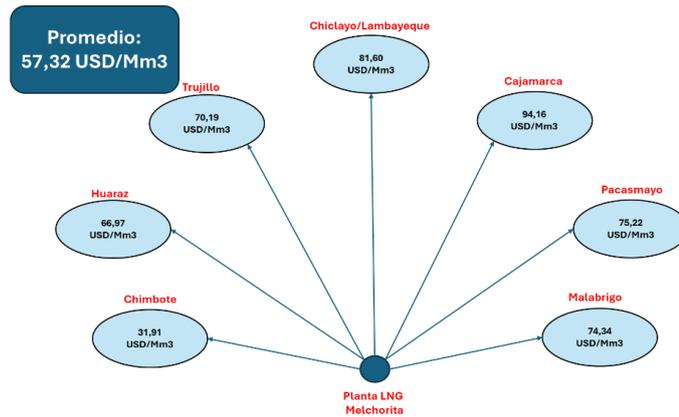
**B. Análisis del documento de On Quest (Anexo 3 del Recurso)**

El documento de On Quest contiene la evaluación de la atención de la demanda, almacenamiento de GNL, cisternas requeridas y costos de Estaciones de Distrito, diseñadas utilizando la demanda propuesta por GdP y Osinergmin.

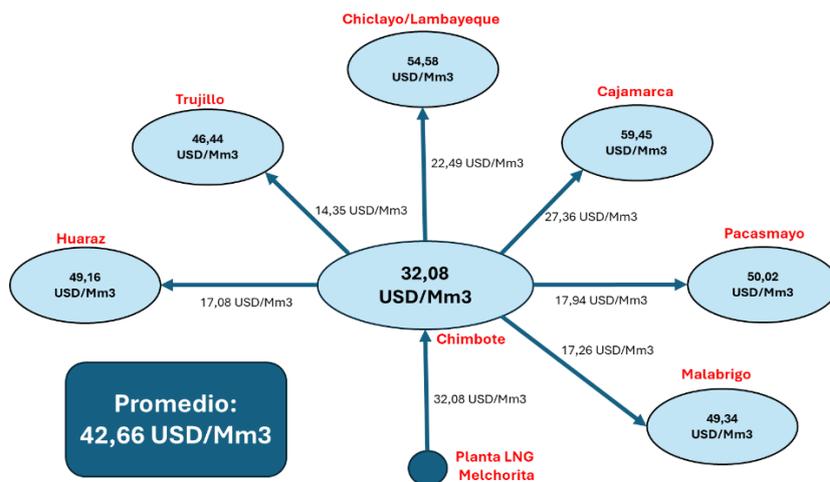
**i. Sobre el cuestionamiento del modelo HUB & SPOKE**

El informe de On Quest señala que el modelo de HUB & SPOKE resulta en costos más altos para los Spokes, debido a que el transporte secundario desde el Hub hacia los Spokes le agrega kilometraje y costos operativos. Asimismo, señala que el modelo de GdP es el adecuado puesto que garantiza menores costos y simplicidad operativa para el GNL.

Al respecto, el esquema de transporte propuesto por On Quest considera un transporte directo entre la fuente (Melchorita) y cada Estación de Distrito, según muestra la siguiente figura (con valores referenciales, a modo de ejemplo):



Dicho esquema de transporte pretende reemplazar al utilizado por Osinergmin, cuyos costos de transporte de GNL (*ceteris paribus* los costos considerados en la figura anterior) serían los mostrados en la siguiente figura, donde se determina un costo promedio menor. Con el cambio de esquema, On Quest solicita que se considere un costo 34% superior al reconocido y detallado en la siguiente figura:



Los argumentos señalados por On Quest como desventajas del esquema Hub&Spoke y que determinan su no aplicación en el caso de GdP, son:

- Mayor capacidad de almacenamiento en el Hub ya que también se debe cubrir las demandas de los Spokes.
- Costos más altos para los Spokes: el transporte secundario desde el Hub hasta los Spokes agrega kilometraje y costos operativos.
- Costos y riesgos de manejo: el GNL debe descargarse, almacenarse y recargarse en el Hub, lo que aumenta la mano de obra y la posibilidad de pérdida de producto.

- d) Tiempos/distancias totales de entrega más largos para los Spokes: los Spokes están más lejos de la fuente, lo que aumenta el tiempo/distancia general de tránsito (de la fuente al Hub y luego del Hub al Spoke).

Al respecto, todos estos argumentos en su momento han sido evaluados tanto por CHART (proveedor de GdP) como por parte de Osinergmin, y no pueden ser consideradas como limitantes de su aplicación en el presente caso, debido a lo siguiente:

- a) En el caso del esquema Hub&Spoke previsto por Osinergmin, donde se ha utilizado la capacidad fija existente más cercana a la fuente, como argumento para definir el punto del Hub (esto es la ciudad de Chimbote), no se requiere mayor capacidad de almacenamiento que los 2 000 m<sup>3</sup> de capacidad de tanques de GNL ya existentes en las Estaciones de Distrito de Chimbote y Coishco tal como ya se demostró previamente.

Por otro lado, considerando que la capacidad de almacenamiento requerida en el Hub, se podría cuantificar en condiciones normales y razonables como el doble de la desviación estándar de la demanda total de GNL o de gas atendida por GdP<sup>2</sup>, los valores mostrados por la demanda en todos los años que ha venido operando GdP desde su POC (Puesta en Operación Comercial) no superan este valor de capacidad existente.

Al respecto, tanto los estadígrafos que muestran el ingreso del gas que GdP cargó en Melchorita para atender a la demanda, como los estadígrafos medidos a la salida de las diferentes ERM de cada Estación de Distrito, con las cuales GdP atendió directamente la demanda, muestran valores similares, y en cualquiera de ambos casos la capacidad de almacenamiento requerida en el Hub, sería de tan solo 355 m<sup>3</sup> de GNL, volumen mucho menor que los 2 000 m<sup>3</sup> de capacidad de almacenamiento de GNL que se dispone en Chimbote (suma de las ED de Chimbote y Coishco) o que los 400 m<sup>3</sup> considerados por CHART.

**Gas natural cargado por GdP en Melchorita**

Estadígrafo	m3/d GNL	Remolques/d
Máximo	760	16,0
Promedio	354	7,5
Desv Std	150	3,2
2 Desv Std	299	6,4

---

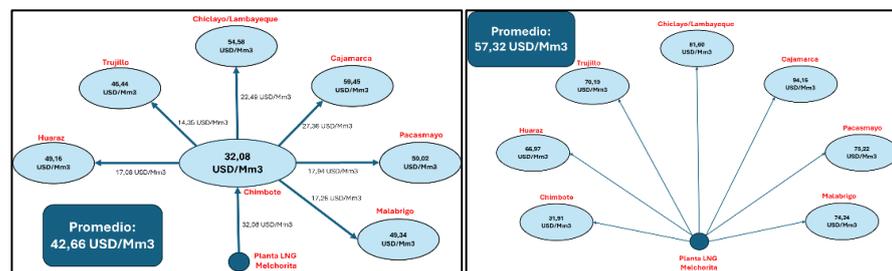
<sup>2</sup> Al parecer este criterio lo utilizó CHART para definir la capacidad de 400 m<sup>3</sup> de almacenamiento en Chimbote

### Gas natural descargado por GdP a través de sus ED

Estadígrafo	m3/d GNL	m3/d GN	MMPCD (GN)
Max	957	574 442	20,3
Promedio	280	168 073	5,9
Desv Std	178	106 516	3,8
2 Desv Std	355	213 032	7,5

En síntesis, la capacidad de almacenamiento (hasta 3 000 m<sup>3</sup> de GNL) reconocida (ED Chimbote 1, ED Chimbote 2 y ED Coishco), resulta suficiente para operar como Hub, tal como muestra el cuadro anterior. Dichos resultados refutan la restricción genérica señalada por On Quest en su informe.

- b) Respecto al comentario de On Quest que los costos son más altos para los Spokes, debido a que el transporte secundario desde el Hub hacia los Spokes le agrega kilometraje y costos operativos, cabe señalar que dichos costos son más bien menores en 14,66 USD/Mm<sup>3</sup> (57,32 – 42,66), lo que contradice el argumento de On Quest, tal como se aprecia comparativamente en las siguientes figuras (anteriormente explicadas y que contienen valores referenciales a modo de ejemplo):



- c) Respecto al incremento de costos y riesgos de manejo, debido a que el GNL debe descargarse, almacenarse y recargarse en el Hub, lo que aumenta la mano de obra y la posibilidad de pérdida de producto. Al respecto, dicha afirmación no es exacta debido a lo siguiente:

- Aproximadamente la mitad de la demanda está concentrada en el Hub (Chimbote), lo cual significa que con dicha demanda no ocurre el riesgo indicado.
- En el caso de Huaraz y Pacasmayo, que cuentan con un tanque de almacenamiento de 30 m<sup>3</sup> (menor a la capacidad de 50 m<sup>3</sup> de los remolques que cargan en Melchorita), dicho ciclo de descarga – almacenamiento – recarga, permite recargar los remolques a una capacidad adecuada para el caso, lo cual significa una ventaja en lugar de desventaja.

- Las cargas efectuadas en Melchorita, son similares a las descargas de las Estaciones de Distrito, tanto si se analizan en MMPCD como en cantidad de remolques equivalentes al día.

Por lo tanto, gran parte de las veces se estaría utilizando los propios remolques cargados en la fuente como almacenamiento temporal en el Hub, y solo en situaciones excepcionales se efectúa el ciclo de descarga – almacenamiento – recarga, sin que ello signifique un mayor incremento de costos y riesgos.

- d) En cuanto al argumento de que los Tiempos/distancias totales de entrega serían más largos para los Spokes, dado que los Spokes estarían más alejados de la fuente, hecho que aumenta el tiempo/distancia general de tránsito (de la fuente al Hub y luego del Hub al Spoke), lo manifestado ocurre únicamente con el Spoke Huaraz, donde la distancia directa entre la fuente (Melchorita) y Huaraz es de 571 km, lo cual es menor a los 802 km de la ruta Melchorita – Chimbote – Huaraz. El resto de distancias no se ve incrementado, dado que Chimbote es paso obligatorio para llegar a las otras Estaciones de Distrito. Dicho incremento de distancia no significa mayor costo total, dado que el incremento del costo de transporte hacia Huaraz es de 17,81 USD/km (valor referencial).

Por lo tanto, los argumentos señalados por On Quest no desvirtúan ni enervan la utilización del esquema Hub&Spoke en el caso del sistema de transporte de GdP, máxime si dicho sistema de transporte requiere de un buffer de almacenamiento en el Hub (Chimbote), que es administrado desde el sistema de control y SCADA instalado en Trujillo para maximizar y superar las restricciones de carga de los remolques en la fuente (Melchorita). Asimismo, la evaluación de la logística de transporte realizada por On Quest es más onerosa, ello en desmedro de los consumidores de la Concesión.

Por lo expuesto, no corresponde aceptar los argumentos de GdP.

ii. **Sobre el cuestionamiento del Almacenamiento y transporte GNL**

El informe de On Quest evalúa 3 escenarios de demanda y capacidad de almacenamiento, en dichos escenarios evaluados se muestran demandas máximas diarias desde 45,5 hasta 67,8 MMPCD donde On Quest ha utilizado perfiles históricos de los años 2019 al 2024. Al respecto, debemos señalar que dichos niveles de demanda históricos distan significativamente de la información operativa reportada por GdP<sup>3</sup> remitida a Osinergmin, en la cual la máxima demanda de gas natural, desde el inicio de su POC hasta marzo 2024,

---

<sup>3</sup> Archivo: Condiciones de operación – GDP.xlsx

atendida a través de sus estaciones de distrito fue de 18,4 MMPCD (ver siguiente cuadro).

Estadístico	m3/d GNL	m3/d GN	MMPCD (GN)
Max	867	520 017	18,4
Promedio	271	162 843	5,7
Desv Std	174	104 141	3,7
2 Desv Std	347	208 282	7,4

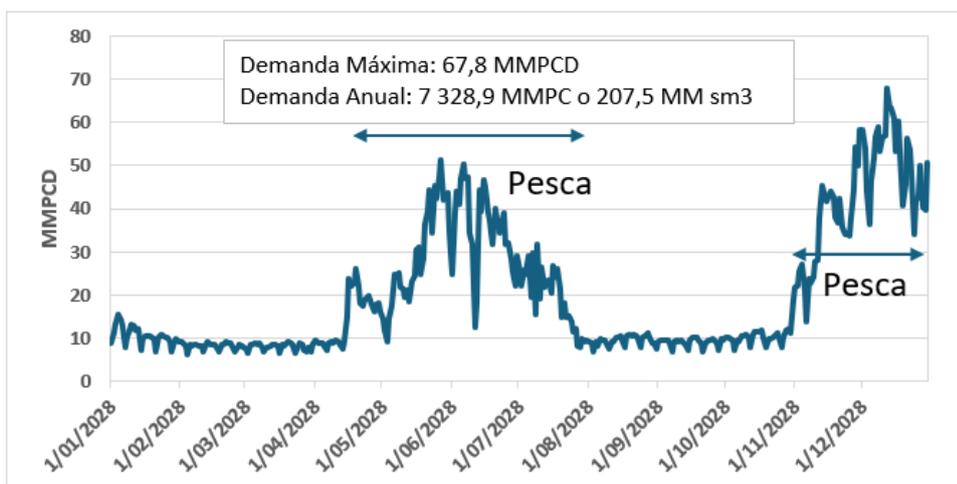
La evaluación presentada por On Quest representa un escenario optimista de proyección, donde se maximizan los niveles de necesidad de la infraestructura que, como toda incertidumbre en las proyecciones, puede que no se logre alcanzar.

Asimismo, debemos mencionar que en cada proceso regulatorio (cada 4 años) se revisa la infraestructura existente y de acuerdo a criterios de eficiencia y a la necesidad del mercado de la Concesión se incorpora en la base tarifaria, sin embargo, regulatoriamente la infraestructura proyectada se evalúa bajo un escenario moderado a fin de contar con un nivel de uso razonable durante todo el periodo regulatorio.

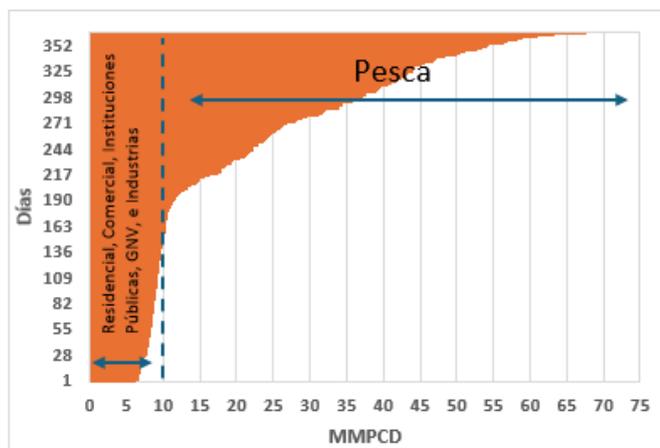
Por otro lado, debemos señalar que los niveles de infraestructura propuestos por GdP son generados casi en su totalidad por los nuevos clientes pesqueras para un uso de 3 a 4 meses al año, ello en desmedro de los clientes residenciales, comerciales e instituciones públicas puesto que tendrían que pagar por dicha infraestructura adicional.

Cabe señalar que producto de los cuestionamientos de GdP, se ha procedido a enviar oficios a las empresas pesqueras a fin de validar su interés de contar con gas natural y conocer los niveles de demanda proyectada. Por tanto, estos han sido revisados y actualizados en base a la información reportada por dichas empresas que respondieron a los oficios de consultas.

Finalmente, sobre la evaluación de On Quest en el escenario de demanda de Osinergmin, se observa que ésta maximiza la necesidad de la infraestructura en atención a la demanda pesquera. Para mostrar dicho efecto, en la siguiente gráfica se presenta el perfil de demanda diaria asumida por GdP - On Quest (perfil de máxima demanda diaria) que resulta en una demanda anual proyectada de 207,5 MM sm<sup>3</sup> al año 2028 la cual debemos indicar es superior a la reconocida por Osinergmin ascendente a 152,8 MM sm<sup>3</sup>, valor considerado en la Resolución 207.



Para observar el efecto de la pesca en la evaluación que realiza GdP - On Quest, en la siguiente imagen se presenta el perfil de demanda diaria ordenado de mayor a menor, donde la diferencia entre el consumo máximo (10 MMPCD) y mínimo (6 MMPCD) del segmento no Pesca es de 4 MMPCD, mientras que el segmento Pesca es de 57 MMPCD (67,8 – 10 MMPCD). Es decir, hay una gran brecha entre el valor máximo y el mínimo en este último segmento, por lo que considerar para el diseño de las estaciones la información diaria es desproporcional, lo que conlleva a que gran parte del año (6 meses en promedio) las instalaciones se encuentren subutilizadas.

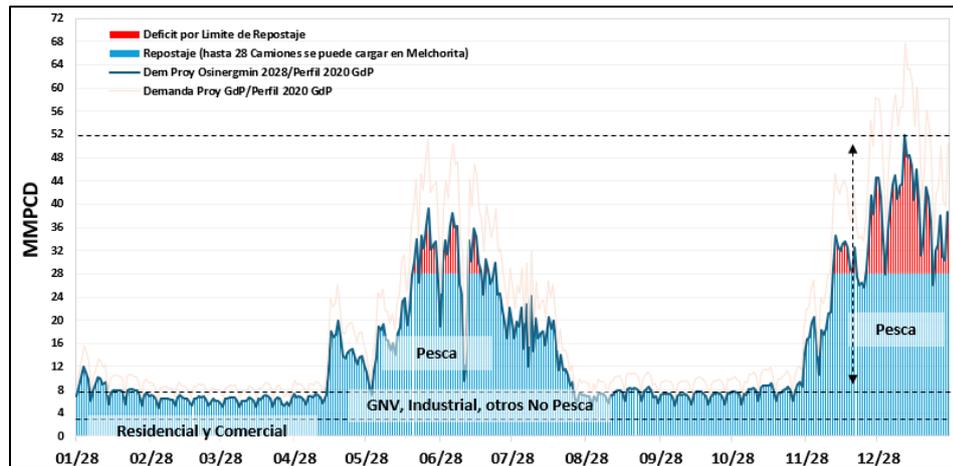


Tal como se puede apreciar, y haciendo un símil con la evaluación de On Quest, en la siguiente imagen se presenta el perfil utilizado por dicha empresa en una de sus evaluaciones, el cual resulta mayor al perfil que tendría la demanda proyectada por Osinergmin (anual). Esta diferencia puede evidenciar una demanda no identificada.

Por otro lado, el segmento residencial y comercial y otros segmentos no pesca tendrían un consumo casi constante de 8 MMPCD, los que requerirían de 8 descargas al día en el Hub (un camión cisterna de GNL transporta el equivalente de 1 MMPC de gas natural a condiciones estándar), lo cual es

equivalente a contar con una flota base de 12 camiones diarios para atender a esta demanda no pesca (con un Round Trip de 1,49 días).

Ahora bien, tomando en cuenta el perfil de demanda de On Quest y la demanda proyectada por Osinergmin para el 2028, según Resolución 207, se observan posibles déficits de recarga para la atención de la demanda pesquera en demanda pico, ver área en color rojo del gráfico siguiente:



Es así que On Quest y AYESA validan la propuesta de GdP donde señala la necesidad de contar con grandes niveles de capacidad de almacenamiento proyectada en las Estaciones de Distrito (4 000 m<sup>3</sup> de almacenamiento en Chimbote 2, 4 000 m<sup>3</sup> en Malabrigo A e incluso otros 4 000 m<sup>3</sup> para Malabrigo B) así como una gran flota en el transporte para atender solo la demanda en punta.

Es por ello que a fin de no sobrecargar a los consumidores “No Pesca” (residencial, comercial, GNV, industria, instituciones públicas, entre otros) con infraestructura adicional onerosa y sub utilizada en gran parte del año señalamos que se debe aplicar lo indicado en el Contrato de Concesión de la Concesión Norte, el cual establece que en caso los consumidores requieran una mayor capacidad de almacenamiento (autonomía) estos deberán efectuar el aporte no reembolsable necesario.

Por lo expuesto, no corresponde aceptar los argumentos de GdP.

**iii. Sobre el cuestionamiento de la descarga y regasificación de GNL, despresurización de cisternas y costo de las instalaciones**

Sobre estos puntos nos remitimos a lo señalado en los numerales ii, iii y vii del literal a) del presente extremo.

### **C. Análisis del documento de AYESA (Anexo 4 del Recurso)**

El documento de AYESA contiene la evaluación de la viabilidad técnica de la operación – Concesión Norte y la revisión del CAPEX – Sistema de Almacenamiento propuesto por GdP y por Osinergmin. A continuación, se analiza cada una de las evaluaciones.

#### **i. Sobre el cuestionamiento de la viabilidad operativa**

Sobre este punto nos remitimos a lo señalado en el numeral i del literal a) y al numeral i y ii contenido en el literal b) del presente extremo.

#### **ii. Sobre el cuestionamiento del CAPEX**

Sobre este punto nos remitimos a lo señalado en el numeral vii del literal a) del presente extremo.

Sobre las afirmaciones de GdP referidas a que los parámetros proyectados por Osinergmin resultan en una demanda no atendida superior al 50,6% y una ruptura de stock superior al 87% para el año 2028; o que habría graves incumplimientos en el servicio; debemos señalar que, como ya se indicó en los análisis previos, las evaluaciones presentadas por GdP con el soporte de los documentos de On Quest y AYESA, consideran una demanda anual superior a la proyectada al año 2028 por Osinergmin, en tal sentido dichas evaluaciones no invalidan la decisión del Regulador, e incluso evidencian niveles de demanda potencial que Osinergmin no ha identificado debido a la asimetría de la información.

Sobre que GdP solicita no desconocer las obligaciones legales y contractuales del concesionario sobre la atención de aquellos consumidores que requieren el servicio, debemos señalar que el actuar del Regulador se fundamenta en la normativa legal como la NTP, el Reglamento de Distribución, el Contrato de Concesión, entre otros. Así, señalar que el Regulador desconoce la normativa es totalmente incorrecto pues la función del Regulador es, entre otros, reconocer la infraestructura necesaria para atender a los consumidores sin caer en sobredimensionamientos innecesarios, puesto que, como ya se señaló, existen disposiciones contractuales para que los consumidores que generen los picos de demanda aporten para contar con la autonomía que GdP busca que se le reconozca y que esta no sea asumida a través de la tarifa por los consumidores que no la generan.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **fundado en parte** en parte este extremo del recurso de GdP, procediéndose a reconocer los vaporizadores forzados en las Estaciones de Distrito de Coishco y Malabrigo. Asimismo, se revalúan los costos de los terrenos de las Estaciones de Distrito de Chimbote 2 y Malabrigo, considerando el

costo unitario (USD/m<sup>2</sup>) de la adquisición de dichos terrenos.

## **4.2 Transporte Virtual GNL**

GdP menciona que la Cláusula 11.2 del Contrato de Concesión definió el Flete de Transporte Virtual (FTV) con un costo máximo de 4,44 USD/MMBTU, actualizado y ratificado en la Resolución N° 169-2019-OS/CD mediante el cual se aprobó el Procedimiento de Facturación de la Concesión Norte. Sin embargo, la Resolución 207 reduce irrazonable y arbitrariamente dicho costo máximo a 1,16 USD/MMBTU, es decir la cuarta parte del valor 4,44 USD/MMBTU antes señalado, así como del costo real de dicho servicio que GdP ha sustentado en los comentarios que resulta eficiente.

Por tanto, en virtud del Recurso de Reconsideración y de los informes adjuntos en calidad de nueva prueba, GdP solicita i) Rectificar la decisión y mantener la tarifa de 4,44 USD/MMBTU y su actualización, considerando que dicho valor es necesario y eficiente; y ii) Revisar y actualizar las variables (número de cisternas, Round Trip, vida útil de cisternas, costo de inversión de tractos y cisternas, capacidad de las cisternas, operación y mantenimiento, etc.) consideradas por Osineergmin, pues contravendrían la realidad física y técnica del transporte virtual.

Sobre el Flete de Transporte Virtual (FTV) consignado en el Contrato de Concesión, de acuerdo a la normativa vigente, este concluyó su vigencia el 30 de diciembre de 2024; por tanto, no corresponde su análisis en el presente informe, desestimándose mantener la tarifa en 4,44 USD/MMBTU.

En cuanto a la revisión y actualización de variables que determinan el Margen de Distribución de Transporte Virtual (MDTV) aprobado por Osineergmin en la Resolución 207 y cuestionados en el recurso de GdP, en los siguientes numerales se analizan cada uno de los argumentos de su petitorio.

### **4.2.1 Extremo 3: Sobre el Número de Cisternas**

#### **Argumentos de GdP**

GdP menciona que Osineergmin considera el uso de solo 25 cisternas de las 70 existentes para atender la demanda de la Concesión Norte, lo cual es físicamente imposible debido a los picos de demanda durante la temporada de pesca, que alcanzan los 24 MMPCD. Añade que Osineergmin elaboró un modelo que asume arbitraria e irrazonablemente una demanda estable en el año, a pesar de disponer de información que contradice dicha asunción. Añade que las 25 cisternas son significativamente menores a las 68 cisternas calculadas en el modelo de ProInversión.

GdP indica que en el Anexo 6 de su recurso se encuentra el informe de la consultora BA Energy Solutions (BAES) que analiza este aspecto, basado en el modelo y la infraestructura establecidos por Osineergmin, considerando una capacidad máxima de entrega en el cargadero de 29 MMPCD (restricción) y actualizando los tiempos de

round trip. Señala que los resultados del informe, para distintos escenarios de demanda en el periodo 2019-2024, indican que son necesarios entre 89 y 95 camiones cisterna.

GdP también indica que BAES identificó la necesidad de una capacidad de almacenamiento superior a 14 000 m<sup>3</sup> de GNL para atender la demanda proyectada para 2028, sugiriendo una distribución estratégica entre Malabrigo y Chimbote en función al comportamiento histórico. Indica que BAES toma el año 2022 para el cálculo de la tarifa de transporte por similitud con la demanda simulada por Osinergmin.

Por tanto, GdP solicita i) reconocer 92 cisternas calculadas en el Informe BAES que toma como referencia el año 2022 porque la demanda total estimada por Osinergmin es similar a la registrada en dicho año; y, ii) reconocer una capacidad de almacenamiento superior a los 14 000 m<sup>3</sup> de GNL para la atención de la demanda proyectada del año 2028.

### **Análisis de Osinergmin**

GdP afirma que, para calcular el número de cisternas, Osinergmin considera una demanda estable durante todos los días del año, pero la naturaleza de esta es estacional. Afirma que el número de cisternas calculado por Osinergmin (25) es inconsistente e insuficiente para satisfacer la demanda en los periodos de mayor consumo.

GdP presenta el estudio de la empresa BA Energy Solutions (BAES), donde esta última elabora un modelo de transporte virtual, define distintos escenarios de demanda, actualiza los tiempos de *round trip* y determina un número de cisternas al que hace alusión GdP. BAES en su estudio identifica una necesidad de capacidad de almacenamiento superior a los 14 000 m<sup>3</sup> de GNL para abastecer la demanda proyectada de Osinergmin en el 2028, que, refieren podría distribuirse en Malabrigo y Chimbote.

Al respecto, se ha procedido a determinar una demanda máxima para el cálculo del número de camiones en el Margen de Distribución de Transporte Virtual (MDTV). Para calcular dicha demanda, se ha modulado la demanda del año 2028 (158 728 miles de m<sup>3</sup> en el año) con base en el comportamiento estacional de la industria pesquera y se ha considerado el mes de máxima demanda. El mes de máxima demanda resulta a diciembre de 2028, con un volumen máximo de 23 586 miles de m<sup>3</sup> (equivalente a 27,4 MMPCD). Ver gráfico a continuación:

**Gráfico N° 1**

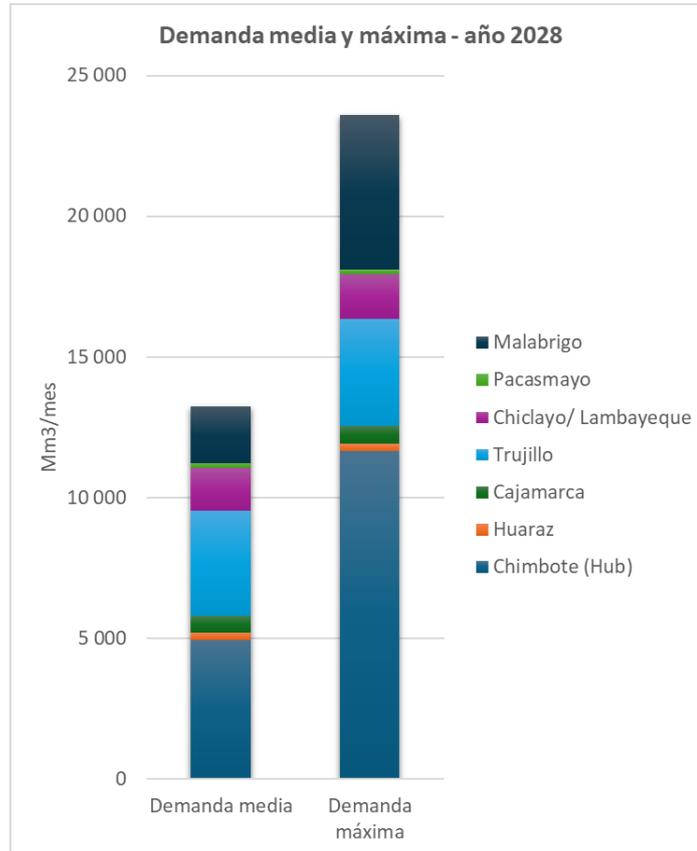


Con base en la máxima demanda, se determinan los volúmenes de demanda distribuidos por PSR, para efectos del cálculo del número de camiones por cada una de las rutas definidas conforme a la metodología *Hub&Spoke*. Los resultados se muestran en la tabla y gráfico siguientes:

**Tabla 1**

Miles de m <sup>3</sup> /mes	Demanda media	Demanda máxima
<b>Chimbote (Hub)</b>	4 925	11 649
<b>Huaraz</b>	265	273
<b>Cajamarca</b>	594	608
<b>Trujillo</b>	3 734	3 828
<b>Chiclayo/ Lambayeque</b>	1 523	1 567
<b>Pacasmayo</b>	163	165
<b>Malabrigo</b>	2 023	5 496
<b>Total</b>	<b>13 227</b>	<b>23 586</b>

**Gráfico 1**



De la evaluación realizada, se obtiene que para la máxima demanda arriba mostrada, se requiere un total de **53 cisternas**. Cabe mencionar que la citada evaluación considera los parámetros de velocidad promedio, capacidad de transporte de la cisterna y duración del *round-trip* resultantes de los análisis desarrollados en las secciones siguientes. Las 53 cisternas permitirán atender la demanda máxima originada por la estacionalidad de la industria atendida por GdP al año 2028. El detalle de la evaluación, se desarrolla en el modelo “Anexo 2 Costos de Transporte Virtual GDP.xls”.

En relación a la capacidad de almacenamiento reconocida en las PSR, nos remitimos al análisis del extremo referido a la “Viabilidad técnica operativa” desarrollado en la sección 4.1.2 del presente informe.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, se declara **fundado en parte** este extremo del recurso de GdP, referido a adecuar el número de camiones (cisternas) del modelo de cálculo de transporte virtual.

#### **4.2.2 Extremo 4: Sobre la Duración del Round Trip**

##### **Argumentos de GdP**

GdP señala que Osinergmin considera de manera arbitraria un tiempo de ida y vuelta de cisternas de GNL desde Pampa Melchorita hasta las Estaciones de Distrito de 1,3 días, pese a que la información real de la flota de transporte virtual con datos georreferenciados presentada a Osinergmin muestra un tiempo de 3,6 días, el cual es más cercano al utilizado por ProInversión (3 días).

GdP identifica las siguientes cuatro premisas carentes de justificación técnica en los cálculos de Osinergmin: i) Operación de un vehículo por un conductor durante 24 horas continuas, incumpliendo normativas de transporte y arriesgando la seguridad y salud de los ciudadanos; ii) Velocidad promedio utilizada es equivalente a la de un automóvil particular, ignorando las limitaciones de velocidad y el tránsito tanto en carreteras como en zonas urbanas; iii) Omisión del horario exclusivo de atención a Petroperú en Pampa Melchorita (11:00 a 16:00 horas); y, iv) Omisión de tiempos de mantenimiento e inspección exigidos en Pampa Melchorita para el ingreso y carga.

Asimismo, indica que el Informe BAES realiza un análisis de tiempos de round trip, basado en el modelo de Osinergmin, obteniendo los siguientes resultados.

1. **Paradas de seguridad y pernocte:** Se requiere un descanso de 8 horas para trayectos que exceden el horario diurno en concordancia con la normativa de seguridad vial, además de tiempos para comidas y descansos intraviaje según el Reglamento Nacional de Administración de Transporte (Decreto Supremo N° 017-2009-MTC).
2. **Velocidad promedio real:** Analizando la ruta Pampa Melchorita – Chimbote, obtiene una velocidad promedio de 45,08 km/h para rutas de la costa; y para rutas de la sierra mantuvo el valor 40 km/h indicado por Osinergmin.
3. **Tiempos de carga y descarga:** En base al histórico de doce meses, el promedio real es de 11,19 horas (2,38 horas de carga y 8,81 horas de descarga), frente a las 4 horas asumidas por Osinergmin.
4. **Tiempos de mantenimiento:** Según los datos históricos, las actividades de mantenimiento en la flota requieren un promedio de 4,4 horas en la ruta hacia Chimbote.

GdP menciona que el Informe BAES concluye que los tiempos reales de round trip son significativamente superiores a los estimados por Osinergmin, como muestra a continuación.

Round-trip (horas)	Unidad	Chimbote (Hub)	Huaraz	Cajamarca	Trujillo	Chiclayo/Lambayeque	Pacasmayo	Malabrigo
Osinergmin	h	24	13	25	8	15	11	10
Estimación BAES	h	61	24	56	23	32	24	24
Diferencia	h	37	11	31	15	17	13	14

Remarca que en la ruta Pampa Melchorita–Chimbote, el tiempo real es un 154% mayor, lo que implica que, utilizando el modelo de Osinergmin, serían necesarios más recursos en flota y presupuesto para garantizar una operación segura y eficiente.

Por tanto, GdP solicita reconocer un tiempo round trip de 3,6 días.

### **Análisis de Osinergmin**

Sobre el Round Trip, GdP solicita que Osinergmin adecúe el modelo de cálculo considerando las premisas referidas a: i) el tiempo de conducción de los choferes; ii) la velocidad promedio de conducción; iii) el tiempo de ingreso de las unidades de carga de GNL en Pampa Melchorita; iv) los tiempos de mantenimiento e inspección exigidos por PLNG para el ingreso y carga en Pampa Melchorita; aspectos que serán analizados en los párrafos a continuación.

Sobre el tiempo de conducción de los choferes, el modelo de transporte virtual se adecúa considerando las disposiciones del Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 026-94-EM) y del Reglamento Nacional de Administración de Transporte (Decreto Supremo N° 017-2009-MTC), que establece que los referidos conductores no deberán realizar jornadas de conducción continuas de más de cinco (05) horas para el servicio diurno y de más de cuatro (04) horas para el servicio nocturno. En consecuencia, el modelo de transporte virtual se adecúa considerando una (01) hora de descanso por cada 4,5 horas de conducción continua en promedio. Adicionalmente, se considera la incorporación de dos (02) choferes adicionales para volver más eficiente los tiempos de conducción, evitar los tiempos de pernocte y cumplir con las normas de tránsito. En consecuencia, corresponde aceptar parcialmente el petitorio de GdP referido a adecuar el tiempo de conducción de los choferes.

En relación a la velocidad promedio de conducción, el modelo de transporte virtual se adecúa considerando una velocidad de 48,8 km/h para las rutas de costa. Este valor ha sido obtenido del documento “Especificación Técnica del Sistema Logístico” que fue elaborado por Gas Natural Fenosa para la contratación del servicio de transporte de GNL por cisternas para la Concesión Suroeste. En dicho documento se determinan las condiciones de los emplazamientos, resultando una velocidad promedio de 48,8 km/h para las rutas hacia Arequipa, Ilo, Tacna y Moquegua.

**Tabla 2**

Dato	Arequipa	Ilo	Tacna	Moquegua	Promedio
Distancia aproximada hasta Pampa Melchorita (km)	853	999	1132	983	
Duración efectiva del viaje (horas)	32,75	40,43	48,6	41,75	
Velocidad media (km/h)	52,1	49,4	46,6	47,1	48,8

Fuente: "Especificación Técnica del Sistema Logístico" Gas Natural Fenosa.  
Elaboración propia.

Cabe señalar que el valor obtenido de velocidad promedio de 48,8 km/h, se valida con el valor obtenido por BAES (48 km/h) y presentado en su informe "Soporte técnico recurso de reconsideración RTI 2025", presentado como Anexo 6 del recurso de GdP. En consecuencia, corresponde aceptar parcialmente el petitorio de GdP referido a adecuar la velocidad promedio de conducción.

Respecto de los tiempos de carga y descarga de GNL, la información brindada por BAES de los tiempos reales de carga y descarga (11,19 horas) se contradice con la propia información brindada por GdP (Ver tabla a continuación). Esta última informó en su documento de Comentarios a la Resolución N° 185-2024-OS/CD, que los tiempos de carga (1:36 horas) y descarga (3:38 horas), son en promedio (5:12 horas) para todas las PSR. Sobre el particular, se observa que el valor considerado por BAES en su estudio está sobredimensionado respecto de los valores informados por GdP.

**Tabla 3**

*Tabla 10-14: Resumen de segmentación de tiempo de viaje por Estación y promedio para GDP*

Estaciones	T. Carga	T. Viaje Ida	T. Descarga	T. Espera	% de participación demanda	Tiempo medio de viaje
TRUJILLO	1:30:07	47:14:29	4:03:20	03:00	34.88%	103:02:25
CHIMBOTE / COISHCO	1:36:01	31:12:35	3:28:53	03:00	53.12%	70:30:04
CHICLAYO / LAMBAYEQUE	2:16:55	52:41:52	4:28:30	03:00	1.90%	115:09:08
CAJAMARCA	2:05:22	60:46:57	3:58:38	00:00	6.18%	127:37:55
HUARAZ	1:29:28	37:15:32	1:29:42	00:00	1.86%	77:30:13
PACASMAYO	1:47:31	43:46:35	1:08:45	00:00	2.06%	90:29:25
<b>Hora de viaje promedio</b>	<b>1:36:28</b>	<b>39:24:31</b>	<b>3:38:46</b>	<b>2:41:49</b>	<b>100.00%</b>	<b>86:46:17</b>

Ahora bien, los tiempos de carga y descarga considerados por Osinergmin en la Resolución N° 207-2024-OS/CD ascienden a cuatro (04) horas conforme al detalle mostrado en la tabla a continuación. Ello considera el tiempo de carga, el tiempo de descarga y los tiempos de espera y protocolo. Por ello, no corresponde aceptar el petitorio de GdP referido a adecuar el tiempo de ingreso de las unidades de carga de GNL en Pampa Melchorita, ya que dicho tiempo es reconocido a través de los "Tiempos de espera y protocolo" de la tabla a continuación:

**Tabla 4**

Proceso	horas
Tiempo de carga en Melchorita	1
Tiempo de descarga en PSR	1.5
Tiempo de espera y protocolo	1.5
<b>TOTAL</b>	<b>4</b>

En relación al horario exclusivo de atención a Petroperú en Pampa Melchorita a que hace referencia GdP, esta corresponde a una variable que puede ser controlada por este último. De existir esta restricción técnica, corresponde a GdP entablar comunicación con el operador del cargadero; máxime cuando los niveles de demanda de la Concesión Suroestes son considerablemente menores a los de la Concesión Norte.

Considerando la experiencia internacional de transporte por cisternas de GNL, se adiciona un tiempo de inspección y mantenimiento de una (01) hora por cada veinticuatro (24) horas de uso del vehículo; y el tiempo de repostaje de combustible que asciende a 0,5 horas por cada 1000 km. En consecuencia, corresponde aceptar parcialmente el petitorio referido a adecuar los tiempos de mantenimiento e inspección exigidos por PLNG para el ingreso y carga en Pampa Melchorita.

Con base en las adecuaciones explicadas, se determinan los tiempos de viaje redondo para cada PSR considerando la metodología *Hub&Spoke*, resultando los valores que se muestran a continuación:

**Tabla 5**

Concepto	Chimbote (Hub)	Huaraz	Cajamarca	Trujillo	Chiclayo/ Lambayeque	Pacasmayo	Malabrigo
Velocidad promedio (km/h)	48,8	40,0	40,0	48,8	48,8	48,8	48,8
Tiempo de viaje (h)	24,6	10,1	22,2	5,5	14,8	9,6	8,8
Tiempos de carga, descarga, mantenimiento, descanso y repostaje de combustible	11,1	4,2	8,4	3,1	6,4	4,2	4,2
Tiempo de viaje redondo (h)	35,7	14,3	30,6	8,6	21,2	13,8	13,0
Tiempo de viaje redondo (días)	1,49	0,60	1,27	0,36	0,88	0,58	0,54

### **Conclusión**

Por lo expuesto, se declara **fundado en parte** este extremo del recurso de GdP, referido adecuar al Round-Trip, procediéndose a adecuar el tiempo de conducción de los choferes, la velocidad promedio de conducción, los tiempos de mantenimiento e inspección, el tiempo de repostaje de combustible; y manteniéndose los tiempos de carga y descarga considerados en la Resolución N° 207-2024-OS/CD que ascienden a cuatro (04) horas.

#### **4.2.3 Extremo 5: Sobre la Vida Útil de las cisternas GNL**

##### **Argumentos de GdP**

GdP cuestiona que Osinergmin considera una vida útil de 20 años para las cisternas de GNL, que está muy por encima de la vida útil promedio de 5 años correspondiente con la realidad del mercado nacional y en línea con el modelo de cálculo de PROINVERSIÓN para el otorgamiento de la Concesión Norte.

GdP indica que según el Informe BAES, aunque las fichas técnicas indican una vida útil teórica de 20 años, esta depende de la intensidad de uso. En el caso de las cisternas de GdP, estas tienen una alta rotación operativa, con un ciclo promedio de llenado y vaciado cada 3,24 días y un recorrido anual de 144 000 km. Indica que dada esta alta exigencia que implica mayor desgaste y nivel de mantenimiento, BAES señala que es razonable considerar la vida útil efectiva de las cisternas a 10 años.

Por tanto, GdP solicita reconocer una vida útil de cisternas de 10 años.

##### **Análisis de Osinergmin**

GdP en su argumentación reconoce que la ficha técnica de las cisternas establece que su periodo de vida útil asciende a veinte (20) años. Sin embargo, solicita que esta se reduzca a diez (10) años debido a la alta exigencia operativa de las cisternas.

Al respecto, debemos indicar que la decisión de considerar el plazo de vida útil de veinte (20) años por parte de Osinergmin, se fundamenta en la información técnica brindada por los fabricantes de cisternas GNL, plazo que es validado por el propio GdP y por BAES en su informe "Soporte Técnico recurso de reconsideración RTI 2025", adjunto como Anexo 6 del recurso.

GdP no ha demostrado fehacientemente, es decir técnicamente, que las exigencias a las que serán sometidas las cisternas utilizadas para atender la demanda de la Concesión Norte, resulten mucho mayores a las consideradas por los fabricantes de cisternas GNL. Por lo que no corresponde reducir el plazo de vida útil de las cisternas a diez (10) años.

##### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** el presente extremo del recurso de GdP.

#### **4.2.4 Extremo 6: Sobre los Costos de inversión en tractos, cisternas y capacidad de cisternas**

##### **Argumentos de GdP**

GdP sostiene que los costos de inversión en tractos y cisternas considerados por Osinergmin son significativamente diferentes de los costos reales en los que incurrió

GdP. Señala que se debe reconocer un costo de inversión de USD 165 254,24 por tracto y USD 319 080 por cisterna, conforme a la orden de compra y cotización presentadas en su recurso. Asimismo, para sustentar estos valores, GdP adjunta evidencia documentaria en el Anexo 27, incluyen información de la licitación organizada para la adquisición de cisternas y pretende demostrar que el gasto fue real y eficiente.

Respecto a la capacidad de almacenamiento de las cisternas, GdP señala que Osineergmin considera 48,6 m<sup>3</sup> a pesar que la capacidad útil real es 47,04 m<sup>3</sup> por lo siguiente:

1. La capacidad de llenado de las cisternas en el cargadero de GNL es 80% de la capacidad del tanque conforme a la norma DOT 49CFR 173.318 y al contrato de suministro de GNL con Shell, detallado en el Anexo 25 que incluye la normativa, su fundamento de aplicación y 83 boletas de carga de GNL.
2. La capacidad de descarga en las estaciones de regasificación, que corresponde al 98% del volumen efectivamente cargado, manteniendo un 2% remanente para garantizar condiciones operativas adecuadas y temperaturas inferiores a -110°C.

Por tanto, GdP solicita i) Reconocer un costo de inversión de USD 165 254,24 por tracto y USD 319 080 por cisterna; y, ii) Considerar 47,04 m<sup>3</sup> como capacidad de almacenamiento útil y real de las cisternas de GNL.

### **Análisis de Osineergmin**

GdP solicita que Osineergmin considere: i) un costo de inversión del tracto de USD 165 254,24 y de la cisterna de USD 319 080; ii) una capacidad útil de almacenamiento de GNL en las cisternas de 47,04 m<sup>3</sup>.

GdP afirma que los costos de adquisición de tractos y cisternas considerados por Osineergmin son muy distintos a los costos realmente incurridos, para lo cual presenta los documentos de la licitación organizada por dicha empresa y refiere que ello representa prueba de que el gasto fue una inversión eficiente. Afirma que no resulta válido que Osineergmin considere un costo distinto.

Sobre ello, debemos reiterar que los costos de los tractos y cisternas considerados por Osineergmin han sido determinados teniendo en cuenta el principio de predictibilidad que alude GdP en su recurso de reconsideración y, además, el criterio de eficiencia. Dichos costos han sido obtenidos a partir de información de importaciones de los referidos equipos, a partir de los registros de importaciones de Aduanas, es decir, valores de este tipo de equipos en el mercado peruano, cuyo resumen se muestra a continuación:

**Tabla 6**

Equipos	Valor requerido por GdP	Valor determinado por Osinergmin a partir de información de importaciones (ADUANAS)	Diferencia (%)
Tracto	165 254	96 279	-28%
Cisterna	319 080	228 240	-41%

En ese sentido, la validez del accionar del Regulador en la determinación de los costos de los tractos y cisternas, a partir de información del mercado de importaciones, se sustenta en que la tarifa de distribución debe proveer los recursos para cubrir los costos eficientes del servicio (artículo 105<sup>4</sup> del Reglamento de Distribución) y en que las inversiones del sistema de distribución representan el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes (artículo 110<sup>5</sup> del Reglamento). Por lo que corresponde mantener los costos estimados por el Regulador y no aceptar los valores requeridos por GdP.

Respecto de la capacidad de almacenamiento de las cisternas, debemos reiterar que en el mercado peruano existen diversos tipos de cisternas que realizan el transporte de GNL. Ello se ve reflejado en el análisis de las cargas de GNL por camión de las empresas GdP, Petroperú y LimaGas del periodo enero 2021 a marzo 2024. En la tabla a continuación se puede verificar que en el mercado peruano existen cisternas con capacidad de llenado de hasta los 56,9 m<sup>3</sup>.

**Tabla 7**

Datos históricos	GdP (Quavii)	Petroperú	LimaGas
m <sup>3</sup> /cisterna	49.24	55.86	56.90

Sin perjuicio de ello, se ha procedido a revisar las especificaciones técnicas del fabricante proveedor de los equipos de GdP, la empresa CHART, con la finalidad de precisar los datos técnicos utilizados para el llenado de las cisternas los cuales son el resultado de la aplicación de la norma DOT 49 CFR 173.318.

<sup>4</sup> **Artículo 105.-** La Tarifa de Distribución deberá proveer al Concesionario los recursos para cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio.

<sup>5</sup> **Artículo 110.-** Las inversiones de las instalaciones del Sistema de Distribución que se considerarán en el cálculo del Margen de Distribución y Margen Comercial corresponderán tanto al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) que representará el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes (...)."

Figura 1

**SPECIFICATIONS**

Model	ST-12700	ST-16300
Gross Capacity	12,700 gal / 48075 ltrs	16,300 gal / 61,702 ltrs
LNG Capacity (at 70 psig / 4.826 barg)	38,476 lbs / 17,452 kg	50,400 lbs / 22,861 kg
Maximum Allowable Working Pressure	70 psig / 4.83 barg	70 psig / 4.83 barg
Length (overall)	48 ft / 14.6 m	53 ft / 16.2 m
Width (overall)	8 ft 6 in / 2.6 m	8 ft 6 in / 2.6 m
Height	12 ft 5 in / 3.74 m	12 ft 10 in / 3.91 m
Tare Weight	26,000 lbs / 11,793 kg	33,000 lbs / 14,966 kg
Design Codes	ASME Section VIII Division 1	ASME Section VIII Division 1
Axle Configuration	Tandem	Tri

**Scope of Supply**

We are registered with the DOT and employ Design Certifying Engineers and Registered Inspectors. DOT requirements for transporting LNG by highway are found in Title 49 of the Code of Federal Regulations (49CFR): part 172.101, Table of Hazardous Materials and Special Provisions; part 173.318, Cryogenic Liquids in Cargo Tanks; and part 178.338, Insulated Cargo Tank (MC-338). The inner vessel is designed to meet or exceed the requirements for an ASME Code, Section VIII, Division 1 pressure vessel; the internal and external piping is in accordance with the requirements of ASME/ANSI B31.3 Piping Code; and Federal Motor Vehicle Safety Standards (FMVSS) are adhered to for all trailer automotive functions – running gear, lights, brakes, etc.

El resultado del citado análisis arrojó que las cisternas cuentan con una capacidad de 61 702 Litros y que la cantidad de GNL a cargar en kg según la Norma 49CFR es 22 861 kg; lo que significa realmente un porcentaje de llenado de 83%.

Rubro	GDP	Catalogo (Chart)
Capacidad volumétrica de la cisterna en litros	61400	61702
Densidad del LNG (día Op.) a condiciones de carga en kg/l (1-Feb-2018 = -159,2 °C)	0,4463	0,4463
Densidad del agua en kg/l @25°C	0,99713	0,99713
Cantidad calculada de LNG a cargar en kg, según Norma 49CFR	22408	22861
Porcentaje de llenado de acuerdo a Norma 49CFR	81,8%	83,0%

Dados estos resultados, se procede a actualizar la determinación de la cantidad de GNL efectivo a ser transportado por cada cisterna resultando un volumen de 50 m<sup>3</sup>. Cabe mencionar que el cálculo utiliza el propio dato de GdP que refiere que el 2% remanente de GNL permanece dentro de la cisterna. Ver detalle a continuación:

Capacidad Geométrica de la Cisterna (litros)	61,702
Porcentaje de Llenado de acuerdo a Norma 49CFR	83%
Capacidad de Carga (litros)	51,213
Porcentaje de Descarga en las ED	98%
Capacidad transportada por cisterna (litros)	50,188

Dados estos resultados, se procede a actualizar la capacidad de transporte de las cisternas a 50 m<sup>3</sup>, desestimando el petitorio de GdP de considerar una capacidad de 47,04 m<sup>3</sup>.

**Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** este extremo del recurso de GdP.

#### 4.2.5 Extremo 7: Sobre los Costos de operación y mantenimiento (combustible a utilizarse en las rutas de la sierra y ajuste de precios del diésel y GNL)

##### Argumentos de GdP

Tras realizar pruebas y recibir recomendaciones de fabricantes de tractos con motores a GNL, GdP señala que determinó que los camiones en las rutas de la costa migrarán progresivamente a motores a GNL, mientras que en las rutas de la sierra se seguirán utilizando motores a diésel dada su mayor potencia y torques a bajas revoluciones, lo cual sería esencial para pendientes pronunciadas y terrenos difíciles. Asimismo, indica que en las rutas de la sierra, el costo del diésel es de 0,87 USD/m<sup>3</sup>, aprox. Con estas consideraciones, GdP habría pactado las condiciones operativas en el contrato con el transportista de GNL para garantizar una operación eficiente y segura.

Por tanto, GdP solicita que se considere el uso de diésel en las rutas de la sierra y ajustar los precios de combustible de acuerdo a los precios reales en la zona: 0,87 USD/m<sup>3</sup> para el diésel y 0,58 USD/m<sup>3</sup> para el GNL (según la fuente Facilito – Web Osinerghmin).

##### Análisis de Osinerghmin

GdP solicita que para las rutas de la sierra se utilice el combustible Diesel, en lugar de GNL indicado por Osinerghmin. Asimismo, solicita se ajusten los precios de diésel y GNL a los precios reales de las zonas a 0.87 USD/m<sup>3</sup> y 0.58 USD/m<sup>3</sup>, respectivamente.

Al respecto, debemos indicar que la decisión de considerar el combustible GNL para el 100% de las rutas de la Concesión Norte se fundamenta en la información técnica de los fabricantes de los tractos. En la ficha DUA se puede apreciar que estas unidades utilizan Gas Natural Licuado como combustible (Ver imagen a continuación).

Figura 2

SERIE	PUERTO EMBARQUE	GUIA AEREA O B/L	FEC.EMB.
	CANT. BULTOS	CLASE	UNIDADES FISICAS U.F.
	FLETE	SEGURO	ADV \$
	PAIS ORIGEN	PAIS ADQUISICION	TRATO PREFINT.
	CERT.INSPECC.1	CERT.INSPECC.2	CERT.INSPECC.3
	NANDINA	DESCRIPCION DE PARTIDA ARANCELARIA	
DESCRIPCION DE MERCANCIAS			
1	CNTNJ-TIANJIN	VORAITJCAL02	03/11/2024
	1.00	BUL	1.00 U
	5,100.00	100.00	0.00
	CN-CHINA	CN-CHINA	0-
	87.01.29.00.00	- - Los demás	
	N3;MARCA:SHACMAN;MODELO: SX42594X384TL;VE.X5000;AÑO MOD:2025		
	CH.LZGL4849SX004531;VI.LZGL4849SX004531;MO:3124S058506;CC:12540;N.E:6;CO-GNL;S.TT:0		
	CA.REMOLCADOR;PM:338.00@1900;PP:11.08;BC:69.69;AS:2;EJ:3;PA:1;FR:6X4;T.AUT.C1;PLANCO		
	PB:30500;PN:9600;CU:20900;LA:7425;AN:2490;AL:3980;NR:6;DE:3775		
	TE:CHI;SAC;KILOMETRAJE:8; MEDIO DE PAGO: 20%TT+80%OA 360 DAYS;SD:MUELLES SEMIELIPTICOS;SP:		

Adicionalmente, en su argumentación, GdP refiere haber realizado pruebas y obtenido recomendaciones de fabricantes de tractos que le hicieron decidirse por el uso de motores diésel en las rutas de la sierra. Asimismo, refiere haber pactado condiciones operativas con el transportista de GNL. Sin embargo, GdP no ha presentado las pruebas, las recomendaciones de los fabricantes ni las condiciones operativas pactadas a las que hace referencia. Dado que GdP no ha sustentado fehacientemente lo referido en su petitorio sobre el uso de motores diésel, no corresponde considerar este combustible para las rutas de la sierra.

Por otro lado, respecto del precio del combustible para los camiones (gas natural), este corresponde al precio final de la Categoría GNV determinado en el presente proceso regulatorio, dado que este será el combustible disponible en el área de Concesión. El citado precio final asciende a 0,47 USD/m<sup>3</sup>.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** el presente extremo del recurso de GdP.

## **4.2.6 Extremo 8: Sobre las supuestas Arbitrariedades en el Excel de cálculo**

### **Argumentos de GdP**

GdP señala haber identificado las siguientes arbitrariedades en el Excel de cálculo de tarifas de transporte virtual de Osinergmin:

1. **Remuneración Base:** Se utiliza una remuneración base de USD 680 mensuales, sin embargo, en cumplimiento con el Decreto Supremo N° 006-2024-TR, GdP indica que esta cifra debe actualizarse a USD 750 mensuales para reflejar la normativa vigente.
2. **Remuneración del Gerente General:** Se asigna la misma remuneración al supervisor de transporte y al gerente general, a pesar que tienen diferentes niveles jerárquicos y responsabilidades. GdP señala que se debe actualizar la remuneración del gerente general de USD 2 226,20 a USD 5 122,43 mensuales, basándose en la Resolución N° 2325-2022-OS/OR Ucayali, que establece el sueldo de un supervisor en operaciones, el cual según GdP tiene responsabilidades similares a las de un gerente general.
3. **Rectificación de inconsistencias en los cálculos de gastos de financiamiento:** Se ha restado erróneamente la cuota inicial del "Tracto" del valor de la inversión del "Remolque", lo cual si es corregido el saldo de financiamiento pasa de USD 199 357 a USD 67 395. De otro lado, la fórmula de cálculo de gastos de financiamiento no es adecuada, pues incluye la cuota inicial en lugar del saldo a financiar a fin de que, sumado a los intereses del periodo, se determinen los gastos por financiamiento. Ello afecta al costo mensual de financiamiento que deberían ser USD 1 418 en lugar de USD 1 352

considerado por Osinergmin. También se debe corregir la fórmula de gastos de financiamiento del “Remolque”, lo cual actualizaría el saldo de financiamiento de USD 460 a USD 1 496.

4. **Rectificación de arbitrariedades en el cálculo de los costos fijos:** El método divide el costo fijo mensual entre los kilómetros recorridos, sin considerar otros factores importantes como los costos de administración, gastos generales y mano de obra. Además, el modelo no toma en cuenta el número de unidades en *stand by*, lo que afecta el reconocimiento de los costos.

Por tanto, GdP solicita adecuar el modelo de cálculo de transporte virtual, considerando las correcciones señaladas.

### **Análisis de Osinergmin**

GdP solicita que Osinergmin corrija las supuestas arbitrariedades referidas a: i) la actualización de la remuneración base en cumplimiento del Decreto Supremo N° 006-2024-TR; ii) la actualización de la remuneración del Gerente General; iii) inconsistencias en los cálculos de financiamiento; iv) supuestas arbitrariedades en el cálculo de los costos fijos. A continuación, se analiza cada una de las solicitudes.

1. **Remuneración Base:**

En cuanto a la remuneración base utilizada para el Salario de Mano de Obra en el modelo de Cálculo de Transporte Virtual, la Remuneración Mínima Vital (RMV) se actualiza conforme al Decreto Supremo N° 006-2024-TR vigente.

2. **Remuneración del Gerente:**

GdP afirma haber detectado una “arbitrariedad” en relación a la remuneración del supervisor (USD 2 226,20). Refiere que se le ha asignado la misma remuneración que al gerente general y que esto es arbitrario, considerando la diferencia es responsabilidades y niveles jerárquicos. En esa línea, solicita que se le asigne un sueldo de USD 5 122,43 al gerente general tomando como referencia la “Resolución de Oficinas Regionales Osinergmin N° 2325-2022-OS/OR Ucayali.

Al respecto, debemos indicar que el valor de USD 2 226,20, que según GdP se le ha asignado a la categoría de Supervisor, corresponde a la remuneración de dos (02) colaboradores. Es decir que en realidad a cada Supervisor le corresponde una remuneración individual de USD 1 113,10, el cual es menor al valor del sueldo asignado para el gerente general que sí es de USD 2 226,20.

En ese sentido, se demuestra que no existe ningún acto de arbitrariedad en la asignación de las remuneraciones como así lo afirma GdP. En ese sentido, no procede la actualización del sueldo de gerente general que solicita GdP.

**3. Rectificación de inconsistencias en los cálculos de gastos de financiamiento:**

Sobre la rectificación indicada por GdP, se ha procedido a corregir el modelo de cálculo considerando que el monto a financiar por el tracto asciende a USD 71 439 y que el monto a financiar por la cisterna asciende a USD 169 354. Sin perjuicio de ello, precisamos que esto corresponde a un error material en el modelo de cálculo, y no corresponde a una “arbitrariedad” como así lo define injustificadamente GdP. Al respecto, cabe indicar que de acuerdo con el artículo 212 del TUO de la LPAG, los errores materiales en los actos administrativos pueden ser rectificadas en cualquier momento, de oficio o a instancia de los administrados, siempre que no se altere lo sustancial de su contenido ni el sentido de la decisión.

**4. Rectificación de arbitrariedades en el cálculo de los costos fijos:**

GdP refiere que el costo fijo mensual del modelo de cálculo del flete de transporte no toma en cuenta los costos de administración y gastos generales.

Al respecto, debemos indicar que el modelo de cálculo “Anexo 2 Costos de Transporte Virtual GDP.xls”, el Costo Fijo por kilómetro (Hoja: ResumenTV) se calcula en base a los datos de la celda “D148”; esta celda recoge los conceptos de Seguros (celda “D93”), Administración y Gastos Generales (celda “D101”), Costo Directo (celda “D105”), Depreciación (celda “D105”) y Financiamiento e Inversión (celda “D144”). Como se demuestra, el costo fijo mensual del modelo de cálculo del flete de transporte sí toma en cuenta los costos de administración y gastos generales, por lo que la afirmación de GdP en su petitorio es inexacta<sup>6</sup>.

En relación al reconocimiento de costos de los camiones de stand by, se corrige dicho aspecto y se incluyen dichos costos en el cálculo del MDTV. Sin perjuicio de ello, precisamos que esto corresponde a un error material involuntario en el modelo de cálculo, y no corresponde a una “arbitrariedad” como así lo define injustificadamente GdP.

---

<sup>6</sup> Conforme al artículo 67 del TUO de la LPAG, los administrados tienen el deber de abstenerse de declarar hechos contrarios a la verdad o no confirmados como si fueran fehacientes. Este deber se encuentra vinculado al principio de conducta procedimental, recogido en el numeral 1.7 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, el cual exige que los administrados actúen con buena fe y veracidad en sus intervenciones dentro del procedimiento administrativo. De este modo, la formulación de afirmaciones inexactas o sin sustento no solo contraviene dicho principio, sino que también puede afectar la correcta evaluación de los argumentos expuestos en el recurso.

## **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **fundado en parte** este extremo del recurso de GdP, procediéndose a actualizar la remuneración base en cumplimiento del Decreto Supremo N° 006-2024-TR y a corregir los errores materiales involuntarios en el modelo de cálculo, tal como se detalla en el análisis previo. Respecto a la remuneración del gerente general se mantiene lo aprobado en la Resolución 207.

## **4.3 Costos Baremo: Redes de polietileno**

### **4.3.1 Extremo 9: Sobre el Baremo de Costos – Variaciones de precios**

#### **Argumentos del Concesionario**

GdP cuestiona que Osinergmin haya desconocido los costos eficientes en los que ha incurrido el Concesionario y que proyecta incurrir para desarrollar una infraestructura que cumpla con los estándares de calidad y seguridad. Argumenta que estos costos toman como referencia las fijaciones tarifas de Lima y Callao, e Ica. Además, destaca que el Minem utilizó estas fijaciones para valorizar las redes ejecutadas por GdP en el programa Punche Perú de 2023 y 2024.

GdP señala, sin embargo, que el baremo de costos aprobado por Osinergmin para las concesiones mencionadas contempla costos unitarios significativamente mayores en más del 25% en comparación a los aprobados para la Concesión Norte.

GdP sostiene que el Informe Técnico N° 866-2024-GRT no justifica ni sustenta de manera válida la diferencia de trato. GdP califica este acto como arbitrario, discriminatorio y contrario a los Principios de Imparcialidad y Confianza Legítima establecidos en el TUO LPAG. Agrega que Osinergmin no ha permitido que GdP ejerza plenamente su derecho de defensa, lo que vulnera el Principio del Debido Procedimiento Administrativo y podría determinar la nulidad del acto administrativo.

GdP señala que Osinergmin incurre en inconsistencias metodológicas como la inclusión, en el análisis comparativo, de precios de tuberías de agua, las cuales tienen características técnicas distintas a las de gas natural, distorsionando los resultados. GdP señala que las variaciones de precios de Osinergmin para los costos unitarios no se alinean con las cifras del INEI, como el IPM, que muestra un incremento del 7% entre marzo de 2024 y septiembre de 2021, discrepancia que no ha sido justificada.

GdP señala que las variaciones de precios de Osinergmin para los costos unitarios no se alinean con las cifras del INEI, como el IPM, que muestra un incremento del 7% entre marzo de 2024 y septiembre de 2021, discrepancia que no ha sido justificada.

## **Análisis de Osinergmin**

Sobre los cuestionamientos de GdP referidos al desconocimiento de los costos eficientes en los que ha incurrido el Concesionario, y a los costos aprobados en otras concesiones así como a los costos unitarios adoptados en los programas Punche Perú; debemos señalar que los costos unitarios eficientes son determinados en base a modelos que son actualizados con valores de mercado obtenidos de diferentes fuentes, no necesariamente las proveídas por el Concesionario. Asimismo, los modelos no están exentos de mejoras u optimizaciones, por ello el proceso regulatorio es el espacio donde se discuten los criterios adoptados, ya que si bien existe el principio de predictibilidad también existe el de razonabilidad, lo que motiva al regulador a seguir analizando y perfeccionando las decisiones, las cuales están debidamente motivadas y sustentadas en base a criterios técnicos.

Sobre las licitaciones de proyectos bajo el programa con Punche Perú, debemos señalar que es la institución que conduce dichos programas la encargada de sustentar la utilización de los costos del Baremo como referencia y los costos que finalmente aplicaron. Además, conforme a lo señalado en los Informes N° 064-2023-GRT y N° 664-2023-GRT, dichos Baremos fueron utilizados debido a que la Concesión Norte no contaba con un baremo de costos aprobado toda vez que aún se encontraba en el periodo de tarifas iniciales establecido en el contrato de concesión.

En este contexto, la utilización de los Baremos de las concesiones de Lima y Callao e Ica respondió a la necesidad de contar con una referencia técnica-económica válida y actualizada, en ausencia de un baremo propio para la Concesión Norte. Es importante destacar que en los pronunciamientos de Osinergmin se precisó que la valorización de infraestructura se realizaba en el marco de la colaboración institucional y que ésta no consideraba las características de las redes de distribución de gas natural propuesta por GdP y que ello, sería revisado, de ser el caso, en un futuro proceso regulatorio.

Sobre que GdP sostiene un trato diferenciado, arbitrario, discriminatorio y contrario a los Principios de Imparcialidad y Confianza Legítima establecidos en el TUO LPAG, asimismo que no se ha permitido que GdP ejerza plenamente su derecho de defensa, vulnerando el Principio del Debido Procedimiento Administrativo y podría determinar la nulidad del acto administrativo, cabe indicar que el análisis de estos argumentos se desarrolla en el Informe Legal N° 125-2025-GRT.

Sobre que GdP solicita corregir las inconsistencias metodológicas y las variaciones de precios de Osinergmin para los costos unitarios que no se alinean con las cifras del INEI, debemos señalar que los costos unitarios de los recursos (mano de Obra, materiales, transporte, equipos y maquinaria) responden a valores de mercado. Específicamente, los costos de mano de obra provienen de Capeco, que recoge los incrementos salariales de precios, los cuales superan el porcentaje de incremento señalado por GdP. Por ejemplo, el costo unitario reconocido al "peón" (recurso de uso intensivo en la construcción de redes) en el año 2021 fue de 45,03 USD/día y al año

2024 fue de 52,80 USD/día, con ello se ha reconocido un incremento de 17 % incluso superior al señalado por GdP de 7%.

Ahora bien, manteniendo la metodología seguida en procesos regulatorios anteriores, se ha revisado y optimizado el uso de los recursos (revisión de los insumos para realizar los trabajos constructivos como la mezcla asfáltica o la revisión de la asignación adecuada del ingeniero y la camioneta en la obra) en las actividades constructivas lo que ha generado una reducción justificada del costo unitario. En tal sentido lo señalado por GdP es incorrecto.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, se declara **infundado** este extremo del recurso de GdP.

### **4.3.2 Extremo 10: Sobre la supuesta Exclusión injustificada de ingeniero supervisor**

#### **Argumentos de GdP**

GdP considera arbitraria e injustificada la exclusión del costo del “Ingeniero Supervisor” de los costos unitarios del Baremo, por considerarse que este recurso ya está incluido en los gastos generales del Concesionario. Al respecto, GdP señala que dicho costo es asumido por el contratista, formando parte de la inversión y por tanto es capitalizable.

Asimismo, menciona que las municipalidades exigen la permanencia de un supervisor de obras, para lo cual GdP presenta, en el Anexo 7 de su escrito, el permiso otorgado por la Municipalidad de Trujillo donde se señala que dicho supervisor debe permanecer mientras duren los trabajos. GdP también cita la normativa municipal, como la Ley N° 30477 y los TUPAs de las Municipalidades de Trujillo, Santa, Cajamarca y Chiclayo, que establecen la obligatoriedad de identificar y acreditar a un profesional habilitado para supervisar las ejecuciones de obras de manera directa. Cita el artículo 5 y 36 del Anexo 1 del Reglamento de Distribución, en los cuales se requiere personal calificado para garantizar la seguridad y calidad en las actividades de diseño, construcción y operación.

Por lo señalado, GdP advierte que la exclusión del Ingeniero Supervisor arriesga el cumplimiento de la normativa, obligaciones legales y los permisos necesarios para las obras, lo que impacta negativamente en la construcción de redes y en el Plan Quinquenal de Inversiones. Menciona que, con dicha exclusión, Osinergmin muestra un total desinterés de su obligación legal.

De otro lado, GdP cuestiona que se haya utilizado criterios del sector eléctrico (VAD 2022–2026 y 2023–2027) para justificar la exclusión del supervisor, dado que las obras de tendido de tuberías de gas natural presentan mayor complejidad técnica y operativa, involucrando excavaciones, roturas de pavimentos y riesgos de afectación

a otros servicios públicos. Por tanto, señala que esta exclusión carece de sustento técnico y normativo, vulnerando el Principio de Legalidad del TUO LPAG.

Además, GdP señala que esta exclusión contraviene precedentes establecidos en anteriores revisiones tarifarias (Lima y Callao, e Ica), donde el Ingeniero Supervisor sí fue considerado. Esta inconsistencia vulnera los principios de Buena Fe Procedimental, Predictibilidad e Imparcialidad, al introducir un cambio inesperado, inmotivado e injustificado que afecta negativamente al Concesionario y genera un trato discriminatorio hacia GdP, lo que acarrea la nulidad de la Resolución 207.

Advierte que la Resolución 207 y el Informe N° 866-2024-GRT, al excluir el costo del "Ingeniero Supervisor", vulneran las normas legales y Principios del Procedimiento Administrativo.

Por tanto, GdP solicita incluir el ingeniero supervisor dado que su presencia es obligatoria conforme a la normativa.

### **Análisis de Osinergmin**

En relación a la supuesta vulneración de los principios de legalidad, Buena Fe Procedimental, Predictibilidad e Imparcialidad y del Procedimiento Administrativo, estos se analizan en el Informe Legal N° 125-2025-GRT.

Por otro lado, en relación a la supuesta arbitraria e injustificada exclusión del costo del "Ingeniero Supervisor" en el Baremo, así como de las ordenanzas municipales que fundamentan su recurso; debemos señalar que los análisis de precios unitarios de revistas especializadas no indican en forma expresa el reconocimiento del ingeniero que realiza las funciones de supervisor, puesto que típicamente estos análisis son elaborados para obras de edificaciones y que el costo de dicho ingeniero supervisor ya están dentro de los gastos generales del contratista.

Sin embargo, tratándose de obras lineales y que las actividades constructivas de redes de gas natural son intensivas (se intervienen físicamente el terreno para la rotura de pavimento, construcción de zanjas y reconfiguración del terreno), es razonable considerar a un Ingeniero que se encargue de supervisar las actividades constructivas relevantes que conforma el proyecto de tendido de redes.

Por lo tanto, se ha considerado razonable reconocer a un Ingeniero que realice las tareas de supervisión, distribuyendo su labor en todas las actividades constructivas (7 actividades principales) y en varios frentes de construcción (se consideran 4 frentes). Cabe señalar que el Baremo de costos unitarios debe reconocer las eficiencias constructivas para una expansión de forma masiva, por ello la asignación del tiempo de este ingeniero no es únicamente a las actividades de supervisión de un solo frente de obra, sino que a su vez se dedica a la supervisión de más de un frente de obra, siendo que conceptualmente bajo el concepto de VNR la concesión es un proyecto "Green Field".

### **Conclusión**

Por expuesto, corresponde declarar **fundado en parte** este extremo del recurso de GdP, dado que se incluye al ingeniero que supervisa las actividades constructivas y en varios frentes de obra.

#### **4.3.3 Extremo II: Sobre la asignación de la camioneta 4x4 a 7 cuadrillas**

##### **Argumentos de GdP**

GdP considera arbitraria e irrazonable la decisión de Osineergmin de asignar una sola camioneta 4x2 para atender simultáneamente a 7 cuadrillas en el proceso de tendido de tuberías. Señala que esta medida carece de sustento técnico y operativo, ya que las actividades de tendido se realizan en secuencia y no de forma paralela, lo que imposibilita que un único vehículo pueda atender varias cuadrillas simultáneamente.

Además, GdP resalta que en su Concesión que abarca cuatro regiones, los proyectos de expansión se realizan en distintas localidades y son gestionados por diferentes contratistas, lo que requiere múltiples vehículos. GdP respalda esta información con el Anexo 8 de su recurso, que detalla la construcción y ampliación de redes de distribución en diversas provincias, evidenciando la simultaneidad de las actividades.

Advierte que, con la posición de Osineergmin, se ha vulnerado el derecho a la debida motivación, según el artículo 6 del TUO LPAG; y omite la imposibilidad física de que un solo vehículo pueda atender cuadrillas dispersas geográficamente.

Por tanto, GdP solicita considerar al menos una camioneta por cada ciudad, es decir 7 camionetas.

##### **Análisis de Osineergmin**

GdP considera arbitraria, irrazonable e imposible físicamente asignar una sola camioneta 4x2 para atender simultáneamente a 7 cuadrillas puesto que las actividades de tendido se realizan en secuencia y no de forma paralela. Al respecto debemos señalar que la camioneta es un transporte multiusos para el proyecto constructivo con la cual debe atender principalmente a las actividades relevantes, entre ellas, corte y rotura, excavación, reposición, en las cuales la camioneta moviliza los materiales menores y al ingeniero. En tal sentido, la asignación aplicada a la camioneta será la misma del ingeniero que realiza las actividades de supervisión, es decir distribuidos en las actividades constructivas principales y frentes de construcción que se indican en el análisis del numeral 4.3.2 del presente informe.

Respecto al pedido de GdP de considerar 7 camionetas, dado que la Concesión abarca cuatro regiones y es gestionada por diferentes contratistas, debemos señalar que el Baremo de costos unitarios reconoce las actividades constructivas (corte y rotura, excavación, reposición, etc.) y sus correspondientes recursos (mano de obra, materiales, maquinaria, transporte y equipos) necesarios para llevar a cabo los proyectos de expansión de redes. En tal sentido la solicitud de GdP carece de sentido

al solicitar 7 camionetas igual al número de localidades, puesto que los recursos para su propia supervisión de las obras están considerados en los costos indirectos, entre ellos los gastos generales reconocidos en el Baremos de costos unitarios.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, se declara **fundado en parte** este extremo del recurso de GdP, dado que se mantiene la asignación de una camioneta; no obstante, se modifica la asignación de la camioneta distribuida en las actividades y frentes de obra similares a las del ingeniero que supervisa las actividades constructivas.

### **4.3.4 Extremo 12: Sobre la supuesta ineficiencia en la mezcla de concreto “in situ” en nivelación, compactación y reposición de tubería PE**

#### **Argumentos de GdP**

GdP señala que Osinergmin ha modificado los insumos del Baremo para la actividad de nivelación, compactación y reposición de tuberías de polietileno respecto de la revisión tarifaria de Cálidda (2022-2026). Considera además ineficiente, costosa y contraria a las normativas municipales la exigencia de Osinergmin de realizar la mezcla de concreto “in situ” para la actividad señalada. Según GdP, esta práctica incrementa los costos, el consumo de insumos, el tiempo de ejecución y el impacto ambiental, además de dificultar el control de calidad de las obras, lo que afecta la durabilidad de la infraestructura.

GdP agrega que las autorizaciones municipales establecen obligaciones estrictas, como la gestión de residuos, limpieza diaria para evitar acumulación de escombros, control de polvo y supervisión constante. Para ejemplificar lo señalado, GdP presenta las autorizaciones de la Municipalidad Distrital de José Leonardo Ortiz y la Municipalidad Distrital de Huanchaco. Señala además que las obligaciones antes citadas serían vulneradas por la preparación de la mezcla en el lugar de la obra, exponiéndolo a la paralización de las obras, la cancelación de permisos y la imposición de sanciones.

GdP presenta fotografías y defiende el uso de camiones mezcladores de hormigón con concreto premezclado como la alternativa más eficiente, segura y económica. Además, destaca que este enfoque ya ha sido empleado en revisiones tarifarias previas, consolidándose como una práctica usual en otras concesiones de gas natural, así como de otros servicios públicos.

Por tanto, GdP solicita considerar camiones mezcladores de concreto premezclado en lugar de la mezcla in situ.

#### **Análisis de Osinergmin**

GdP menciona que la propuesta de Osinergmin resulta ineficiente, costosa y contraria a las normativas municipales. Al respecto, debemos señalar que GdP erróneamente supone que la incorporación de arena fina y piedra chancada en la actividad 1.1.6 del

Baremo de Osinerghmin implica la preparación de concreto “in situ”, sin considerar la opción de utilizar un “mixer de concreto” (camiones mezcladores de concreto).

Al respecto, es importante señalar que en el Baremo de costos unitarios de la Resolución 207 se realizaron mejoras y optimizó el uso de los materiales, entre ellos la preparación de la capa asfáltica, considerando una mezcla de asfalto líquido y agregados (arena fina y piedra chancada), utilizados únicamente para los casos de pavimento flexible (asfalto puro) y mixto (concreto y asfalto). Esta mejora no modificó las condiciones referidas al concreto respecto a la pre publicación y la Resolución 207:

1.1.6 Nivelación, compactación y reposición				Unidad de Medida: m <sup>2</sup>			
51.80				Afirmado	Concretos rígidos de espesor 20 cm	Asfaltos flexibles de espesor 5 cm	Concretos Mixtos (Asfalto 5 y Concreto 15)
				Afirmado	Rígido	Flexible	Mixto
MANO DE OBRA				RENDIMIENTO	RENDIMIENTO	RENDIMIENTO	RENDIMIENTO
Cantidad	UNIDAD						
1							
2	Capataz	1	Día	0.01931	0.02317	0.02896	0.03861
3	Oficial Civil	1	Día	0.01931	0.02317	0.02896	0.03861
4	Peon	2	Día	0.01931	0.02317	0.02896	0.03861
5							
6							
7							
8							
9							
10							
MATERIALES				CANTIDAD	CANTIDAD	CANTIDAD	CANTIDAD
Cantidad	UNIDAD						
1	Herramientas y Materiales menores	5% mano de obra	Glob	1.00	1.00	1.00	1.00
2	Concreto 2500 PSI	1	m <sup>3</sup>		0.22		0.17
3	Asfalto líquido	1	gln			1.750	1.750
4	Liga Asfáltica	1	m <sup>2</sup>			0.06	0.06
5	Arena fina	1	m <sup>3</sup>			0.046	0.046
6	Piedra chancada	1	m <sup>3</sup>			0.039	0.039

Insumos
No ha variado
Variación solo del asfalto (resaltado en amarillo)

No ha variado

La incorporación de la arena fina y piedra chancada se realizó en virtud que la mezcla requerida para la carpeta asfáltica es técnicamente conformada por los agregados mencionados y del asfalto líquido. Por ello, es que solo se ha variado la carpeta flexible y la carpeta mixta en su componente de asfalto, y con ello se mantiene la coherencia de costos, dado que un pavimento flexible debe costar menos que un pavimento rígido.

Asimismo, GdP señala que esta práctica incrementa los costos, consumo de insumos, el tiempo de ejecución y el impacto ambiental, además de dificultar el control de calidad de las obras, lo que afecta la durabilidad de la infraestructura. Al respecto, debemos aclarar que el cambio se realizó sólo a los recursos del asfalto, por lo que el recurso “concreto” en sí mantiene los criterios utilizados en los otros procesos regulatorios indicados por GdP, por lo que la forma de obtención del concreto se mantiene.

De otro lado, sobre las autorizaciones municipales que GdP indica que establecen obligaciones estrictas, como la gestión de residuos, limpieza diaria para evitar acumulación de escombros, control de polvo y supervisión constante; al respecto, se reitera que no se ha modificado la obtención del concreto. Cabe señalar que en el Baremo de costos se reconoce la actividad de retiro de escombros sobrantes o productos de demolición.

Respecto de que GdP señala que las obligaciones municipales serían vulneradas por la preparación de la mezcla en el lugar de la obra, exponiéndolo a la paralización de las obras, la cancelación de permisos y la imposición de sanciones, reiteramos que no se ha modificado la obtención del concreto, manteniéndose los recursos y rendimientos reconocidos en otros Baremos de otros procesos regulatorios.

Sobre que GdP defiende el uso de camiones mezcladores de hormigón con concreto premezclado como la alternativa más eficiente, segura y económica, destacando que este enfoque ya ha sido empleado en revisiones tarifarias previas, consolidándose como una práctica usual en otras concesiones de gas natural, así como de otros servicios públicos; al respecto, reiteramos que no se ha modificado la obtención del concreto, manteniéndose los recursos y rendimientos reconocidos en Baremos de otros procesos regulatorios.

### **Conclusión**

Por los argumentos expuestos se declara **infundado** este extremo del recurso de GdP.

## **4.3.5 Extremo 13: Sobre el Margen Contratista del 25% en Materiales**

### **Argumentos de GdP**

GdP objeta la decisión de Osinergmin de inaplicar el margen del 25% sobre los costos unitarios de materiales. Asimismo, indica que Osinergmin justifica su decisión afirmando que este margen no se aplica porque los materiales son proporcionados por el Concesionario y no por los contratistas. Sin embargo, presenta imágenes sobre el Baremo utilizado de Lima y Callao y en Ica (2022-2026), señalando que en dichas revisiones tarifarias Osinergmin sí consideró el margen señalado, lo que evidenciaría una muestra más de la arbitrariedad de Osinergmin y el trato desigual y discriminatorio que vulnera el principio de imparcialidad.

Asimismo, GdP argumenta que, en la práctica, los contratistas gestionan la mayoría de los materiales (excepto tuberías y accesorios), lo que incluye almacenamiento, logística, traslado, seguros y costos administrativos. Si esta gestión recayera en GdP, se generarían ineficiencias, retrasos y sobrecostos, como multas por incumplimiento. Según un análisis de obras de 2022, presentado por GdP, los costos totales de materiales se desglosan en 21% por gestión tercerizada, y 5% por el margen del contratista, sumando un 26%, lo que está alineado con el 25% históricamente aplicado.

GdP señala que la Resolución 207 vulnera dos principios clave del TUO LPAG: i) Principio de Imparcialidad, al aplicar un criterio diferente al utilizado en proceso anteriores, lo que discrimina a GdP y constituye una arbitrariedad; y, ii) Principio de Predictibilidad, al introducir un cambio inesperado en los criterios regulatorios, lo que afecta la planificación y las expectativas razonables del Concesionario.

Por tanto, GdP solicita aplicar el margen del contratista de 25% en materiales conforme a revisiones tarifarias anteriores, señalando que esto refleja la realidad operativa.

### **Análisis de Osinergmin**

GdP argumenta que, en la práctica, los contratistas gestionan la mayoría de los materiales (excepto tuberías y accesorios) incluyendo almacenamiento, logística, traslado, seguros y costos administrativos. Al respecto debemos señalar que el Análisis de Precios Unitarios (APU) se desarrolla a nivel de contratista, al cual se le adiciona el margen del contratista, los mismos que contienen los materiales consumibles. Lo mencionado se puede validar con las revistas especializadas de costos, donde a los análisis de precios presentados le adicionan los gastos generales equivalente con el margen del contratista que se reconoce.

Por otro lado, de la revisión del rubro de inventarios que GdP señala en las notas a sus EE.FF., se identifica que en dicho rubro GdP considera únicamente los siguientes stocks en miles de USD (ver cuadro que continúa):

- Tuberías de polietileno
- Otros accesorios. Incluye los accesorios para instalaciones internas y acometidas, así como los medidores de gas.
- Gas natural licuado. Gas almacenado principalmente en las estaciones de Trujillo, Chimbote, Cajamarca y Chiclayo

INVENTARIOS (stock)								
En miles de USD	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Tubería de polietileno		1,431	2,564	3,100	2,573	2,318	4,027	4,009
Otros accesorios		1,293	812	1,663	1,338	1,698		
Gas natural licuado	Sin datos		147	486	723	708	2,084	2,725
Inventario por recibir		460						
Deterioro de inventarios							-79	-78
<b>TOTAL Inventarios</b>	<b>1,782</b>	<b>3,184</b>	<b>3,523</b>	<b>5,249</b>	<b>4,634</b>	<b>4,724</b>	<b>6,032</b>	<b>6,656</b>

Fuente: Notas a los EEFF

Asimismo, en la Nota del año 2017 se señala: “El saldo de inventarios comprende principalmente a tuberías de polietileno y accesorios adquiridos a dos proveedores del exterior. Los materiales son otorgados a los contratistas para el avance de los proyectos”. En Notas de otros años ya no hacen mención que los materiales son otorgados a los contratistas para el avance de los proyectos, por lo que resulta procedente lo requerido por GdP en el presente recurso, que conlleva también a que el porcentaje de stock de 6,81% que se reconoce en el Baremo para los materiales consumibles (materiales proporcionados por el contratista) sea retirado.

De otro lado, debemos señalar que la aplicación del stock de acuerdo con la metodología del VAD de distribución eléctrica, solo se aplica a los materiales como cables, aisladores, etc. los cuales son equivalentes a las tuberías, válvulas, etc. En tal sentido, la aplicación del stock es únicamente al suministro de los materiales activos (provistos por el concesionario).

Por lo tanto, la práctica utilizada en la valorización de los proyectos y la aplicada de la empresa concesionaria son coincidentes, donde el contratista se hace cargo de proveer los materiales consumibles, por lo que se debe aplicar el margen del contratista a dichos materiales. En tal sentido, ello conlleva a retirar el porcentaje de stock a los materiales consumibles puesto que dichos materiales son provistos por el contratista y no por el concesionario.

### **Conclusión**

Por los argumentos expuestos se declara **fundado** este extremo del recurso de GdP.

### **4.3.6 Extremo 14: Sobre los Costos de Materiales y máquinas en la construcción de redes**

#### **Argumentos de GdP**

GdP señala que algunos costos de materiales y maquinaria considerados en el modelo de Osinergmin no refleja la realidad del mercado ni las condiciones operativas de las obras de tendido de redes de gas natural. A continuación, se presenta el detalle de GdP.

1. La pintura aerosol, GdP indica que esta tiene un valor de mercado de USD 6,67 (incluye link de página web) versus los USD 4,08 de Osinergmin.
2. Los discos de corte de asfalto y concreto, Osinergmin considera discos de máquina de mano de pequeño tamaño, a pesar de que en este tipo de obras se usan equipos más grandes que emplean discos diamantados de 350 mm, por mayor eficiencia, menor tiempo, menor desgaste de máquinas. Señala que estos discos cuestan USD 147 por unidad (incluye link de página web).
3. Compactadora tipo rana, GdP señala que el costo de alquiler es USD 35,16 por día (incluye link de página web) versus USD 10,30 considerados por Osinergmin.
4. Compactador tipo saltarín, GdP señala que el valor de mercado es USD 40,18 (incluye link de página web) versus USD 37,50 de Osinergmin.
5. Volquete de 8 m<sup>3</sup>, Osinergmin presenta el precio que corresponde a uno de 6 m<sup>3</sup>, pero en el modelo se indica el uso de un volquete de 8 m<sup>3</sup>, el cual es exigido al Contratista.
6. Cortadora de disco para asfalto, Osinergmin emplea una cortadora de mano, la cual no es la adecuada para la cantidad de metros que se necesita por día. GdP propone el uso de un equipo más grande y potente que implica menor mano de obra, mayor rapidez y seguridad, este tipo de cortadoras cuestan USD 40,18 por día de alquiler (incluye link de página web) versus USD 2,08 de Osinergmin.

- Vibrador de concreto 2.4", GdP indica que la renta por alquiler de este equipo es USD 29,5 por día (incluye link de página web), pero que Osinergmin considera USD 8,38. Respecto de este último valor GdP indica que no guarda relación con el tipo de cambio. Asimismo, señala que se ha utilizado el costo de un equipo empleado en redes de agua potable cuando lo correcto es utilizar equipos involucrados en redes de gas natural.

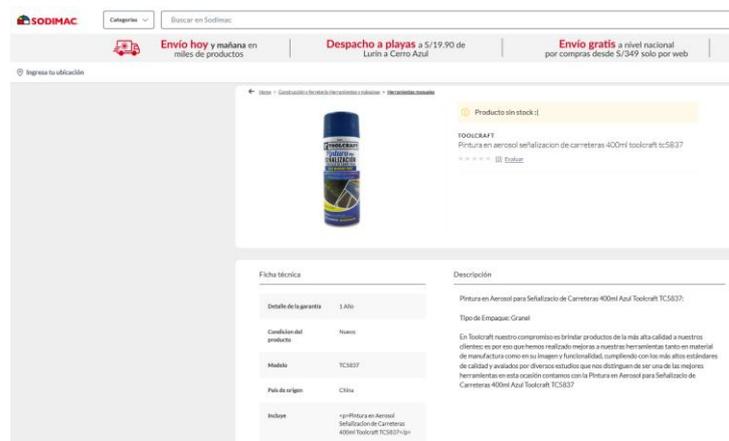
Además, critica que las licitaciones FISE no han logrado costos unitarios menores respecto de los Baremos de las revisiones tarifarias anteriores (Tabla 3 de su escrito), evidenciando limitaciones en el fomento de competencia por un número muy limitado de proveedores y/o contratistas calificados (Tabla 4 de su escrito), lo que no posibilita costos más bajos y competitivos.

Por tanto, solicita reconocer los costos de mercado y características aplicables a los materiales y equipos conforme lo descrito previamente.

### Análisis de Osinergmin

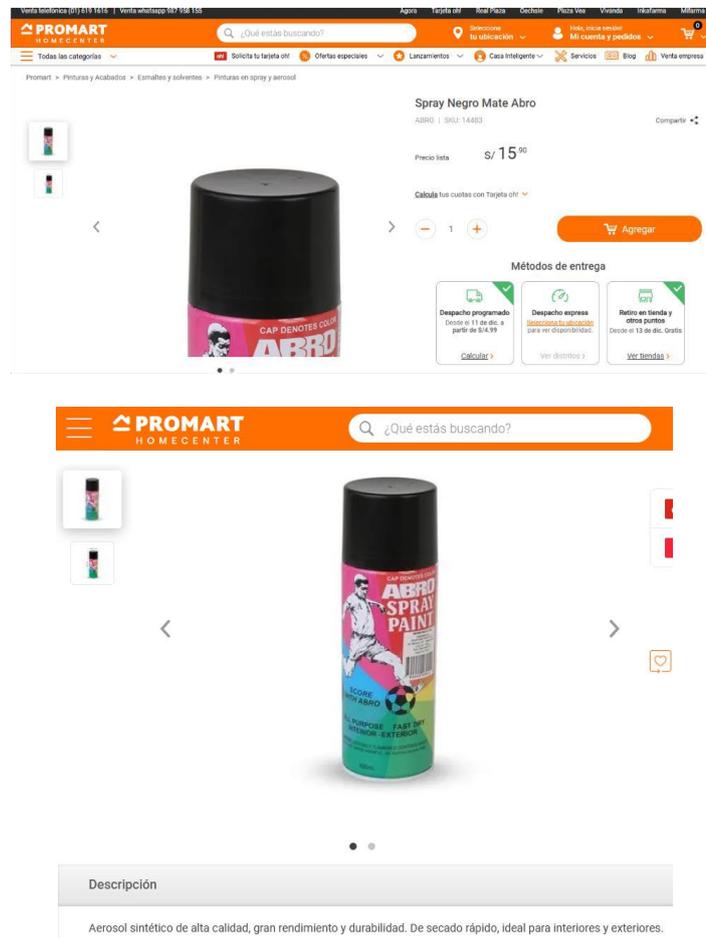
Sobre que GdP señala que algunos costos de materiales y maquinaria reconocidos no reflejan la realidad del mercado ni las condiciones operativas de las obras de tendido de redes de gas natural, a continuación, presentamos los análisis de cada uno de los cuestionamientos.

- Sobre el costo unitario de la pintura aerosol, GdP reitera este pedido sin adjuntar nueva prueba puesto que el link que sustenta la pintura fue presentado en los comentarios a la prepublicación. Sin perjuicio de lo señalado se ha revisado el link proporcionado por GdP identificándose que corresponde a una pintura en aerosol bajo el nombre "Pintura en aerosol señalización de carreteras 400ml toolcraft tc5837", al ingresar al link no se visualiza el precio de producto.



Ahora bien, la pintura aerosol reconocida en el Baremo de costos se utiliza para demarcar la franja de pavimento que se va a intervenir, forma parte de los recursos reconocidos en la primera de las actividades constructivas, la cual es de localización y replanteo, seguida por la actividad de excavación, por lo que se requiere que sea de secado rápido y de gran rendimiento, tal

como lo señala la descripción del producto (ver imagen), no requiriendo para tal fin la calidad y permanencia del aerosol que propone GdP (pintura utilizada para demarcación permanente en carreteras). Por lo tanto, el precio de USD 4,08 por unidad considerado por Osinegmin en el Baremo de la Resolución 207 resulta adecuado y está sustentado en la siguiente figura:



Por lo expuesto, no se aceptan los argumentos de GdP.

- Sobre el costo unitario de los discos de corte de asfalto y concreto, GdP reitera este pedido sin adjuntar nueva prueba puesto que el link que sustenta los discos fue presentado en los comentarios a la prepublicación. Debemos señalar que no es necesario que el disco de corte de concreto y asfalto sean de un diámetro de 350 mm, ya que tomando en consideración el espesor del pavimento de concreto (20 cm) o del pavimento flexible (5 cm), un disco de corte de 9" para ambos casos resulta funcional, considerando la guía a realizar para que el rotomartillo pueda complementar el trabajo.

Lo anteriormente señalado, es acorde a las recomendaciones de los proveedores de discos de corte, que indican que los diámetros recomendados para concreto están entre el rango de 4,5" a 9" (<https://www.nortonabrasives.com/es-pe/blog/que-discos-usar-para-cortar-hormigon>), tal como muestra la figura adjunta.

## ¿Cuáles son los mejores discos para cortar hormigón?

Existe una amplia gama de discos diamantados que podemos usar para cortar concreto u hormigón. Por ejemplo, los discos profesionales Pro de Norton. Dentro de la gama de discos Pro, está el Disco Segmentado, que suele usarse para cortar concreto, albañilería, ladrillo y tejas, y que viene en tres medidas diferentes: 4 ½, 7 y 9 pulgadas.

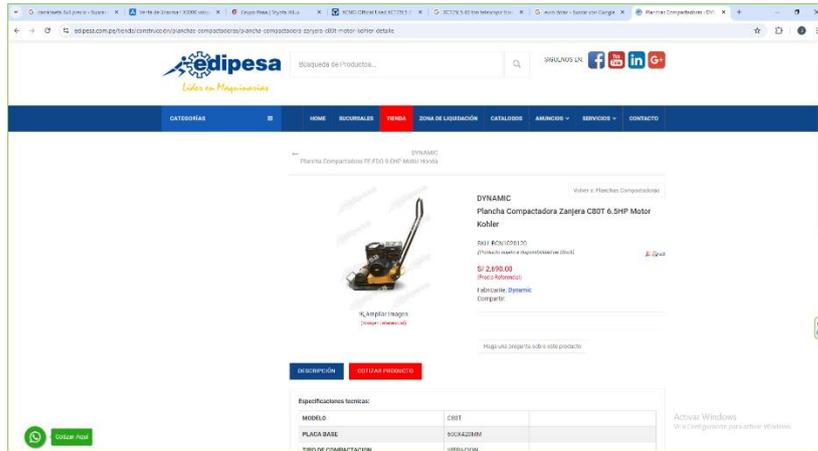


Por lo expuesto, no se aceptan los argumentos de GdP.

- Sobre el costo unitario de la Compactadora tipo rana, GdP reitera este pedido sin adjuntar nuevos sustentos, puesto que el comentario y el link que sustenta el costo de los discos fue presentado en los comentarios a la prepublicación. I respecto debemos señalar que el costo horario de los vehículos de transporte y equipos de Osinergmin están sustentados en la carpeta de soporte, denominada "Transporte y Equipos\_GDP", y se calculan detallando precios de mercado de las maquinarias y equipos, la vida útil de dichos equipos, y los costos eficientes de operación y mantenimiento, tal como se muestra en el cuadro y figura que continúan, información que prima respecto a la señalada por GdP que presenta un precio donde no se definen las condiciones con los que se determina (número de horas de uso, condiciones del precio, costos operativos incorporados, etc.).

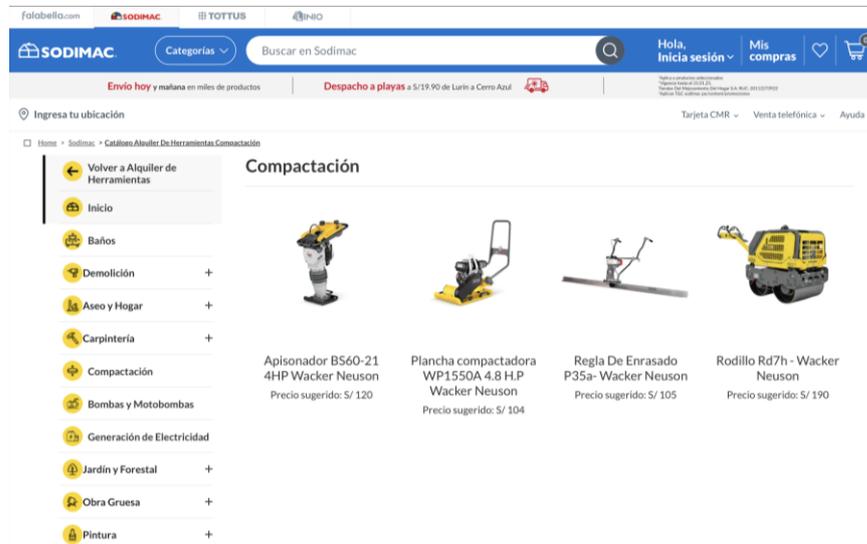
**Costos del Vibrador (Compactador tipo plancha 6.5 HP)**

	Costo (S./ día)
<b>Costos de Inversión</b>	<b>2,88</b>
Costo (US\$)	610,65
Vida útil (años)	3,00
<b>Costo de Operación y Mantenimiento</b>	<b>28,03</b>
<b>Combustible</b>	<b>15,25</b>
Cantidad de combustible (galón/día)	1,00
Costo combustible G84 (S./gal)	15,25
<b>Lavado y engrase</b>	<b>5,00</b>
Frecuencia (días)	1,00
Costo (S./) referido a un día de operación	5,00
<b>Mantenimiento</b>	<b>6,67</b>
Frecuencia (días)	6,00
Costo (S./) referido a 6 días de operación	40,00
<b>Mantenimiento mayor</b>	<b>1,11</b>
Frecuencia (días)	180,00
Costo (S./) referido a un año de operación	200,00
<b>Total Costo de Inversión</b>	<b>2,88</b>
<b>Total Costo de Operación</b>	<b>28,03</b>
<b>Total Costos</b>	<b>30,91</b>
<b>Total Costos (S./ h-m)</b>	<b>3,86</b>
<b>Total Costos (US\$/ h-m)</b>	<b>1,03</b>

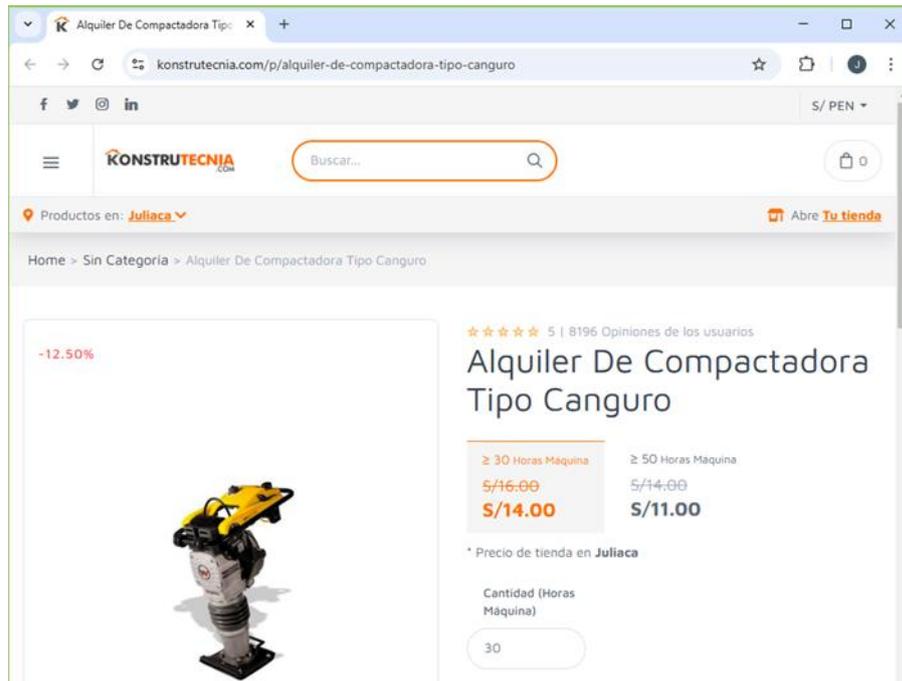


Por lo expuesto, no se aceptan los argumentos de GdP.

- Sobre el costo unitario de la Compactadora tipo saltarín, GdP reitera este pedido sin adjuntar nuevos sustentos puesto que su comentario y el link que sustenta el costo del equipo fue presentado en los comentarios a la prepublicación. Se observa que el precio sugerido del equipo compactador tipo saltarín es de S/ 120, sin especificar si dicho precio corresponde al alquiler por día u hora, ni tampoco se muestran las especificaciones de este alquiler (ver siguiente figura). No obstante, se puede inferir que el costo referido por GdP corresponde a un costo diario y que incluye el IGV, en ese sentido, el costo propuesto por GdP sería de 101,7 soles/día.



Por su parte, Osinergmin ha considerado en el Baremo de la Resolución 207, el costo horario de 14 soles/hora, según se presenta en la siguiente figura, donde sí se muestran las condiciones de alquiler. Por lo tanto, el costo que figura en el Baremo (hoja "tabla 68 maquinaria" del archivo "TABLAS DE RECURSOS\_2024.xlsx", incluido en los Anexos) es de 112 soles/día (14 soles x 8 horas).



En resumen, a pesar de que el costo propuesto por GdP resulta 10% menor al costo considerado por Osinergmin en el Baremo de la Resolución 207, se mantiene el costo de Osinergmin dado que proviene de una fuente que ha explicitado mejor sus condiciones de precio.

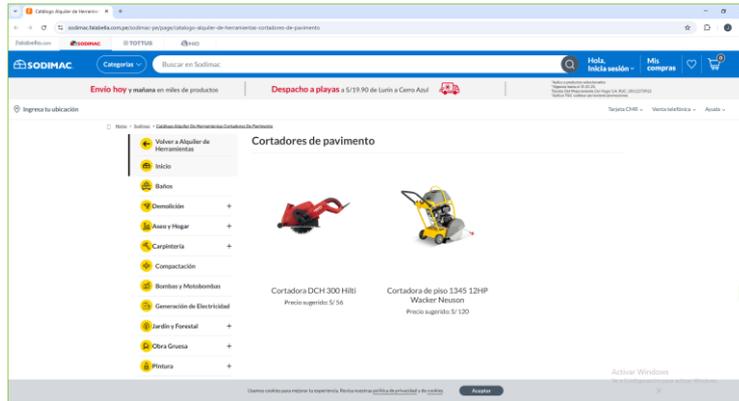
Por lo expuesto, no se aceptan los argumentos de GdP.

- Sobre el costo unitario del volquete de 8 m<sup>3</sup>, GdP reitera este pedido sin adjuntar nueva prueba, puesto que su comentario y el link que sustenta el costo del transporte fue presentado en los comentarios a la prepublicación. En ese sentido, se reitera que la utilización del rendimiento de un volquete de 6 m<sup>3</sup> resulta también aceptable para la actividad de eliminación de escombros, ya que el volumen de zanja excavada puede ser atendida económicamente sin requerir el rendimiento de un volquete de mayor capacidad para este tipo de obra, donde incluso se ha tenido que incorporar excepcionalmente (por encima de los requerimientos) una camioneta como vehículo menor de transporte y carga.

Al respecto, el cálculo de la cantidad de tiempo necesario para la actividad de eliminación de escombros (en días) por cambio de volquete de 8 m<sup>3</sup> a 6 m<sup>3</sup> fue el siguiente: considerando que el ratio por el cambio de volumen es de 1,33 ( $8 / 6 = 1,33$ ), entonces la cantidad de tiempo de volquete necesario para el rendimiento establecido de 18,18 m<sup>3</sup>/ml se incrementa en 33% ( $0,3 \times 1,33 = 0,4$ ). Por lo tanto, la cantidad por día de volquete de 6 m<sup>3</sup> sería 0,4 días. Por ello, en el Baremo se ha considerado 0,4 días de volquete de 6 m<sup>3</sup>, como equivalente a los 0,3 días de volquete de 8 m<sup>3</sup>.

Por lo expuesto, no se aceptan los argumentos de GdP.

- Sobre el costo unitario de la cortadora de disco para asfalto, el pedido de GdP de utilizar una cortadora de piso en lugar de una portátil manual ya fue acogido en una anterior etapa (prepublicación), respecto al valor que GdP señala de USD 2,08 por día, dicho valor es erróneo. Osinergmin ha considerado un valor de 101,69 soles/día sustentado en el valor que se muestra en las siguientes figuras que justifican el valor incorporado en el Baremo (hoja "tabla 68 maquinaria" del archivo "TABLAS DE RECURSOS\_2024.xlsx", incluido en los Anexos) es de 101,69 soles/día (120 / 1,18).



COSTO MAQUINARIA			PRECIO TASA 2024	PRECIO TASA 2024	PRECIO CONTRATISTA	PRECIOS DEL MECADO 2024
Nº	ACTIVO	UNIDAD	S/.	US \$	US \$	FUENTE
1	Compactador Vibrador Tipo Plancha 7 HP	USD/Día	S/ 341,12	\$ 91,37	\$ 114,22	Calculo costo alquiler promedio
2	Camioneta 4x2 Cabina Doble	USD/Día	\$ -	\$ 139,28	\$ 174,10	Calculo costo alquiler promedio
3	Cinta Métrica 30 m	USD/Día	\$ -	\$ -	\$ -	
4	Señalización Móvil	USD/Día	\$ -	\$ 1,21	\$ 1,51	
5	GPS	S/	3,70	\$ 0,99	\$ 1,24	Precio mercado. GPS Navegador Garmin Map 64 - Agromarket.pe (15.03.24)
6	Cámara Fotográfica	USD/Día	S/ 0,40	\$ 0,11	\$ 0,13	compra (15.03.24) GoPro HERO11 Black.
7	Camioneta 4x4 Cabina Simple	USD/Día	\$ -	\$ 101,60	\$ 127,00	Calculo costo alquiler promedio
8	Compresor de 185 psi con martillo neumático	USD/Día	S/ 827,28	\$ 221,60	\$ 277,00	Revista Costos 03-2024
9	Cortadora Disco	USD/Día	S/ 101,69	\$ 27,24	\$ 34,05	<a href="https://sodimac.falabella.com.pe/sodimac-pe/page/catalogo">https://sodimac.falabella.com.pe/sodimac-pe/page/catalogo</a>

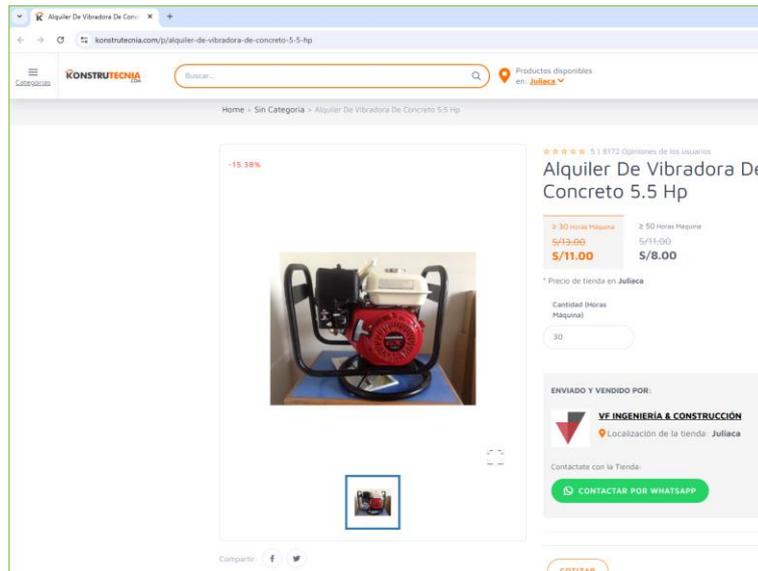
$$120 / 1.18 = 101.69$$

Por lo expuesto, no se aceptan los argumentos de GdP.

- Sobre el costo unitario del vibrador de concreto 2,4", el costo diario del equipo considerado en el Baremo se muestra en la siguiente figura.

COSTO MAQUINARIA			PRECIO TASA 2024	PRECIO TASA 2024	PRECIO CONTRATISTA	PRECIOS DEL MECADO 2024
Nº	ACTIVO	UNIDAD	S/.	US \$	US \$	FUENTE
50	Vibrador de Concreto 2,4"	USD/Día	S/ 58,88	\$ 15,77	\$ 19,71	<a href="https://konstrutecnia.com/p/alquiler-de-vibradora-de-concreto-5-5-hp">Cotizacion presupuesto mejoramiento de sist. Agua y a</a>

En el presente recurso, GdP solicita que se tome en cuenta el valor señalado en el siguiente enlace: <https://konstrutecnia.com/p/alquiler-de-vibradora-de-concreto-5-5-hp>, cuyos precios se muestran en la siguiente figura.



Dado que el costo señalado incluye IGV, el costo diario requerido por GdP sería de:  $8 \times 8 \text{ horas} / 1,18 = 54,24 \text{ soles/día}$ , valor que resulta menor al valor de 58,88 soles/día considerado en el Baremo.

En resumen, a pesar de los argumentos expresados por GdP (que las obras civiles de tendido de redes de PE para agua son diferentes a las obras de tendido redes de PE para gas) y que el costo propuesto por GdP resulta 8% menor al costo considerado por Osinergmin en el Baremo, se mantiene el costo de 58,88 soles/día considerado en el Baremo para el alquiler del equipo vibradora de concreto.

Por lo expuesto, no se aceptan los argumentos de GdP.

De otro lado, respecto de que las licitaciones FISE no han logrado costos unitarios menores respecto de los Baremos de las revisiones tarifarios anteriores, debemos señalar que GdP solo realiza una comparación de los precios del FISE con los valores del Baremo actual. Asimismo, en recursos precedentes, GdP señaló que dichos concursos (FISE) y otros promovidos por el Minem utilizaron el Baremo como referencia al cual realizaron ajustes producto de la licitación. Al respecto, es importante indicar que en las licitaciones las valorizaciones de las obras están influenciada por las decisiones comerciales de los potenciales postores que buscan maximizar su rentabilidad por lo que no es un buen referente. Asimismo, enfatizamos que un proceso de licitación difiere de un proceso regulatorio puesto que las escalas de valorización de los proyectos son distintos, así como las etapas administrativas.

Por último, sobre la solicitud de GdP de reconocer los costos de mercado y características aplicables a los materiales y equipos conforme lo detalla en su recurso, debemos reiterar que GdP en etapas previas no ha presentado un Baremo detallado de costos unitarios de las tuberías de polietileno, únicamente señaló aplicar un valor incremental al Baremo de costos de la Concesión de Ica. Es así que, el Regulador utilizó el modelo de Baremo de costo unitarios al cual revisó, optimizó,

actualizó las variables del modelo manteniendo la estructura de su cálculo por lo que GdP no puede alegar la falta de predictibilidad, pues esta no limita a realizar mejoras u optimizaciones.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** este extremo del recurso de GdP.

## **4.4 OPEX de Personal**

### **4.4.1 Extremo 15: Sobre el Organigrama**

#### **Argumentos de GdP**

GdP menciona que la metodología diseñada por Osinergmin no refleja las particularidades operativas de la concesión y afecta la viabilidad de una gestión eficiente y sostenible del servicio de distribución.

#### **a) Divergencias en aplicación del Modelo ER**

GdP señala que para la determinación de costos operativos de Empresa Modelo de Referencia (ER) ha utilizado los principios de Agrell y Borgetof, donde los costos de ingeniería se ajustan en función del crecimiento de la demanda y la expansión de la red; y en los costos de la ER, se asegura de que las actividades sean ejecutadas por personal propio y que la estructura central evolucione conforme crece el servicio.

Sin embargo, indica que Osinergmin ha aplicado un modelo Top-Down, que no considera adecuadamente tres aspectos: i) Las particularidades operativas, como densidad de clientes, topografía y condiciones del mercado local; ii) La evolución orgánica del personal en función del crecimiento de la demanda y expansión de la red; y, iii) El impacto negativo en la calidad del servicio y el cumplimiento de estándares regulatorios de una estructura central subestimada.

De otro lado, menciona que Osinergmin ha señalado que la regulación es por incentivos y que no se debe tomar en cuenta los costos reales de GdP, sino los que Osinergmin desarrolle bajo el esquema ER señalado, al respecto GdP indica que al establecer OPEX, Osinergmin parte de un análisis contable para luego reducir costos por haber identificado eficiencias en las oficinas administrativas de GdP. Esto demuestra una inconsistencia y arbitrariedad de Osinergmin, ya que la regulación pasa de ser una de incentivos a una basada en costos reales para reducir la tarifa sin sustento técnico.

Además, indica que en el Informe N° 866-2024-GRT, se considera la información contable debido a la asimetría de información. No obstante, en el cálculo del costo de transporte virtual, donde enfrenta mayor asimetría, Osinergmin no

utiliza información contable, lo que refuerza la arbitrariedad e inconsistencia en su metodología.

GdP sostiene que esta conducta vulnera el Principio de Legalidad y el Principio de Predictibilidad o Confianza Legítima.

Por tanto, GdP solicita incorporar en el modelo de ER un enfoque que contemple la evolución orgánica central basada en el crecimiento de demanda y expansión de red.

#### **b) Dimensionamiento de Estructura Central ER**

GdP señala las siguientes deficiencias en el organigrama de 118 colaboradores diseñado por Osinergmin:

1. No se ajusta al crecimiento real de la demanda ni a la expansión de redes. Según el Informe Técnico N° 866-2024-GRT, se agregan puestos según la cantidad de usuarios, alcanzando 126 colaboradores al año 4, un aumento de 7% respecto del año 1; sin embargo, el Informe Técnico N° 870-2024-GRT, el número de clientes crece un 21% en el mismo periodo.
2. Omite puestos clave para la gestión del mercado de gas natural, los cuales son esenciales para garantizar la continuidad del servicio de acuerdo con la Tabla 5 de su escrito.
3. No considera con suficiente peso la información operativa real de GdP, a pesar de que Osinergmin reconoce la necesidad de incluir datos reales ante la asimetría de información.
4. Establece una ratio de clientes gestionados por colaborador que inicia en 1 995 y alcanza 2 254 en el cuarto año regulatorio, sin considerar que dicho ratio debe ser menor que el de empresas más desarrolladas como Electronorte, ya que estas últimas logran mayores eficiencias de escala a medida que incrementan su número de clientes.
5. No toma en cuenta que la Concesión Norte, incluye áreas discontinuas, lo que exige mayor cantidad de colaboradores para atender la misma cantidad de clientes que otras concesiones.

Por tanto, GdP solicita reevaluar el número de colaboradores de la ER asegurando que se refleje con mayor precisión las condiciones operativas y regulatorias del servicio, e incorporar en la estructura central de los puestos solicitados en la Tabla 5 del escrito.

#### **c) Rechazo a la aplicación de factores de asignación de costos de personal.**

GdP señala que arbitrariamente con la aplicación de factores de asignación de costos de personal, Osinergmin excluye cargos que no están relacionados con la actividad de distribución (construcción, ingeniería, diseños, transporte virtual,

regasificación y otros cargos regulados), ocasionando que sólo se tomen en cuenta 90 de los 118 empleados. GdP menciona que no se debe aplicar estos factores por las siguientes razones.

1. La ER debe reflejar únicamente los costos eficientes de la distribución por ductos, sin aplicar deducciones arbitrarias por actividades adicionales.
2. Estos factores generan una subestimación de los recursos requeridos para la operación eficiente del servicio de distribución.
3. Tratamiento distinto y discriminatorio a GdP puesto que a las concesiones Lima y Callao e Ica, no se utilizó un factor de asignación de personal.
4. La comparación de los costos de personal con los Estados Financieros Auditados de 2020, donde se registran USD 3 millones para todas las actividades, no justifica que Osinergmin sólo asigne USD 2,6 millones anuales en la ER, ya que esto no refleja la realidad operativa actual.
5. En dichos Estados Financieros se incluyen USD 3 millones por servicios de asesoría administrativa, legal y financiera, costos que en la ER deberían ser considerados puesto que las actividades y servicios son realizados por personal propio.
6. Asimismo, el Concesionario identifica inconsistencias en el tratamiento de costos de personal en actividades complementarias de acuerdo con el Informe N° 870-2024-GRT.
7. En el modelo de Transporte Virtual, el costo del personal encargado de la supervisión de la gerencia de operaciones y administración no compensa el monto excluido de la estructura central del servicio de distribución ascendente a USD 802 mil/año, el cual debe ser incluido en la tarifa de regasificación (en la cual no se identifica un valor asociado a estructura centra) o en la tarifa de transporte virtual. Señala que, en su lugar, sólo se ha incluido en la FTV USD 140 mil/año.
8. En el modelo de Plantas Satélites de Regasificación (PSR) se omite el costo de del personal de supervisión directa de la gerencia de operaciones y administración, ya que en el OPEX de PSR solo considera al personal de O&M.

Por tanto, GdP solicita i) eliminar la aplicación de factores de asignación de costos de personal, reconociendo en su totalidad los costos administrativos y comerciales para la prestación del servicio de distribución; y ii) reconocer personal asignado a actividades complementarias, garantizando que los costos de supervisión de operaciones y administración sean considerados adecuadamente en modelos como Transporte Virtual y PSR.

## **Análisis de Osinergmin**

Los argumentos de GdP para este extremo serán analizados a continuación, con base en los mismos aspectos indicados por la recurrente:

### **a) Divergencias en aplicación del Modelo ER**

El modelo de empresa de referencia que aplica este Organismo se fundamenta en el artículo 112 del Reglamento de Distribución, que establece que los costos de operación y mantenimiento corresponderán a costos eficientes; y en el artículo 24 de la Norma de Estudios Tarifarios que refiere, entre otros aspectos, que los costos de operación se determinarán empleando el criterio de una empresa modelo.

Dados estos principios fundamentales, Osinergmin determina los costos de operación y mantenimiento sobre la base de una empresa de referencia eficiente, que corresponde a una empresa que produce la cantidad demandada al mínimo costo técnicamente posible. Es en esa línea que, las actividades de la empresa de referencia establecida por Osinergmin podrán ser efectuadas por personal propio o personal de terceros, según los niveles de eficiencia que se determinen del análisis técnico.

En consecuencia, no es cierto lo afirmado por GdP<sup>7</sup> respecto a que el modelo utilizado por dicha empresa coincide con la metodología utilizada por Osinergmin, ya que el modelo de GdP *“asegura que todas las actividades sean prestadas por personal propio”*; y en el modelo de Osinergmin existen actividades que pueden ser efectuadas por personal propio y otras por personal de terceros.

Adicionalmente, GdP brinda información inexacta<sup>8</sup> respecto a que en el informe técnico N° 870-2024-GRT, Osinergmin ha empleado el modelo Top-Down para determinar los niveles eficientes mediante comparaciones con empresas nacionales e internacionales. Como se precisó en el informe N° 866-2024-GRT, el modelo Top-Down se utiliza para *“validar los niveles de reconocimiento de personal de la empresa de referencia”*. Es decir, por un lado, Osinergmin determina los costos de una empresa de referencia basados en criterios técnicos (costos bottom up) y; por otro lado, valida

---

<sup>7</sup> Conforme al artículo 67 del TUO de la LPAG, los administrados tienen el deber de abstenerse de declarar hechos contrarios a la verdad o no confirmados como si fueran fehacientes. Este deber se encuentra vinculado al principio de conducta procedimental, recogido en el numeral 1.7 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, el cual exige que los administrados actúen con buena fe y veracidad en sus intervenciones dentro del procedimiento administrativo. De este modo, la formulación de afirmaciones inexactas o sin sustento no solo contraviene dicho principio, sino que también puede afectar la correcta evaluación de los argumentos expuestos en el recurso.

<sup>8</sup> Conforme al artículo 67 del TUO de la LPAG, los administrados tienen el deber de abstenerse de declarar hechos contrarios a la verdad o no confirmados como si fueran fehacientes. Este deber se encuentra vinculado al principio de conducta procedimental, recogido en el numeral 1.7 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, el cual exige que los administrados actúen con buena fe y veracidad en sus intervenciones dentro del procedimiento administrativo. De este modo, la formulación de afirmaciones inexactas o sin sustento no solo contraviene dicho principio, sino que también puede afectar la correcta evaluación de los argumentos expuestos en el recurso.

dichos resultados mediante una comparación con los resultados del modelo Top-Down con la finalidad de evitar que los costos bottom up no se encuentre sobredimensionados o subdimensionados.

GdP afirma que el citado enfoque Top-Down no considera adecuadamente:

- Las características específicas de la operación de la Concesión Norte tales como densidad de clientes, topografía, condiciones del mercado local. Al respecto, debemos resaltar:
  - Sobre de la densidad de clientes, que las comparaciones con empresas nacionales de servicios similares incluyen, entre otros, a Cálidda (concesionario de distribución de gas natural por redes en Lima y Callao), Hidrandina (distribuidor del servicio público de electricidad en La Libertad, Áncash y Cajamarca), Contugas (concesionario de distribución de gas natural por redes en Ica); por lo que resulta evidente que se han tenido en cuenta actividades similares en zonas con variada densidad poblacional e incluso en la misma zona de desarrollo de actividades como es el caso de Hidrandina.
  - Sobre la topografía, que el flete virtual, por ejemplo, considera la diferenciación de las velocidades de las unidades de transporte para la zona costa y para la zona sierra, de 48,8 km/h y 40 km/h respectivamente.

Sobre las condiciones del mercado local, que la empresa de referencia reconoce la implementación de islas de atención en las principales ciudades de la concesión, dado que este Organismo ha recabado información por parte de la misma GdP, que esta modalidad de atención ofrece ventajas en las ciudades donde brinda servicio, respecto de los centros de atención convencionales.

- La necesidad de una evolución orgánica del personal y el impacto negativo de una estructura central subestimada. Ambos aspectos serán ampliamente analizados en el literal b) (“Dimensionamiento de Estructura Central ER”) a continuación.

GdP nuevamente da información inexacta al afirmar que la determinación que realiza Osinergmin deja de ser una por incentivos para convertirse en una regulación de costos reales. No obstante, la regulación por costos reales toma los costos realmente incurridos por la empresa, que resulten de discriminar los costos innecesarios mediante una auditoría detallada, la cual no se realiza en el presente proceso regulatorio.

GdP afirma que Osinergmin mantiene una conducta arbitraria e inconsistente al señalar en el transporte virtual que no se apoyará en los costos contables. Sin

embargo, GdP no precisa la ubicación de tal cita y no ha sido posible identificar el documento en el que este Organismo ha vertido dicha afirmación.

Con toda esta información inexacta, GdP alude a la violación de los principios de Legalidad y de Predictibilidad, cuando es la propia Norma de Estudios Tarifarios, en su artículo 24, la que habilita a este Organismo a determinar los costos de operación empleando criterios de comparación con empresas nacionales o extranjeras del negocio de gas natural, o con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares. Asimismo, el criterio de comparación con empresas similares ha sido utilizado por este Organismo en procesos de regulación tarifaria de otras concesiones de distribución de gas natural. En consecuencia, no corresponde aludir a la violación de los principios antes mencionados.

A partir del análisis de los argumentos de GdP, podemos concluir que la recurrente pretende que el Organismo Regulador determine los costos eficientes de la empresa de referencia “a ciegas”, es decir, sin considerar como criterio la comparación con empresas nacionales y extranjeras de negocios similares; contraviniendo así las normas vigentes (en específico el artículo 24 de la Norma de Estudios Tarifarios) y los principios de la regulación moderna<sup>9</sup>.

## **b) Dimensionamiento de Estructura Central ER**

Los argumentos de GdP referidos al dimensionamiento de la estructura central de la empresa de referencia, los analizamos a continuación:

- GdP afirma que la estructura propuesta no refleja la evolución real de la demanda y la expansión de red en la zona de concesión, argumenta que la cantidad de personal reconocido incrementa en 7% al año 4 respecto del año 1; y que el número de clientes incrementa en 21% entre el año 1 y el año 4.

Al respecto, la empresa de referencia reconoce una estructura orgánica que aumenta la cantidad de personal cada año del periodo regulatorio. Como se aprecia en la tabla siguiente, la empresa de referencia reconoce 118 colaboradores para el año 2025 (año 1 del periodo regulatorio), 121 para el año 2026, 123 para el año 2027 y 126 para el año 2028. Por su parte, la expansión de la red de polietileno presenta una mayor expansión al primer año regulatorio que asciende al 1,71%. El número de clientes, por su lado, muestra incrementos anuales en el rango entre 5,2% y 7,5%.

---

<sup>9</sup> “la teoría moderna de la regulación y la práctica en Chile muestran que los precios no se pueden fijar sin la empresa real, porque la información es asimétrica” (Bustos y Galetovic, 2001, p. 03).

Para García (2019), la regulación en base a una empresa modelo eficiente se hace “a partir del valor de una empresa ficticia que provee el servicio a un mínimo costo según ciertos criterios. En términos prácticos, la empresa ficticia sirve como referencia para comparar su costo eficiente con el de la empresa real”.

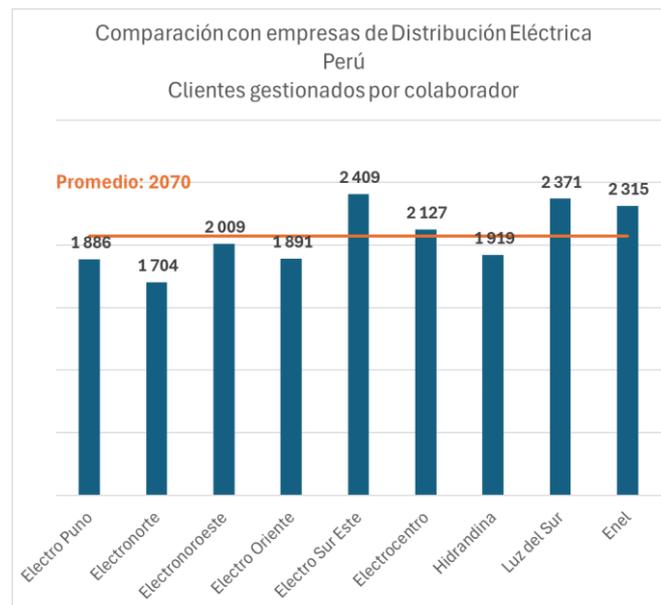
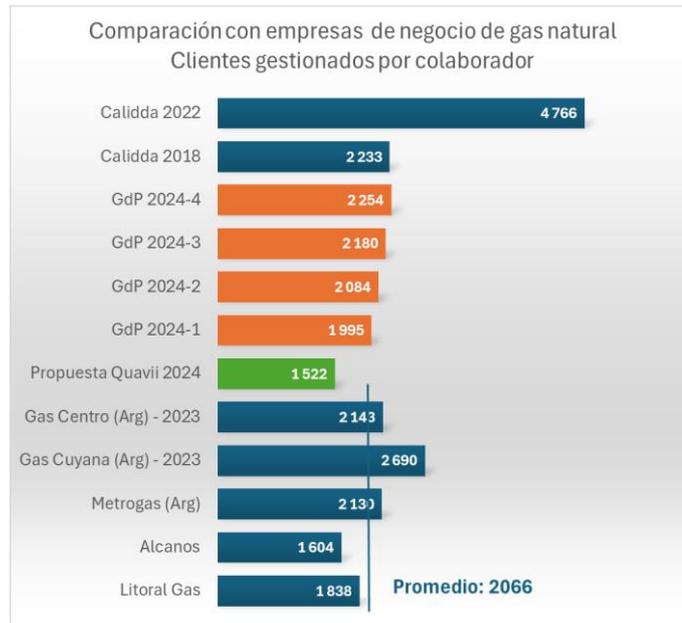
**Tabla 8: Evolución orgánica del personal de la empresa de referencia reconocido en la RCD 207-2024-OS/CD**

Año	2024	2025	2026	2027	2028
	Existente				
Personal reconocido en la empresa de referencia de la RCD 207-2024-OS/CD	118	118	121	123	126
Expansión de la red de PE (m)	3 399 644	3 457 922	3 490 597	3 490 776	3 490 786
Incremento (%)		1,71%	0,94%	0,01%	0,00%
Variación de demanda	87 766 334	98 725 421	131 652 198	148 401 021	158 727 962
Incremento (%)		12,49%	33,35%	12,72%	6,96%
Variación de clientes	219 524	230 935	248 429	265 052	281670
Incremento (%)		5,20%	7,58%	6,69%	6,27%

De lo anterior, podemos concluir que existe en la empresa de referencia reconocida una evolución orgánica del personal en función de la expansión de red y crecimiento de demanda. Es importante destacar que la evolución orgánica de una empresa no ocurre en la misma proporción que el crecimiento de las redes o de los clientes, ello no soportaría ningún análisis técnico ya que no cuenta con ningún precedente en empresas que opere eficientemente. En otras palabras, si se duplica el número de clientes, no resultaría eficiente desde el punto de vista empresarial duplicar el número de colaboradores. Por el contrario, lo que se observa en empresas que atienden gran número de clientes es que cuentan con ratios clientes/colaborador cada vez menores.

En relación al ratio de clientes/colaborador, se tiene a partir de las comparaciones con empresas similares nacionales y extranjeras (ver gráficos a continuación), que el número de clientes gestionados por colaborador reconocidos a GdP (barras anaranjadas) se encuentra en niveles comparables como es el caso de Cálidda del año 2018. Más aun, dado que el mercado que atiende esta última supera los 1,2 millones de clientes, el ratio reconocido en la regulación efectuada en el año 2022 asciende a 4 766 clientes gestionados por colaborador. Asimismo, los resultados muestran que las empresas de distribución eléctrica que atienden mercados similares al de GdP, arrojan un ratio promedio de 2 066 clientes gestionados por colaborador. Cabe mencionar que este valor corresponde a un promedio de empresas de servicios públicos similares, GdP no sustenta técnicamente la afirmación vertida respecto de la comparación directa con Electronorte.

En ese sentido, del análisis se puede concluir que la cantidad de personal reconocida para la estructura central de GdP en la Resolución 207 se encuentra validada mediante las comparaciones con empresas similares, nacionales y extranjeras, como así lo dispone el artículo 24 de la Norma de Estudios Tarifarios.



- GdP afirma que se omiten puestos de trabajo necesarios para atender la gestión del mercado de gas e incluye en su petitorio un listado de posiciones y funciones para colaboradores.

En cuanto al dimensionamiento de la estructura central de la empresa de referencia, este se ha efectuado teniendo en cuenta criterios de eficiencia y evitando la redundancia de puestos de trabajo. La estructura de la empresa modelo considera el personal necesario mínimo para la operación de las áreas operativa, comercial y administrativa de la empresa de referencia, dedicada a las actividades de distribución de gas natural por redes. El personal de la empresa de referencia se define por categoría salarial, no se

especifica el nombre del puesto dado que corresponde a una empresa general y los nombres pueden variar según la empresa que se esté analizando.

El petitorio de GdP comprende un listado de posiciones con nombre del puesto y unas actividades y funciones asociadas a cada uno. Dado que en la empresa de referencia se reconoce la categoría salarial (y no el nombre del puesto), no resulta posible reconocer los puestos solicitados por GdP debido a que ya existe personal que realice dichas actividades y funciones. Es importante reiterar en este punto que el número de colaboradores totales reconocidos a la empresa de referencia está validado por las comparaciones con empresas nacionales y extranjeras que realizan actividades similares, por lo que reconocer 35 colaboradores adicionales como así lo pretende GdP, resultaría en una estructura central sobredimensionada.

- GdP afirma que la metodología empleada no toma en cuenta con suficiente peso la información operativa real de GdP.

Sobre este particular GdP no sustenta adecuadamente en qué aspecto el modelo de empresa de referencia “no toma en cuenta con suficiente peso” la información operativa real. No obstante, podemos recalcar que la empresa de referencia reconoce 61 colaboradores para el área de operaciones; asimismo, las actividades operativas como son las de mantenimiento preventivo y operación del sistema de distribución han sido costeadas con base en los drivers (km de red, número de estaciones, obras especiales, etc.) reportador por GdP en su sistema de información VNRGN.

### **c) Rechazo a la aplicación de factores de asignación de costos de personal.**

En relación a los factores de asignación de costos de personal, estos han sido reajustados con base en que existe una fracción de los recursos de la estructura central de la empresa que realiza la gestión administrativa y operativa de las actividades de transporte virtual y regasificación; y que, a su vez, los costos de dicha gestión administrativa y operativa es reconocida como parte del Margen de Transporte Virtual (MDTV) y el Margen de Regasificación (MR), respectivamente.

De manera específica, se considera que el 5% de los recursos dedicados a la gestión administrativa de la estructura central orientan sus actividades a la gestión del transporte virtual y regasificación; asimismo, que el 8% de los recursos dedicados a la gestión operativa de la estructura central orientan sus actividades a la gestión del transporte virtual y regasificación. Ambos porcentajes de asignación de los costos comunes de gestión considerados, están en función de los ingresos, beneficios, y/o tiempos que aporta el personal involucrado en la gestión en las actividades reguladas. La asignación reevaluada se presente en la siguiente tabla:

**Tabla 9**

Rubro	Administrativo	Comercial	Operativo	Técnico
Regasificación (PSR)	5%		8%	
Transporte virtual				

Rubro	Administrativo	Comercial	Operativo	Técnico
Distribución	57%		92%	100%
Comercialización	38%	100%		
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Ahora bien, en relación a las afirmaciones de GdP referidas a inconsistencias en los resultados por la aplicación de los factores de asignación; debemos señalar que los costos de operación, mantenimiento y administrativos reconocidos por las actividades de transporte virtual y regasificación representan un monto promedio que asciende a USD 226 mil por año, valor que excede al monto descontado resultante de la aplicación de los factores de asignación de costos de personal de USD 117 mil por año.

Por lo tanto, los montos reconocidos por la gestión administrativa y operativa en las actividades de transporte virtual y regasificación cubren los costos de resultan de la aplicación de los factores de asignación de costos del personal de la empresa de referencia, por lo que corresponde declarar fundado en parte el presente petitorio.

### **Conclusión**

De acuerdo a lo expuesto, corresponde declarar **fundado en parte** este extremo del recurso de GdP, procediéndose a reajustar los factores de asignación de costos de personal y el reconocimiento del personal asignado a actividades complementarias como son el transporte virtual y las PSR. En relación la aplicación del modelo de empresa de referencia y la revaluación del número de colaboradores de la empresa de referencia, se mantiene lo determinado en la Resolución 207.

## **4.4.2 Extremo 16: Sobre los Salarios**

### **Argumentos de GdP**

#### **a) Inconsistencias en la selección de la muestra de la encuesta salarial**

GdP señala que, para la estimación de la remuneración, Osinergmin utilizó la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024, considerando empresas de electricidad con una facturación de hasta USD 30 millones y un número de trabajadores entre 100 y 500. Sin embargo, GdP indica que al determinar la facturación de GdP para el período 2025-2028, Osinergmin sólo tomó en cuenta los ingresos provenientes de la tarifa de distribución, omitiendo ingresos como los relacionados a la molécula y el FTV. GdP indica que dicho criterio no fue aplicado en la facturación de las empresas seleccionadas en la muestra, lo que resulta en un tratamiento desigual.

Asimismo, indica que Osinergmin estableció que GdP debe contar con 118 colaboradores basándose en empresas con facturación de hasta USD 30 millones, cuando en realidad la facturación total de GdP en 2024 ascendió a USD 54 millones, presentando un cuadro de las facturaciones anuales. GdP considera que esta

omisión arbitraria tiene como fin reducir artificialmente la tarifa sin un sustento técnico válido.

De otro lado, GdP señala como arbitraria tomar como base la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 y la selección del subsector eléctrico como única referencia para la estimación de salarios, por las siguientes razones:

- En la encuesta Korn Ferry se incluyen empresas del *downstream*, como Contugas y Cálidda, cuya información refleja mejor las condiciones del subsector por lo que debió ser considerada. La omisión de estas empresas por parte de Osinergmin es arbitraria y busca reducir la tarifa sin sustento técnico.
- Muchas actividades de GdP requieren personal altamente calificado, como los operadores de plantas de regasificación de GNL, lo que dificulta la comparación con empresas eléctricas.
- Los valores salariales obtenidos de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 son inferiores a los de la misma encuesta de 2021, utilizada en la revisión tarifaria de Contugas, lo cual no es concordante con el impacto de la inflación entre 2021 y 2024, la evolución del mercado laboral ni con la realidad de empresas del sector.
- Trato discriminatorio e injustificado a GdP, en comparación con Contugas, más aun considerando que Contugas opera con una logística más simple.

Por tanto, GdP solicita no considerar la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 por las deficiencias señaladas y más bien emplear la encuesta Korn Ferry brindada por GdP.

#### **b) Falta de transparencia de datos**

GdP sostiene que Osinergmin no ha actuado de manera transparente en el proceso de fijación tarifaria, al no proporcionar información completa sobre las empresas incluidas en la muestra utilizada en la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024. A diferencia del estudio salarial Korn Ferry que detalla las empresas participantes, GdP señala que Osinergmin solo entregó un resumen de los valores finales segmentados por posición. Ello incumple la obligación legal de Osinergmin de garantizar el acceso a la información relevante en el proceso tarifario, dejando a GdP en un estado de indefensión, ya que no puede verificar la consistencia y precisión de los datos utilizados por el regulador.

GdP infiere que Osinergmin dispone de la información completa de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024, mas no la entrega y utiliza una parte limitada en la fijación tarifaria. Indica que este actuar vulnera el debido procedimiento y genera vicios de motivación en la Resolución 207 que causan su nulidad.

De otro lado, GdP señala que si Osinergmin no cuenta con información detallada sobre la metodología aplicada, esto indicaría que ha basado su decisión en datos

cuyo origen y cálculo desconoce, evidenciando una falta de diligencia y un actuar arbitrario.

Por tanto, GdP solicita no considerar la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 por falta de transparencia y manifiesta arbitrariedad de parte de Osinergmin, y más bien emplear la encuesta Korn Ferry brindada por GdP.

### **c) Reconocimiento de bono de desempeño y utilidades en OPEX**

Respecto de la participación en las utilidades, GdP señala que es un beneficio laboral obligatorio establecido en la legislación peruana, aplicable a empresas con más de 20 trabajadores y que generen rentas de tercera categoría. Este pago realizado anualmente se calcula sobre un porcentaje calculado sobre la renta antes de impuestos. Señala que cualquier remanente no entregado a los trabajadores es pagado a Fondoempleo, por lo que siempre se desembolsa en su totalidad.

De otro lado, sobre el bono de desempeño, GdP indica que es un componente remunerativo contractual que forma parte de la estructura salarial de los trabajadores. Su reconocimiento, exigible por los trabajadores, incentiva la eficiencia operativa y tiene un impacto positivo en la regulación tarifaria.

Asimismo, GdP señala que tanto la participación en las utilidades como los bonos de desempeño han sido considerados en estructuras tarifarias de distribución eléctrica (VAD), como lo disponen el artículo 64 de la Ley de Concesiones Eléctricas y el artículo 150 de su reglamento, lo que evidencia la validez de su inclusión en los costos regulados.

GdP enfatiza que el Principio de Predictibilidad o Confianza Legítima respalda el reconocimiento de estos costos, dado que ya han sido incluidos en otras tarifas del sector energético. No considerarlos afectaría la estabilidad y coherencia regulatoria.

Por lo tanto, GdP solicita incluir la participación en las utilidades y los bonos de desempeño en el cálculo de los costos laborales del OPEX.

### **Análisis de Osinergmin**

Sobre los salarios de la empresa de referencia, GdP solicita i) no considerar la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024; ii) tomar en cuenta la encuesta salarial Korn Ferry proporcionada por la propia GdP y; iii) incluir la participación de utilidades y bonos de desempeño en el cálculo de los salarios.

Los argumentos de GdP para este extremo serán analizados a continuación, con base en los mismos aspectos indicados por la recurrente

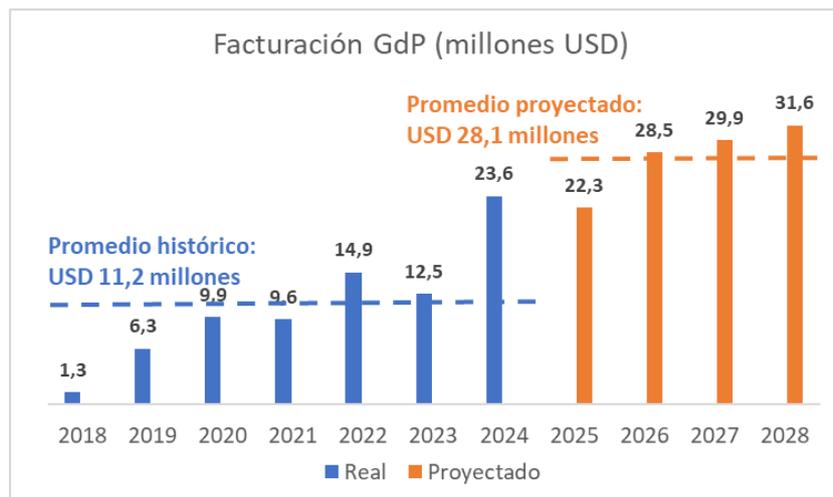
### **a) Inconsistencias en la selección de la muestra de la encuesta salarial**

GdP refiere que Osinergmin, en la selección de la muestra de las empresas de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024, ha considerado una facturación menor dado que no ha incluido los conceptos de molécula y flete virtual.

Al respecto, los ingresos facturados que se deben considerar en la selección de la muestra de las empresas de distribución son aquellos que resultan por la ejecución de las actividades del servicio de distribución de gas natural por redes, es decir el “core business” de la empresa distribuidora. Ergo, para la determinación de los ingresos facturados que se deben considerar en la selección de la muestra, no corresponde considerar los ingresos facturados por la compra del suministro de gas natural y por el servicio de transporte virtual como así lo pretende GdP, dado que estos no corresponden a las actividades de distribución, sino a conceptos que son traspasados a los clientes de la concesión “passthrough”. Si se considerasen los ingresos facturados por los servicios de suministro de gas natural y transporte virtual, se estaría emulando un nivel salarial de una empresa de referencia de mayor tamaño respecto de la que requiere la Concesión Norte.

Ahora bien, para la selección de la muestra de empresas en la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024, el tamaño de empresa se encuentra parametrizado a las siguientes opciones: Mayor a USD 300 millones; Entre USD 300 millones y 100 millones; Entre USD 100 millones y 30 millones; y Menor a USD 30 millones. En ese contexto, con base en la información comercial que reportan las empresas de gas natural, se obtiene que la facturación histórica de GdP del periodo 2018-2024 por el servicio de distribución de gas natural asciende a USD 11,2 millones. Asimismo, la facturación proyectada promedio para dicha empresa para el periodo 2025-2028 por el servicio de distribución de gas natural asciende a USD 28,1 millones (ver gráfico a continuación). En consecuencia, para elegir el tamaño de la empresa en la muestra salarial de PwC para una empresa de referencia con una facturación promedio de USD 28,1 millones para el periodo 2025-2028; le corresponde la opción “Menor a USD 30 millones”.

**Gráfico N° 2**



Fuente: Sistema de Información Comercial de Gas Natural (SICOMGN). Elaboración propia.

GdP afirma que, de manera arbitraria e injusta, Osinergmin indica que la empresa de referencia que realice las actividades de distribución debe contar con 118 colaboradores. Al respecto, nos remitimos al análisis del petitorio realizado en el numeral 4.4.1 del presente informe, precisando que la cantidad de colaboradores

determinada por este Organismo para la empresa de referencia se ha obtenido a partir de un análisis técnico de las áreas operativas, comerciales y administrativas para la ejecución de las actividades de distribución de gas natural; asimismo, dicha cantidad ha sido validada mediante la comparación con empresas nacionales y extranjeras que realizan actividades similares conforme así la establece el artículo 24 de la Norma de Estudios Tarifarios. Por lo analizado, nos reafirmamos en el número de colaboradores reconocidos a la empresa de referencia, el mismo que no ha sido determinado de forma arbitraria e injusta como así lo refiere GdP.

GdP refiere también que Osinermin *“trata de reducir artificialmente la tarifa utilizando criterios arbitrarios y sin sustento técnico alguno”*. Al respecto, consideramos que esta afirmación de la recurrente no tiene sustento. En los párrafos anteriores se ha sustentado fehacientemente los criterios técnicos asumidos por este Organismo, por lo que no corresponde calificarlos de arbitrarios como así lo realiza GdP.

Adicionalmente, se debe reiterar que los resultados de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 han sido utilizados en procesos previos de regulación tarifaria de la distribución de gas natural, específicamente en los procesos llevados a cabo para Lima y Callao (2018 y 2022) y para la región Ica (2022). En dichos procesos regulatorios previos, la focalización aplicable para la selección de la muestra de empresas fue la misma que la utilizada para el presente caso que nos ocupa, que es la empresa de referencia de GdP: empresas del Subsector Electricidad, ingresos anuales hasta los USD 30 millones y un volumen de personal de entre 100 y 500 trabajadores. Como se puede apreciar, este criterio no es arbitrario. En consecuencia, el criterio de selección de la muestra de salarios no es arbitraria, sino que es un criterio sustentado y predecible que ha sido utilizado en procesos de regulación tarifaria llevados a cabo por el Regulador.

GdP refiere que la encuesta salarial que utiliza Osinermin para GdP arroja valores nominales menores a la misma encuesta del año 2021 que se utilizó en la revisión tarifaria de la región Ica (Contugas). Afirma que es imposible que existan empresas formales del sector energético que paguen salarios más bajos que el 2021, que es una inconsistencia con la realidad del mercado laboral y que, por tanto, es arbitrario. En primer lugar, debemos indicar que la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 corresponden a valores de mercado de salarios de profesionales especializados que actualmente laboran en empresas de servicios públicos, entre otras. Por otro lado, con base en el principio de predictibilidad, Osinermin considera la aplicación de los mismos criterios para la selección de la muestra de empresas, independiente si el resultado favorece o desfavorece los objetivos comerciales de la empresa regulada; ello, debido a que este tipo de resultados provienen de una indagación de mercado y se encuentran fuera del control del Regulador. GdP afirma que los resultados de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 son arbitrarios debido a que estos presentan una reducción respecto del año 2021; por tanto, desacredita la metodología aplicada por dicha empresa; en ese contexto ¿dejaría de ser arbitraria la decisión del regulador para GdP si los resultados de la muestra salarial fueran mayores a los del año 2021?

GdP alega también un trato discriminatorio respecto al trato que se otorgó a Contugas, dado que considera que esta última cuenta con una logística más simple. Sobre este particular, debemos precisar que ambas concesiones cuentan con complejidades en sus sistemas (ej. Contugas gestiona redes de acero y estaciones de regulación de alta presión, mientras que GdP no cuenta con redes de acero). Asimismo, se debe indicar que los montos reconocidos al personal técnico de la empresa de referencia incluyen una Bonificación por Alta Especialización (BAE), la cual reconoce un nivel mayor de especialización para la realización de actividades de mayor complejidad, como es el caso de la distribución de gas natural por redes (ver tabla a continuación). En ese sentido, no se refleja un trato discriminatorio en el reconocimiento de los costos de personal de las empresas de distribución de gas natural por redes de ductos que operan en el país.

Costo Mano de Obra Directa				
Concepto	Unidad	Operario	Oficiales	Peones
Remuneración Básica (RB)	S/ / día	85	66	60
Bonificación Alta Especialización (BAE)	S/ / día	13	10	9
Leyes y Beneficios Sociales Sobre La RB	S/ / día	98	77	69
Bonificación Unificada de Construcción (BUC)	S/ / día	27	20	18
Leyes y Beneficios Sociales Sobre el BUC 12.00%	S/ / día	3	2	2
Bonificación Movilidad Acumulada	S/ / día	8	8	8
Fondo de capacitación (CAPECO-FTCCP)	S/ día	0,2	0,2	0,2
Overol (2 unidades anuales)	S/ / día	0	0	0
Costo Parcial	S/ / día	234	184	167
Costo Parcial	S/ / HH	29,30	23,03	20,83
Costo Total	S/ / HH	29,30	23,03	20,83
Costo Total	USD / HH	7,85	6,17	5,58
Costo Total	USD / día	62,78	49,36	44,65

## b) Falta de transparencia de datos

GdP refiere que “Osinergmin no ha actuado de manera transparente ya que no ha proporcionado información sobre las empresas incluidas en la muestra utilizadas en la Encuesta Salarial de PwC”.

Sobre este particular, se debe tener en cuenta que en la Encuesta Salarial de PwC, las empresas son presentadas por las características de sector, tamaño, volumen de personal y facturación; los resultados son presentados en cuadros con la compensación promedio y los tres cuartiles de distribución.

El manejo de la información detallada de las empresas encuestadas está restringida al equipo de Compensaciones de PwC, asegurando así la completa privacidad de la información. De acuerdo con los lineamientos de privacidad de PwC, los resultados y contenidos en los informes están encaminados a orientar las decisiones que el cliente realice en relación con la estructura y competitividad de sus remuneraciones. Por consiguiente, el cliente tiene la responsabilidad exclusiva sobre las decisiones que, a nivel interno, tome en materia de compensaciones, a partir de la información presentada.

Como es recurrente en el tratamiento de los datos de los agentes encuestados, no es posible remitir el detalle de las empresas encuestadas en la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024, debido a restricciones de privacidad de la información. No obstante,

PwC desarrolla un enfoque metodológico que permite conocer la cantidad y las características de las empresas participantes en cada muestra, los conceptos estadísticos, la metodología aplicada, entre otros. Dicho enfoque metodológico preparado por PwC se adjunta en el **Anexo 1** del presente informe.

En relación al supuesto Incumplimiento de la obligación legal a que hace referencia GdP, este se ha analizado en el Informe Legal 125-2025-GRT, concluyéndose que Osinergmin ha proporcionado la información sobre la metodología empleada con la que cuenta y las fuentes utilizadas, cumpliendo con el deber de motivación conforme a lo exigido por el artículo 6 del TUO de la LPAG. En consecuencia, no es correcto afirmar que se dejó en indefensión a GdP o que hubo falta de fundamentación que constituyera un vicio de motivación aparente.

Adicionalmente, se debe reiterar que la metodología aplicada por PwC es conocida por el Regulador, siendo que los resultados de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 han sido utilizados en procesos previos de regulación tarifaria de la distribución de gas natural, específicamente en los procesos llevados a cabo para Lima y Callao (2018 y 2022) y para la región Ica (2022). En dichos procesos regulatorios previos, la focalización aplicable para la selección de la muestra de empresas fue la misma que la utilizada para el presente caso que nos ocupa, que es la empresa de referencia de GdP: empresas del Subsector Electricidad, ingresos anuales hasta los USD 30 millones y un volumen de personal de entre 100 y 500 trabajadores. Como se puede apreciar, este criterio no es arbitrario, sino que es un criterio sustentado y predecible que ha sido utilizado en procesos de regulación tarifaria llevados a cabo por el Regulador.

### **c) Reconocimiento de bono de desempeño y utilidades en OPEX**

GdP señala que tanto la participación en las utilidades como los bonos de desempeño han sido considerados en estructuras tarifarias de distribución eléctrica (VAD), como lo disponen el artículo 64 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y el artículo 150 de su reglamento. GdP enfatiza que el Principio de Predictibilidad o Confianza Legítima respalda el reconocimiento de estos costos, dado que ya han sido incluidos en otras tarifas del sector energético.

Al respecto, indicamos que la información brindada por GdP es inexacta por las razones que explicamos a continuación.

En las regulaciones del VAD y en la aprobación de los Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del VAD (TDR), se señala que no hay norma de la actividad eléctrica en la que se haya dispuesto expresamente el tratamiento tarifario de la Participación de los Trabajadores en las Utilidades (PTU), y más allá de sus efectos laborales, contables o tributarios.

Según el método de interpretación sistemática, una norma no debe ser interpretada en forma aislada sino dentro de todo su contexto normativo y de acuerdo al sistema jurídico al que pertenece, con el cual no puede desafinar, de modo que se alinea con los principios que rigen dicho sistema y criterios de orden constitucional que plasman

dichos principios, de modo que como indica la doctrina, una norma jurídica que en sí misma tiene un significado, puede adquirir un sentido distinto cuando se pone en relación con las demás normas que constituyen el derecho vigente.

De conformidad con los artículos 64 y 70 de la LCE, pertenecientes al Título V de la LCE denominado Sistema de Precios de la Electricidad, complementados con el artículo 150 del RLCE, tanto para efectos de fijación del VAD como para el cálculo de la TIR, deben tomarse en cuenta los costos de operación y mantenimiento “asociados” o “exclusivamente” propios del sistema de distribución. Técnicamente el sistema de distribución se define como el costo por unidad de potencia necesario para poner a disposición del usuario, la energía desde el inicio de la distribución eléctrica (después de la celda de salida del alimentador de media tensión ubicada en la subestación de transmisión) hasta el punto de empalme de la acometida del usuario.

El Manual de Costos, aprobado por Resolución Ministerial 197-94-EM/VME, tampoco permite la inclusión de la PTU como gasto de personal a reconocer como costo operativo del VAD, toda vez que, si en todo momento la LCE y su Reglamento se centran en costos asociados o exclusivamente del servicio y la PTU es posterior a la cadena productiva, no podría considerarse como costo del servicio. Del mismo modo el Manual aprobado por Resolución Osinergmin N° 218-2020-OS/CD tampoco permite la inclusión de la PTU como gasto de personal a reconocer como costo operativo del VAD, siendo pertinente indicar que las subcuentas que contiene obedecen a la clasificación del Plan Contable General Empresarial (PCGE) aprobado con Resolución N.º 002-2019-EF/30 del Consejo Normativo de Contabilidad, sin que de ningún modo ello involucre efectos tarifarios, más aún cuando el objeto de dicho Manual, según lo dispone expresamente su artículo 1, es (1) proporcionar a las empresas eléctricas, los códigos contables para el registro de las actividades que realiza, de acuerdo con la estructura de códigos del Plan Contable General Empresarial oficializado en el Perú y homogenizado con las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF. (2) Aplicar un Sistema de Costos uniforme a las empresas que prestan el servicio público de energía eléctrica y (3) Proporcionar al Osinergmin información estandarizada.

La PTU no es un costo, operativo ni administrativo, necesario para poner a disposición del usuario la energía eléctrica, al extremo que ni siquiera se sabe de antemano si se generarán o no dichas utilidades; cosa que no ocurre con la CTS, vacaciones y similares en los que la empresa necesariamente debe incurrir para realizar su actividad eléctrica (como costo laboral), al margen de si el resultado del negocio eléctrico le vaya a generar ganancias o pérdidas.

De conformidad con lo previsto en el Artículo 64 de la LCE, incluido en el Título V de dicha Ley, el VAD se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecidos en las normas técnicas de calidad y considera los componentes los costos asociados al usuario, las pérdidas estándares de distribución de potencia y energía y; los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. El referido Artículo 64, no considera como componente del VAD a la PTU, ni a ningún otro costo o gasto que no esté asociado a la distribución eléctrica.

Osinergmin ha utilizado los criterios de empresa modelo eficiente para determinar los costos a incluir en el VAD por concepto de operación y mantenimiento y solo se puede incluir aquellos que la ley autoriza, toda vez que, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 8 de la LCE, se establece un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, “reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V” de la misma ley. Ese mismo criterio ha observado Osinergmin en la regulación del VAD 2013–2017 en el sentido de excluir la PTU, así como en la regulación del VAD 2018–2022 y VAD 2019–2023.

Si bien es cierto la PTU es un beneficio social que la empresa debe pagar a sus trabajadores, no tiene la naturaleza de asociarse como un derecho vinculado a la prestación del servicio y por ello no se incluye en el supuesto legal de las normas citadas. Las utilidades son el resultado económico del capital invertido y el trabajo desplegado. La Constitución Política del Perú se refiere expresamente al derecho de los trabajadores a participar en las utilidades “de la empresa” lo que implica que en el nivel de determinar utilidades ya no está en juego la prestación del servicio.

Luego se hace la distinción de lo que corresponde a las utilidades de los trabajadores, para cuestiones tributarias. Con o sin utilidades de accionistas y trabajadores, ya se adquirió o contrató lo necesario para hacer viable o sostenible el servicio; es por ello que no puede afirmarse que las utilidades sean un costo necesario para prestar el servicio o que sea un costo de operación o de mantenimiento.

Las utilidades se generan fuera de la cadena de lo que implica operación y mantenimiento propiamente dichos y se generan en marco de las ganancias obtenidas por la empresa luego de finalizado el ejercicio correspondiente y para que se origine el derecho a utilidades por parte de los trabajadores, se requiere que efectivamente la empresa haya concretado la obtención de ganancias; aspecto que difiere de la CTS, vacaciones, etc. los cuales si son derechos vinculados al proceso operativo.

Además de lo dispuesto en la legislación eléctrica, desde el punto de vista constitucional y legal, el sentido de la PTU es que la empresa comparta las utilidades o ganancias obtenidas con sus trabajadores debido a la participación decisiva que tienen éstos con su fuerza de trabajo en la generación de las mismas y no que dichas utilidades sean cargadas a los usuarios como si fueran parte de lo que ha costado brindarles el servicio, pues en esencia la obligación de pagar utilidades ha sido impuesta por el artículo 29 de la Constitución a las empresas y no a los usuarios.

En el Decreto Legislativo 892 solo se establece la forma en que debe implementarse dicho derecho. En consecuencia, en el ámbito del derecho constitucional y laboral es y será obligatorio que las empresas compartan sus utilidades con sus trabajadores; pero ello no significa que en el ámbito regulatorio del servicio público de electricidad, el desembolso que el cumplimiento del Artículo 29 de la Constitución y el Decreto legislativo 892 origine, sea asumido por el usuario del servicio público pues la interpretación sistemática de las normas constitucionales y legales, para efectos tarifarios, no lo permite. En consecuencia, no corresponde incluir la PTU en el OPEX de la empresa de referencia

En cuanto al requerimiento de incluir los bonos de desempeño, reiterar que estos son elementos implícitos en el costo de capital o tasa de actualización, tasa que es reconocida en la tarifa por Osinergmin, en cumplimiento del artículo 115 del Reglamento de Distribución; y en consecuencia técnicamente se refuerza la posición jurídica en el sentido que la legislación no autoriza su reconocimiento como un costo de operación y mantenimiento. Desde el punto de vista económico, su reconocimiento en los costos operativos significaría un reconocimiento doble de un mismo concepto (en la tasa de actualización y en el costo de operación y mantenimiento) aspecto que tampoco permite la legislación toda vez que implicaría no cumplir con el criterio de costo eficiente de las tarifas previsto en el artículo 105 del Reglamento.

Por los argumentos expuestos, no puede considerarse, además que se está vulnerando el principio de Predictibilidad o de Confianza Legítima, los costos de participación en las utilidades, así como los bonos de desempeño en el OPEX; ya que, estos conceptos no forman parte de las regulaciones del VAD, como erróneamente lo afirma GdP.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** este extremo del recurso de GdP.

En tal sentido, se confirma lo considerado en la Resolución 207, respecto a considerar los salarios obtenidos de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024; no se toma cuenta la encuesta salarial Korn Ferry proporcionada por GdP; y no se incluye la participación de utilidades y bonos de desempeño en el cálculo de los salarios.

## **4.5 Estimación de la Demanda**

### **4.5.1 Extremo 17: Sobre la Demanda residencial**

#### **Argumentos de GdP**

GdP señala que, para determinar el consumo promedio del sector residencial, Osinergmin excluye a clientes con consumo cero, asumiendo que estos últimos comenzarán a consumir gas natural solo por el hecho de estar conectados a la red y contar con instalaciones internas. GdP menciona que este cálculo arbitrario e irrazonable genera un incremento ficticio del consumo unitario promedio, lo que resulta en una tarifa media más baja de la que correspondería.

Argumentando que todos los clientes con contrato firmado deben considerarse en la determinación del consumo promedio, GdP recalcula este promedio del residencial y obtiene un valor de 10,52 m<sup>3</sup>/mes, que considera correcto. Al respecto, resalta que el Anexo 10 de su escrito contiene el cálculo indicado.

Además, GdP señala que el alto porcentaje de clientes con consumo cero responde en particular al Programa FISE, que dejó fuera a los usuarios del Primer Plan de

Conexiones, generando costos mensuales más elevados para ellos en comparación con los beneficiarios del FISE. En consecuencia, muchos de estos clientes desconociendo su deuda por costos de conexión, han optado por otros combustibles, lo que deja sin perspectiva su consumo futuro.

Asimismo, GdP objeta que Osinergmin justifique su cálculo basándose en el artículo 21 de la Norma de Estudios Tarifarios, argumentando que dicho artículo se refiere al diseño de la red y no a la proyección de demanda para fines tarifarios. Agrega que se pretende arbitrariamente tomar como base una demanda absolutamente sobredimensionada.

De otro lado, rechaza la premisa de que GdP debe asumir un "rol de comercializador", que la normativa no le impone, para incentivar el consumo de gas natural entre los clientes inactivos, ya que esto excede sus posibilidades, competencias y responsabilidades.

Por tanto, GdP solicita modificar el cálculo de consumo promedio considerando la totalidad de los clientes residenciales, fijándolo en un valor de 10,52 m<sup>3</sup>/mes.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, se debe señalar que la función principal de la infraestructura instalada en un sistema de distribución es permitir que los potenciales consumidores ubicados en la zona de influencia de los gasoductos puedan conectarse y acceder al servicio público, de esta manera, se promueve la expansión de la cobertura del servicio. No obstante, es fundamental que este crecimiento se realice de manera eficiente, evitando costos innecesarios, con el fin de garantizar que los beneficios del servicio lleguen a toda la sociedad a tarifas justas y equitativas.

En ese sentido, el marco normativo vigente presenta diversas disposiciones que contribuyen a establecer los criterios de cómo debe evaluarse el nivel de demanda de gas natural que tendría la concesión, de tal manera que contribuya con el criterio de establecer inversiones eficientes, para con ello, obtener tarifas justas y equitativas. Sobre los criterios para determinar la demanda, que son aplicables también para el sector residencial, son las siguientes:

#### **En el Reglamento de Distribución:**

- Se define Inversión Eficiente como aquella inversión requerida para la prestación del servicio solicitado, donde los volúmenes de gas a transportar, los ingresos previstos y la rentabilidad esperada al momento del análisis, son congruentes con los criterios establecidos en la fijación tarifaria vigente. (Definición 2.31).
- La Tarifa de Distribución debe garantizar al Concesionario los recursos necesarios para cubrir **los costos eficientes** asociados a la prestación del servicio (artículo 105). Desde un enfoque técnico, esta disposición busca establecer un equilibrio entre la demanda proyectada y la infraestructura requerida, de modo que dicha infraestructura se considere una Inversión

Eficiente. Esto permite materializar un marco que las tarifas que finalmente sean aprobadas sean eficientes.

- La demanda de los Consumidores se calculará en función de la proyección de los consumos correspondientes a las distintas categorías de Consumidores. **La metodología y los criterios para dicha proyección serán definidos por el Osinergmin (artículo 113)**. En línea con esta disposición, se han establecido normas específicas en la Norma de Estudios Tarifarios para la determinación de la demanda.
- Para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo (valorización de la inversión que sería reconocido), a la infraestructura que presenta el Concesionario, **el Regulador puede rechazar fundadamente la incorporación de bienes y costos innecesarios**. (artículo 110), lo que se señala que frente a la existencia de redes ineficientes Osinergmin puede establecer reglas de adaptabilidad a las mismas.

En la Norma de Estudios Tarifarios:

- La estimación de la demanda toma como **base el diagnóstico del mercado actual y la definición del mercado potencial de clientes que podrían acceder a un suministro de gas natural** (numeral 17.1).
- Para la estimación de los volúmenes teóricos de demanda de gas natural consumidos por los clientes objetivos se usará lo siguiente criterios: (i) El número de clientes que potencialmente podrían consumir gas natural **por encontrarse cerca de la Red Común**; (ii) La evolución estimada del **Factor de Uso de la Red en el área desarrollada** y de acuerdo con el respectivo tipo o categoría de consumidor; y, (iii) La **proyección de los consumos unitarios** por tipo o categoría de consumidor. (numero 17.2)
- Como parte del diagnóstico del mercado el concesionario debe efectuar la evaluación de los clientes que hoy tienen suministro de tal forma de observar su comportamiento y evaluar los cambios debido a, entre otros, **Estrategias promocionales del Concesionario**, incluyendo, además, como **la Valoración del Gas Natural y/o Aceptación de los esquemas de Financiamiento y/o Otros que resulten pertinentes** (numeral 18,1).
- En concordancia con lo estipulado en el Reglamento de Distribución, el diseño de la red debe ser lo más eficiente para abastecer la demanda proyectada, **debiéndose adaptar la red actual al diseño más eficiente**. En caso existan redes sobredimensionadas para la demanda, Osinergmin **puede elegir el criterio para reducir la red al tamaño eficiente o el de incrementar la demanda** hasta que la red sea eficiente (numeral 21.2).

En este contexto, lo que dicta las normas vigentes es que para determinar las tarifas de distribución se debe evaluar el mercado considerando el equilibrio demanda-inversión. Para ello, se pueden considerar dos opciones: la primera es analizar las

redes de distribución y retirar aquellas que resulten ineficientes, es decir, ajustarlas para que se adapten a la demanda real; y, la segunda es incrementar la demanda, bajo criterios razonables, para que se ajuste a la infraestructura aprobada. En cualquiera de los casos, el Regulador actúa dentro de sus facultades, y ninguna de estas opciones implica una decisión arbitraria o irrazonable, ya que se enmarca dentro de las acciones y competencias permitidas.

Ahora bien, en el caso específico de los consumidores residenciales y comerciales (aquellos con el menor consumo de gas natural), estos son quienes requieren la mayor infraestructura de distribución, principalmente de tipo anillado, y representan el mayor número de usuarios dentro de la concesión. Además, existe una particularidad: un grupo significativo de usuarios, aunque conectados a la red, no registran consumo (aproximadamente el 25% del total). Esta situación origina ineficiencias en las redes de distribución, ya que, al no requerir flujo de gas, desde el punto de vista operativo es como si no existieran. Sin embargo, al estar conectados al servicio de gas natural y contar con instalaciones internas, su probabilidad de consumo aumenta si se generaran los incentivos correspondientes.

En ese sentido, considerando el marco legal señalado, la evaluación de la adaptabilidad de las redes debe primero basarse en las características de la red, que en el caso de la Concesión Norte se observa que el ratio de metros de red por cliente en consumidores residenciales resulta en 14,4 m/cliente, valor que denota la existencia de un potencial importante de nuevos consumidores, especialmente si se compara con otras concesiones, donde este ratio oscila entre 10 y 9 metros/cliente.

Sin embargo, optar por este medio considera que se debe retirar todos clientes con consumo igual cero, lo que hubiera significado retirar por lo menos el 16% de los metros de redes de Polietileno considerados por GdP en la base tarifaria, hecho que implicaría un efecto contraproducente para la concesionaria.

La segunda opción de adaptabilidad consiste en incrementar la demanda, siendo esta la alternativa más viable, ya que se cuenta con un conocimiento detallado del mercado y corresponde al Concesionario implementar las mejores prácticas comerciales para lograrlo. Por ello, el enfoque debe ser adaptar la demanda a las redes existentes, estableciendo como primer objetivo alcanzar un factor de uso del 80%, lo que permite alcanzar la saturación de las redes con los consumidores residenciales y comerciales, cumpliendo así con los lineamientos establecidos en el numeral 17.2 de la Norma de Estudios Tarifarios.

Con la premisa señalada, no es viable agregar consumidores con consumo cero pues se estaría incumpliendo con los requerimientos de adaptación, ya que, como se ha mencionado anteriormente, estos clientes no incrementan los volúmenes de gas distribuido, sino que, por el contrario, reducen ficticiamente el consumo promedio a 10,52 m<sup>3</sup>/mes. Además, no realizan pagos significativos, e incluso algunos no efectúan pago alguno (caso de consumidores cortados), hecho que es relevante, considerando que el concepto de viabilidad técnica y económica establecido en la normativa (artículo 63 del Reglamento de Distribución) limita las obligaciones del

Concesionario únicamente a aquellos casos en los que se cubra los costos asociados a su atención.

Por ello, para considerar a dichos consumidores y cumplir con establecido en el numeral 21.2 de la Norma de Estudios Tarifarios, a dichos usuarios se le debe asignar consumo, caso contrario su inclusión perjudica el concepto de Inversión Eficiente.

Por otro lado, a partir de la información que reporto GdP para sustentar el presente extremo, se ha evaluado que 40 090 usuarios con consumo cero (50,40% del total de usuarios con consumo cero) se encuentran en predios que comparten como máximo con otros tres suministros y por lo menos uno de ellos consume gas natural. Esto sugiere que la posibilidad de reactivar el consumo en estos casos se ve limitada, ya que el predio ya está utilizando el servicio.

Por otro lado, el 49,60% del total de usuarios residenciales con consumo cero, son usuarios únicos en el predio o todos los usuarios del predio tienen consumo cero. En ambos casos hay una mayor probabilidad de reactivar su consumo, pues como se mencionó en párrafos anteriores, estos usuarios ya cuentan con la infraestructura necesaria, lo que facilita que el consumo se reactive de manera expedita. Se debe señalar que el porcentaje antes señalado representa el 12,4% del total de usuarios residenciales de GdP.

En ese sentido, considerando a los clientes que consumen gas natural a lo largo del periodo de vigencia de la concesión, cuyo promedio de consumo ha superado los 14 m<sup>3</sup>/mes, incluso en varias ocasiones los consumos superaron los 15 m<sup>3</sup>/mes, resulta razonable que la proyección del consumo se efectúe con 14 m<sup>3</sup>/mes, dado que es el consumo objetivo mínimo que el Concesionario debería esperar de los clientes residenciales.

Como se puede observar, el actuar de Osinergmin para determinar la demanda siempre ha sido en estricto cumplimiento de las normas vigentes, por lo que, la afirmación de que la demanda residencial por Osinergmin es arbitraria e irrazonable, y que solo genera un incremento ficticio del consumo unitario promedio, es incorrecta, ya que el Regulador ha actuado conforme a lo establecido en la normativa aplicable.

Respecto a la condición de las conexiones ejecutadas en el marco del FISE, cabe señalar que, para mejorar los resultados relacionados con los clientes del sector residencial, el Concesionario, en su rol de proveedor de un servicio público y responsable de inspeccionar, supervisar y habilitar las instalaciones internas de todos los clientes, debería plantear estrategias que permitan incrementar los consumos unitarios de dichos consumidores y mitigar la problemática descrita. Sin embargo, este aspecto no forma parte del proceso regulatorio.

Finalmente, se debe señalar que GdP manifiesta su rechazo a la premisa de que debe asumir un "rol de comercializador". Al respecto, es importante indicar que la Norma de Estudios Tarifarios, en su numeral 18.1, establece expresamente que, como parte de la evaluación diagnóstica del mercado que debe presentarse en la Propuesta Tarifaria,

debe incluir la evaluación de los clientes que actualmente tienen suministro de gas natural, de tal forma de observar su comportamiento y evaluar los cambios, cuya situación se haya dado, entre otros aspectos, por estrategias promocionales implementadas por el Concesionario, incluyendo además, aspectos como la valoración del gas natural y/o aceptación de los esquemas de financiamiento y/o otros que resulten pertinentes.

Como se puede observar, el Concesionario debe conocer el comportamiento de sus clientes actuales y haber evaluado los cambios que se hayan producido. Si bien es libre de aplicar estrategias promocionales desde un enfoque comercial, el incentivo de mejorar las condiciones de los clientes que presentan alguna problemática no solo se traduce en un aumento de los ingresos, sino que también mejora la imagen de la empresa y, finalmente, contribuye a que las redes se mantengan en condiciones de Inversión Eficiente, que es lo que establece el Reglamento de Distribución.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **fundado en parte** este extremo del recurso de GdP, mejorando el factor de 10% de casos de consumidores residenciales que presentan consumo cero no incluidos en la publicación a 12,40%.

## **4.5.2 Extremo 18: Sobre la Demanda industrial**

### **Argumentos de GdP**

GdP sostiene que Osinergmin ha considerado arbitrariamente en la proyección de demanda a diversas empresas como potenciales clientes industriales sin contar con sustento técnico ni evidencia concreta de su intención de conexión. Entre dichas empresas, GdP lista a doce (12) industrias exponiendo una breve casuística de cada una. Al respecto, GdP informa ha identificado que varias de estas empresas no han solicitado viabilidad de suministro, no tienen contratos firmados, han cerrado operaciones, están en baja definitiva, cuentan con acuerdos vigentes con otros proveedores de combustibles a tarifa menor, cuentan con contratos con otros comercializadores de GNC o GNL con penalidades significativas en caso de terminación anticipada; o ya son clientes de GdP. Señala que estos casos fueron informados en la etapa de comentarios a la Prepublicación.

Además, GdP menciona que, en el caso que algunas empresas suscriban un contrato, la conversión a gas natural les tomaría aproximadamente nueve (9) meses debido a adecuaciones en su infraestructura.

GdP indica que, pese a sus comentarios a la prepublicación, Osinergmin mantuvo en la proyección a la mayoría de estas empresas sin una justificación válida, argumentando que podrían decidir conectarse a partir del 2025. Según GdP, este criterio es arbitrario e irrazonable, ya que no considera la realidad del mercado ni la complejidad del cambio de matriz energética. Señala que este criterio genera una sobrestimación artificial de la demanda que afecta la planificación del sistema de distribución.

De otro lado, en el sector ladrillero, GdP ha señalado que, si bien ha firmado cinco contratos con algunas empresas, solo una consume gas regularmente. El resto ha enfrentado problemas de pago dejando de consumir. Señala que este sector usa biomasa y presenta un alto grado de informalidad por lo que no deberían considerarse en la proyección de demanda. Al respecto, indica que, a pesar de lo informado, el Informe N° 866-2024-GRT considera a estas ladrilleras como potenciales clientes manteniéndolas en la proyección y creando una demanda artificial e irreal.

El Concesionario alega que esta decisión de Osinergmin vulnera el derecho a la motivación previsto en la Ley del Procedimiento Administrativo General, ya que no se ha hecho referencia a los hechos concretos ni expuesto las razones jurídicas ni normativas claras para sustentar la inclusión de estas empresas en la proyección, lo cual conlleva a la nulidad de la Resolución 207. Además, se ha incumplido el Principio de Presunción de Veracidad, al no haber desvirtuado con pruebas la información proporcionada por GdP.

Por tanto, GdP solicita: i) Excluir de la proyección de demanda a empresas que GdP no ha considerado en su Propuesta Tarifaria; y ii) En caso Osinergmin insista en incluir potenciales clientes, modificar la proyección de la demanda industrial considerando los plazos de cambio de matriz energética de los clientes potenciales.

### **Análisis de Osinergmin**

Sobre el pedido de GdP del retiro de los potenciales consumidores industriales con el argumento "(...) no tienen registrado solicitud de viabilidad de suministro y/o no tienen contrato firmado con GDP y/o tienen contratos con terceros que les suministran otros combustibles con una tarifa menor (...)". Al respecto debemos señalar que dicha argumentación no exime que, a partir del 2025, los potenciales consumidores tomen la iniciativa de conectarse.

Debe entenderse que la proyección de demanda de gas natural se basa en analizar el mercado en el cual se desarrolla la concesión. Este aspecto está definido en el numeral 17.1 de la Norma de Estudios Tarifarios, que señala lo siguiente:

*"17.1. La estimación de la demanda toma como **base el diagnóstico del mercado actual** y **la definición del mercado potencial de clientes que podrían acceder a un suministro de gas natural.**" (remarcado y subrayado es nuestro)*

Por ello, Osinergmin evalúa el mercado potencial y asigna la demanda que tendría factibilidad de ingresar y no solo se basa en alternativas de potenciales consumidores fijos. Se debe tener en cuenta que la asimetría de información es un factor importante dentro de la evaluación del mercado potencial, lo que limita el análisis de Osinergmin a la identificación de consumidores potenciales únicamente de aquellos que presentan en la cercanía a las redes de distribución de gas natural existentes y a las redes de distribución planteados por el Concesionario en su Plan Quinquenal de Inversiones.

Resulta importante recalcar que, dicho criterio ha sido aplicado consistentemente por Osinergmin en todas las regulaciones de tarifas de distribución de gas natural por red de ductos realizadas hasta la fecha, por lo que, calificar como irrazonable e injustificada la inclusión de nuevos clientes resulta una apreciación carente de sustento y refleja un desconocimiento de la normativa vigente que rige los procesos regulatorios.

Se debe entender que el Regulador, a través de la proyección de demanda en el sector, establece las señales regulatorias de la expansión del mercado y uso eficiente de las redes de distribución y el Concesionario, en su papel de quien provee un servicio público, es quien debería generar el acercamiento con los potenciales consumidores y gestionar el desarrollo de la demanda de gas natural, no solo porque el crecimiento del mercado se traduce en un aumento de los ingresos para el Concesionario, sino también porque contribuye a una utilización más eficiente de las redes de distribución y con ello, el bienestar social general de todos consumidores.

Asimismo, si bien cada consumidor tiene el derecho de decidir qué combustible utiliza para el desarrollo de sus actividades, es importante considerar que estas decisiones empresariales no responden únicamente a preferencias o gustos, sino que están principalmente influenciadas por factores económicos. Por ello, el análisis de la expansión del mercado asume, de manera razonable, que los consumidores responderán positivamente a una conversión hacia el gas natural, dado que este combustible ofrece múltiples beneficios, que varían desde una mejora en el costo de la producción, hasta mejoras ambientales que ayudan al cumplimiento de otras normativas vigentes.

El Concesionario alega que Osinergmin ha vulnerado el derecho a la motivación ya que no se ha hecho referencia a los hechos concretos ni expuesto las razones jurídicas ni normativas claras para sustentar la inclusión de determinados potenciales consumidores. Al respecto, en el Informe Legal N° 125-2025-GRT, se detalla los aspectos legales sobre lo cuestionado.

Desde el punto de vista técnico, la inclusión de potenciales clientes forma parte del análisis de la proyección de la demanda y se basa en la perspectiva que se desea adoptar respecto al crecimiento del mercado, la cual, refleja diferentes niveles de expectativas o supuestos sobre el comportamiento futuro de la demanda de un producto, servicio o mercado. En ese sentido, el Concesionario, desde su perspectiva, por lo general opta por proyecciones de demanda conservadoras, incluso pesimistas, ya que, ante una menor demanda estimada, se obtendrá una mayor tarifa aprobada. Por ello, la perspectiva que adopta el Regulador es más bien moderada, que, desde el punto de vista económico, representa una estimación equilibrada, basada en supuestos realistas y tendencias históricas.

Como se ha mencionado anteriormente, estimar la demanda en función de los potenciales consumidores ubicados cerca de las redes de distribución existentes o proyectadas es un criterio moderado y ampliamente utilizado en otras regulaciones, ya que, el gas natural, al ser un combustible que ofrece múltiples beneficios, tiene una alta probabilidad de ser adoptado por los usuarios, salvo en los casos que exista una

negativa expresa por parte de dichos potenciales consumidores que no utilizaran gas natural. Por lo tanto, la ausencia de una Solicitud de Factibilidad de Suministro (SFS) por parte de un potencial consumidor no representa una limitación ni restricción para que este pueda integrarse al sistema de distribución; ni tampoco genera una sobrestimación artificial, ya que la inclusión de estos potenciales consumidores otorga una señal regulatoria al concesionario para que los considere dentro de su cartera de clientes. De esta manera, se promueve un uso más eficiente de las redes, dado que la posibilidad de conexión de estos usuarios es técnica y económicamente factible.

Asimismo, el Reglamento de Distribución señala, en su artículo 110, que las inversiones planificadas y ejecutadas por el Concesionario deben ser capaces de prever horizontes de demanda proyectada para 20 años, por lo que, afirmar que la inclusión de potenciales consumidores originaría una afectación a la planificación del sistema de distribución, reflejaría que el Concesionario no prevé la ejecución de las inversiones como exige el Reglamento de Distribución.

En el contexto descrito, los potenciales consumidores considerados en la propuesta tarifaria publicada en la Resolución 207, que no han presentado una Solicitud de Factibilidad de Suministros, no pueden ser excluidos, pues no se condice con un análisis de proyección moderada del mercado de gas natural, ya que, como se ha explicado, se trata de potenciales consumidores con una alta probabilidad de consumir gas natural. En ese sentido, no pueden ser retirados de la proyección de la demanda las empresas: Norsac, EL ROCIO S.A., TALSA, CONSERVAS DE ALIMENTOS S.A., DESTILERIA NAYLAMP KING KONG FABRICA DULCES FINOS BRUNING, GLORIA SA – ACOPIO, V & F S.A.C, más aún, no se retirarán aquellas que solo faltaría la ejecución del proyecto interno, como es KING KONG SIPAN y KING KONG LLAMPAYEC, las cuales ya cuentan con un contrato de suministro suscrito. Estas últimas empresas representan potenciales consumidores con una alta probabilidad de consumir gas natural y, por ende, deben mantenerse dentro de la proyección de demanda.

En el caso de la industria AJEPER (hoy GRACO), como se señaló en el Informe Técnico N° 866-2024-GRT, se observa una situación particular y de carácter conflictivo. Esto se debe a que una empresa vinculada a GdP suministra gas natural a dicho cliente a través de otro servicio que ofrece en el mercado, lo que configura un caso de autodescreme. En ese sentido, es importante destacar que AJEPER es actualmente un consumidor de gas natural dentro de la Concesión Norte, por lo que debe ser considerado dentro de los potenciales consumidores de GdP y, en consecuencia, incluido en la proyección de demanda.

Excluir a la industria AJEPER enviaría una señal regulatoria equivocada al mercado, ya que se estaría aceptando que las empresas del consorcio del Concesionario puedan abastecer de gas natural a consumidores importantes y que estos no formen parte del sistema de distribución y con ello, originaría un perjuicio para los demás usuarios particularmente los consumidores menores (como los residenciales y comerciales), quienes podrían verse afectados por un incremento en las tarifas debido a la pérdida de demanda de la concesión.

Por otro lado, se debe tener en cuenta que el estudio “SERVICIO PARA LA IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL ESTRATÉGICA EN LAS REGIONES DE ANCASH, LA LIBERTAD, LAMBAYEQUE Y CAJAMARCA” (en adelante “Estudio de Demanda”) el cual fue realizado para Osinergmin y tuvo por finalidad determinar el mercado potencial de la Concesión Norte para el Proceso Regulatorio 2025-2028, señala como potenciales consumidores, entre otros, a las empresas FAMESA EXPLOSIVOS SAC (consume Diesel), CORPORACION LINDLEY -COCA-COLA (consume GLP) y DESTILERIA NAYLAMP (consume Residual).

Al respecto, GdP advierte que, a diferencia de CORPORACION LINDLEY -COCA-COLA, que coincide con el combustible que emplea, los otros potenciales consumidores no coinciden el combustible que emplean. Por ello, se solicitó a CORPORACIÓN LINDLEY -COCA-COLA, mediante el Oficio N° 423-2025-GRT, información sobre sus planes de conversión al gas natural. Sin embargo, la empresa señaló que no contempla la migración al gas natural dentro de su Plan de Largo Plazo (PLP), por lo que este potencial consumidor ha sido retirado de la proyección de demanda. En los dos casos adicionales, considerando que la mejor información que dispone Osinergmin es el estudio señalado, se mantiene dichos potenciales consumidores, pues de lo indicado por GdP no evidencia que especifique una negativa expresa y/o imposibilidad técnica de incorporar a los potenciales clientes industriales como consumidores de la concesión.

De otro lado, GdP señala que las empresas ladrilleras deberían ser excluidas de la proyección de demanda. Al respecto, cabe indicar que, para dicha proyección, dichas empresas no están siendo consideradas como potenciales consumidores dentro del sector (parte proyectada). Asimismo, GdP, menciona de manera general, una cantidad de potenciales consumidores, pero no se especifica claramente quienes son los cinco consumidores al que hace referencia.

Finalmente, en relación con los consumidores actuales del mencionado sector, es responsabilidad del Concesionario, en su rol de comercializador o proveedor del servicio público, diseñar e implementar estrategias para fidelizar a sus clientes. No resulta apropiado que, en el marco de un proceso regulatorio, solicite la exclusión de clientes industriales que ya reciben el servicio por parte del mismo Concesionario.

### **Conclusión**

Por los argumentos expuestos se declara fundado en parte este extremo del recurso de GdP dado que se retira CORPORACION LINDLEY -COCA-COLA de la proyección de demanda industrial.

#### **4.5.3 Extremo 19: Sobre la supuesta inclusión arbitraria de pesqueras**

##### **Argumentos de GdP**

GdP cuestiona la inclusión arbitraria de ciertas empresas pesqueras en la proyección de demanda. Específicamente, argumenta que Osinergmin considera a Pesquera Canhann S.A.C. y Pesquera Capricornio S.A. como clientes potenciales sin evaluar

adecuadamente su viabilidad operativa. Sobre la primera, señala que se encuentra en proceso de cierre; mientras que, sobre la segunda, no posee una licencia de operación válida debido a la revocación de su cambio de titularidad. Dado que ambas empresas enfrentan incertidumbre respecto a su continuidad operativa, su inclusión en la proyección de demanda distorsiona los cálculos y sobrestima la planificación del sistema de distribución.

De otro lado, GdP señala que no ha podido concretar la firma con las empresas Don Fernando S.A.C. e Inversiones Regal S.A.C, por lo que no deben ser consideradas en la demanda.

Por tanto, GdP solicita: i) No considerar a las empresas Pesquera Canhann S.A.C., Pesquera Capricornio S.A., Don Fernando S.A.C. e Inversiones Regal S.A.C, en la proyección de demanda; y, ii) En caso Osinergmin insista en incluirlos como potenciales clientes, modificar la proyección considerando los plazos de cambio de matriz energética de dichos clientes.

### **Análisis de Osinergmin**

Sobre la solicitud de GdP respecto a la exclusión de los potenciales consumidores pesqueros, cabe señalar que la proyección de la demanda de este sector, al igual que la de los potenciales consumidores industriales —ampliamente analizada en el numeral 4.5.2 del presente informe—, se basa en lo establecido en el numeral 17.1 de la Norma de Estudios Tarifarios, con lo cual, Osinergmin debe evaluar el mercado potencial de consumidores que podrían acceder a un suministro. Por ello, se debe evaluar escenarios moderados, ya que este tipo de enfoque ofrece estimaciones económicas equilibradas, sustentadas en supuestos realistas y tendencias históricas y que, además, entre otros aspectos, genera la señal regulatoria de promover el uso más eficiente de las redes. En ese sentido, es necesario señalar que únicamente se deben retirar expresamente a aquellos potenciales consumidores que han manifestado de manera clara su negativa al uso del gas natural.

El Concesionario ha manifestado que Osinergmin no ha evaluado adecuadamente su viabilidad operativa de los potenciales consumidores, al respecto se debe señalar que tal afirmación no resulta precisa. Por ejemplo, señalan que la Pesquera Canhann S.A.C. (lo ha mencionado en diversos escritos del Proceso Regulatorio) que se debe retirar porque dicha empresa se encuentra en proceso de cierre y para sustentar esto, presentaron la Resolución Directoral N° 00066-2022-PRODUCE/DGAAMPA del 15 de agosto de 2022. Sin embargo, posteriormente, en el mismo año, se emitió la Resolución Directoral N° 00654-2022-PRODUCE/DGPCHDI del 7 de noviembre de 2022, en la cual se establece, en su artículo 1, que la planta ubicada en Av. Los Pescadores s/n de la Zona Industrial 27 de octubre, distrito de Chimbote, provincia de Santa, departamento de Ancash, —planta que GdP alega que no continuará operaciones— reinicia sus operaciones y se reincorpora a la actividad de producción de harina de pescado. Este hecho contradice la afirmación inicial sobre el cierre de operaciones.

A continuación, se muestra el artículo 1 de la mencionada resolución directoral de PRODUCE.

*“Artículo 1.- LEVANTAR la suspensión, a solicitud de la empresa **PESQUERA CANHANN S.A.C.**, de la licencia de operación otorgada mediante Resolución Directoral N° 521-2018-PRODUCE/DGPCHDI, respecto de la planta de harina de pescado, con capacidad instalada de 93 t/h, ubicada en el establecimiento industrial pesquero con dirección en Av. Los Pescadores s/n de la Zona Industrial 27 de octubre, distrito de Chimbote, provincia de Santa, departamento de Ancash. Asimismo, **REINCORPORAR a la citada planta de procesamiento pesquero a la actividad de producción de harina de pescado de pescado.**”(el resalte y subrayado es nuestro)*

En lo que respecta a las empresas Don Fernando S.A.C. e Inversiones Regal S.A.C, se debe señalar que el hecho de haber iniciado conversaciones con el Concesionario, tal como en correos remitidos por GdP en sus comentarios a la prepublicación, demuestra un interés manifiesto por conectarse al gas natural. Por tal razón, excluirlas implicaría negar la posibilidad de la conexión, y como ha mencionado en los casos de consumidores industriales, al no existir una negativa expresa por parte de los potenciales consumidores, corresponde considerarlas como potenciales consumidores. Las demandas de PESQUERA CANHANN S.A.C., Don Fernando S.A.C. e Inversiones Regal S.A.C., serán consideradas en el año 2025, ello teniendo en cuenta que su conversión al gas natural sí es posible en dicho año.

Con respecto a la Pesquera Capricornio S.A., se ha identificado que dicha empresa ha cambiado de nombre a CONSERVAS SANTA ADELA S.A. (ver la RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 00331-2024-PRODUCE/DGPCHDI) y esta pertenece al grupo BELTRAN PERU. Mediante contacto con dicha empresa, esta manifestó que ya se encuentra consumiendo gas natural por lo que se procede a retirar la demanda respectiva.

### **Conclusión**

Por los argumentos expuestos se declara fundado en parte este extremo del recurso de GdP, considerando el retiro de la demanda de la industria pesquera únicamente a la empresa Pesquera Capricornio S.A. Respecto a las demás empresas, se mantiene su inclusión en la determinación de la demanda, para el año 2025.

#### **4.5.4 Extremo 20: Sobre la inclusión de pesqueras Malabrigo**

##### **Argumentos de GdP**

GdP objeta la inclusión de Exalmar, Hayduk y Tasa ubicadas en el distrito de Rázuri en la proyección de demanda de Malabrigo, con un consumo total de 9,2 millones de m<sup>3</sup>/año a partir del 2026. Argumenta que no han suscrito contratos ni han solicitado viabilidad para el suministro de gas natural, por lo que su inclusión en la proyección no tiene sustento técnico.

El concesionario señala que en sus comentarios, informó que las citadas empresas aún están evaluando la migración al gas natural y que este es un proceso complejo que requiere inversiones de USD 850 000 por cliente, con un plazo estimado de implementación de 18 meses. Menciona que dichas inversiones incluyen la procura y adquisición de equipos, el diseño y la instalación de redes internas, modificaciones en los sistemas de combustión, adecuación de infraestructura civil. Además, indica que la puesta en marcha de los nuevos sistemas requiere pruebas adicionales para garantizar su operatividad.

GdP señala que en su Anexo 11 de su recurso, para ilustrar el proceso, incluye el plan de trabajo para implementación de equipos para la adecuación de la red interna y el cambio de matriz energética de la empresa Cantabria, conectada en el 2024. Señala que esta conversión tomó aproximadamente 8 meses. Sin embargo, además de este periodo, GdP menciona que se deben considerar otros plazos adicionales, como la evaluación y aceptación del cambio de matriz energética por parte de la directiva de la empresa (de 4 a 5 meses), la modificación del instrumento de gestión ambiental ante Produce o Senace (de 8 a 12 meses), la licitación de proveedores (de 2 a 3 meses) y la adquisición del medidor ultrasónico (de 4 a 6 meses si hay stock, o de 8 a 9 meses si no lo hay).

De otro lado, también indica que en el mencionado Anexo 11, GdP incluye la carta de intención no vinculante de Exalmar, en la que esta empresa estima que la adecuación de sus instalaciones internas puede darse en marzo de 2027. Sin embargo, GdP resalta que Exalmar no se compromete en iniciar su consumo a esa fecha.

Por tanto, GdP solicita: i) No considerar a las empresas Exalmar, Hayduk y Tasa, como potenciales clientes en la proyección de demanda; y, ii) En caso Osinergmin insista en incluir potenciales clientes, modificar la proyección considerando los plazos de cambio de matriz energética de los clientes potenciales.

### **Análisis de Osinergmin**

Sobre la solicitud de GdP respecto a la exclusión de los potenciales consumidores pesqueros, cabe señalar que la proyección de la demanda del sector pesquero, al igual que la de los potenciales consumidores industriales —ampliamente analizada en el numeral 4.5.2 del presente informe— se basa en lo establecido en el numeral 17.1 de la Norma de Estudios Tarifarios, con lo cual, Osinergmin debe evaluar el mercado potencial de consumidores que podrían acceder a un suministro. Por ello, se debe evaluar escenarios moderados, ya que este tipo de enfoque ofrece estimaciones económicas equilibradas, sustentadas en supuestos realistas y tendencias históricas y que, además, entre otros aspectos, genera la señal regulatoria de promover el uso más eficiente de las redes.

En ese sentido, es necesario señalar que únicamente se deben retirar expresamente a aquellos potenciales consumidores que han manifestado de manera clara su negativa al uso del gas natural.

Como se ha mencionado, la demanda proyectada busca promover el uso de las redes de distribución de manera eficiente, en forma particular, al ser la Concesión Norte una concesión atendida con Gas Natural Licuado (GNL), esta eficiencia se extiende también a la Planta de Regasificación (PSR), las cuales, son instaladas considerando las necesidades de demanda en su zona de influencia.

Al respecto, el Concesionario propuso el desarrollo de la PSR Malabrigo, la cual, según su petitorio de su Recurso de Reconsideración, referido a la *“Determinación de la demanda máxima para el dimensionamiento de la infraestructura de transporte de GNL y Estaciones de Regasificación”* (numeral IV.1 de su documento), se señalan que, deben instalarse dos PSR con capacidad de 4000 m<sup>3</sup> de GNL cada una, que de acuerdo con las proyecciones, entrarían en operación en el año 2026. Esto devela que GdP reconoce que en dicha zona existe una demanda potencial e incluso, si se observa lo mencionado por GdP en el punto referido al *“Análisis de viabilidad técnica operativa”* del mismo petitorio, dicha demanda sería de carácter significativo, lo cual coincide con los niveles de demanda considerados por Osinergmin en su publicación, basados en el Estudio de Demanda.

En ese sentido, la afirmación de GdP de que no debería reconocerse la demanda de las empresas Exalmar, Hayduk y Tasa, ubicadas en el distrito de Rázuri (zona de influencia de la PSR Malabrigo), resulta, cuando menos, carente de sustento.

Por otro lado, considerando que la PSR entrará en operación en el año 2026, resulta razonable establecer que los potenciales consumidores podrían iniciar su operación con gas natural a partir de mediados de ese año. Cabe recalcar que, las negociaciones podrían comenzar antes de la puesta en marcha de la PSR Malabrigo, y, en todo caso, existe un lapso suficiente para que los potenciales consumidores entren en operación hacia mediados de 2026. Cabe recalcar que los consumidores del sector pesquero son de carácter estacional y, cuando se refieren al segundo semestre de un año, en realidad suelen operar recién en el último trimestre del año.

Se debe señalar que, GdP menciona que la duración de la conversión duraría entre 18 y 37 meses, debido a que se requeriría diversos aspectos administrativos para la conversión y uso del gas natural, además, de la conversión misma. Bajo la perspectiva de GdP, habrían existido Consumidores pesqueros recién a partir del segundo al tercer año de la puesta en operación de la PSR Chimbote.

Sin embargo, los datos estadísticos muestran que los primeros consumidores pesqueros iniciaron sus operaciones a principios de 2018, es decir, entre 3.5 y 12.3 meses después de la entrada en operación de dicha PSR. Esto demuestra que los espacios de tiempos para optar por el gas natural y completar la conversión, no corresponde a lo señalado por GdP en su extremo.

Por otro lado, se han remitido cartas a las tres empresas cuestionadas con el fin de confirmar si existía alguna posibilidad de que se negaran a conectarse al gas natural (ver **Anexo 2** del presente informe), de ello se desprende que ninguna ellas se niegan a conectarse al gas natural, por el contrario, están abiertos a utilizar el energético y además, han proporcionado estimaciones del nivel de consumo que estarían

dispuestos a utilizar de gas natural, lo que sustenta la inclusión en el mercado potencial de consumidores.

En particular, la empresa Hayduck, ha señalado que ingresaría recién en el año 2027, incluso, la carta presentada por GdP como sustento en su Recurso de Reconsideración, específicamente en relación con este potencial consumidor, se menciona lo siguiente “...estamos interesados en obtener información detallada sobre los requisitos, procedimientos y condiciones necesarias para llevar a cabo la instalación\_ del servicio de gas natural en nuestra planta CHICAMA ubicada en Puerto Malabrigo...”, lo que evidencia el interés expreso por parte del potencial consumidor, y no como había afirmado el concesionario en su petitorio.

Se debe señalar que GdP incurre en contradicciones en diversos aspectos de su Recurso de Reconsideración, pues ha argumentado que Osinergmin desconoce la compleja realidad del cambio de matriz energética en la industria, y por ello, sugiere que no se deben incluir a dichos consumidores. Sin embargo, al mismo tiempo, admite que existe la posibilidad de su incorporación, por lo que solicita que su ingreso sea postergado. Por otro lado, al intentar sustentar la capacidad que debería reconocerse para la PSR de Malabrigo, GdP afirma que la demanda de gas natural es importante y por ello la capacidad de dicha PSR debe ser casi ocho veces mayor de la que Osinergmin está reconociendo en el proceso regulatorio. Esto resulta contradictorio, ya que casi la totalidad de la demanda asociada a dicha PSR proviene de cuatro consumidores del sector pesquero, tres de los cuales son precisamente los cuestionados por GdP.

Esto lleva a concluir que lo expuesto y solicitado por GdP tiene como único objetivo minimizar la demanda proyectada y maximizar las inversiones, ya que ambos aspectos contribuyen a incrementar la tarifa de distribución. Por el contrario, las decisiones planteadas por Osinergmin buscan equilibrar la demanda con las inversiones que serían aprobadas, reflejando evaluaciones sensatas y debidamente sustentadas sobre el desarrollo del mercado potencial. Dicho enfoque no se limita únicamente al sector pesquero, sino que abarca todos los sectores dentro del ámbito de la concesión.

### **Conclusión**

Por los argumentos expuestos se declara fundado en parte este extremo del recurso de GdP, en la medida que se está actualizando el ingreso de los Consumidores y se está actualizando los niveles de consumo según lo declarado por los propios potenciales consumidores.

#### **4.5.5 Extremo 21: Sobre la incorporación de fenómenos del Niño en la Demanda pesquera**

##### **Argumentos de GdP**

GdP sostiene que OSINERGMIN ha omitido de manera injustificada el impacto del Fenómeno del Niño en la proyección de demanda del sector pesquero.

Históricamente, este fenómeno ha tenido un efecto significativo en la actividad pesquera, reduciendo el volumen de captura y, en consecuencia, el consumo de gas natural. Como ejemplo, en el año 2023, el Fenómeno del Niño provocó una disminución sustancial en la demanda de gas natural por parte del sector pesca. A pesar de que se espera que este fenómeno vuelva a presentarse durante el próximo periodo tarifario, OSINERGMIN no ha considerado su impacto en el cálculo del consumo promedio unitario.

GdP solicita que OSINERGMIN incorpore el efecto del Fenómeno del Niño en la proyección de demanda para el año 2028, considerando la variabilidad climática y sus efectos documentados sobre la actividad pesquera.

### **Análisis de Osinergmin**

En relación con el no reconocimiento del fenómeno de El Niño en la demanda pesquera, es importante señalar que la proyección de demanda para el sector pesquero se evalúa considerando una demanda promedio basada en los valores históricos de años anteriores, los cuales incluyen registros de los efectos en los años en que se ha presentado el fenómeno de El Niño.

El cuestionamiento de GdP sugiere que, en un determinado año del Periodo Regulatorio, se debe aplicar una reducción de la demanda debido a dicho fenómeno (según señala, esto ocurriría en el año 2027). Al respecto, cabe indicar que, el fenómeno de El Niño es un fenómeno climático que se caracteriza por el calentamiento del océano Pacífico y no ocurre todos los años. Dicho fenómeno se produce cada cierto número de años, el cual varía entre 2 y 7 años, es decir, el fenómeno climatológico no sigue un patrón periódico definido, lo cual dificulta su predicción precisa, incluso, el grado de impacto que dicho fenómeno pueda presentarse.

Actualmente, el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI), órgano adscrito al Ministerio del Ambiente (MINAM), ha señalado lo siguiente: *“Es crucial para el Perú entender y, por supuesto, poder predecir este fenómeno. Si bien en la actualidad contamos con mayor información al respecto, aún hay mucho por investigar y desarrollar para tener un enfoque más comprensivo de El Niño.”*<sup>10</sup>, es decir, establecer la ocurrencia de dicho fenómeno en un año determinado resulta, cuando menos, una suposición con una baja probabilidad de ocurrencia.

Por otro lado, si existiera la posibilidad de determinar el efecto del fenómeno de El Niño a partir de una periodicidad específica, también existiría la posibilidad de determinar los picos de producción en la pesca, los cuales permitirían establecer los niveles altos de demanda de dicho sector, permitiendo con ello, incrementar la proyección de demanda de gas natural. No obstante, como se ha mencionado, no es factible

---

<sup>10</sup> FUENTE: El Fenómeno El Niño en el Perú”, SENAMHI. Año 2014

<https://www.minam.gob.pe/fenomenodelnino/que-es-el-nino-y-que-factores-determinan-su-intensidad/>

determinar con exactitud (en un año particular) la ocurrencia del fenómeno de El Niño ni los periodos de picos de demanda, dado que dichas situaciones son aperiódicas.

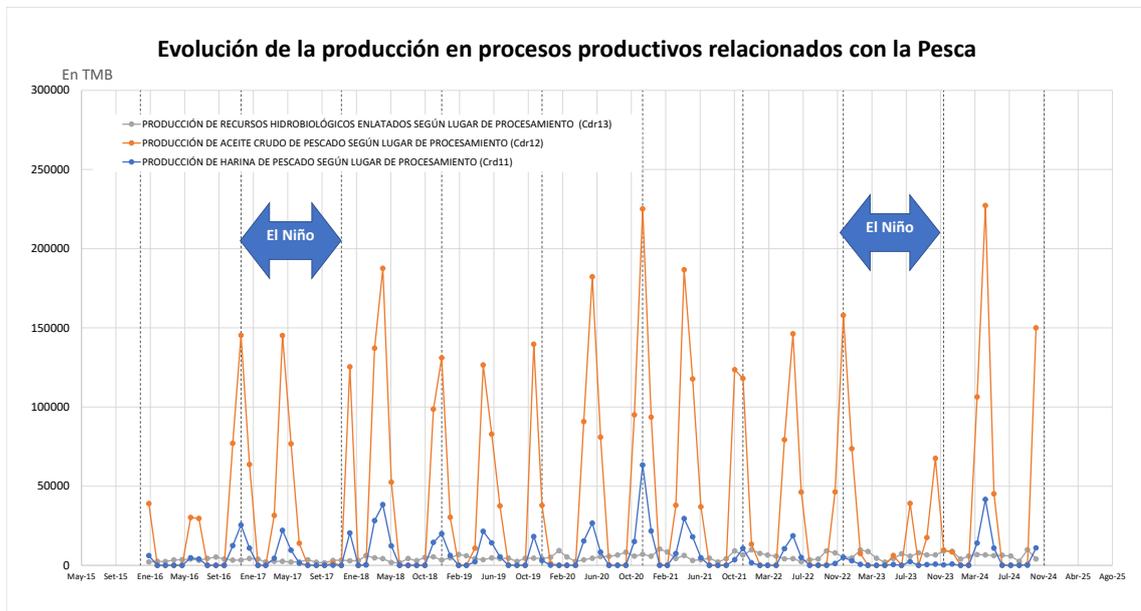
En el siguiente cuadro, se presenta los Fenómenos de El Niño ocurridos en el Perú a lo largo de 51 años y sus niveles de intensidad, observándose que no hay un patrón definido en los años en donde ocurre el fenómeno, incluso su intensidad podría ser débil o moderado como ha ocurrido en algunos casos, con lo cual, la afectación en la reducción de la demanda podría ser de poco impacto.

Periodo	Años	Intensidad	Descripción del evento <sup>11</sup>
1965-1966		Impactos importantes	Este evento de El Niño también tuvo impactos importantes en Perú, con lluvias intensas y daños en la infraestructura, aunque fue menos severo que el de 1957-1958
1972-1973	7	Gran impacto en Perú,	Uno de los primeros eventos de El Niño documentados con gran impacto en Perú, causando fuertes lluvias e inundaciones.
1982-1983	10	El más intensos del siglo XX	Este fue uno de los eventos de El Niño más intensos del siglo XX, causando graves daños en la infraestructura y la agricultura del país.
1986-1987	4	Evento moderado	Un evento moderado con impactos localizados en la costa peruana.
1991-1992	5	Un evento débil a moderado	Un evento débil a moderado, con algunos efectos en la agricultura y la pesca.
1997-1998	6	Uno de los más fuertes registrados	Considerado uno de los eventos de El Niño más fuertes registrados, con impactos devastadores en la economía y el medio ambiente de Perú.
2002-2003	5	Catalogado como moderado	Catalogado como moderado, se registró aumento de precipitaciones en la costa norte, pero sin inundaciones severas. En la Pesca, el Impacto fue moderado en la anchoveta. En la Agricultura se registraron algunos daños en cultivos, pero menores en comparación con 1997-1998.
2009-2010	7	Catalogado como moderado a fuerte	Catalogado como moderado a fuerte. Se registró Aumento de precipitaciones en la costa norte, con algunas inundaciones localizadas. En lo que respecta a la pesca el Impacto fue moderado en la anchoveta; y en la agricultura existieron daños en cultivos, especialmente en la costa norte. Se registraron hubo aumento de enfermedades relacionadas con el agua.
2015-2016	6	Evento significativo	Otro evento significativo de El Niño que afectó a Perú, causando inundaciones, deslizamientos de tierra y afectando la pesca y la agricultura.
2017	2	Fue tan intenso como los eventos anteriores	El 2017 Perú fue terriblemente golpeado por lluvias intensas, acompañadas de temperaturas del mar muy altas en nuestra costa durante el verano y el otoño. Este evento ha entrado a la cultura popular con la denominación de <b>"El Niño costero"</b> . Entendiéndose que

<sup>11</sup> <https://ggweather.com/enso/oni.htm>

			es un fenómeno nuevo aunque similar al “Fenómeno El Niño” (FEN) que conocemos
<b>2023-2024</b>	6	Fue el más intenso de los últimos 20 años	El Niño Costero 2023-2024 fue el más intenso de los últimos 20 años en el Oeste de Sudamérica

En ese sentido, para evaluar la demanda de gas natural del sector pesquero, como se mencionó al principio del análisis, se ha optado por un enfoque basado en la evaluación de los datos históricos de consumos de gas natural de los clientes de dicho sector para finalmente promediarlos de manera general. Asimismo, dado que, como se observa en la gráfica siguiente, incluso los años en los cuales la campaña de pesca no se ve afectada por problema climatológico, es ciertamente aleatorio su inicio y fin, como la producción de productos basado en la pesca.



Con el criterio optado por el Regulador, los efectos producidos por el fenómeno de El Niño o los picos registrados, así como la fluctuación que se registran en las campañas estándares de pesca, son tomados en cuenta, permitiendo que la proyección de demanda de gas natural se realice de manera moderada y razonable.

Adicionalmente, considerar lo propuesto por GdP de incluir el efecto del fenómeno de El Niño no solo implica que la capacidad de predecir el "cuándo" sea difícil de definir, sino que también conlleva un doble efecto que perjudica la proyección de la demanda de gas natural. Esto se debe a que el valor promedio ya recoge las múltiples variaciones que ocurren en el sector, incluyendo los efectos de El Niño. Por lo tanto, al añadir nuevamente el impacto de este fenómeno, se estaría castigando la demanda de gas natural de manera redundante, puesto que su influencia ya es considerada en el cálculo del valor promedio.

## **Conclusión**

Por lo expuesto, se declara infundado este extremo del recurso de GdP.

## **4.6 Extremo 22: Sobre la determinación del periodo de Recuperación para anualidad del VNR**

### **Argumento de GdP**

GdP argumenta que Osineergmin ha interpretado de manera errónea el artículo 109 del Reglamento de Distribución al asumir que el periodo de recuperación para el cálculo de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) debe ser estrictamente de 30 años. Señala que la norma establece un periodo de recuperación de “hasta treinta (30) años”, lo que implica que puede ser menor.

GdP considera que la única interpretación razonable es aquella que respeta el horizonte temporal cierto de la concesión, dado que el periodo de recuperación puede ser menor a 30 años. Asimismo, dado que la tasa de actualización es un valor fijo (12%) GdP considera que el Periodo de Recuperación es el único valor que Osineergmin puede y debe determinar para garantizar que GdP recupere las inversiones realizadas.

Además, argumenta que esta posición es consistente con los principios contables recogidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC 38) y la CINIIF 12. Al respecto señala que la NIC 38 establece que un activo intangible vinculado a un derecho contractual no debe exceder el periodo de vigencia de dicho derecho, a menos que haya evidencia de su renovación sin costos significativos, por lo cual estas normativas recogerían lógica de que la vida útil de una concesión debe determinarse en función del plazo de vigencia establecido en el respectivo Contrato de Concesión.

En esa línea, GdP enfatiza que la prórroga de la Concesión Norte no es automática ni está garantizada, por lo que resulta arbitrario que Osineergmin fije un periodo de recuperación de 30 años sin considerar la realidad contractual e intentando rechazar los argumentos de GdP. Sin embargo, señalando que en el Informe Técnico 783-2024-GRT se reconoció que la norma no obliga a establecer un periodo de recuperación de 30 años, GdP menciona que aun así de manera arbitraria e irrazonable, se insiste en mantenerlo sin justificación válida. Además, señalando que Osineergmin ha argumentado que la determinación del periodo de recuperación debe considerar una empresa modelo eficiente, GdP considera que no se ha explicado la relación entre eficiencia y el número de años a considerar para las anualidades VNR. Al respecto señala que el único plazo que se tiene con certeza es los 21 años de vigencia del Contrato de Concesión.

Por tanto, GdP solicita establecer el Periodo de recuperación para el cálculo de la anualidad VNR igual al periodo que resta para el término del Plazo de Vigencia de la Concesión Norte.

## **Análisis de Osinergmin**

Con respecto a la interpretación del artículo 109 del Reglamento de Distribución, en el cual se señala que la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo considera un “Periodo de recuperación de hasta treinta años, según lo defina la CTE”, se reitera lo señalado en el Informe Legal N° 869-2024-GRT con el que se sustentó la Resolución 207 donde se concluyó que si bien, en dicho artículo no se dispone que en todos los casos se considerará un periodo de treinta años, tampoco se determina que éste deba coincidir con el plazo restante para el término del Contrato de Concesión, como propone GdP, por lo que no es la única interpretación posible ni necesariamente la más adecuada. La norma citada, no vincula el periodo de recuperación del VNR a la duración del Contrato de Concesión, sino que faculta a Osinergmin a definirlo dentro del rango de hasta 30 años

El plazo de la concesión y el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) cumplen funciones distintas en la regulación tarifaria. Mientras que el referido plazo de la concesión es una condición contractual que establece el periodo durante el cual el concesionario tiene derecho a operar y gestionar el servicio de distribución de gas natural, el VNR es un concepto técnico-económico que refleja el valor de reposición de los activos físicos utilizados en la prestación del servicio.

El plazo de concesión no está vinculado a la vida útil de los activos, sino que responde a decisiones de política pública, competencia y regulación del mercado. De hecho, la duración de la Concesión Norte es el resultado de una decisión de política energética del Estado y no de una evaluación técnica que determine la vida útil o depreciación de los activos.

Por el contrario, conforme se señala en el artículo 110 del Reglamento de Distribución, el VNR representa el costo de renovar las obras y bienes físicos con la tecnología y precios vigentes y debe reflejar el período en el cual estos brindan el servicio, basado en criterios técnicos. En la industria del gas natural, activos como gasoductos, redes de polietileno, válvulas, estaciones de regulación y medición tienen una vida útil que supera los 30 años, lo que justifica que se determinen las anualidades del VNR en dicho plazo.

De adoptarse el criterio propuesto por GdP y reducir el período de recuperación a 21 años, se generaría una distorsión económica en el diseño tarifario, al trasladar los costos de inversión a un período más corto, aumentando artificialmente las tarifas. Además, este enfoque afectaría la estabilidad y predictibilidad del esquema regulatorio, dado que no habría certeza sobre los criterios de recuperación de costos en futuras concesiones.

Por lo expuesto, Osinergmin ratifica que el período de recuperación del VNR debe mantenerse en 30 años, en concordancia con los principios de eficiencia económica y sostenibilidad tarifaria. Cabe señalar que este criterio fue aplicado en el proceso de adjudicación de la Concesión Norte y otras concesiones en actual operación, por lo que GdP tenía conocimiento de que dicho enfoque podría ser utilizado en la presente regulación tarifaria.

En tal sentido, Osinergmin, en cumplimiento de sus obligaciones en la fijación de tarifas de distribución de gas natural por red de ductos, según lo estipulado en el Contrato de Concesión y el Reglamento de Distribución, debe aprobar el Valor Nuevo de Reemplazo de la Concesión Norte conforme a los principios administrativos que rigen su actuación y en función de criterios técnicos y económicos, tales como la vida útil de los activos, las inversiones realizadas, la sostenibilidad tarifaria y el interés de los usuarios del servicio público de gas natural.

Con relación a lo señalado sobre lo dispuesto por la NIIC 38, cabe señalar que estas normas regulan la preparación y la presentación de la información de los estados financieros; por lo que sus disposiciones no resultan aplicables a la regulación tarifaria por incentivos mediante el diseño de una empresa modelo eficiente.

Por todo lo anterior, lo requerido por GdP, en cuanto que se considere como periodo de recuperación para la anualidad del VNR el periodo que resta para el término del Plazo de Vigencia de la Concesión Norte, debe desestimarse.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** este extremo del recurso de GdP.

## **4.7 Otras afectaciones que impactan en la determinación de la tarifa**

### **4.7.1 Extremo 23: Sobre las Tuberías de conexión**

#### **Argumentos de GdP**

GdP señala que Osinergmin, al reconocer 3,28 m como longitud promedio de las tuberías de conexión, sigue desconociendo arbitraria e irrazonablemente la dimensión real de las tuberías de conexión que GdP ejecutó eficientemente y que proyecta ejecutar. Agrega que Osinergmin pretende el desconocimiento de las disposiciones municipales, la dispersión geográfica y la densificación poblacional de la concesión. Sustenta sus argumentos a continuación:

1. Señala que la visita de Osinergmin de dos días a ciertas zonas de la concesión para la determinación de los 3,28 m utilizó una muestra no representativa y una metodología de escasa confiabilidad. Agrega que no se puede desconocer arbitrariamente la longitud real del universo de tuberías de conexión.

Adiciona que dicha arbitrariedad es notoria cuando se compara el valor 3,28 m respecto del valor promedio real del 100% de tuberías de conexión ascendente a 4,09 m, el cual fue obtenido de las longitudes que GdP reportó oportunamente a Osinergmin a través del GIS-VNR, las cuales nunca fueron observadas por este organismo, por lo que este no tiene motivos para cuestionar. Señala que, con ello, Osinergmin contraviene sus propios actos puesto que ahora decide ignorar dicha información. Menciona que, si Osinergmin hubiera actuado razonablemente,

tendría que haber descartado el valor 3,28 m puesto que difiere en 36% del valor real.

Además, indica que, con esta posición, Osinergmin se aparta del criterio de las revisiones tarifarias de las concesiones de Lima y Callao, e Ica, en las cuales sí reconoció las longitudes reales ejecutadas. Añade que, regulatoriamente, es el concesionario quien brinda el detalle de activos a invertir a Osinergmin.

Señala que con este actuar arbitrario, irrazonable y discriminatorio, Osinergmin ha reconocido sólo 740 km de los 1 158 km que responde a lo real y ejecutado por GdP.

2. Para la longitud de las tuberías de conexión proyectadas, GdP señala que debe realizar un estudio de habilitación urbana para contar con la exactitud requerida para las instalaciones propuestas, y así no correr con el riesgo de incumplir disposiciones normativas y multas. Mencionando algunas ordenanzas municipales de las ciudades de Trujillo, Chiclayo, Cajamarca y Huaraz, GdP señala que estas promueven un crecimiento con mayor dispersión geográfica a diferencia de Lima.

Menciona que, por ello, la distancia entre la red principal y las válvulas a las viviendas es mayor que en el resto de país, lo que se puede evidenciar en el reporte mensual de GdP al GIS-VNR.

En ese sentido, indica que, para cumplir las normas municipales, conforme al detalle de su Anexo 12, la distancia promedio entre la red principal y las válvulas de servicio en las viviendas es de 5 m más 1 m de recorrido vertical, dando 6 m en total para las tuberías de conexión proyectadas.

Recalca que el valor 3,28 m de Osinergmin se aparta de las regulaciones municipales. Enfatiza que Osinergmin no explica cómo puede usarse el valor señalado sin contravenir las normas municipales.

Por tanto, GdP solicita i) reconocer la longitud real de 1 158 km de tuberías ejecutadas, conforme a reporte mensual GIS-VNR; y, ii) considerar 6 m como longitud promedio para tuberías de conexión proyectadas..

### **Análisis de Osinergmin**

De acuerdo con lo dispuesto en el numeral 6.1 del Procedimiento VNRGN, se establecen tres etapas para la fijación del VNR:

- i. Validación de la información presentada, que incluye la revisión de la consistencia de los datos reportados y verificaciones en campo, según un proceso de muestreo (numeral 6.1.1),
- ii. la determinación de los costos estándar de inversiones de las instalaciones que considera los costos de mercado de materiales y recursos, diseños óptimos de instalaciones y la información remitida por las empresas concesionarias (numeral 6.1.2), y
- iii. fijación del VNR.

Se debe tener en consideración que, de acuerdo con el artículo 85 del Reglamento General de Osinergmin, toda la información que se presente o proporcione a los funcionarios de Osinergmin tiene el carácter de declaración jurada. En la misma línea, en observancia del principio de veracidad previsto en el numeral 1.7 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, este Organismo presume que los documentos y declaraciones formulados por los administrados responden a la verdad de los hechos que se afirman.

No obstante, en su calidad de Organismo Regulador, Osinergmin está autorizado a cotejar la información proporcionada por los concesionarios y, en caso de encontrar inconsistencias o de requerir información adicional de otras fuentes, se encuentra facultado para adoptar aquella que le genera certeza de manera sustentada y/o corregir la información que reportan los agentes en caso de encontrar inconsistencias; lo cual no vulnera el marco normativo ni los actos propios de Osinergmin.

En ese entender, con el fin de verificar los hechos que motivan su decisión y en atención a las observaciones y comentarios presentados por la recurrente respecto a la longitud promedio de las Tuberías de Conexión, tras la publicación de la Resolución N° 185-2024-OS/CD, según se detalla en el Informe Técnico N° 866-2024-GRT, se realizaron visitas de campo en las ciudades de la Concesión Norte (Huaraz, Chimbote, Trujillo, Pacasmayo, Chiclayo, Lambayeque y Cajamarca) donde existen redes de distribución de gas natural a fin de verificar la longitud real promedio de las Tuberías de Conexión instaladas. Esto permitió abarcar toda el área de concesión de la empresa, asegurando así que la muestra fuese representativa. Las visitas fueron realizadas exclusivamente por especialistas de Osinergmin, sin intervención de consultores o contratistas externos.

La metodología aplicada fue detallada en el Anexo 2 del referido Informe Técnico N° 870-2024-GRT, por lo que GdP no puede afirmar que la muestra no es representativa, ya que cubre toda su área de concesión y abarca diversas zonas de distribución. El hecho de que la longitud promedio determinada por Osinergmin sea menor a la que GdP busca que se le reconozca no justifica calificarla de arbitraria. Todas las mediciones fueron documentadas en campo mediante fotografías, las cuales fueron publicadas en el numeral 10 del enlace<sup>12</sup> del proceso regulatorio de la concesión de GdP y no han sido objetadas por la empresa.

Cabe destacar que la labor de campo tomó dos o tres días debido a una planificación adecuada y al conocimiento técnico de los especialistas de Osinergmin. Además, las inspecciones se realizaron simultáneamente en todas las ciudades, con la participación de uno o dos especialistas por localidad.

---

<sup>12</sup> [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/gas-natural/tarifas-distribucion-gas-natural/Fijacion\\_gas\\_natural\\_norte\\_2024\\_2028](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/gas-natural/tarifas-distribucion-gas-natural/Fijacion_gas_natural_norte_2024_2028)

Como muestra de las diferencias encontradas en campo en relación con lo reportado por GdP, tenemos las siguientes imágenes:

Imagen N° 1

Encontrado en campo  
por Osinergmin



T.C. en campo : 2,68 m.

Reportado por GdP  
(Procedimiento VNRGN)



La Imagen N° 1, corresponde a la ciudad de Cajamarca, específicamente en la calle Ancash cuadra 1. En campo, se identificó que la longitud total de la Tubería de conexión es de 2,68 m. (lo cual considera el ancho de la vereda, distancia al eje de la red común, altura de la vereda, altura al gabinete y profundidad de la tubería) y la empresa al reportar su información en el procedimiento VNRGN, para la misma tubería de conexión reportó 3,3 m.

Imagen N° 2

Encontrado en campo  
por Osinergmin



T.C. en campo : 3.83 m.

Reportado por GdP  
(Procedimiento VNRGN)



La Imagen N° 2 corresponde a la ciudad de Cajamarca, específicamente en la calle Jorge Chavez cuadra 3. En campo, se identificó que la longitud total de la tubería de conexión es de 3,83 m. (lo cual considera el ancho de la vereda, distancia al eje de la red común, altura de la vereda, altura al gabinete y profundidad de la tubería) y la empresa al reportar su información en el procedimiento VNRGN, para la misma tubería de conexión reportó 5 m.

Imagen N° 3

Encontrado en campo  
por Osinergmin



T.C. en campo : 4,3

Reportado por GdP  
(Procedimiento VNRGN)



La Imagen N° 3 corresponde a la ciudad de Chimbote, específicamente en la calle Sheila. En campo, se identificó que la longitud total de la tubería de conexión es de

4,34 m. (lo cual considera el ancho de la vereda, distancia al eje de la red común, altura de la vereda, altura al gabinete y profundidad de la tubería) y la empresa al reportar su información en el procedimiento VNRGN, para la misma tubería de conexión reportó 5,2 m.

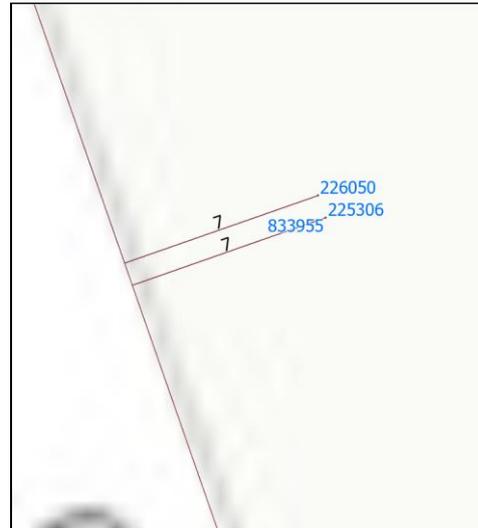
Imagen N° 4

Encontrado en campo  
por Osinergmin



T.C. en campo : 5,01 m.

Reportado por GdP  
(Procedimiento VNRGN)



La Imagen N° 4 corresponde a la ciudad de Trujillo, específicamente en la avenida Indo América. En campo, se identificó que la longitud total de la tubería de conexión es de 5,01 m. (lo cual considera el ancho de la vereda, distancia al eje de la red común, altura de la vereda, altura al gabinete y profundidad de la tubería) y la empresa al reportar su información en el procedimiento VNRGN, para la misma tubería de conexión reportó 7 m.

Imagen N° 5

Encontrado en campo  
por Osinergrmin



T.C. en campo : 2,95 m.

Reportado por GdP  
(Procedimiento VNRGN)



La Imagen N° 5 corresponde a la ciudad de Pacasmayo, en calle Ancash cuadra 4. En campo, se identificó que la longitud total de la tubería de conexión es de 2,95 m. (lo cual considera el ancho de la vereda, distancia al eje de la red común, altura de la vereda, altura al gabinete y profundidad de la tubería) y la empresa al reportar su información en el procedimiento VNRGN, para la misma tubería de conexión reportó 3,7 m.

Imagen N° 6

Encontrado en campo  
por Osinergrmin



T.C. en campo : 3,78 m.

Reportado por GdP  
(Procedimiento VNRGN)



La Imagen N° 6 corresponde a la ciudad de Huaraz, en un Pasaje perpendicular al Jr. Daniel Villaizán. En campo, se identificó que la longitud total de la tubería de conexión

es de 3,78 m. (lo cual considera el ancho de la vereda, distancia al eje de la red común, altura de la vereda, altura al gabinete y profundidad de la tubería) y la empresa al reportar su información en el procedimiento VNRGN, para la misma tubería de conexión reportó 38,32 m. En este caso es evidente que la empresa ha reportado parte de la red de gasoductos como si fuera una tubería de conexión, ocasionando un sobredimensionamiento de la misma.

Imagen N° 7

Encontrado en campo  
por Osinergmin



T.C. en campo : 3,10 m.

Reportado por GdP  
(Procedimiento VNRGN)



La Imagen N° 7 corresponde a la ciudad de Huaraz, en el Pasaje Las Fucsias. En campo, se identificó que la longitud total de la Tubería de conexión es de 3,10 m. (lo cual considera el ancho de la vereda, distancia al eje de la red común, altura de la vereda, altura al gabinete y profundidad de la tubería) y la empresa al reportar su información en el procedimiento VNRGN, para la misma tubería de conexión reportó 3,80 m.

Imagen N° 8

Encontrado en campo  
por Osinergmin



T.C. en campo : 3,47 m.

Reportado por GdP  
(Procedimiento VNRGN)



La Imagen N° 8 corresponde a la ciudad de Huaraz, en el Jirón 29 de noviembre. En campo, se identificó que la longitud total de la Tubería de conexión es de 3,47 m. (lo cual considera el ancho de la vereda, distancia al eje de la red común, altura de la vereda, altura al gabinete y profundidad de la tubería) y la empresa al reportar su información en el procedimiento VNRGN, para la misma tubería de conexión reportó 4,60 m.

Debemos aclarar que, la información que se utilizó como base en el proceso tarifario es la que GdP presentó en su propuesta tarifaria. Este proceso se inició con la presentación de su Plan Quinquenal de Inversiones. Dicha información fue presentada en el portal PRIE de Osinergmin en marzo del 2024 y en la estructura del Procedimiento VNRGN. Posteriormente, la información fue actualizada en mayo del 2024 y luego nuevamente actualizada en julio del 2024. Siempre se actualizó la data originalmente presentada. Tomando dicha información, la longitud promedio de las Tuberías de Conexión llegaría a 5,71 m/cliente, tal como se muestra en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1

Item	Unidad	Valor
Tuberías de conexión de PE	(m.)	1 167 607
Número de clientes	(clientes)	204 602
<b>Tubería de Conexión promedio</b>	<b>(m./cliente)</b>	<b>5.71</b>

Fuente: GdP marzo 2024

Ahora bien, la empresa indica que la longitud promedio real del 100% de sus tuberías de conexión asciende a 4,09 metros, sin embargo, para poder obtener este valor GdP ha utilizado la información reportada en enero del 2025, la cual presentó en cumplimiento del Procedimiento VNRGN, tal como se ve en el Cuadro N° 2.

Cuadro N° 2

Item	Unidad	Valor
Tuberías de conexión de PE	(m.)	1 025 643
Número de clientes	(clientes)	250 659
<b>Tubería de Conexión promedio</b>	<b>(m./cliente)</b>	<b>4.09</b>

Fuente GdP enero 2025

De esta manera, analizando la información de los cuadros anteriores, vemos que hay una disminución en el metrado de Tuberías de Conexión; al revisar la información reportada por la empresa en marzo del 2024, identificamos que existen tramos de tuberías de conexión que están excesivamente dimensionados. En algunos casos, se tienen tramos de tuberías de conexión de más de 70 km, tal como se muestra en la Imagen N° 6 para el código de tramo 95241 reportado en el Procedimiento VNRGN.

Imagen N° 6

Información presentada en  
marzo del 2024



Fuente GdP.

Información presentada en  
enero del 2025



De esta manera, se demuestra, que la empresa presentó longitudes inexactas de Tuberías de Conexión en su información de marzo de 2024 y que, con la visita de campo realizada por Osinergmin, se pudo determinar un tamaño promedio de Tubería de Conexión, acorde con lo realmente instalado.

Adicionalmente a lo mencionado, GdP desde mayo de 2024 hasta octubre de 2024, ha reportado incongruencias aún mayores en Tuberías de Conexión, tal como se muestra en la Imagen N° 7, donde se aprecia un salto en la longitud total de sus Tuberías de Conexión, llegando a pasar los 2 200 km, para finalmente corregir su información en noviembre del 2024. Actualmente en enero del 2025, su longitud total llega a 1 025 km, por lo que resulta imposible que a la fecha de presentación de su información en marzo del 2024 (es decir 10 meses antes) hubiera tenido realmente los 1 158 km de Tuberías de Conexión, que es lo que la empresa pretende que se les reconozca. Cabe precisar que estos valores son los remitidos por GdP por aplicación del procedimiento VNRGN, lo cual, después de verificado en campo por el Regulador, no se condicen con lo realmente instalado.

Imagen N° 7



Por otro lado, no es correcta la afirmación por parte de GdP, en relación a que en las Concesiones de Cálidda y Contugas sí se les reconoció las longitudes reales de las tuberías de conexión; en ambas concesiones se tomó la información reportada por las empresas y se estimaron las longitudes promedio de tuberías de conexión la cual sirvió para determinar las proyecciones de metrados que fueron utilizados en el cálculo de su tarifa de distribución. Por lo tanto, Osinermin razonablemente está aplicando en GdP el mismo criterio que se utilizó en las concesiones de Cálidda y Contugas.

Asimismo, si bien las ordenanzas municipales pueden influir en la longitud de las tuberías de conexión, estas deben reflejar la infraestructura efectivamente instalada. Las visitas de campo han confirmado que el promedio obtenido por Osinermin refleja la realidad, lo que justifica su uso para estimaciones futuras. Dado que GdP está ampliando su cobertura en zonas ya desarrolladas, es razonable suponer que las condiciones de instalación se mantendrán.

En concordancia con lo expuesto, se derivará a la División de Supervisión Regional de Osinermin, la información obtenida en campo y el análisis efectuado, para que inicie las acciones de Fiscalización y Sanción que correspondan, por el envío de información inexacta por parte de GdP.

Por lo tanto, con base en la información recopilada en campo y los datos reportados por la empresa, no es posible reconocer los 1 158 km de tuberías de conexión que GdP pretende. Asimismo, no se pueden considerar válidos los 6 m de longitud promedio propuestos por GdP para las instalaciones proyectadas. El valor correcto, basado en mediciones de campo, es de 3,28 m en promedio.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, se declara **infundado** este extremo del recurso de GdP.

#### **4.7.2 Extremo 24: Sobre las Obras especiales**

GdP objeta la metodología utilizada por Osinergmin para el reconocimiento de obras especiales, específicamente en relación con un cruce de canal en Lambayeque. Señala que Osinergmin ha considerado una longitud de 36 metros para este cruce, basado en el plano LAM-SECTOR-01-MALLA-2600 presentado en el Anexo 9. Sin embargo, GdP argumenta que la longitud real instalada es de 137.10 metros y que el cruce incluye dos ingresos con metodología de Perforación Horizontal Dirigida (PHD), lo que implica un costo unitario de 148,763 USD.

Asimismo, señala que Osinergmin ha indicado que algunas de las obras especiales reportadas por GdP no corresponden a cruces de ríos, y esto ha sido considerado en la determinación del VNR de la infraestructura existente. No obstante, GdP recalca que ha ejecutado seis cruces de canal bajo la metodología PHD, utilizando maquinaria perforadora de mayor dimensión, similar a la utilizada en los cruces de ríos. Por esta razón, solicita que el costo reconocido para estas obras sea el mismo que se ha utilizado en los cruces de río PHD.

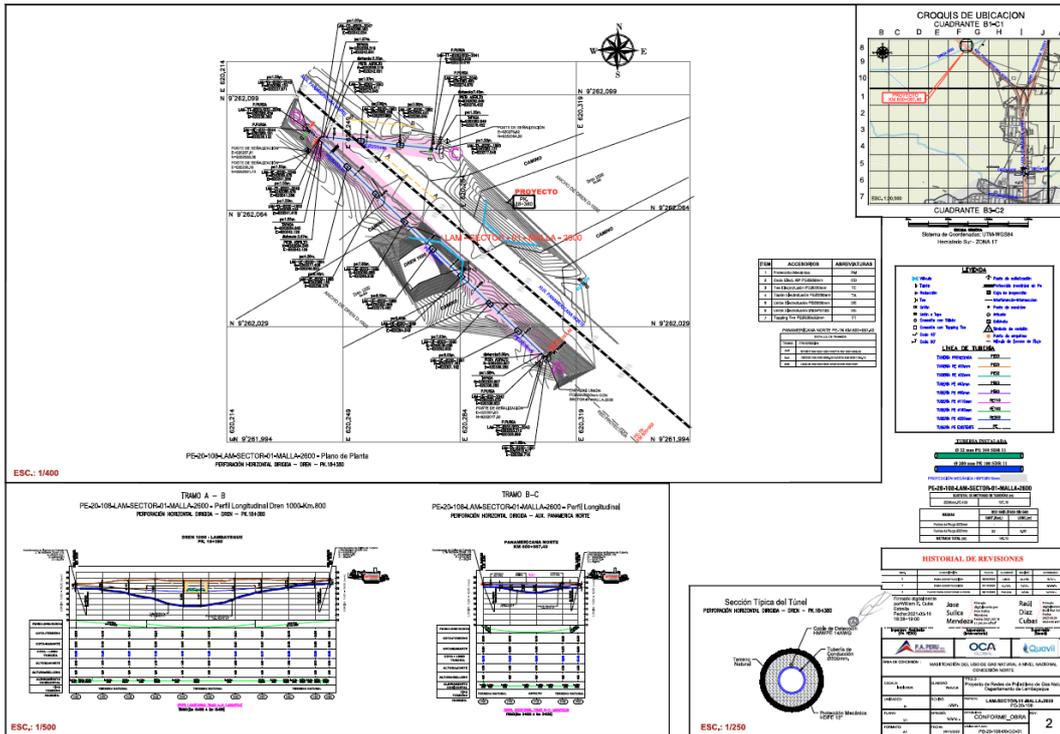
Además, GdP señala que Osinergmin solo ha reconocido tres de las cinco obras especiales que solicitó considerar como existentes. Las dos obras no reconocidas, identificadas como PE-21-092-01 (habilitada el 11 de noviembre de 2021) y PE-21-121 (habilitada el 18 de diciembre de 2022), fueron reportadas en el VNRGN del PRIE con corte a noviembre de 2024. Por lo tanto, solicita su reconocimiento.

En cuanto a la valorización de las obras especiales reconocidas, GdP señala que Osinergmin ha utilizado la metodología de perforación horizontal dirigida (HDD) con un costo unitario de 22,086 USD. Sin embargo, sostiene que sus obras fueron ejecutadas bajo la metodología PHD y que su costo real es de 148,763 USD. También afirma que el criterio aplicado por Osinergmin en esta revisión tarifaria es inconsistente con el utilizado en concesiones previas como Contugas y Cálidda, donde los costos unitarios reconocidos fueron distintos.

Por lo expuesto, GdP solicita que Osinergmin rectifique su valoración y reconozca los costos reales de las obras especiales ejecutadas, garantizando un tratamiento equitativo y acorde con las metodologías empleadas en la infraestructura de la concesión.

#### **Análisis de Osinergmin**

Sobre que GdP objeta la metodología utilizada por el Regulador para el reconocimiento de obras especiales, específicamente en relación con un cruce de canal en Lambayeque donde existe discrepancias con la longitud; al respecto debemos señalar que en la Resolución 207 se consideraron todos los cruces especiales reportados por GdP en su Propuesta Tarifaria Actualizada (planos As-Built incluidos en el "Apéndice J 19. Obras Especiales"), donde se incluyó dos tramos de cruce de vía referidos en el plano LAM-SECTOR- 01-MALLA-2600, cuyas longitudes suman 131 metros, tal como se aprecia en la siguiente figura:



Sobre que GdP ha ejecutado seis cruces de canal bajo la metodología PHD, utilizando maquinaria perforadora de mayor dimensión, similar a la utilizada en los cruces de ríos; al respecto, debemos señalar que el acrónimo en español PHD (Perforación horizontal dirigida), es equivalente al acrónimo en inglés HDD (Horizontal Directional Drilling), por lo que, lo manifestado por GdP, respecto a que son diferentes metodologías y que el costo de aplicar en la metodología PHD es mayor, carece de sustento, la diferencia en los costos se debe al material de la tubería utilizada en la actividad.

Sobre que GdP señala que Osinergmin ha utilizado la metodología HDD con un costo unitario de 22,08 USD/ml y que la metodología PHD tiene un costo de 2 317,58 USD/ml; al respecto, debemos reiterar que las siglas son acrónimos y que la diferencia de precios se debe al tipo de tubería que incide en la actividad. Cabe señalar que el costo unitario de 22,08 USD/ml señalado por GdP difiere del utilizado en la fijación tarifaria, el cual es de 46 158,54 USD/cruce (46,15 USD/ml) para terreno arenoso y 73 202,55 USD/cruce (73,20 USD/ml) para terreno semirocoso. Asimismo, es de resaltar que, para cruces mayores a 100 ml, se reconoce el exceso de metros lineales.

Sobre que GdP señala que Osinergmin ha adoptado criterios distintos utilizados en las concesiones de Contugas y Cálidda; al respecto, es necesario advertir que los costos unitarios de los cruces especiales de tuberías de polietileno responden a diseños utilizando la tecnología necesaria para su ejecución, las cuales han sido valorizadas mediante análisis de precios unitarios determinados en función del sistema de distribución evaluado, en tal sentido los argumentos de GdP no tienen sustento.

Sobre que GdP solicita se reconozca el valor unitario de USD 148 763 para el cruce de canal de Lambayeque asociado al plano LAM-SECTOR-01-MALLA-2600; al respecto debemos señalar que, GdP no ha adjuntado nueva prueba que sustente técnicamente el reconocimiento de dicho costo.

Sobre que GdP señala que solo se ha reconocido tres de las cinco obras especiales que se solicitó considerar como existentes, señalando que deben ser valorizadas con un valor unitario de USD 148 763; al respecto, se debe señalar que la información de la infraestructura existente remitida por GdP y utilizada por Osinergmin en el presente proceso regulatorio es la reportada en **marzo del 2024**, fecha en la que GdP presentó su Plan Quinquenal de Inversiones. En dicha fecha las cinco obras especiales no habían sido reportadas por GdP, a pesar que, según indica la misma empresa, estas habrían sido habilitadas en noviembre 2021 y diciembre 2022.

Lo antes señalado pudo ser subsanado por GdP en el mes de mayo o julio del 2024, cuando se aperturó el Portal PRIE para que esta actualice su información base del mes de marzo 2024, sin embargo, sólo reportó tres de los cinco cruces especiales. Ahora bien, en la remisión mensual de información del VNR del mes de noviembre de 2024, GdP agregó los dos cruces especiales que señala, sin embargo, no solicitó la apertura del Portal PRIE para actualizar la información base del mes de marzo 2024 utilizada en el presente proceso regulatorio de la Concesión Norte. Por ello, no es posible incluirla en la base tarifaria debido a que en la información base (marzo 2024) no contienen los dos cruces especiales que GdP solicita se consideraren para el cálculo de las tarifas de la Concesión Norte.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** este extremo del recurso de GdP.

#### **4.7.3 Extremo 25: Sobre las Inversiones Complementarias**

GdP objeta la exclusión arbitraria de las inversiones complementarias realizadas y reportadas hasta el 31 de enero de 2024. Estas inversiones, detalladas en el Apéndice W y sustentadas en el Anexo 13 de su recurso, incluyen edificaciones, equipos de comunicación, computación y otros equipos esenciales para la operación eficiente y segura del servicio de distribución de gas natural, alcanzando un total de USD 1 197 757. Según el concesionario, estas inversiones son indispensables para garantizar la expansión sostenible del sistema, mejorar la confiabilidad del servicio y fomentar el crecimiento de la demanda en diferentes sectores.

GdP argumenta que, al ignorar estas inversiones, Osinergmin genera un perjuicio económico que afecta la continuidad del servicio, ya que los gastos ejecutados tienen un impacto directo en la seguridad y eficiencia del sistema. Por ello, solicita el reconocimiento de estas inversiones dentro del modelo regulatorio utilizado para la determinación tarifaria.

## **Análisis de Osinerghmin**

GdP asevera que Osinerghmin arbitrariamente ha ignorado el Apéndice W que contiene el sustento de las inversiones complementarias realizadas y reportadas hasta el 31 de enero de 2024. Al respecto, debemos señalar que el Regulador no ha cometido ninguna exclusión o ignorado arbitrariamente la información presentada por GdP en el documento que contiene sus comentarios al proyecto de resolución, es preciso señalar que, en el numeral 4.4 Inversiones Complementarias de los comentarios a la prepublicación, GdP no indicó que el apéndice W contiene el sustento de las inversiones complementarias (ver imagen), solo indica que estas se sustentan en la Tabla 4-5, por lo que la aseveración de GdP es incorrecta.

### **4.4 Inversiones Complementarias**

En el Informe Técnico 787 Osinerghmin reconoce inversiones complementarias hasta el 31 de enero del 2024 por 260,344 USD, sin reconocer inversiones proyectadas.

Respecto de los terrenos donde se localizan las PSR, los cuales en la propuesta tarifaria de GDP habían sido incluidos como inversiones complementarias, el Osinerghmin los consideró dentro del modelo de PSR, por lo que el análisis del reconocimiento de los mismos se desarrolla en el apartado 9.1.7.

En la Tabla 4-5 se presenta un resumen de las inversiones complementarias necesarias para la prestación del servicio de manera eficiente por parte de GDP, cuyos sustentos de información se detallan en el Apéndice K.

*Tabla 4-5: Inversiones Complementarias realizadas hasta el 31/01/2024*

Categoría	USD
Edificios y construcciones	423
Equipos de Computación	10,227
Equipos de Comunicación	904,311
Otros Equipos	282,797
<b>TOTAL</b>	<b>1,197,757</b>

Se solicita a Osinerghmin que considere en el cálculo de la tarifa de distribución las inversiones complementarias sustentadas en la Tabla 4-5.

Ahora bien, en atención a lo señalado por GdP de que el sustento presentado en su Anexo 13 corresponde a las inversiones complementarias que son indispensables para garantizar la expansión sostenible del sistema, mejorar la confiabilidad del servicio y fomentar el crecimiento de la demanda en diferentes sectores, se ha procedido a revisar los sustentos contenidos en el referido Anexo 13.

De la revisión de la información, se incorpora solo las nuevas inversiones complementarias necesarias para la operatividad del sistema de distribución, excluyendo aquellas que ya han sido consideradas en los costos operativos, lo que resulta en un reconocimiento de USD 528 171, según detalle que muestra el siguiente cuadro resumen, desarrollado en base a la nueva información reportada por GdP en su recurso:

Rubro	GDP	Ajustado
	USD	USD
Edificios y construcciones	423	
Equipos de Computación	10 227	
Equipos de Comunicación	904 311	361 815
Otros Equipos	282 797	166 356
<b>TOTAL</b>	<b>1 197 757</b>	<b>528 171</b>

Asimismo, se ha incluido como parte de las inversiones complementarias el costo sobre la Implementación de la Resolución N° 001-2025-OS/CD por un valor de USD 81 950 (ver análisis del numeral 4.7.14 del presente informe) y el costo de un cromatógrafo por un valor de USD 20 000 (ver literal b del numeral 4.7.4 del presente informe).

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **fundado en parte** este extremo del recurso de GdP.

## **4.7.4 Extremo 26: Sobre los Procesos O&M**

### **Argumentos de GdP**

#### **a) Subdimensionamiento de costos Personal**

GdP observa que Osinergmin ha determinado los costos de personal profesional utilizando valores referenciales de la actividad de construcción civil, los cuales no reflejan la realidad de trabajadores especializados en la industria del gas natural, generando distorsiones en la determinación de costo de personal.

Por lo tanto, GdP solicita reconsiderar la valoración del recurso “profesional” ajustándolo a su costo de mercado real de 26,82 USD/h, ello según el estudio salarial de Korn Ferry presentado con su recurso.

#### **b) Análisis de calidad del gas (Actividad OA.11)**

GdP señala que Osinergmin argumenta que un vehículo sedán es suficiente para la actividad de análisis de gas, porque la realizan 3 personas y GdP no mencionó que se necesitan equipos para su ejecución.

Al respecto, señala que esta actividad requiere el traslado de equipos y herramientas especializadas como cilindros de calibración, sensores, y otros instrumentos de medición que no pueden ser transportados de manera segura y eficiente en un solo vehículo.

Además, GdP presenta 5 figuras de distancias y tiempos, señalando que se necesitan 2 vehículos, ello porque en Chiclayo se cuenta con un cromatógrafo hacia el cual se deben llevar las muestras de GNC desde las ciudades de Cajamarca, Trujillo, Pacasmayo, y muestras de GNL desde las ciudades de Chimbote y Huaraz.

Informa que, como sustento de los dos vehículos, en el Anexo 14 de su recurso se detallan los vehículos utilizados, con las correspondientes actas de entrega de la lectura del cromatógrafo y las rutas recorridas por las muestras.

Por tanto, solicita considerar que para la ejecución de esta actividad se requieren 2 vehículos sedán.

### **c) Operación del sistema de odorización (Actividad OA.15)**

GdP señala que Osinergmin sustenta que esta actividad debe ejecutarse mensualmente en base a manuales de O&M de Cálidda y Contugas y que GdP no habría sustentado su solicitud adecuadamente para que Osinergmin considere una frecuencia semanal.

Al respecto, indica que la infraestructura y el diseño operativo de GdP no es equivalente a Cálidda ni Contugas, por lo que no corresponde aplicar sus manuales O&M, sino considerar las particularidades de la Concesión Norte.

GdP sostiene que la odorización del gas natural es una actividad crítica para la seguridad pública y que una menor frecuencia aumenta el riesgo de no detectar oportunamente fallas que podrían afectar la seguridad de la población. Presenta 2 figuras sobre el registro de control de recarga de odorante en Chimbote y Trujillo, señalando que en el Anexo 15 de su recurso se incluyen los registros de operación de recarga en las ciudades mencionadas y el Procedimiento de Mantenimiento de GdP, en cuyo apartado 3.3 se especifica que la frecuencia es semanal.

Añade que, si bien para las demás ciudades la frecuencia de recarga de odorante es mensual, la distancia geográfica entre cada una de ellas exige que durante todo el mes el recurso especializado para la recarga esté asignado a esta actividad.

Por tanto, GdP solicita ajustar la frecuencia de la recarga de líquido odorante a una periodicidad semanal.

### **d) Detección de fugas y patrullaje de red (Actividades MA.7 y MA.8)**

GdP indica que Osinergmin luego de una inspección visual habría concluido que una furgoneta es suficiente para ejecutar esta actividad y que GdP no haría justificado el porqué el uso de una SUV es necesario.

GdP señala que debe tenerse en cuenta 3 aspectos: i) El terreno donde opera incluyen zonas de difícil acceso, caminos no asfaltados, pendientes pronunciadas, por lo que se requiere de un vehículo con tracción adecuada y mayor altura del suelo; ii) Una SUV garantiza la seguridad del personal y la correcta ejecución de las actividades, evitando retrasos o falla en la supervisión de red; y, iii) Los contratistas para ejecutar estas actividades usan una SUV en lugar de una furgoneta. Presenta 3 figuras y el Anexo 16 de su escrito como sustento.

Por tanto, GdP solicita considerar que para estas actividades debe utilizarse vehículo SUV.

### **e) Plan de prevención de daños (Actividad MA.56)**

GdP señala que Osinergmin sostiene que determinó el costo del vehículo sedán, incluyendo en el cálculo de las tarifas (4,6 USD/h), sobre la base de valores de mercado.

Al respecto, GdP indica que en el Apéndice A de la Absolución de Observaciones al PQI y a la Propuesta Tarifaria se incluyó una cotización de mercado que establece un costo real de 6,85 USD/h para un vehículo sedán, el cual fue ignorado por Osinergmin.

Por tanto, GdP solicita considerar el costo real de 6,5 USD/h del vehículo sedán.

### **Análisis de Osinergmin**

#### **a) Subdimensionamiento de costos de Personal**

Sobre el supuesto subdimensionamiento de los costos de personal, la recurrente solicita se reconsidere la valorización del recurso “profesional” con base en el valor de 26,17 USD/h, proveniente del estudio salarial de Korn Ferry.

En lo que respecta al supuesto subdimensionamiento de los costos de personal, GdP afirma que los costos del personal profesional son reconocidos por Osinergmin a partir de valores extraídos de la actividad de construcción civil y que esto no refleja los costos reales de trabajadores especializados de la industria del gas natural. Dicha información brindada por GdP es inexacta<sup>13</sup>, dado que, conforme puede ser verificado en el modelo de empresa de referencia, el costo horario del personal Profesional es determinado a partir de la categoría del mismo nombre obtenida a partir de la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 y no de la actividad de construcción civil.

Cabe señalar que los valores obtenidos a partir de las encuestas salariales de PwC corresponden a valores de mercado de salarios de profesionales especializados que actualmente laboran en las empresas de servicios públicos. Como ha sido desarrollado en análisis previos del presente documento, la encuesta HR Analytics de PwC Perú 2024 ha sido utilizada en procesos previos de regulación tarifaria de la distribución de gas natural, específicamente en los procesos llevados a cabo para Lima y Callao (2018 y 2022) y para la región Ica (2022). En consecuencia, este criterio no es arbitrario, sino que es un criterio sustentado y predecible que ha sido utilizado en procesos de regulación tarifaria llevados a cabo por esta gerencia.

---

<sup>13</sup> Conforme al artículo 67 del TUO de la LPAG, los administrados tienen el deber de abstenerse de declarar hechos contrarios a la verdad o no confirmados como si fueran fehacientes. Este deber se encuentra vinculado al principio de conducta procedimental, recogido en el numeral 1.7 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, el cual exige que los administrados actúen con buena fe y veracidad en sus intervenciones dentro del procedimiento administrativo. De este modo, la formulación de afirmaciones inexactas o sin sustento no solo contraviene dicho principio, sino que también puede afectar la correcta evaluación de los argumentos expuestos en el recurso.

Por los argumentos expuestos, no corresponde reconocer el valor solicitado por GdP ascendente a 26,17 USD/h proveniente del estudio salarial de Korn Ferry.

#### **b) Análisis de calidad del gas**

GdP argumenta que requiere dos vehículos para el desarrollo de la actividad OA.II - análisis de calidad del gas, dado que cuenta con un equipo cromatógrafo en la ciudad de Chiclayo, a la cual debe trasladar las muestras tomadas. Además, afirma que para dicha actividad requiere el traslado de equipos y herramientas especializadas tales como cilindros de calibración, sensores y otros instrumentos que no pueden ser trasladados de manera segura en un solo vehículo.

GdP presenta en su petitorio gráficos de duración de rutas hacia la ciudad de Chiclayo, sin embargo, no detalla el listado de materiales ni sustenta los requerimientos de espacio que requiere para el supuesto traslado de equipos.

Sin perjuicio de ello, a efectos de no limitar el análisis de las muestras en la empresa de referencia, se prevé por conveniente incluir un equipo cromatógrafo en la actividad OA.II - análisis de calidad del gas. Con la incorporación de dicho equipo, no resulta necesario el reconocimiento de un vehículo adicional de transporte como así lo requiere GdP en su petitorio.

Por los argumentos, corresponde reconocer un equipo cromatógrafo en la actividad OA.II - análisis de calidad del gas, el mismo que será incluido como inversiones complementarias en el año 2025.

#### **c) Operación del sistema de odorización**

GdP solicita se ajuste la frecuencia de recarga de líquido odorante a una periodicidad semanal.

Para esta actividad Osinergmin establece una frecuencia mensual, basado en los manuales de operación y mantenimiento remitidos por las concesionarias de distribución de gas natural por ductos de Lima-Callao (Cálidda) e Ica (Contugas). Sobre este particular, GdP afirma que la infraestructura y el diseño operativo de dichas concesiones nos son equivalentes ni cuentan con las particularidades de la Concesión Norte, sin embargo, no desarrolla ningún sustento técnico sobre dicha afirmación.

GdP señala que la recarga de odorante en las ciudades de Cajamarca, Chiclayo, Coishco, Huaraz y Pacasmayo es mensual; y que en las ciudades de Chimbote y Trujillo la frecuencia es semanal. Adicionalmente, presenta como prueba un supuesto "Programa de Mantenimiento" sin ninguna firma, donde se indica que la recarga de los niveles de líquido odorante es semanal. Sobre lo señalado por GdP, se evidencia que la recarga de odorante es efectuada de manera mensual en la mayor parte de las localidades que atiende y que, además, con dicha frecuencia de recarga estaría incumpliendo su propio documento.

En consecuencia, considerando que la empresa de referencia debe ser estructurada con base en criterios de eficiencia y las mejores prácticas del mercado, corresponde mantener la frecuencia mensual asumida por el Regulador para la actividad de operación del sistema de odorización.

#### **d) Detección de fugas y patrullaje de red**

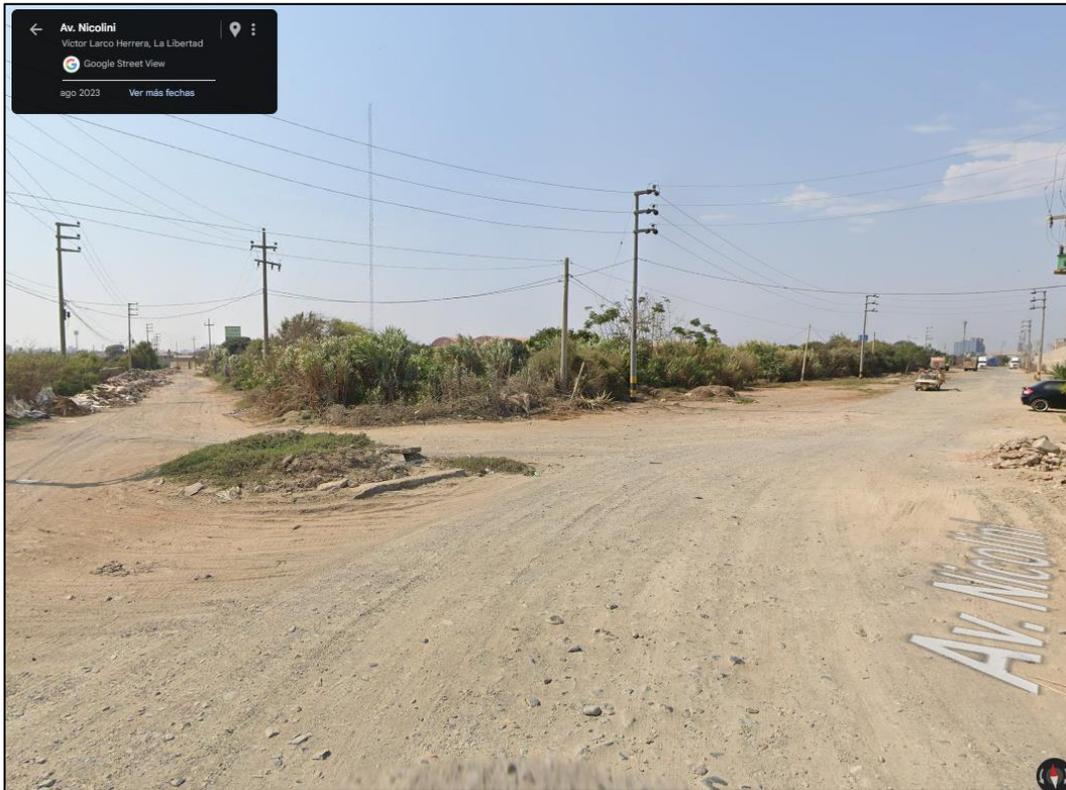
GdP solicita que para el desarrollo de las actividades MA.7 - Detección de Fugas de red de PE y MA.8 - Patrullaje de red de PE se reconozca en la empresa de referencia un vehículo tipo SUV. Manifiesta que el terreno en el que opera incluye zonas de difícil acceso, caminos no asfaltados y pendientes pronunciadas, indica también que un SUV garantiza la seguridad del personal y la correcta ejecución de actividades.

Sobre lo indicado, GdP no ha presentado evidencia fotográfica de la complejidad del terreno a la que hace referencia, solo presenta tres (03) fotografías de su personal junto a un vehículo de tipo pick-up realizando actividades en zonas de ciudad.

Adicionalmente, debemos señalar que esta gerencia realizó una visita de campo a la zona de la concesión en los meses de mayo y junio de 2024, en ella se visitó el recorrido de las redes y los principales cruces operados por GdP, que se encontraban, tanto en las ciudades como en la periferia. Asimismo, se pudo identificar que las rutas para el acceso hacia las redes no presentan la complejidad que manifiesta (pero no sustenta) GdP, por lo que se prevé conveniente que para las actividades MA.7 - Detección de Fugas de red de PE y MA.8 - Patrullaje de red de PE de la empresa de referencia se reconozca un vehículo tipo panel.

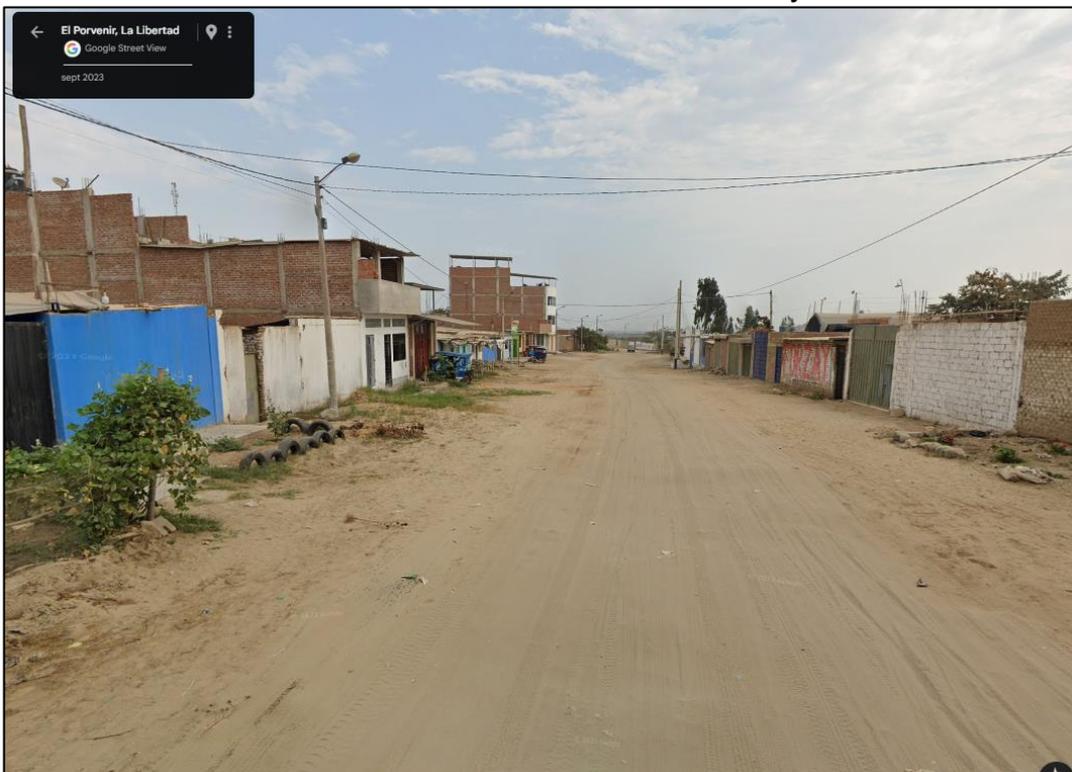
A continuación, mostramos algunas fotografías de Trujillo, Coishco, Chiclayo y Cajamarca, priorizando aquellas que se encuentran en la periferia de las ciudades, con terrenos irregulares y que son no consolidadas.

**Ilustración 1: terreno afirmado – Victor Larco Herrera - Trujillo**



Fuente: Google Street View.

**Ilustración 2: terreno afirmado – El Porvenir - Trujillo**



Fuente: Google Street View.

**Ilustración 3: zona no consolidada – Av. Jorge Chávez - Coishco**



Fuente: Google Street View.

**Ilustración 4: zona no consolidada – Calle Leonardo Ortíz - Chiclayo**



Fuente: Google Street View.

### Ilustración 5: zona no consolidada – Jr. Barrantes Lingán - Cajamarca



Fuente: Google Street View.

De las fotografías mostradas, en todas se evidencia que el terreno puede ser recorrido con un vehículo tipo panel.

En consecuencia, corresponde declarar fundado en parte este petitorio en lo referido a incorporar un vehículo tipo panel en la actividad de MA.7 - Detección de Fugas de red de PE. En el caso de la actividad MA.8 - Patrullaje de red de PE se mantiene el vehículo reconocido tipo panel.

#### **e) Plan de prevención de daños**

GdP solicita se considere un valor de 6,85 USD/h para el vehículo sedán de la empresa de referencia, incluye una cotización del valor del vehículo, pero no sustenta el cálculo del costo horario antes mencionado.

Sobre el particular, el detalle de la determinación del costo horario del vehículo sedán, elaborado por Osinergmin, se sustenta en el cálculo desarrollado en la hoja "Remun&MO&VEH" del Modelo Tarifario, donde se analiza el costo de inversión y los costos de operación del vehículo. El costo horario eficiente calculado por el regulador correspondiente al mes de julio de 2024 asciende a 4,60 USD/h.

En consecuencia, corresponde declarar infundado el petitorio en lo referido a considerar un costo horario de 6,85 USD/h para el vehículo sedán de la empresa de referencia.

## **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar fundado en parte este extremo del recurso de GdP, procediéndose a reconocer un equipo cromatógrafo en la actividad OA.11 – análisis de calidad del gas e incorporar un vehículo tipo panel en la actividad de MA.7 – Detección de Fugas de red de PE.

En lo que respecta a la remuneración del recurso “profesional”; la frecuencia semanal considerada para la actividad de operación del sistema de odorización; el tipo de vehículo utilizados en la actividad MA.8 – Patrullaje de red de PE, y; el costo horario para el vehículo sedán de la empresa de referencia; estos se mantienen iguales a los considerados en la Resolución 207.

### **4.7.5 Extremo 27: Sobre la Cobranza**

#### **Argumentos de GdP**

Mediante la Figura 26 de su escrito, GdP explica que su modelo de gestión de cobranza se basa en actividades masivas y gestión de recupero.

Señala que las actividades masivas comprenden el envío de recibos, recordatorios y alertas a través de SMS, cuyo objetivo es la gestión preventiva de cobranza y que el cliente pague su deuda de manera puntual y no la distribución del recibo. Indica que en el Anexo 15 de su recurso se encuentra el sustento de la orden de servicio, tarifas y facturas correspondientes a este servicio. Advierte que el valor de 0,01 USD/transacción que Osinergmin reconoce está asociado al envío del recibo a través del correo electrónico y no a la mensajería preventiva ejecutada por gestión de cartera.

Por otro lado, indica que, la gestión de recupero está dirigida a los clientes que, a pesar de los recordatorios de pago, mantienen una deuda pendiente, por lo que esta gestión incluye llamadas personalizadas e IVR, contacto por WhatsApp y visitas puerta a puerta. Al respecto, mediante las Tablas 10 y 11 de su escrito, GdP detalla que un alto porcentaje de los clientes de los estratos medio, medio bajos y bajos tienden a tener malos comportamientos de pago.

Luego de mencionar la estrategia que tiene para que los clientes adquieran buenas costumbres de pago y evitar el corte del servicio, GdP presenta en la Tabla 12 y en el Anexo 18 que el nivel de “contactabilidad call” de la cartera tiende a ser 60%. Dicha situación le obliga a tener gestores de campo con el objetivo de recuperar el 40% restante. Señala que la presencia en campo encarece el costo de la gestión de cobranza lo que debe ser reconocido por Osinergmin en la tarifa. Agrega que en el Anexo 19 presenta la orden de servicio, tarifas y facturas correspondiente a este servicio.

Por tanto, GdP solicita, que adicionalmente al costo unitario de recaudo ascendente a USD 0,34 por usuario que Osinergmin ya consideró, considerar un costo unitario de gestión de cobranza de USD 0,15 por usuario (Actividades masivas: USD 0,01; y Gestión

de Recupero: USD 0,14). Señala que en el Anexo 20 de su recurso incluye detalles de cálculos de las actividades de gestión de cobranza.

### **Análisis de Osinergmin**

GdP solicita se reconozca un costo por gestión de cobranza de 0,15 USD/usuario. Conforme al siguiente detalle:

**Tabla 10: costo de gestión de cobranza solicitado por GdP**

<b>Cobranzas</b>	<b>Importe (USD)</b>
Actividades masivas	0,01
Gestión de recupero	0,14
<b>Total</b>	<b>0,15</b>

En relación a las actividades masivas, GdP refiere estas comprenden el envío de recibos, recordatorios y alertas a través de SMS, cuyo objetivo principal es prevenir retrasos en los pagos e incentivar que los clientes cumplan puntualmente con sus obligaciones. Al respecto, cabe indicar que la empresa de referencia reconoce los costos de impresión de facturas por la totalidad de usuarios de la concesión, siendo esta (emisión de facturas) la principal forma de comunicar/recordar a los clientes que deben evitar retrasos en sus pagos, cumpliendo con la fecha de vencimiento que se consigna en la citada factura. Asimismo, este medio de comunicación permite también mantener informados a los clientes sobre las herramientas (moras y cortes del servicio) con las que cuenta el distribuidor frente a los casos de retrasos en los pagos e incumplimientos. En consecuencia, los mensajes masivos se encuentran reconocidos en el cargo mensual de impresión de facturas que se reconoce por la totalidad de usuarios de la concesión; por lo que se considera infundado el pedido de GdP de considerar un cargo por gestión de Actividades Masivas.

En relación al cargo por la gestión del recupero solicitado por GdP, debemos señalar en primer lugar, que estos costos no han sido reconocidos como cargos adicionales en los procesos de regulación tarifaria de distribución de gas natural llevados a cabo por este Organismo. En segundo lugar, recalcar que el Concesionario cuenta, como se describió en el párrafo previo, con un reconocimiento de costos por impresión de facturas por la totalidad de usuarios de la concesión, lo que le permite comunicar/recordar a los clientes el estado de sus pagos o deudas. Asimismo, cuenta con costos reconocidos por el servicio de call center y con personal propio en la estructura central de la empresa de referencia que le permitiría efectuar gestiones de cobro adicionales. Finalmente, reiterar que GdP cuenta, para los casos de morosidad e impago, con herramientas de corte o cláusulas contractuales que le permiten aplicar acciones legales para hacer efectivas las deudas.

Por todo lo mencionado, no corresponde reconocer un cargo adicional por la gestión del recupero, por lo que se declara infundado este pedido de GdP.

## **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** este extremo del recurso de GdP.

### **4.7.6 Extremo 28: Sobre el Call Center**

#### **Argumentos de GdP**

GdP señala que para los costos de *call center*, Osinergmin ha utilizado como referencia la licitación que en 2023 llevó a cabo la empresa Hidrandina, sobre la cual se estableció un costo unitario de USD 0,59 por usuario. Al respecto, GdP indica que el uso de esa licitación como referencia es arbitrario puesto que fue declarada desierta por no existir ofertas válidas. Menciona acreditar esta situación en las Figuras 27 y 28, así como en el Anexo 21 de su escrito.

GdP indica que la determinación de operadores y posiciones debe realizarse mediante software especializado basado en teorías de filas y la curva de Erlang, puesto que este método calcula con precisión los recursos necesarios con base en la curva de llamadas características de GdP, el Índice de Nivel de Servicio Básico (INB) del 98%, y un tiempo promedio de llamada de 3,3 minutos.

Por tanto, solicita descartar el uso de la licitación de Hidrandina por quedar desierta; y adoptar una metodología basada en modelos reconocidos de gestión de centros de atención, considerando los parámetros operativos de GdP.

#### **Análisis de Osinergmin**

Sobre este particular, la Norma de Estudios Tarifarios en su numeral 24.3 habilita al Regulador a determinar los costos de operación y mantenimiento empleando criterios de comparación con empresas nacionales o extranjeras del negocio de gas natural, o comparación con empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares.

En ese contexto normativo, resulta válido y no arbitrario tomar como referencia procesos de contratación de servicios de *call center* de empresas nacionales dedicadas a servicios públicos similares; más aún cuando se trata de una empresa que desarrolla sus actividades en la zona de concesión de GdP, como es el caso de la empresa Hidrandina.

Ahora bien, respecto de la referencia considerada por Osinergmin en la Resolución 207 para los servicios de *call center*, GdP solicita se descarte el uso de la licitación de Hidrandina dado que esta fue declarada desierta.

Sobre el particular, se debe precisar que la licitación CP-SM-16-2024-HDNA-1 fue declarada desierta en un acto posterior a la adjudicación de la licitación, descalificándose a la empresa adjudicada por declararse inválidos los certificados de trabajo del personal clave "supervisor". En ese contexto, ello no desvirtúa que el costo utilizado por Osinergmin para la determinación del costo unitario de *call center*,

sea un costo válido de mercado. El costo empleado por Osinergmin es válido puesto que en un contexto de licitación existió el interés libre y manifiesto público de participación de parte de 8 empresas, eligiéndose la oferta más eficiente (menor costo) para las condiciones señaladas en las bases. En consecuencia, se considera que la declaratoria de desierto de dicho proceso posterior a su adjudicación no invalida la existencia de la señal de precios de mercado para el servicio de call center.

Sin perjuicio de los argumentos expresados en el párrafo anterior, se tiene adicionalmente la referencia de la licitación AS-SM-24-2021-HDNA-1-1 de la empresa Hidrandina (Grupo Distriluz). Como resultado de esta licitación, se adjudicaron los servicios del *call center* por un valor de S/ 21,2 millones, para la gestión de aproximadamente 2,8 millones de usuarios en un plazo de 3 años; el ratio para la gestión del *call center* de esta referencia comparativa asciende a 0,57 USD/cliente, valor cercado al ratio considerado en la empresa de referencia de la Resolución 207, validándose así la señal de precios de mercado considerada por el Regulador.

Como resultado del análisis realizado, se concluye que no corresponde descartar el uso de la referencia de la licitación de Hidrandina en la estimación de los costos de call center; por lo que no resulta necesario el uso de metodologías basadas en modelos de gestión de centros de atención, como así lo requiere GdP.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** este extremo del recurso de GdP.

## **4.7.7 Extremo 29: Sobre las Pérdidas**

### **Argumentos de GdP**

GdP señala que de acuerdo a la Norma de Estudios Tarifarios, para el reconocimiento de pérdidas el concesionario debe presentar el balance del gas natural del sistema de distribución que considere el gas inyectado, el almacenado en ductos y las ventas en dicho sistema; indicando que GdP ha sustentado el balance de GNL para el periodo junio 2023- mayo 2024. Agrega que dicho balance fue calculado a partir de Formatos D1 enviados a Osinergmin y del Reporte Operativo Volumétrico Mensual publicado en la web de GdP, como lo señala en la figura 29 de su escrito.

Sin embargo, menciona que Osinergmin ha calculado el porcentaje de pérdidas de 0,04% basado en los Formatos D1, los cuales contienen sólo información de entregas y no de ventas reales y efectivas del sistema de distribución. Por ello, señala que el cálculo de pérdidas de Osinergmin es arbitrario al no considerar características propias del sistema de distribución ni el consumo. Agrega que, esta metodología adoptada por Osinergmin no es coherente con las mejores prácticas de la industria, según las cuales las pérdidas deben basarse en información precisa de ventas reales como lo es el Reporte Operativo Volumétrico Mensual publicado en la web de GdP.

Por tanto, GdP solicita i) Utilizar como referencia el Reporte Operativo Volumétrico Mensual publicado en la web de GdP; y, ii) Recalcular en base a dicho reporte el

porcentaje de pérdidas asegurando un análisis consistente con la realidad operativa de GdP, y evitando subestimar o sobrestimar valores.

### **Análisis de Osinerghmin**

De lo señalado por GdP, en efecto, el artículo 24.6 de la Norma de Estudios Tarifarios establece que para el reconocimiento de pérdidas el Concesionario de Distribución debe presentar el balance del gas natural del sistema de distribución.

Asimismo, el Formato D1 “Información de Balance de Entrada y Salida” corresponde también a información del balance de gas natural que el Concesionario de Distribución reporta de manera mensual a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinerghmin. Dicha información contiene, entre otros conceptos, los volúmenes de pérdidas físicas y comerciales; por lo que resulta válido y no arbitrario tomar en cuenta la propia información reportada por GdP considerando el principio veracidad que debe cumplir toda información reportada por los agentes regulados.

Formato D1: Volumen y facturación Clientes Regulados remitidos por GdP a la GRT

Mes de consumo	Código de Ubigeo de los puntos de recepción	Código de Estación de Distribución	Volumen recepcionado del sistema de transporte (sm <sup>3</sup> )	Volumen consumido en procesos propios (sm <sup>3</sup> )	Volumen de pérdidas físicas (sm <sup>3</sup> )	Volumen de pérdidas comerciales (sm <sup>3</sup> )	Volumen otros en procesos propios (sm <sup>3</sup> )	Volumen entregado a clientes (sm <sup>3</sup> )
202404	130704	ED-PAC1	107430.14	0	0	0	0	109,669.01
202404	140301	ED-LAM1	0	0	0	0	0	12,693.62
202404	20105	ED-HUA1	131633.4	0	14.67	0	0	274,301.26
202404	21809	ED-CHB1	5736492.28	161403.53	181.48	0	149.84	6,592,244.02
202404	60108	ED-CAJ1	412257.34	0	7.46	0	2.7	408,911.50
202404	130107	ED-TRU1	2073035.83	0	1009.17	0	8.31	2,079,494.61
202404	140301	ED-CYO1	1698171.58	0	151.25	0	0	223,167.87

Ahora bien, los datos empleados por Osinerghmin en el cálculo del porcentaje de pérdidas de la Resolución 207 fueron los Formatos D1 señalados en el párrafo anterior y los Reportes Diarios enviados a la División de Supervisión Regional de Osinerghmin (Información diaria de condiciones de operación de los volúmenes ingresados a las Estaciones de Distrito). En ese contexto, atendiendo a que GdP refiere que el cálculo de las pérdidas debe reflejarse con base en las ventas reales y que, el cálculo en el modelo de empresa de referencia toma como base los volúmenes comercializados por el distribuidor; se prevé conveniente considerar los volúmenes de gas natural vendidos en la concesión por el servicio de distribución, reportado por el propio GdP a Osinerghmin a través de los Formatos D3 de información Comercial.

En consecuencia, en la tabla a continuación, se muestra el porcentaje de pérdidas calculado con base en: la información de volumen y facturación clientes remitida por GdP a Osinerghmin a través del Formato D3 y; la información de los volúmenes de pérdidas físicas reportada por GdP a Osinerghmin a través del Formato D1:

Año	Volúmenes vendidos <sup>(1)</sup> (m <sup>3</sup> )	Volumen de pérdidas físicas <sup>(2)</sup> (m <sup>3</sup> )	% Pérdidas
2019	38 870 878	39 565	0,10%
2020	77 872 926	-	0,00%
2021	77 364 898	8 309	0,01%
2022	96 463 092	30 650	0,03%
2023	82 359 741	31 921	0,04%
2024 <sup>(3)</sup>	54 592 260	59 063	0,11%
<b>Total</b>	<b>427 523 796</b>	<b>169 509</b>	<b>0,04%</b>

Notas:

1) Fuente: Información de Volumen y facturación Clientes Regulados remitidos por GdP a la GRT a través del Formato D3.

2) Fuente: Información de Balance de Entrada y Salida remitidos por GdP a la GRT a través del Formato D1.

3) Información disponible hasta julio de 2024.

Por lo expuesto, corresponde declarar fundado en parte el presente extremo en lo referido a considerar los volúmenes comercializados por el distribuidor, en el cálculo del porcentaje de pérdidas a ser reconocido como parte de los costos de explotación.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **fundado** en parte el presente extremo.

## **4.7.8 Extremo 30: Sobre el Odorante**

### **Argumentos de GdP**

GdP señala que según la Norma NTP 111.004 el gas natural debe ser odorizado con compuestos como el mercaptano en una concentración aprox. de 16 mg/m<sup>3</sup>. Sin embargo, menciona que Osinergmin considera como suficiente un valor de 10 mg/m<sup>3</sup>, basado en el manual de operación y mantenimiento del City Gate de Lurín para cumplir con la norma señalada. Añade que dicho organismo indica que las referencias internacionales establecen un rango de 8-12 mg/m<sup>3</sup>.

Al respecto, GdP menciona que aplicar el mismo valor de Cálida, sin considerar las características operativas de consumo e infraestructura de la Concesión Norte, no son equivalentes y comprometería la seguridad y la percepción del olor en las áreas de GdP. Agrega que las normas internacionales no consideran las condiciones específicas ni las particularidades del consumo de cada concesión en el Perú. Añade que la Norma NTP 111.004 permite valores superiores al rango internacional siempre que garantice la detección adecuada de fugas, como es el caso del valor de GdP. Presentando la Figura 30 en su escrito, indica que dicha norma establece la cantidad de odorante en función del límite inferior de inflamabilidad (1%). Advierte que incumplir la señalada norma aumentaría el riesgo de fugas para los usuarios.

De otro lado, señala que el valor de GdP está respaldado por registros operativos y análisis en campo que demuestran que dicha concentración garantiza una detección efectiva de fugas en condiciones reales. Añade que en cada estación se cuenta con un dosificador de odorante configurado según la normativa NTP 111.004 y presenta las Figuras 31 y 32 al respecto.

Además, GdP señala que en el Anexo 22 de su recurso se encuentra el informe de medición de odorante de acuerdo a la normativa, certificados de calibración de equipos, órdenes de trabajo de medición y actas de monitoreo del nivel de odorante.

Por tanto, GdP solicita considerar el valor de  $16 \text{ mg/m}^3$  para la concentración de odorante, en función sus registros.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, señalamos que la concentración de mercaptano en el gas natural puede variar entre 1 y 10 partes por millón (ppm), esto debido a factores tales como las regulaciones de seguridad, los propósitos de uso, las condiciones del sistema y la eficiencia de la mezcla; siendo este último factor muy importante, ya que sistemas de inyección y mezcla más eficientes pueden requerir menos mercaptano para lograr la misma detectabilidad.

Ahora bien, en ese contexto, debemos reiterar que la referencia internacional establece un rango de concentración recomendada en el gas natural por redes de 8 a  $12 \text{ mg/m}^3$ . Este rango permite dar cumplimiento con los parámetros generales establecidos en la numeral 4 de la NTP 111 - 004 - Gas Natural Seco Odorización<sup>14</sup>. Lo mencionado se refuerza, por ejemplo, con las disposiciones emitidas por Organismo Regulador Colombiano mediante la Resolución CREG N° 100 del 2003, que establece los Estándares de Calidad en el servicio público domiciliario de gas natural y GLP en Sistemas de Distribución por redes de tubería. En el numeral 3.3 del Parágrafo 3 de dicha norma se define que el nivel de concentración para el Mercaptano está entre 8 y  $12 \text{ mg/m}^3$ .

A nivel local, los manuales de operación y mantenimiento de las concesionarias de distribución de gas natural por redes de Lima e Ica, toman como referencia el rango de concentración entre  $9 \text{ mg/m}^3$  y  $12 \text{ mg/m}^3$  de odorante en gas natural. Ver figuras a continuación.

---

<sup>14</sup> "Es un requisito que el gas natural seco en el aire sea rápidamente detectable cuando las concentraciones alcancen una quinta parte del Límite Inferior de inflamabilidad (LII). El LII se considera normalmente como un contenido de volumen de gas natural seco en el aire del 5%; por tanto, el contenido de odorante debe rápidamente ser detectado en una concentración de 1% de gas natural seco en volumen de aire por una persona con un sentido normal del olfato. La consideración anterior referente a una persona con un sentido normal del olfato está indicada en la norma ASTM D6273. Las concentraciones antes indicadas están referidas a las condiciones estándar del gas natural seco."

**Figura 3**

Mantenimiento mensual del Sistema de Odorización	
Descripción:	Programa de mantenimiento del Sistema de Odorización por Inyección instalado en el City Gate de Lurín.
Frecuencia:	Mensual
Tiempo (min)	
3	Programa de Mantenimiento Mensual del Sistema de Odorización <b>Verificar el modo de funcionamiento: Manual / Automático.</b>
10	<b>Controlar el nivel de líquido odorante en el depósito.</b>
5	<b>Verificar el funcionamiento de la bomba dosificadora.</b>
5	<b>Realizar la rotación de las bombas controlando el correcto funcionamiento de ambas, dejando el estado de las bombas como se encontró.</b>
5	<b>Verificar el volumen inyectado por ciclo del émbolo</b>
3	<b>Verificar los ciclos del émbolo por minuto.</b>
5	<b>Verificar y comparar el caudal de gas en la línea que indica el equipo odorizador con el indicado por el medidor de caudal de gas instalado en el City Gate.</b>
5	<b>Verificar la concentración de odorante en la tubería según fórmula: volumen inyectado por el émbolo = (cm odor/P) X P/H X 815 (mg odor/ cm odor) / Qinst. (m gas /h ) donde: P: pulso de inyección. P/H: pulsos de inyección en una hora. Valor normal: 100 gramos de odorante/10000 m de gas 0,01 gramos de odorante/ 1 m de gas 10 miligramos de odorante/m de gas.</b>

**Figura 4**



Por todo lo mencionado, en observancia de los principios de eficiencia que debe regir la estructuración de la empresa de referencia, corresponde considerar que la concentración de odorante en gas natural debe ser 10 mg/m<sup>3</sup>, basado en las recomendaciones internacionales y las buenas prácticas de los concesionarios de distribución que operan en el mercado peruano. En consecuencia, corresponde declarar infundado este extremo de GdP.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** el presente extremo.

#### **4.7.9 Extremo 31: Sobre la Incobrabilidad**

##### **Argumentos de GdP**

GdP señala que Osinergmin no ha considerado el concepto de incobrabilidad dentro de los costos a reconocer.

Como antecedentes regulatorios, GdP indica que, en la regulación del Valor Agregado de Distribución (VAD) de la electricidad, sí reconoce un porcentaje de incobrabilidad del 2,5%. Este reconocimiento en electricidad se basa en los “Términos de Referencia de los Estudios de Costos de VAD 2022 – 2026 / 2023 – 2027”, lo que demostraría que Osinergmin ha ajustado las tarifas eléctricas para reflejar las pérdidas por pagos incobrables.

Sobre la incobrabilidad de la Concesión Norte, para los sectores residencial, comercial, industrial y pesca, GdP presenta las escaleras de cobranza para las facturas emitidas durante 2023, señalando que los clientes que no han pagado las obligaciones luego de un año se consideran incobrables. Al respecto, indica que los niveles de incobrabilidad van desde 2,1% (pesca) hasta 9,17% (industrial); mientras que, en un rango intermedio se encuentran el mercado residencial con 3,71% y el comercial con 3,65%.

Al respecto, GdP señala que a pesar de que ha implementado planes de refinanciación para el sector residencial e industrial a fin que los clientes regularicen sus pagos, existen clientes que no cumplen luego de la refinanciación; indica que estos últimos deben ser considerados como incobrables. Con dicho ajuste aplicado a las escaleras de cobranza del sector residencial y comercial, indica que el nivel de incobrabilidad empeora significativamente para dichos sectores en 9,65% y 14,56%, respectivamente. Señala que presenta detalles de cálculos en el Anexo 26 de su recurso.

Agrega que la decisión de Osinergmin de no reconocer un valor asociado a la incobrabilidad existente contraviene los principios administrativos de imparcialidad, razonabilidad y debida motivación.

Por tanto, GdP solicita reconsiderar su posición y reconocer un nivel adecuado de incobrabilidad en la determinación de las tarifas de distribución de gas natural.

##### **Análisis de Osinergmin**

GdP cita el numeral 6.1.9 de los Términos de Referencia de los Estudios de Costos del VAD 2022-2026 y 2023-2027 (en adelante “Terminos de Referencia -VAD”), el cual está referido a la optimización de los costos de operación comercial y de gestión de la reducción de pérdidas comerciales, siendo dichas pérdidas, asociadas a hurtos, alteraciones en la facturación, es decir, está referidas con una “mala lectura del consumo” o “uso no autorizado del servicio”. En ese sentido, GdP está confundiendo la “incobrabilidad” con pérdidas comerciales las cuales sí fueron reconocidas en la Fijación del VAD de los periodos 2022-2026 y 2023-2027.

Se debe señalar que, la incobrabilidad a que se refiere GdP no se considera en la regulación del VAD del sector eléctrico en el Perú, es un riesgo que el concesionario tendría que asumir.

Se debe señalar que la gestión comercial a la que hace referencia la recurrente está asociada a los recursos (como el personal) destinados a las actividades de planificación, seguimiento y control de los procesos comerciales, con el fin de asegurar que estos se ejecuten dentro del marco de las metas establecidas. Sin embargo, en el numeral citado de los Terminas de Referencia -VAD, no se menciona ningún porcentaje específico asociado a las pérdidas ni se establece un reconocimiento explícito de la incobrabilidad.

Respecto a la solicitud de GdP de reconocer los montos incobrables, es importante señalar que el concepto de pérdidas comerciales, tal como lo establece el artículo 114 del Reglamento de Distribución, se refiere a errores en la facturación o casos de hurto de gas natural, al igual que en el sector eléctrico. El concepto de montos incobrables que GdP menciona en su recurso no está contemplado en la normativa vigente, por lo tanto, no corresponde acoger dicha solicitud ni reconocer estos montos en la Empresa Modelo.

Se debe señalar que muchos clientes suelen presentar retrasos en sus pagos, que pueden extenderse por 2, 3 o incluso 4 meses, sin llegar necesariamente a una situación de incobrabilidad, ya que finalmente regularizan su deuda, ya sea por gestión de la empresa o por otros motivos. Sin embargo, en caso de que se llegue a una situación extrema, como el corte del suministro que se mantenga por más de seis meses, el Concesionario está facultado para resolver el Contrato de Suministro en cualquier momento (artículo 67 del Reglamento de Distribución), en cuyo caso, el Concesionario, puede retirar la Acometida, pasando a su propiedad el equipo de medición, cuyo valor actualizado se deducirá de la deuda del Consumidor, lo que permitiría cubrir, parcial o totalmente, los pagos pendientes.

La solicitud de GdP de trasladar los montos incobrables a la tarifa de distribución perjudica el principio de tarifas eficientes. Esto se debe a que, siendo dichos montos factibles de recuperarse posteriormente (ya sea por gestión del concesionario, iniciativa del usuario o, en casos extremos, mediante la compra de deuda), se estaría asumiendo, de manera anticipada, que no existen mecanismos para recuperar los pagos pendientes, cuando en realidad sí existen opciones para la recuperación de deuda. Además, se enviaría el mensaje de que los usuarios que cumplen con sus pagos de manera correcta deben subsidiar a aquellos que dejaron de pagar. Esta situación representa una mala señal regulatoria, ya que distorsiona el principio de tarifas eficientes y podría generar un perjuicio en la estructura tarifaria.

En ese sentido, y en contraste con lo señalado por GdP, reconocer un valor asociado a la incobrabilidad no solo podría contradecir los principios administrativos de imparcialidad y razonabilidad, sino que también situaría al Regulador en una posición comprometida. Esto se debe a que, al permitir la incorporación de elementos ineficientes en la tarifa, se estaría perjudicando al usuario final en beneficio del concesionario, quien podría recuperar los montos no pagados, a pesar de que estos

podrían ser recuperados posteriormente. Además, esta medida enviaría una señal contraria al fomento de la responsabilidad en el pago, ya que implicaría que otros usuarios subsidien a quienes no cumplen con sus obligaciones, lo cual resulta irrazonable.

Respecto a la información presentada como incobrables basada en una estadística simple de lo facturado y lo recaudado año por año, debemos señalar que el análisis realizado por GdP no resulta suficiente, ni refleja la incobrabilidad, dado que, como se mencionó, muchos clientes suelen presentar retrasos en sus pagos hasta por 2, 3 o 4 meses, sin llegar a una situación de incobrable.

Por otro lado, de acuerdo con las visitas de campo realizadas los días 28 y 29 de noviembre en las ciudades de la Concesión Norte, se observó que varios usuarios cuentan con suministros instalados inicialmente en el marco del primer plan de conexiones y que ahora disponen de suministros adicionales instalados a través del Programa FISE. Estos usuarios han manifestado que solicitaron el retiro de la primera acometida instalada, lo que sugiere que dicha acometida podría haber sido reemplazada.

Cabe señalar que el Concesionario tiene la responsabilidad de inspeccionar, supervisar y habilitar las instalaciones internas de gas natural de todos los consumidores dentro de su concesión. En este sentido, debió verificar y gestionar adecuadamente la habilitación de la “nueva” conexión, considerando que, según lo indicado por los usuarios, esta no debería estar destinada al mismo artefacto inicialmente conectado.

En ese sentido, se observa que el Concesionario no habría previsto que la implementación del Programa FISE en los mismos predios que formaban parte del primer plan de conexiones generaría las incobrabilidades que ahora alega. Esto se podría deberse, en parte, al abandono del primer suministro por parte de los usuarios, quienes, al no utilizar el servicio, buscan desentenderse de cualquier tipo de pago, incluyendo el correspondiente al margen de promoción. Esta situación, aunque comprensible desde la perspectiva del usuario, refleja una falta de previsión en la gestión de las conexiones y en la coordinación entre los programas implementados.

Por ello, la estrategia comercial adoptada por el Concesionario, que consiste en aceptar el pago de una Acometida y un Derecho de Conexión a cambio de los pagos mensuales correspondientes al Margen de Promoción, los cargos fijos y los consumos medidos en la primera Acometida, refleja acciones que podrían considerarse ineficientes. Estas prácticas, al no estar alineadas con los principios de eficiencia y sostenibilidad, no deberían trasladarse a la tarifa de distribución, ya que podrían afectar negativamente a los usuarios que cumplen con sus obligaciones de pago.

Por otro lado, en el caso de consumidores de mayor escala, como comercios e industrias, el Concesionario cuenta con herramientas más robustas, como la posibilidad de aplicar cortes de suministro o acciones legales correspondientes, para hacer efectivo el cobro de las deudas pendientes. Estas medidas permiten garantizar

el cumplimiento de las obligaciones contractuales sin afectar desproporcionadamente a otros usuarios.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** este extremo del recurso de GdP.

## **4.7.10 Extremo 32: Sobre la Competitividad**

### **Argumentos de GdP**

GdP indica que Osinergmin propone que los porcentajes de ahorro frente a combustibles sustitutos para la mayoría de categorías sea superior al 30%, sin tomar en cuenta el 20% de competitividad establecido en la normativa vigente. GdP presenta el Cuadro N° 34 del Informe Técnico N° 870-2024-GRT y afirma que la competitividad de las tarifas es una problemática que no puede revolverse únicamente por Osinergmin desde sus competencias.

Sobre la categoría Pesca, menciona que Osinergmin debe considerar que dicho sector tiene una mayor disposición a pagar una tarifa más elevada debido a los beneficios del gas natural frente a sustitutos. Añade que el actual diseño tarifario no refleja la señalada disposición de pago de la pesca, ni los costos asociados a esta necesidad de capacidad adicional puesto que este sector es de naturaleza estacional lo que requiere de infraestructura robusta para garantizar el suministro estable durante los picos de demanda. Por ello, agrega que el diseño tarifario genera distorsión en la asignación de ingresos requeridos para la prestación eficiente del servicio, puesto que carga innecesariamente el costo total del servicio sobre otros sectores.

Sobre los otros sectores no pesqueros, GdP señala que tiene desafíos diarios para ofrecerles condiciones de competitividad adecuada para su desarrollo.

GdP solicita que se establezca una tarifa de distribución (distribución por ductos y distribución por GNL) como mínimo de 11 USD/MMBTU, de modo que la tarifa final resulte de al menos 17 USD/MMBTU (incluyendo Precio del GNL), similar a los vigentes durante 2024. Luego, expone 4 puntos breves sobre lo que se lograría con esta tarifa final para la pesca.

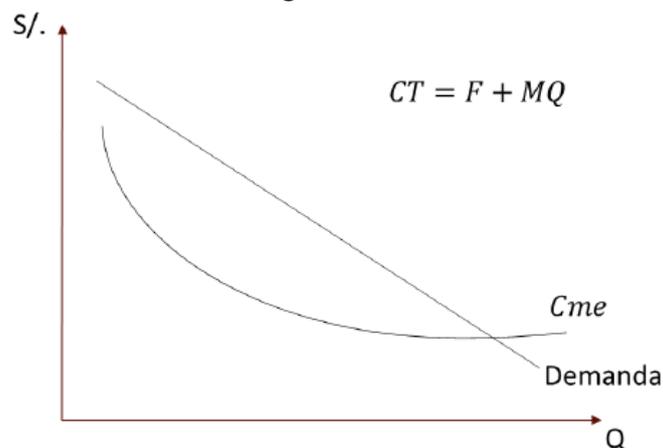
Por tanto, solicita establecer una tarifa mínima de servicio de distribución de 11 USD/MMBTU para el sector pesca, lo que no incluye el Precio del GNL.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, es importante destacar que el diseño tarifario elaborado por Osinergmin se sustenta en criterios técnico-económicos aplicables a la regulación de precios y fijación de tarifas. Estos principios, detallados en los informes técnicos de soporte, se alinean con los estándares y metodologías empleados en todas las concesiones reguladas por dicha entidad.

Desde el punto de vista de la teoría económica, un monopolio natural, como es el caso de la distribución de gas natural a través de redes de ductos, se caracteriza por la presencia de economías de escala. Estas se manifiestan cuando el costo medio de producción disminuye a medida que aumenta el volumen de producción, lo que implica que el precio unitario del bien o servicio es mayor cuando el nivel de consumo (demanda) es menor. Este fenómeno se ilustra de manera clara en la siguiente figura:

**Figura N° 1**



Fuente Braeutigam (1989:1293)

Respecto a las condiciones de competencia con los comercializadores y su posible impacto en la viabilidad financiera del Concesionario, así como en su capacidad para ofrecer tarifas competitivas, es importante precisar que el marco normativo que regula la actividad de los comercializadores estaba vigente con anterioridad a la firma del contrato de concesión entre el Concesionario y el Estado para la Concesión Norte.

Por lo tanto, desde el inicio de la concesión, las reglas de competencia ya estaban establecidas, y ha sido responsabilidad del Concesionario evaluar y gestionar los riesgos asociados a su estrategia comercial, así como implementar las medidas que considere necesarias para competir de manera efectiva en el mercado. Esta situación, inherente al marco regulatorio, continuará siendo parte del entorno en el que opera el Concesionario.

En ese contexto, es importante recordar que el diseño tarifario utilizado para establecer las tarifas del sector pesquero, publicadas en la Resolución 207, ya incorpora un incremento porcentual en comparación con la metodología empleada por Osinergmin en regulaciones anteriores. Dicho incremento se mantiene en el actual diseño tarifario, lo que resulta en una tarifa media de distribución que supera en más del 40% a la aplicada a consumidores pertenecientes a las categorías tarifarias referidas con las industrias.

Por otro lado, es relevante destacar que, a inicios de febrero de 2025, mediante la Resolución N° 010-2025/SEL-INDECOPI, se declaró como barrera burocrática ilegal la

obligatoriedad del uso de gas natural por parte de las empresas pesqueras, disposición que estaba establecida en el Decreto Supremo N° 012-2019-PRODUCE. Dicha resolución ha generado un escenario en el que el gas natural enfrenta una competencia directa con el GLP (gas licuado de petróleo), lo que podría influir en la dinámica del mercado energético en este sector.

Adicionalmente, es importante precisar que los precios de los combustibles alternativos al gas natural están sujetos a fluctuaciones derivadas de diversas coyunturas económicas, geopolíticas o de mercado que puedan presentarse durante el período regulatorio. Esto podría generar situaciones en las que el gas natural resulte más costoso que sus sustitutos que utilizan los consumidores del sector pesquero. De materializarse este escenario, se corre el riesgo de que los principales consumidores migren hacia otras fuentes de energía, lo que, a su vez, podría impactar negativamente en las tarifas para los demás usuarios de la concesión.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** este extremo del recurso de GdP.

## **4.7.11 Extremo 33: Sobre el Corte y Reconexión**

### **Argumentos de GdP**

GdP inicia su comentario señalando que los cargos aprobados por Osinergmin son significativamente menores a los costos reales de GdP, presentado una tabla comparativa de los cortes y reconexiones de las categorías A1, A2, B, IP, C y D, lo cual le generaría pérdidas económicas que impactan negativamente en el cumplimiento de los plazos establecidos.

Al respecto, GdP menciona que uno de los aspectos a tener en cuenta es que mientras Osinergmin considera que la remuneración a un técnico gasista es de 7,85 USD/h, GdP propuso un costo de 18,80 USD/h, que incluye personal especializado y todos los gastos legales requeridos, así como la capacitación necesaria para garantizar la seguridad y eficiencia. En consecuencia, indica que los valores de Osinergmin no reflejan los costos de mercado, lo que obliga a GdP a reducir personal en localidades pequeñas o atender sólo en días hábiles, comprometiendo la calidad del servicio.

GdP señala las siguientes variables que tiene en cuenta para la ejecución de las actividades de corte y reconexión:

- Cobertura Geográfica y Oferta Operativa para el cumplimiento de plazos regulados de atención: dada la dispersión geográfica, GdP señala que debe contar con equipos permanentemente en cada zona. Asimismo, indica que la Norma Técnica de Calidad del Gas Natural y la Ley N° 29875 establecen un plazo de 24 horas para la reconexión del servicio. Menciona que ello implica que se debe disponer de personal suficiente 24x7 generando costos adicionales en salarios y recursos operativos.

- Personal Apto y Recursos Disponibles: Para el cumplimiento de exigencias de cobertura diaria y plazos de reconexión, GdP señala que debe contratar técnicos especializados en gas natural, asegurar el equipo logístico (coordinación y movilización de recursos) y considerar costos por la capacitación continua del personal para cumplir los estándares de seguridad y eficiencia.
- Costos Logísticos de Infraestructura: GdP señala que dada la dispersión geográfica se deben implementar soluciones de transporte eficientes para personal como insumos necesarios, lo que incrementa gastos de combustibles, mantenimiento de vehículos, entre otros.
- Seguridad y Cumplimiento Normativo: GdP menciona que se generan costos adicionales en insumos, equipos de seguridad y en protocolos operativos para el cumplimiento de normativas locales y nacionales y la implementación de medidas adicionales que garanticen la integridad de los procedimientos y la seguridad de cada intervención. Al respecto, presenta una figura con la efectividad de las visitas de reconexión, cuyo detalle señala está en el Anexo 23.

De otro lado, señala que es discriminatorio contra GdP la reducción de los cargos de corte y reconexión respecto de las concesiones de Lima y Callo, e Ica, a pesar de que las actividades son comparables en términos de materiales, herramientas y recursos, sin importar el tipo de abastecimiento de gas.

GdP propone el esquema asociado a actividades de corte y reconexión en Costos Directos (personal, equipos y herramientas, y Materiales) y Costos Indirectos, presentado la siguiente tabla cuyo detalle indica que se encuentra en el Anexo 24.

Tabla 16: Costos de Corte y reconexión GDP

CUADRO RESUMEN			
		PRECIO UNIT (S/.)	PRECIO UNIT. (\$)
CORTE TIPO I	S/	11.10	\$ 2.97
RECONEXION TIPO I	S/	12.90	\$ 3.46
CORTE TIPO II	S/	134.79	\$ 36.11
RECONEXION TIPO II	S/	77.58	\$ 20.78
CORTE TIPO III	S/	519.40	\$ 139.13
RECONEXION TIPO III	S/	515.40	\$ 138.06

Por tanto, GdP solicita actualizar los costos tarifarios de Osinergmin, considerando las variables operativas, logísticas y normativas específicas de la concesión.

### **Análisis de Osinergmin**

El concesionario inicia su petitorio presentando el siguiente comparativo entre lo aprobado con Resolución 207 y los costos que señala como reales de los cargos de corte y reconexión de tipos I, II y III de las categorías A1, A2, B, IP, C y D.

Diferencias entre los costos aprobados en la Resolución 207 y los Costos Reales de GdP para las categorías A1, A2, B, IP, C y D

Cargo	Tipo	Resolución 207 (USD)	Costos Real GdP (USD)	Variación (USD)	Variación (%)
Corte	I	2,92	2,97	-0,05	-2%
	II	5,57	36,11	-30,54	-85%
	III	114,55 <sup>1</sup>	139,13	-24,58	-18%
		117,28 <sup>2</sup>		-21,85	-16%
Reconexión	I	3,88	3,46	0,42	+12%
	II	11,57	20,78	-9,21	-44%
	III	125,29	138,06	-12,77	-9%

Notas:

1 Corresponde a las categorías A1, A2, B e IP.

2 Corresponde a las categorías C y D.

Respecto a que las diferencias señaladas le generarían pérdidas económicas que podrían impactar negativamente en el cumplimiento de los plazos establecidos, debemos señalar lo siguiente:

Para los casos del Corte y Reconexión Tipo I, tal afirmación es incorrecta puesto que Osinergmin ha aprobado un cargo que sólo es menor en USD 0,05 respecto de los costos reales de GdP. Asimismo, si vemos la Reconexión Tipo I, Osinergmin ha aprobado un cargo 12% mayor a los costos reales de GdP. Por tanto, no existen las pérdidas económicas que GdP señala como causales para incumplir los plazos establecidos que señala en su escrito.

Para los demás tipos de Corte y Reconexión señalados en la anterior tabla, tal afirmación es incorrecta puesto que si bien GdP presenta diferencias que van desde -9% a -85%, se toma la mayor, que corresponde al Corte Tipo II para desvirtuar su afirmación. Al respecto, como único sustento del costo real de cargo ascendente a USD 36,11 (ó S/ 134,79), GdP adjunta en el Anexo 24 del recurso un archivo conteniendo una invitación a presentar oferta a la empresa GR Inversiones e Ingeniería S.A.C., cuyo valor del costo directo (S/111) se descompone tal como sigue: S/46 en costo de personal, S/40 en equipos y herramientas y S/ 25 en materiales.

- En el costo de personal se observa que en el archivo de GdP se ha incluido 5 ítems como se muestra a continuación.

A. PERSONAL	CANTIDAD	SALARIO (UNITARIO)	PRESTACIONES	SALARIO TOTAL (UNITARIO)	RENDIMIENTO	VALOR PARCIAL
Dirección	1	S/ 6 250,0	S/ 3 420,0	S/ 9 670,0	0,0001	S/ 1,0
Coordinador técnico	1	S/ 1 591,4	S/ 2 280,0	S/ 3 871,4	0,0001	S/ 0,4
Auxiliar Técnico	1	S/ 1 167,0	S/ 1 425,0	S/ 2 592,0	0,0080	S/ 20,7
Técnico	1	S/ 2 675,0	S/ 741,0	S/ 3 416,0	0,0070	S/ 23,9
Jefe de HSE	1	S/ 2 884,0	S/ 1 524,8	S/ 4 408,8	0,0001	S/ 0,4
					<b>SUBTOTAL</b>	<b>S/ 46,4</b>

Al respecto, se debe señalar que la actividad de Corte Tipo II corresponde al Retiro de Componentes, el cual es una actividad realizada directamente por un Técnico Gasista, no considerándose a un "Auxiliar". Respecto a los demás conceptos que presenta GdP sobre coordinación, dirección, HSE, cuyos valores no tienen mayores sustentos, se debe señalar que al no ser actividades relacionadas directamente con la actividad propiamente dicha (retiro de componentes) deben ser gestionados en los costos indirectos que

Osinergmin adiciona como un 30% de los costos directos, porcentaje también aplicado en las regulaciones de Lima y Callao, e Ica.

Asimismo, es preciso notar que el costo del Técnico que GdP presenta es de S/ 3 416 mensuales, el cual es un valor inferior al S/5 156 (USD 7,85xTCx8hx22d) considerado por Osinergmin, y mucho más inferior al costo que el mismo GdP pretendía que se le sea reconocido en su recurso, S/ 12 352 (USD 18,8xTCx8hx22d). Por lo tanto, se puede afirmar que de la misma fuente de GdP, este último valor está sobredimensionado.

- En el costo de Equipos y Herramientas, GdP presenta 6 ítems como se muestra a continuación:

B. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	CANTIDAD	MARCA Y TIPO	TARIFA/HORA/UNIDAD	RENDIMIENTO	VALOR PARCIAL
Equipos y Herramientas	1		S/ 35,00	0,4000	S/ 14,00
Entrega de notificación	1		S/ 11,30	1,0000	S/ 11,30
comunicaciones , servicios, sistematica, operaciones, oficina	1		S/ 81,15	0,0040	S/ 0,32
EPPS	1		S/ 430,00	0,0040	S/ 1,72
Movilidad	1		S/ 120,00	0,05832	S/ 7,00
Custodia de componentes	1		S/ 120,00	0,050	S/ 6,00
				<b>SUBTOTAL</b>	<b>S/ 40,34</b>

Al respecto, se debe señalar que en relación al ítem Equipos y Herramientas, GdP no ha presentado mayores sustentos del valor “TARIFA/HORA/UNIDAD”, ascendente a S/35.

Sobre los demás ítems, cuyos valores GdP no muestra mayores sustentos, consideramos que los costos están sobredimensionados y/o no corresponden a costos directos y pueden ser gestionados dentro del 30% que se reconoce como costos indirectos. Por ejemplo, GdP pretende que por cada corte la “Entrega de Notificación” se reconozca S/11,30 la hora o que la “Movilidad” cueste S/120 por hora.

- En lo referente a costos indirectos, GdP presenta que estos representan 21% de los costos directos, valor inferior al 30% que Osinergmin reconoció.

Por tanto, se evidencia que no existen las pérdidas económicas que GdP indica.

Respecto a que Osinergmin propone 7,85 USD/h como costo del Técnico, versus los 18,80 que GdP ha planteado, se debe señalar que Osinergmin empleó como base el costo horario de un operario en edificación según la Revista Capeco de marzo de 2024 (incluyendo los beneficios de leyes sociales, bonificaciones, seguros) añadiéndole la Bonificación de Alta Especialización por ser personal de gas natural; en cambio, el costo de GdP proviene de un personal técnico de la encuesta salarial Korn Ferry de diciembre de 2023, realizada a 16 empresas, de las cuales 12 corresponden a empresas que tiene actividades en exploración y explotación de petróleo y gas natural (*upstream*).

Respecto del bono de desempeño y costos de participación de utilidades, se debe señalar que estos conceptos no es incluido puesto que corresponden a incentivos que las empresas ofrecen a sus trabajadores para la mejora de la productividad, toda

vez que estos son elementos implícitos en la utilidad del contratista, la misma que es reconocida en los costos indirectos de los cargos complementarios

Por tanto, no corresponde actualizar el costo del técnico gasista a un valor de USD 18,80/h.

Sobre que los valores de Osinergmin no reflejan los costos de mercado y que ello implicaría que GdP comprometiera la calidad del servicio, se debe señalar que con el análisis de los párrafos precedentes se han refutado los argumentos de GdP.

De otro lado, sobre los argumentos de GdP sobre para el cumplimiento de plazos regulados para las actividades de corte y reconexión, se debe señalar que el modelo de cargos complementarios calcula el costo por corte o reconexión unitario y en él se incluyen los costos indirectos, siendo que estos costos indirectos comprenden los siguientes rubros: Gastos Generales de Supervisión y Dirección Técnica del contratista; Gastos Generales de Administración (overhead del contratista); Utilidad del contratista; Gastos de administración y supervisión (Gerencia de Proyectos) y Plan de vigilancia prevención, dentro de los cuales pueden ser gestionados los costos adicionales que incurriría GdP para ejecutar las actividades de corte y reconexión.

Sobre la supuesta discriminación debido a que los costos de corte y reconexión reconocidos a GdP son inferiores respecto a los aprobados en las regulaciones de Lima y Callao, e Ica, se debe señalar que el modelo de cálculo que se ha empleado para la determinación de cargos complementarios del presente proceso regulatorio es el mismo que se utilizó en las regulaciones de 2022 de Lima y Callao, e Ica. Sin embargo, para el presente proceso, se han actualizado los costos de la mano de obra, equipos, materiales y vehículos con costos actuales de mercado. Asimismo, respecto de los tiempos de desplazamientos empleados en dicho modelo, estos fueron actualizados con los resultados del "Estudio de Tiempos y Costos para Cargos Complementarios en las Concesiones de Distribución de Gas Natural" realizado para la Gerencia de Regulación de Tarifas en el año 2021. Por tanto, no existe el trato discriminatorio que señala GdP.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **infundado** este extremo del recurso de GdP.

#### **4.7.12 Extremo 34: Sobre los Costos de instalación de gabinete**

##### **Argumentos de GdP**

GdP cuestiona los costos de instalación de gabinetes aprobados por Osinergmin, los cuales serían inferiores a los cargos aprobados para las concesiones de Cálidda y Contugas, a pesar de implicar técnicamente obras similares, afirmando que constituye un trato discriminatorio en su contra. Presenta un cuadro que compara los cargos por acometida que propuso GdP, los aprobados por Osinergmin y los aprobados para los procesos regulatorios de Lima y Callao, e Ica.

Señala que en el Informe Legal N° 869-2024-GRT se menciona que no hay trato discriminatorio debido a que en la Concesión Norte se usa el transporte virtual de GNL e infraestructura específica asociada, lo cual no ocurre en concesiones de Lima y Callao, e Ica. Al respecto, señala que la instalación de gabinetes es una actividad similar a las que se realizan en las concesiones de Lima y Callao, e Ica puesto que implica la instalación de caja donde se instalan los elementos que la componen.

Indica que la instalación de gabinete no está relacionada a la operación del transporte virtual ni a ninguna infraestructura específica asociada como Osinergmin indica arbitrariamente, por lo que existe un trato discriminatorio contra GdP.

Por tanto, solicita ajustar los precios de instalación de los gabinetes a valores similares a los reconocidos en las concesiones de Lima y Callao, e Ica, evitando la discriminación a GdP.

### **Análisis de Osinergmin**

Primero, se debe aclarar que Osinergmin ha regulado los cargos por acometida para consumidores con consumos menores o iguales a 300 m<sup>3</sup>/mes, lo que implica la mano de obra para la instalación de los componentes como reguladores, medidores, válvulas, entre otros, así como los precios de estos componentes, ello según el artículo 2.1 del Reglamento de Distribución. El costo del gabinete y sus costos asociados, no son parte del concepto Acometida, pues pertenecen a las instalaciones internas, tal como lo indica el literal b) del artículo 71 del reglamento señalado.

Sobre la supuesta discriminación debido a que los costos de acometida reconocidos a GdP son inferiores respecto a los aprobados en las regulaciones de Lima y Callao, e Ica, se debe señalar que el modelo de cálculo que se ha empleado para la determinación de cargos complementarios del presente proceso regulatorio es el mismo que se utilizó en las regulaciones de 2022 de Lima y Callao, e Ica. Sin embargo, para el presente proceso, se han actualizado los costos de la mano de obra, equipos, materiales y vehículos con costos actuales de mercado. Asimismo, respecto de los tiempos de desplazamientos empleados en dicho modelo, estos fueron actualizados con los resultados del "Estudio de Tiempos y Costos para Cargos Complementarios en las Concesiones de Distribución de Gas Natural" realizado para la Gerencia de Regulación de Tarifas en el año 2021. Por tanto, no existe el trato discriminatorio que señala GdP.

Como se aprecia en el cálculo de los cargos acometida de Osinergmin los valores están sustentados, y a diferencia de lo que señala GdP, dicho sustento no es la variable de tipo de suministro de gas natural (por transporte virtual o por gasoductos).

Sin embargo, se procede a actualizar el precio de medidores y reguladores obtenidos de las Declaraciones Únicas de Aduanas, considerándose un factor de 1,2 por concepto de gastos de internamiento, transporte local, logística, almacenamiento y calibración inicial.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, se declara **fundado en parte** este extremo del recurso de GdP, correspondiendo incorporar un factor de 1,2 a los precios de los medidores y reguladores por concepto de gastos de internamiento, transporte local, logística, almacenamiento y calibración inicial.

#### **4.7.13 Extremo 35: Sobre la Inspección, Habilitación y Supervisión**

##### **Argumentos de GdP**

GdP cuestiona los costos por inspección, supervisión y habilitación de instalaciones internas (ISH) para comercios e industrias, aprobados por Osinergmin, puesto que serían inferiores a los cargos aprobados para las concesiones de Lima y Callao, e Ica, lo cual constituiría un trato discriminatorio en contra de GdP. Presenta un cuadro que compara los cargos que propuso GdP, los aprobados por Osinergmin y los aprobados para los procesos regulatorios de Lima y Callao, e Ica.

GdP menciona que el Informe Legal N° 869-2024-GRT sustenta que no hay un trato discriminatorio debido a que la Concesión Norte usa un transporte virtual e infraestructura asociada a dicho transporte, lo cual no ocurre en Lima y Callao, e Ica. Al respecto, señala que las actividades de ISH son técnicamente similares a las que se realizan en las concesiones de Lima y Callao, e Ica y no dependen de la operación de transporte virtual como arbitrariamente señala Osinergmin en el informe señalado.

Por tanto, solicita ajustar los precios de los cargos ISH de comercios e industrias a valores similares a los que se fijaron para las Concesiones de Lima y Callao, e Ica.

##### **Análisis de Osinergmin**

Sobre la supuesta discriminación debido a que los costos de ISH reconocidos a GdP son inferiores respecto a los aprobados en las regulaciones de Lima y Callao, e Ica, se debe señalar que el modelo de cálculo que se ha empleado para la determinación de cargos complementarios del presente proceso regulatorio es el mismo que se utilizó en las regulaciones de 2022 de Lima y Callao, e Ica. Sin embargo, para el presente proceso, se han actualizado los costos de la mano de obra, equipos, materiales y vehículos con costos actuales de mercado. Asimismo, respecto de los tiempos de desplazamientos empleados en dicho modelo, estos fueron actualizados con los resultados del "Estudio de Tiempos y Costos para Cargos Complementarios en las Concesiones de Distribución de Gas Natural" realizado para la Gerencia de Regulación de Tarifas en el año 2021. Por tanto, no existe el trato discriminatorio que señala GdP.

Como se aprecia en el cálculo de los cargos acometida de Osinergmin los valores están sustentados, y a diferencia de lo que señala GdP, dicho sustento no es la variable de tipo de suministro de gas natural (por transporte virtual o por gasoductos).

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar infundado este extremo del recurso de GdP.

#### **4.7.14 Extremo 36: Sobre la entrega de información en el marco de la RCD 001-2025-OS/CD**

##### **Argumentos de GdP**

El Concesionario señala que las nuevas obligaciones para los concesionarios de distribución establecidas en la Resolución N° 001-2025-OS/CD, publicada el 14 de enero de 2025, genera un incremento significativo en los costos operativos. Para cumplir con estas disposiciones, GdP menciona que debe realizar inversiones considerables, así como asumir costos continuos. Además, señala que según la información proporcionada por Cálidda en sus comentarios a la Resolución N° 126-2024-OS/CD, el costo de implementación del software requerido asciende a al menos USD 150 000, con un plazo de implementación de 8 meses.

En ese sentido, dado que la Resolución N° 001-2025 fue publicada después de la Resolución de Tarifas, GdP no tuvo la oportunidad de incorporar estos costos adicionales en las etapas previas del proceso de fijación tarifaria. Por ello, solicita que, en la etapa de resolución del Recurso de Reconsideración, se incorporen los costos de implementación y operación derivados de las obligaciones impuestas por la Resolución N° 001-2025 en la tarifa de distribución de GdP.

##### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, se debe señalar que conforme se señala en la exposición de motivos de la Resolución N° 001-2025-OS/CD, el concepto de monitoreo en tiempo real, en el caso de los sistemas de distribución, no es nuevo y la obligación de contar con este tipo de interconexiones se encuentra recogido en el Decreto Supremo N° 062-2009-EM, que contempla la disposición de la información en tiempo real relativa a la presión del gas en los puntos del sistema de distribución señalados en el Anexo 1 de dicha resolución.

Cabe señalar que la Resolución N° 001-2025-OS/CD modifica a la "Norma que establece disposiciones para la entrega de información en tiempo real de las empresas supervisadas de la Industria del Gas Natural", aprobada mediante Resolución N° 248-2016-OS/CD, ampliando su alcance también a los distribuidores de gas por red de ductos, y tiene por objeto verificar que la operatividad de las instalaciones de las empresas dedicadas a las actividades de gas natural y líquidos de gas natural se desarrollen de acuerdo a los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.

Ahora bien, para implementar lo dispuesto en la Resolución N° 001-2025-OS/CD, se requiere la adquisición de equipos y su respectiva instalación, a fin que los concesionarios de distribución por red de ductos proporcionen en tiempo real información de su sistema de recolección de datos (SCADA). Los costos para

implementar esta obligación corresponden ser reconocidos por el Regulador. Para ello, se solicitó una cotización a una empresa especializada, en base a especificaciones de equipos similares cuando se implementó a empresas de explotación, procesamiento y transporte por ductos de gas natural y líquidos de gas natural.

La cotización recibida de la empresa PROCETRADI señala que el monto que incurriría una empresa para implementar esta nueva obligación asciende a USD 81 950 (sin IGV). Por tanto, se incorpora este monto dentro del rubro de Inversiones Complementarias a ejecutarse en el 2025. La citada cotización se adjunta en el **Anexo 3** del presente informe.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **fundado** este extremo del recurso de GdP.

#### **4.7.15 Extremo 37: Sobre los Costos de PSR**

##### **Argumentos de GdP**

GdP señala que la Resolución 207 no incorpora adecuadamente diversos factores y variables que impactan significativamente en la estimación de costos y el dimensionamiento de las Plantas Satélites de Regasificación (PSR). Indica que en el Anexo 5 del documento presentado, detalla un informe técnico sustentatorio en el que se identifican los elementos clave que deben considerarse en la evaluación de costos para estas plantas.

Entre los factores incluidos en el informe se encuentran los costos asociados a bombas criogénicas y tanques de almacenamiento, los sistemas de regasificación de GNL, tanto ambiental como forzada, los sistemas contra incendios y los sistemas de generación eléctrica de respaldo. Además, se hace referencia a la necesidad de cumplir con distancias de seguridad establecidas para las PSR, así como a la adquisición de terrenos para su desarrollo.

Finalmente, GdP indica que la Resolución 207 no ha contemplado adecuadamente estos elementos, y solicita que Osinergmin incorpore en el cálculo de costos de las PSR las consideraciones técnicas que se presentan en el Anexo 5. La inclusión de estos factores busca asegurar que la tarifa de distribución refleje los costos reales y eficientes de la prestación del servicio de regasificación

##### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, el análisis del Anexo 5 señalado por GdP se realiza en el literal **A. Análisis del documento de Quavii (Anexo 5)** del numeral 4.1.2 del presente informe, particularmente se aborda en los numerales ii, iii, iv, v, vi y vii.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, corresponde declarar **fundado en parte** este extremo del recurso de GdP.

# **Anexo 1 – Resumen Metodológico de Encuesta de Remuneraciones Salary Pack de PwC**

2025

# Encuesta de Remuneraciones Salary Pack

# Presentación

Con más de 180 clientes y más de 500 posiciones analizadas, nuestra Encuesta de Remuneraciones se ha consolidado como una de las herramientas clave en la gestión salarial en el Perú.

Conscientes de la importancia de una política de compensación bien estructurada, alineada con los objetivos organizacionales y equilibrada entre las prioridades del negocio y la competitividad del mercado, ponemos a disposición de las empresas este servicio. Este incluye un análisis detallado que compara la estructura salarial de su empresa con las tendencias del mercado.

Para ello, contamos con una base de datos actualizada en tiempo real, gestionada con total confidencialidad, lo que nos permite proporcionar información precisa y relevante sobre remuneraciones.

Los resultados de los informes se pueden obtener a partir de diversas fuentes de comparación:

El mercado general: Incluye todas las empresas y posiciones registradas en nuestra base de datos de remuneraciones.

Empresas de su sector, origen de capital y tamaño: Considera compañías de la misma industria, con origen de capital similar y niveles comparables de facturación y personal.

Muestras específicas: Grupos de empresas seleccionados a medida según los criterios del cliente.

El informe presenta información comparativa general y/o resumida por niveles de puestos, permitiéndole identificar rápidamente la posición salarial de su empresa frente al mercado. Además, incluye un análisis detallado por puesto, lo que le permitirá evaluar con precisión su competitividad salarial en cada categoría.

Con la finalidad de garantizar la absoluta confidencialidad de la información de cada uno de los participantes en la Encuesta, las empresas son presentadas por las características de sector, tamaño, volumen de personal y facturación. Los resultados son presentados en cuadros con la compensación promedio y los tres cuartiles de distribución, si el número de datos lo permite.

Tanto la recopilación como el manejo posterior de la información, está restringida al equipo de Compensaciones de nuestra Firma, existiendo adicionalmente controles en nuestro sistema, lo cual en forma conjunta asegura la completa privacidad de la información de las empresas participantes de la encuesta y la de sus empleados, conforme al marco normativo. Los resultados y contenidos en los informes están encaminados a orientar las decisiones que el cliente realice en relación con la estructura y competitividad de sus remuneraciones. Por consiguiente, el cliente tiene la responsabilidad exclusiva sobre las decisiones que, a nivel interno, tome en materia de compensaciones, a partir de la información presentada.

# Características de las empresas participantes

## Total 188

Sectores	%
Agroindustria y Afines	10%
Automotriz y Maquinaria	5%
Banca, Seguros y Afines	5%
Construcción	6%
Consumo / Abarrotes	8%
Educación	3%
Electricidad	6%
Industria	18%
Insumos para Construcción	3%
Minería	7%
Operadores Logísticos	5%
Otros Financieros	4%
Otros Servicios	10%
Pesca	3%
Petróleo y Gas	5%
Salud	3%

# Conceptos estadísticos

Las definiciones conceptuales para los más estadígrafos utilizados son los siguientes:

- Percentil 90

Es el valor que separa un conjunto de observaciones en forma tal que el 10% de éstas son mayores y el 90% son menores a dicho percentil. En términos de la encuesta significa que el monto de remuneración correspondiente al percentil 90 es superior al 90% de las remuneraciones otorgadas en el mercado.

- Promedio

El promedio aritmético, media aritmética o promedio, es un estadígrafo que se calcula sumando los valores (remuneraciones) correspondientes a las diversas observaciones para cada cargo y dividiendo el resultado de esta sumatoria entre el número de observaciones.

- 25% Inferior (Primer cuartil)

Es el valor que separa un conjunto de observaciones en forma tal que el 75% son mayores y el 25% son menores a dicho cuartil. En términos de la encuesta significa que el monto de remuneraciones que corresponde al primer cuartil es inferior al 75% de las remuneraciones otorgadas al cargo en el mercado.

Mediana (Segundo cuartil)

La mediana es un estadígrafo de tendencia central que se caracteriza por ser menos sensible que el promedio aritmético ante valores extremos de la muestra. Corresponde al valor que separa una serie de observaciones en dos partes de igual número de términos. Este valor en la encuesta debe interpretarse en el sentido que, en cada cargo, existe un número de posiciones cuyas remuneraciones son inferiores a dicho valor, igual al número de posiciones cuyas remuneraciones son superiores al mismo.

- 25% Superior (Tercer cuartil)

Es el valor que separa a una serie de observaciones en forma tal que el 25% de éstas son mayores y el 75% son menores a dicho cuartil. En términos de la encuesta significa que el monto de remuneración correspondiente al tercer cuartil es superior al 75% de las remuneraciones otorgadas en el mercado.

# Metodología

Tanto la recopilación inicial como la actualización de la información de puestos y remuneraciones es realizada por nuestros consultores, mediante reuniones virtuales o presenciales con las organizaciones participantes y entrevistas con el ejecutivo designado específicamente en cada organización para este propósito.

La homologación de puestos se realiza en base a la comparación de las funciones, responsabilidades y nivel de reporte de los puestos de cada una de las empresas cliente versus las descripciones de cargos-tipo elaborados por nuestra Firma.

Las descripciones de  
cargos-tipo  
elaborados por  
nuestra Firma

**pwc** HUMAN RESOURCES ANALYTICS SYSTEM  
MAESTRO DE PUESTOS

Código	Puesto	Área	Nivel	Objetivo
100002	Gerente General	Administración	Gerente General	planificar, implementar y controlar la gestión de la misma a fin de alcanzar los objetivos propuestos, en conformidad con el cumplimiento de las políticas y procedimientos establecidos. Esto implica el ejercicio de la supervisión y mando sobre los trabajadores de la empresa, incluyendo a los demás ejecutivos, quienes les dan cuenta del grado de cumplimiento de sus objetivos y responsabilidades. Comunica su gestión al Directorio o al Presidente del Directorio. Posee gran capacidad para lograr efectivos contactos con clientes y público en general. No debe confundirse, ni incluirse en él, a los CEO's o Presidentes por existir solamente en estructuras corporativas, ni con el Country Manager, pues éste no tiene todas las atribuciones que la Ley General de Sociedades otorga al Gerente General. Este cargo suele denominarse también Director - Gerente o Gerente.
100025	Jefe de Administración	Administración	Mandos medios	Puesto excluyente al Gerente Administrativo, realizando las funciones del mismo en empresas de menor envergadura. En empresas de gran envergadura coordina y dirige las funciones administrativas de la empresa: servicios generales, trámite documentario, control de la correspondencia, seguros, personal, abastecimiento, seguridad, etc.
100029	Administrador de Agencia	Administración	Mandos medios	Responsabilidades similares a las de un Administrador de Sucursal pero en una magnitud más reducida pues se limita al control rutinario de las operaciones básicas del negocio. Reporta a un Administrador de Sucursal o un Coordinador de Agencias.
100031	Subgerente de Sucursales	Administración	Mandos medios	En empresas que cuentan con sucursales fuera de Lima, es el funcionario que se responsabiliza por la marcha integral de todas las unidades descentralizadas. Habitualmente reside en la capital. Llega a encargarse de las funciones operativas y de las administrativas, aún cuando debe conocer la autoridad funcional que ejercen otros ejecutivos especializados de la sede central, como el Contador General respecto del Contador de la Sucursal.

EMPRESA | Instructivo | **Puestos** | +

# Muestras

Los tipos de muestra a elegir son:

**a) Por sector de actividad:** la comparación puede realizarse con todo el sector o con alguno de los subsectores. Estos son:

Sectores		Sub-Sectores	
1.	Mercado de Consumo	1.1	Consumo/Abarrotes
		1.2	Automotriz y Maquinarias
2.	Energía y Minas	2.1	Electricidad
		2.2	Petróleo
		2.3	Minería
3.	Mercado Industrial	3.1	Industria
		3.2	Insumos para Construcción
		3.3	Pesca
4.	Mercado de Servicios	4.1	Construcción e Inmobiliaria
		4.2	Operadores Logísticos
		4.3	Otros Servicios
		4.4	Salud
5.	Mercado Financiero	5.1	Bancos, Seguros y Afines
		5.2	Otros Servicios Financieros
6.	Agroindustrial		

# Muestras

**b) Por tamaño de empresa:** puestos de empresas agrupadas por tamaños en función al volumen de ingresos o ventas anuales. Los tamaños son:

Tamaños por volumen de facturación	
Tamaño 1	Ingresos o ventas anuales de más de 300 millones de dólares
Tamaño 2	Ingresos o ventas anuales entre 100 y 300 millones de dólares
Tamaño 3	Ingresos o ventas anuales entre 30 y 100 millones de dólares
Tamaño 4	Ingresos o ventas anuales menores a 30 millones de dólares

**c) Por origen de capital:** puestos de empresas agrupadas por origen de capital, como por ejemplo:

- Empresas nacionales,
- Empresas internacionales,
- Empresas de capital mixto.

# Muestras

**d) Por volumen de personal:** puestos de empresas agrupadas por tamaños en función al volumen de personal. Los tamaños son:

Tamaños por volumen de personal	
Tamaño A	Volumen de personal mayor a 3,000 colaboradores
Tamaño B	Volumen de personal entre 1,001 y 3,000 colaboradores
Tamaño C	Volumen de personal entre 501 y 1,000 colaboradores
Tamaño D	Volumen de personal entre 100 y 500 colaboradores
Tamaño E	Volumen de personal menor a 100 colaboradores

# Niveles

A fin de facilitar el análisis de la información, se ha clasificado todos los puestos de nuestra Encuesta de Remuneraciones en 12 niveles, las características son:

- **Gerente General**
- **Director Regional y Gerentes Corporativos:** Puestos cuya responsabilidad se da en más de una empresa o más de un país.
- **Ejecutivos:** Se refiere a todos los directores o gerentes de la empresa
- **Mandos medios:** Funcionarios de nivel de jefe de departamento, división o supervisores de grupos de personal, generalmente reportan a un gerente.
- **Profesionales y técnicos:** Personas que desempeñan puestos profesionales y aquellos que desempeñan puestos técnicos calificados.
- **Empleados:** Personas que desempeñan funciones de ejecución o soporte administrativo en las empresas.
- **Obreros:** Personas que desempeñan funciones operativas o manuales.

## Nivel

Gerente General  
Director Regional  
Gerente Corporativo  
Director Local  
Gerente Local  
Mandos medios  
Profesional SR  
Profesional  
Profesional JR  
Técnico  
Empleado  
Operativo

# Componentes del sueldo bruto

- **Sueldo base**

Sueldo base establecido contractualmente con el titular del cargo. Este incluye: sueldo mensual por 12 veces más 2 gratificaciones (Fiestas Patrias y Navidad).

- **Comisiones**

Comisiones que perciba el titular como un porcentaje de las ventas, cobranzas y/u otro concepto sujeto a comisión excepto la remuneración variable, la cual se otorga por el logro de objetivos y metas preestablecidas por la empresa.

- **Asignaciones**

Monto que paga la empresa como asignaciones fijas. Por ejemplo: gastos de movilidad, refrigerio y similares. No se incluye montos derivados de estipulaciones legales como: asignación familiar y otros que se pagan a la persona y no al puesto.

- **Remuneración variable**

Monto que se otorga como estímulo y/o premio por el logro de objetivos o en función al cumplimiento de metas cuantitativas y/o cualitativas de ventas, producción, etc. pre-definidos por la empresa. Se da comúnmente en forma anual. En este concepto pueden estar incluidos los montos asignados por bono ejecutivo, participación en utilidades (diferentes a las de ley), etc.

- **Vales**

Vales de alimentos u otros que no son conceptos remunerativos

- **Utilidades de ley**

Monto anual pagado por la empresa a un empleado por su participación en las utilidades de la misma de acuerdo al Decreto Legislativo Nro. 677 y Ley 11672.

# Nuestros reconocimientos



Ganadores del Digital Innovation of the Year



Socios estratégicos,  
Ecosistema de innovación



Patrocinadores



Gestión integral que evalúa aspectos ambientales, sociales y de gobernanza



mercoRESPONSIBILITY ESG



mercoCOMPANIES

(Corporate Reputation Business Monitor)  
Monitoreo corporativo que evalúa la reputación de las empresas



Verificaciones de  
Huella de Carbono



Estrellas del MINAM en  
Huella de Carbono



Awards of Happiness  
(Diversidad e  
inclusión)



Asociación de Buenos  
Empleadores del Perú



Certificado como un  
Gran Lugar de Trabajo



Certificado como  
un Gran Lugar de  
Trabajo para mujeres

A large graphic celebrating 100 years in Peru. It features a grey plus sign, a large orange '1', a pink '0', and a yellow '0'. Below the '100' is the text 'años en Perú' in a bold, black, sans-serif font.

# Generando confianza

**años en Perú**

PwC  
Santo Toribio 143, Piso 8  
San Isidro, Lima, Perú  
(+51) 919 292 001



## **Anexo 2 – Documentos de Industrias y Pesqueras**

“Año de la recuperación y consolidación de la economía peruana”

**Carta N°004-2025 - /PESSA**

Lima, 19 de febrero del 2025

**SEÑORES  
OSINERGMIN**

**ASUNTO:** Requerimiento de Información.

**REFERENCIA:** Oficio N° 0415-2025-GRT

**PESQUERA EXALMAR S.A.A.** con R.U.C. N° 20380336384, con domicilio legal en la Av. Víctor Andrés Belaúnde N° 214 Edificio Umayuq, San Isidro - Lima, debidamente representada por su Apoderado, el señor Dante Francisco Ontaneda González, identificado con D.N.I. N° 40294208, según poder inscrito en la Partida N° 11006351 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima, a usted atentamente decimos.

Que, conforme a lo requerido por su despacho, hacemos llegar a su despacho la siguiente información:

- *Combustible residual y su nivel de consumo mensual en Planta Chicama.*
- *Perfil promedio de consumo mensual del combustible.*
- *El estimado equivalente en consumo de gas natural en Sm3/mes.*

PLANTA	CHICAMA			
COMBUSTIBLE	RESIDUAL	RESIDUAL	GAS NATURAL	GAS NATURAL
CONSUMO	Gal	Gal/TN	Sm3	Sm3/TN
ENERO				
FEBRERO				
MARZO				
ABRIL	238,600	46.06	1,013,450	195.65
MAYO	531,750	45.78	2,258,601	194.44
JUNIO	71,350	49.55	303,058	210.46
JULIO				
AGOSTO				
SETIEMBRE				
OCTUBRE				
NOVIEMBRE	307,500	51.13	1,306,102	217.16
DICIEMBRE	373,400	53.41	1,586,012	226.85
<b>SUB TOTAL</b>	<b>1,522,600</b>	<b>48.74</b>	<b>6,467,224</b>	<b>207.00</b>

En relación al programa de la puesta en operación de nuestro proyecto de conversión a gas natural hasta alcanzar el 100% del requerimiento de dicho combustible simulado en el cuadro, señalamos que este será proyectado cuando nos garanticen el abastecimiento de la demanda de nuestro consumo en su totalidad.

Atentamente



DANTE FRANCISCO ONTANEDA GONZALEZ  
APODERADO  
PESQUERA EXALMAR S.A.A.

Lima, 13 de febrero de 2025

Señores

**ORGANISMOS SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGIA Y MINERÍA-  
OSINERGMIN**

Presente.-

Atención: Raúl Edgardo Montoya Benites  
Gerente de Gas Natural

Referencia: Oficio N°0423-2025-GRT de fecha 07 de febrero 2025 y notificado a ACL el 10 de febrero 2025 (en adelante el Oficio)  
Resolución N° 207-2024-OS/CD publicado el 27 de diciembre de 2024  
Expediente N° 151-2024-GRT

De nuestra consideración:

1. Sirva la presente para saludarlos y a la vez dar respuesta al Oficio, en virtud del cual nos solicitan que en el plazo de 3 días hábiles de notificado el mismo, nuestra representada cumpla con alcanzar la siguiente información:
  - a) Combustible y su nivel de consumo mensual que actualmente emplea
  - b) Perfil promedio de consumo horario de combustible utilizado
  - c) El estimado equivalente en consumo de gas natural en sm<sup>3</sup>/mes
  - d) Programa de la puesta en operación de su proyecto de conversión a gas natural hasta alcanzar el 100% del requerimiento de dicho combustible (Indicar mes, año y niveles de consumo en cada etapa)
2. Sobre el particular, cumplimos, dentro del plazo otorgado, con presentar la información solicitada, de acuerdo a lo detallado a continuación:

a) Combustible y su nivel de consumo mensual  
Consumo mensualizado año 2024 (unidad: galones):

AÑO	MES	GAL GLP
2024	ENERO	34,300
2024	FEBRERO	31,800
2024	MARZO	31,500
2024	ABRIL	31,300
2024	MAYO	28,600
2024	JUNIO	23,305
2024	JULIO	26,850
2024	AGOSTO	27,400
2024	SEPTIEMBRE	27,215
2024	OCTUBRE	29,400
2024	NOVIEMBRE	31,800
2024	DICIEMBRE	32,000
2024	Acum. anual	355,470

b) Perfil promedio de consumo horario de combustible utilizado  
 Perfil promedio de consumo horario (nosotros lo tenemos diario, no horario):  
 Mes de junio 2024 (el mes de más bajo consumo):

MES	SEMANA	FECHA	CONSUMO TOTAL DIARIO GLP
JUNIO	22	1-Jun	1000
JUNIO	22	2-Jun	100
JUNIO	23	3-Jun	1000
JUNIO	23	4-Jun	1200
JUNIO	23	5-Jun	1000
JUNIO	23	6-Jun	1100
JUNIO	23	7-Jun	100
JUNIO	23	8-Jun	111
JUNIO	23	9-Jun	44
JUNIO	24	10-Jun	300
JUNIO	24	11-Jun	1100
JUNIO	24	12-Jun	1200
JUNIO	24	13-Jun	1100
JUNIO	24	14-Jun	1000
JUNIO	24	15-Jun	400
JUNIO	24	16-Jun	0
JUNIO	25	17-Jun	900
JUNIO	25	18-Jun	1000
JUNIO	25	19-Jun	1200
JUNIO	25	20-Jun	1200
JUNIO	25	21-Jun	1200
JUNIO	25	22-Jun	800
JUNIO	25	23-Jun	300
JUNIO	26	24-Jun	1000
JUNIO	26	25-Jun	1100
JUNIO	26	26-Jun	900
JUNIO	26	27-Jun	1100
JUNIO	26	28-Jun	1200
JUNIO	26	29-Jun	50
JUNIO	26	30-Jun	0

Mes de enero 2024 (el mes de más alto consumo):

MES	SEMANA	FECHA	CONSUMO TOTAL DIARIO GLP
ENERO	1	1-Ene	0
ENERO	1	2-Ene	1500
ENERO	1	3-Ene	1500
ENERO	1	4-Ene	1300
ENERO	1	5-Ene	1200
ENERO	1	6-Ene	1000
ENERO	1	7-Ene	500
ENERO	2	8-Ene	1100
ENERO	2	9-Ene	1300
ENERO	2	10-Ene	1200
ENERO	2	11-Ene	1400
ENERO	2	12-Ene	1300
ENERO	2	13-Ene	1100
ENERO	2	14-Ene	400
ENERO	3	15-Ene	1200
ENERO	3	16-Ene	1400
ENERO	3	17-Ene	1200
ENERO	3	18-Ene	1300
ENERO	3	19-Ene	1300
ENERO	3	20-Ene	1100
ENERO	3	21-Ene	300
ENERO	4	22-Ene	1100
ENERO	4	23-Ene	1300
ENERO	4	24-Ene	1200
ENERO	4	25-Ene	1200
ENERO	4	26-Ene	1300
ENERO	4	27-Ene	1100
ENERO	4	28-Ene	500
ENERO	5	29-Ene	1400
ENERO	5	30-Ene	1400
ENERO	5	31-Ene	1200

c) El estimado equivalente en consumo de gas natural en sm<sup>3</sup>/mes

Estimado de **consumo equivalente**, aplicando las tablas de conversión donde 1 litro de GLP es igual a 0.683 m<sup>3</sup> de gas natural:

AÑO	MES	GAL GLP	M3 GAS NATURAL
2024	ENERO	34,300	88665.500
2024	FEBRERO	31,800	82203.000
2024	MARZO	31,500	81427.500
2024	ABRIL	31,300	80910.500
2024	MAYO	28,600	73931.000
2024	JUNIO	23,305	60243.425
2024	JULIO	26,850	69407.250
2024	AGOSTO	27,400	70829.000
2024	SEPTIEMBRE	27,215	70350.775
2024	OCTUBRE	29,400	75999.000
2024	NOVIEMBRE	31,800	82203.000
2024	DICIEMBRE	32,000	82720.000
2024	Acum. anual	355,470	918889.950

d) Programa de la puesta en operación de su proyecto de conversión a gas natural hasta alcanzar el 100% del requerimiento de dicho combustible (Indicar mes, año y niveles de consumo en cada etapa)

Con relación a este tema, es imprescindible comentar que nuestra representada no contempla en el PLP la migración a Gas Natural.

3. En ese sentido, agradeceremos se de por cumplido el requerimiento.

Sin otro particular, quedamos de ustedes.



# PESQUERA CAPRICORNIO S.A.

Fábrica de Harinas Especiales y Aceite de Pescado

Callao, 12 de febrero del 2025

Señor:  
**Raúl Montoya Benites**  
Gerente de Gas  
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería  
OSINERGMIN  
Presente.-

EXP. N° 202500037733  
OSINERGMIN  
TRÁMITE DOCUMENTARIO  
**13 FEB. 2025**  
**RECIBIDO**  
La recepción no da conformidad al contenido  
Hora: 10:43 VºBº

Referencia: Oficio No. 0421-2025-GRT

De nuestra consideración:

**PESQUERA CAPRICORNIO S.A.**, con RUC N° 20100388121, domiciliado en Av. Prolongación Centenario N° 2620 Zona Ferroles – Callao; inscrita en la partida N° 70004194 de los Registros Públicos del Callao, debidamente representada por su Gerente General Sr. Giovanni Néstor Mandriotti Castro, identificado con DNI N° 25675326; a usted atentamente decimos:

Que, de acuerdo a lo solicitado en el oficio señalado en la referencia, cumplimos con remitir la información requerida, en el marco del proceso regulatorio de fijación de tarifas del servicio de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Norte para el periodo 2025-2028 y Plan Quinquenal de Inversiones 2025-2029.

En ese sentido, se precisa lo siguiente:

- El combustible empleado en nuestra planta industrial es el gas natural y nuestro nivel de consumo mensual es:  
Consumo promedio mensual alimentador calderas 98,893.615 sm3 std  
Consumo promedio mensual alimentador sala grupo eléctrico 6,308.97 sm3 std
- El estimado equivalente en consumo de gas natural en Sm3/mes es:  
Consumo promedio horario calderas 260.815 sm3 std/ hora  
Consumo promedio horario sala grupo 17.524 sm3 std/hr
- No contamos con un programa de puesta en operación de un proyecto de conversión a gas natural, puesto que ya contamos con ese servicio brindado a través de la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. – Cálida.
- Nuestra planta industrial de Consumo Humano Indirecto – CHI, cuenta con su licencia de operación vigente. (R.M. No. 713-97-PE).

Sin otro particular, quedamos de usted.

Atentamente,

**PESQUERA CAPRICORNIO S.A.**  
  
.....  
GIOVANNI MANDRIOTTI C.  
GERENTE GENERAL

12 de febrero de 2025

Señor  
Raul Edgardo Montoya Benites  
Gerente de Gas Natural (e)  
**OSINERGMIN**  
Presente. -

**Ref:** Oficio N° 0414-2025-GRT del 7 de febrero de 2025

De nuestra consideración:

**PESQUERA HAYDUK S.A.**, con RUC N° 20136165667, debidamente representada por su Apoderado Señor Pablo Antonio Nieto Passano, identificado con DNI N° 07865953, con domicilio real en Av. Manuel Olgúin N° 501, Ofic.701, Urb. Harás Tyber, distrito de Santiago de Surco, provincia y departamento de Lima; quien goza de las facultades de representación según los poderes que se encuentran inscritos en la Partida Registral N° 11099919, de los Registros Públicos de Lima; ante usted con el debido respeto me presento y expongo:

Que, damos respuesta a la comunicación de la referencia mediante la cual su Despacho nos requiere información de cada una de nuestras unidades operativas ubicadas en los departamentos de Ancash, La Libertad y/o Lambayeque relacionada con el consumo de combustible, información solicitada dentro del marco del proceso regulatorio de fijación de tarifas del servicio de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Norte, operada por la empresa Quiavii.

Sobre el particular, cumplimos con brindar la información requerida en los siguientes términos:

**1. Unidad operativa Malabrigo**

- Ubicación:

Puerto Malabrigo, en el distrito de Rázuri, provincia de Ascope, departamento de la Libertad.

- Combustible y nivel de consumo mensual

Petróleo Bunker N° 6

Consumo en los últimos 5 años en galones:

PERIODO	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Enero	20,446	288,510	14,410	502,429		95,205
Febrero				50,196		
Abril		142,526			328,649	
Mayo	287,302	615,121	167,067		823,790	
Junio	758,593	545,011	280,314	17,573	132,394	
Julio	487,001	75,538	5,784			
Agosto				88,856		
Octubre				50,623		
Noviembre	537,222	364,836	118,541	184,683	325,768	
Diciembre	793,364	309,881	509,451	34,144	268,116	
<b>Total general</b>	<b>2,883,928</b>	<b>2,341,423</b>	<b>1,095,567</b>	<b>928,504</b>	<b>1,878,717</b>	<b>95,205</b>

- Perfil promedio de consumo horario del combustible utilizado:

No contamos con esa información, al no disponer de flujómetros que permitan conocer el consumo horario de combustibles.

- El estimado equivalente en consumo de gas natural en Sm<sup>3</sup> /mes (conversión equivalente a gas natural en m<sup>3</sup>):

PERIODO	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Enero	77,268	1,090,310	54,457	1,898,733	-	359,790
Febrero	-	-	-	189,696	-	-
Abril	-	538,621	-	-	1,242,000	-
Mayo	1,085,745	2,324,608	631,364	-	3,113,191	-
Junio	2,866,804	2,059,655	1,059,337	66,410	500,331	-
Julio	1,840,429	285,466	21,858	-	-	-
Agosto	-	-	-	335,796	-	-
Octubre	-	-	-	191,310	-	-
Noviembre	2,030,220	1,378,754	447,979	697,937	1,231,112	-
Diciembre	2,998,208	1,171,074	1,925,270	129,034	1,013,239	-
<b>Total general</b>	<b>10,898,673</b>	<b>8,848,489</b>	<b>4,140,265</b>	<b>3,508,916</b>	<b>7,099,873</b>	<b>359,790</b>

- Programa de la puesta en operación de su proyecto de conversión a gas natural hasta alcanzar el 100% del requerimiento de dicho combustible (indicar mes, año y niveles de consumo en cada etapa):

Se viene evaluando la viabilidad económica de convertir nuestra unidad operativa al gas natural. En caso de ser viable, se estima que el uso del gas natural se inicie a partir del Segundo (II) Trimestre del año 2027

## 2. Unidad operativa Coishco

- Ubicación:

Av. Santa Marina s/n, Caleta Coishco Chimbote, Áncash

- Combustible y nivel de consumo mensual que actualmente emplea

A partir del año 2019 se viene consumiendo gas natural abastecido por la empresa Quavii. Nivel de consumo promedio mensual (en m<sup>3</sup>): 218,543

Consumo total en los últimos 5 años (en m<sup>3</sup>): 11,052,607

- Perfil promedio de consumo horario del combustible utilizado: es 689 Sm<sup>3</sup> / h
- El estimado equivalente en consumo de gas natural en Sm<sup>3</sup> /mes (conversión equivalente de gas natural en m<sup>3</sup> a condiciones estándar): 489,617

- Programa de la puesta en operación de su proyecto de conversión a gas natural hasta alcanzar el 100% del requerimiento de dicho combustible (indicar mes, año y niveles de consumo en cada etapa):

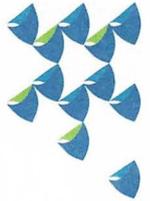
No tenemos planificado realizar un aumento del consumo de gas natural, por lo que se mantendrá el consumo actual.

Sin otro particular, nos despedimos de usted.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Pablo Antonio Nieto Passano". The signature is stylized and cursive.

**PABLO ANTONIO NIETO PASSANO  
APODERADO  
PESQUERA HAYDUK S.A.**



Lima 20 de enero del 2025

Señores  
Gases del Pacifico S.A.C

Asunto:  
Carta de intención no vinculante consumidor de gas natural

Por medio de la presente, reciban nuestro cordial saludo y comentarles que hemos tenido conocimiento de los planes de expansión de redes, ampliación y construcción de nuevas estaciones de distrito para la masificación y suministro de gas natural de la zona norte del país (Chimbote y Malabrigo).

Como parte de nuestras políticas de sostenibilidad y en búsqueda de eficiencias energéticas nuestra representada se encuentra siempre evaluando mejoras en nuestros procesos operativos con fuentes de energía limpias a fin de contribuir con la reducción de huella de carbono en beneficio y cuidado del ambiente.

Por esta razón nuestra representada se encuentra analizando los aspectos técnicos y económicos, así como la viabilidad para poder realizar nuestro cambio de matriz energética de combustibles fósiles a gas natural.

Acorde a lo expuesto, manifestamos nuestro interés no vinculante en ser potenciales usuarios de gas natural de Gases del Pacifico siempre y cuando se cuente con la infraestructura y operativa que asegure cubrir nuestra demanda para la confiabilidad de nuestra operación.

Finalmente estamos interesados en obtener información detallada sobre los requisitos, procedimientos y condiciones necesarias para llevar a cabo la instalación del servicio de gas natural en nuestra planta CHICAMA ubicada en Puerto Malabrigo, Sub Lote C - Z.I. Rázuri, Ascope, La Libertad, nuestra intención para realizar este cambio de matriz energética a Gas Natural de Gases del Pacifico, luego de las evaluaciones internas sobre su viabilidad, estaría contemplándose tentativamente para marzo del 2027.

Agradezco de antemano su atención.

Rafael Ormeño  
Gerente de CHD e Innovación  
Pesquera Exalmar SAA

**Sumilla:** Atendemos requerimiento de Oficio N° 0413-2025-GRT

**GERENCIA DE GAS  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA**

**Referencia:**

- a) Oficio N° 0413-2025-GRT
- b) Carta S/N de fecha 13/02/2025

**TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A. ("TASA")**, con RUC No. 20100971772 y domicilio para estos efectos en jirón Vittore Scarpazza Carpaccio N° 250, piso 11, distrito de San Borja, provincia y departamento de Lima, debidamente representada por su Apoderada, Ruth Olarte Mendoza, identificada con Documento Nacional de Identidad No 40951786 y con poderes inscritos en la partida electrónica N° 11073052, con correos electrónicos para efectos de toda notificación a [legalreguladorio@tasa.com.pe](mailto:legalreguladorio@tasa.com.pe), y número de teléfono 996553199.

En atención al requerimiento del oficio a) de la referencia y en el marco del proceso regulatorio de fijación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos de la Concesión Norte, se nos ha solicitado la siguiente información:

- a) Combustible y su nivel de consumo mensual que actualmente emplea.
- b) Perfil promedio de consumo horario del combustible utilizado.
- c) El estimado equivalente en consumo de gas natural en Sm<sup>3</sup>/mes.
- d) Programa de la puesta en operación de su proyecto de conversión a gas natural hasta alcanzar el 100% del requerimiento de dicho combustible (indicar mes, año y niveles de consumo en cada etapa).

En cumplimiento del requerimiento recibido, presentamos la siguiente información:

**a) Combustible y nivel de consumo mensual actualmente empleado**

- Para Petróleo Industrial / Residual / Búnker:

Denom. Centro	Prom. Mensual (Gal)
MALABRIGO SUR	209,519
CHIMBOTE	226,577
SAMANCO	58,187

- Para Petróleo Diesel:

Denom. Centro	Prom. Mensual (Gal)
MALABRIGO SUR	20,636
CHIMBOTE	4,864
SAMANCO	697

**b) Perfil promedio de consumo horario del combustible utilizado**

Denom. Centro	Perfil promedio consumo horario (Gal /Hra)
MALABRIGO SUR	327
CHIMBOTE	360
SAMANCO	225

**c) Estimado equivalente en consumo de gas natural (Sm3/mes)**

- Para Petróleo Industrial / Residual / Búnker:

Denom. Centro	Prom. Mensual (Gal)	Prom. Mensual (sm3)
MALABRIGO SUR	209,519	800,782
CHIMBOTE	226,577	865,976
SAMANCO	58,187	222,390

- Para Petróleo Diesel:

Denom. Centro	Prom. Mensual (Gal)	Prom. Mensual (sm3)
MALABRIGO SUR	20,636	78,869
CHIMBOTE	4,864	18,589
SAMANCO	697	2,665

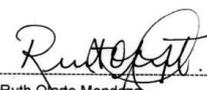
**d) Programa de puesta en operación del proyecto de conversión a gas natural hasta alcanzar el 100% del requerimiento de dicho combustible (indicar mes, año y niveles de cada etapa de consumo)**

Con respecto a este requerimiento, solicitamos mayor precisión sobre los alcances de la información solicitada a efectos de proporcionar una respuesta adecuada y completa.

Por lo expuesto, damos por atendido el requerimiento y quedamos atentos a la precisión adicional sobre el punto d), así como a cualquier otra solicitud que pueda requerirse en el marco del presente proceso. Asimismo, quedamos a su disposición para cualquier aclaración adicional que pueda requerirse o para brindar cualquier otra información relevante requerida.

Atentamente,

21 de febrero de 2025


  
 Ruth Olarte Menddza  
 Apoderada  
 TECNOLÓGICA DE ALIMENTOS S.A.



## RESOLUCIÓN DIRECTORAL

### N° 00654-2022-PRODUCE/DGPCHDI

07/11/2022

**VISTOS:** El escrito con registro N° 00059544-2021 de fecha 28 de setiembre de 2021, presentado por la empresa **PESQUERA CANHANN S.A.C.**, y demás documentos vinculados a dicho registro; y,;

#### **CONSIDERANDO:**

1. Mediante escrito de vistos, la empresa **PESQUERA CANHANN S.A.C.**, solicitó el levantamiento de suspensión de licencia de operación otorgada mediante Resolución Directoral N° 521-2018-PRODUCE/DGPCHDI, respecto de la planta de harina de pescado, con capacidad instalada de 93 t/h, ubicada en el establecimiento industrial pesquero con dirección en Av. Los Pescadores s/n de la Zona Industrial 27 de octubre, distrito de Chimbote, provincia de Santa, departamento de Ancash. Del mismo modo solicitó la conclusión y archivo del procedimiento de caducidad iniciado mediante Oficio N° 00011-2019-PRODUCE/DGPCHDI de fecha 03 de enero de 2019;

2. En cuanto a los antecedentes de la solicitud presentada por el administrado debe indicarse lo siguiente:

2.1. Mediante Resolución Ministerial N° 413-95-PE de fecha 26 de julio de 1995, se otorgó a la empresa **FABRICA DE CONSERVAS ISLAY S.A. – FACOISA**, la licencia de operación para que desarrolle la actividad de procesamiento pesquero de recursos hidrobiológicos para la elaboración de harina de pescado, con capacidad instalada de 93 t/h, en su establecimiento industrial pesquero ubicado en Av. Los Pescadores s/n de la Zona Industrial 27 de octubre, distrito de Chimbote, provincia de Santa, departamento de Ancash.

2.2. Con Resolución Directoral N° 125-2006-PRODUCE/DGEPP, de fecha 19 de abril de 2006, se otorgó a la empresa **CRIDANI S.A.C.**, el cambio de titular de la licencia de operación de la planta de procesamiento pesquero antes señalada.

2.3. Con Resolución Directoral N° 521-2018-PRODUCE/DGPCHDI, de fecha 18 mayo de 2018, se otorgó a la empresa **PESQUERA CANHANN S.A.C.**, el cambio de titular de la licencia de operación de la planta de procesamiento pesquero para la producción de harina de pescado, con capacidad instalada de 93 t/h, en su establecimiento ubicado en Av. Los pescadores s/n de la Zona Industrial 27 de octubre, distrito de Chimbote, provincia de Santa, departamento de Ancash.

2.4. Mediante Resolución Directoral N° 072-2019-PRODUCE/DGPCHDI de fecha 22 de enero de 2019, se suspendió, por única vez, licencia de operación otorgada mediante Resolución Directoral N° 521-2018-PRODUCE/DGPCHDI, respecto de la planta de harina de pescado, con

Esta es una copia autenticada imprimible de un documento electrónico archivado por el MINISTERIO DE LA PRODUCCIÓN, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 del D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas en la siguiente dirección web: "<https://edocumentostramite.produce.gob.pe/verificar/>" e ingresar clave: SU2V2GT2



capacidad instalada de 93 t/h, ubicada en el establecimiento industrial pesquero con dirección en Av. Los Pescadores s/n de la Zona Industrial 27 de octubre, distrito de Chimbote, provincia de Santa, departamento de Ancash.

3. Con relación a la solicitud de la empresa **PESQUERA CANHANN S.A.C.** en la que reitera su petición efectuada mediante Escrito de Registro N° 00055731-2021 de fecha 09 de setiembre de 2021, mediante la cual solicitó la conclusión y archivo del procedimiento de caducidad iniciado mediante Oficio N° 00011-2019-PRODUCE/DGPCHDI de fecha 03 de enero de 2019; es preciso señalar que, mediante Oficio N° 00000254-2022-PRODUCE/DGPCHDI de fecha 08 de marzo de 2022, sustentado en el Informe Legal N° 016-2022-PRODUCE/DPCHDI-agarcia, notificado electrónicamente el día 08 de marzo de 2022 a los correos [juris.av@gmail.com](mailto:juris.av@gmail.com) y [lanaupariv@gmail.com](mailto:lanaupariv@gmail.com), la Dirección General de Pesca para el Consumo Humano Directo e Indirecto comunicó a la empresa **PESQUERA CANHANN S.A.C.**, la conclusión del referido procedimiento y se dispuso el archivo correspondiente;

4. Por otro lado, es necesario precisar que el levantamiento de suspensión de licencia de operación y consecuente reincorporación a la actividad de procesamiento, al no estar contemplada entre los procedimientos administrativos establecidos en el TUPA del Ministerio de Producción, se debe considerar como derecho de petición de la administrada. Sin perjuicio de ello, corresponde señalar que la Dirección General de Pesca para Consumo Humano Directo e Indirecto, otorga, suspende y caduca, previa evaluación, autorizaciones, permisos y licencias u otro título habilitante relacionado a las actividades de procesamiento pesquero industrial, en el marco de sus competencias; por lo que, esta Dirección General es la autoridad competente para emitir el pronunciamiento en cuanto a la solicitud de levantamiento de suspensión de licencia de operación otorgada mediante Resolución Directoral N° 521-2018-PRODUCE/DGPCHDI, presentada por la empresa **PESQUERA CANHANN S.A.C.**, respecto de la planta de harina de pescado, con capacidad instalada de 93 t/h, ubicada en el establecimiento industrial pesquero con dirección en Av. Los Pescadores s/n de la Zona Industrial 27 de octubre, distrito de Chimbote, provincia de Santa, departamento de Ancash;

5. En ese contexto, corresponde evaluar la solicitud de levantamiento de suspensión de licencia de operación y consecuente la reincorporación a la actividad de procesamiento; teniendo en consideración el numeral 53.4 del artículo 53 del Reglamento de la Ley General de Pesca, aprobado por Decreto Supremo N° 012-2001-PE, incorporado mediante Decreto Supremo N° 015-2016-PRODUCE (en adelante RLGP), que establece: “(…). En este caso se suspenderá la licencia de operación hasta que el titular solicite su reincorporación a la actividad de procesamiento (…)”. Asimismo, señala que la referida reincorporación requiere pronunciamiento expreso del Ministerio de la Producción;

6. En atención a lo anteriormente indicado, el artículo 64 del TUO de la LPAG, establece que: “Las personas jurídicas pueden intervenir en el procedimiento a través de sus representantes legales, quienes actúan premunidos de los respectivos poderes”. Con relación a ello, se tiene que la solicitud está suscrita por Mauricio Rafael Villanueva Escobar, en calidad de gerente general de la empresa **PESQUERA CANHANN S.A.**, según se advierte del Asiento A00001 de la Partida Electrónica N° 12921442 del Registro de Personas Jurídicas de la Oficina Registral de Lima;

7. Asimismo, la licencia de operación otorgada mediante Resolución Directoral N° 521-2018-PRODUCE/DGPCHDI, respecto de la planta de harina de pescado, con capacidad instalada de 93 t/h, ubicada en el establecimiento industrial pesquero con dirección en Av. Los Pescadores s/n de la Zona Industrial 27 de octubre, distrito de Chimbote, provincia de Santa, departamento de Ancash, fue suspendida mediante Resolución Directoral N° 072-2019-PRODUCE/DGPCHDI de fecha 22 de enero de 2019, notificada el 25 de enero de 2019;

8. De acuerdo al literal a), numeral 53.5 del Reglamento de la Ley General de Pesca, aprobado por Decreto Supremo N° 012-2001-PE, una de las causales de caducidad es: “la suspensión de la licencia de operación, incluyendo la referida al incumplimiento de los compromisos ambientales, por más de dos (02)

Esta es una copia autenticada imprimible de un documento electrónico archivado por el MINISTERIO DE LA PRODUCCIÓN, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 del D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas en la siguiente dirección web: "https://edocumentostramite.produce.gob.pe/verificar/" e ingresar clave: SU2V2GT2



*años consecutivos, contados desde la finalización del plazo otorgado para invertir en los compromisos ambientales o vencido el plazo que autoriza la suspensión por razones de carácter económico”;*

9. La planta de harina de pescado materia de análisis se encuentra suspendida mediante Resolución Directoral N° 072-2019-PRODUCE/DGPCHDI desde el 25 de enero de 2019, por un período de dos años que en teoría debió vencer el día 25 de enero de 2021; No obstante, corresponde señalar que mediante los Decretos de Urgencia N° 026-2020, N° 029-2020, y sus modificatorias se dispuso la suspensión del cómputo de los plazos de tramitación de los procedimientos administrativos sujetos a silencio positivo y negativo que se encontraran en trámite desde su entrada en vigencia, inicialmente por treinta (30) días y posteriormente ampliado hasta el día 10 de junio del 2020, y que no estén comprendidos en los alcances de la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto de Urgencia N° 026-2020;

10. En el caso particular de la suspensión de licencia de operación otorgada mediante Resolución Directoral N° 072-2019-PRODUCE/DGPCHDI, de acuerdo al cómputo de plazo realizado, teniendo en cuenta las suspensiones de plazo referida en el numeral 9 de la presente Resolución Directoral, la suspensión de la licencia de operación habría vencido el día 19 de abril de 2021;

11. En ese sentido, de acuerdo con lo dispuesto en el literal a), numeral 53.5 del Reglamento de la Ley General de Pesca, aprobado por Decreto Supremo N° 012-2001-PE, la licencia de operación otorgada mediante Resolución Directoral N° 521-2018-PRODUCE/DGPCHDI, podría incurrir en causal de caducidad si se cuenta los últimos dos (02) años, a partir de vencimiento de la suspensión de la licencia de operación, el 19 de abril de 2021. Por tanto, recién podría incurrir en causal de caducidad el día 19 de abril de 2023, en ese sentido, la referida licencia de operación se encuentra vigente;

12. De otro lado, corresponde señalar que la licencia de operación otorgada mediante Resolución Directoral N° 521-2018-PRODUCE/DGPCHDI se encuentra vigente. En ese orden de ideas, de la revisión a la solicitud, se advierte que **PESQUERA CANHANN S.A.**: i) la administrada manifiesta su voluntad de reincorporarse a la actividad de procesamiento; ii) la administrada presentó su pedido durante la vigencia de la licencia de operación, de acuerdo con los numerales 53.4 y 53.5 del artículo 53 del RLGP aprobado por Decreto Supremo N° 012-2001-PE, incorporado mediante Decreto Supremo N° 015-2016-PRODUCE;

13. Asimismo, el numeral 53.4.1 del Decreto Supremo N° 012-2001-PE, señala que la suspensión de la licencia de operación es por única hasta que el titular comunique su reincorporación a la actividad de procesamiento y tanto la suspensión como la reincorporación requieren pronunciamiento expreso del Ministerio de la Producción. En ese sentido, la empresa **PESQUERA CANHANN S.A.C.**, mediante escrito con registro N° 00059544-2021 de fecha 28 de setiembre de 2021, solicitó el levantamiento de la suspensión de la licencia de operación otorgada mediante Resolución Directoral N° 521-2018-PRODUCE/DGPCHDI, respecto de la planta de harina de pescado, con capacidad instalada de 93 t/h, ubicada en el establecimiento industrial pesquero con dirección en Av. Los Pescadores s/n de la Zona Industrial 27 de octubre, distrito de Chimbote, provincia de Santa, departamento de Ancash, por tanto, su reincorporación a la actividad de procesamiento;

14. En consecuencia, de la evaluación efectuada por la Dirección de Procesamiento para Consumo Humano Directo e Indirecto, a la documentación e información que obra en el expediente, se advierte que la administrada ha cumplido con los presupuestos establecidos en los numerales 53.4 y 53.5 del artículo 53 del RLGP aprobado por Decreto Supremo N° 012-2001-PE, incorporado mediante Decreto Supremo N° 015-2016-PRODUCE; por lo que, corresponde aceptar la solicitud de reincorporación presentada por la administrada mediante escrito con registro N° 00059544-2021; asimismo, se debe dejar sin efecto la Resolución Directoral N° 072-2019-PRODUCE/DGPCHDI que suspendió la licencia de operación otorgada a favor de la administrada;

15. Estando a lo informado mediante el Informe Legal N° 000000047-2022-PRODUCE/DPCHDI-ABEGGLO; de conformidad con la Ley General de Pesca, aprobado por Decreto Ley N° 25977, su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 012-2001-PE, incorporado por Decreto Supremo N° 015-2016-PRODUCE;

Esta es una copia autenticada imprimible de un documento electrónico archivado por el MINISTERIO DE LA PRODUCCIÓN, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 del D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas en la siguiente dirección web: "<https://edocumentostramite.produce.gob.pe/verificar/>" e ingresar clave: SU2V2GT2



y, en uso de las facultades conferidas por el literal s) del artículo 70 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de la Producción, aprobado por Decreto Supremo N° 002-2017-PRODUCE, modificado por Decreto Supremo N° 009-2017-PRODUCE;

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1.- LEVANTAR** la suspensión, a solicitud de la empresa **PESQUERA CANHANN S.A.C.**, de la licencia de operación otorgada mediante Resolución Directoral N° 521-2018-PRODUCE/DGPCHDI, respecto de la planta de harina de pescado, con capacidad instalada de 93 t/h, ubicada en el establecimiento industrial pesquero con dirección en Av. Los Pescadores s/n de la Zona Industrial 27 de octubre, distrito de Chimbote, provincia de Santa, departamento de Ancash. Asimismo, **REINCORPORAR** a la citada planta de procesamiento pesquero a la actividad de producción de harina de pescado de pescado.

**Artículo 2.- DEJAR SIN EFECTO** la Resolución Directoral N° 072-2019-PRODUCE/DGPCHDI, que dispuso suspender por única vez a solicitud de la empresa **PESQUERA CANHANN S.A.C.**, la licencia de operación, referida en el artículo 1 de la presente Resolución.

**Artículo 3.-** Remitir copia de la presente Resolución Directoral a la Dirección General de Asuntos Ambientales Pesqueros y Acuícolas, Dirección General de Supervisión, Fiscalización y Sanción, al Organismo Nacional de Sanidad Pesquera - SANIPES del Ministerio de la Producción y al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA y disponer su publicación en el Portal Institucional del Ministerio de la Producción: [www.produce.gob.pe](http://www.produce.gob.pe).

Se registra y se comunica.



Firmado digitalmente por CARDENAS INFANTE Gaspar  
Arturo FAU 20504794637 hard  
Entidad: Ministerio de la Producción  
Motivo: Autor del documento  
Fecha: 2022/11/08 15:37:01-0500

**GASPAR ARTURO CARDENAS INFANTE**

Director General

Dirección General de Pesca para Consumo

Humano Directo e Indirecto



Visado por ENCINAS PRINCIPE  
Pedro Luis FAU 20504794637 hard  
Fecha: 2022/11/07 19:29:31-0500

Esta es una copia autenticada imprimible de un documento electrónico archivado por el MINISTERIO DE LA PRODUCCIÓN, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 del D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas en la siguiente dirección web: "<https://edocumentostramite.produce.gob.pe/verificar/>" e ingresar clave: SU2V2GT2



# **Anexo 3 – Cotización para implementar Resolución N° 001- 2025-OS/CD**



# TRANSFORMANDO EL FUTURO CON INNOVACIÓN





## IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO SISTEMA ICCP

26/02/2025



CP-019-2025-PROCETRA DI - OSINERGMIN – ICCP

PREPARADO PARA:	PREPARADO POR:
Nombre:	Nombre: Angel Navarro La Rosa
Posición:	Posición: Sales & SC Manager
Dirección:	Dirección: Av. Benavides N° 1850 Of. 301- Miraflores, Lima,
Teléfono:	Celular: 947199276
Email:	Email: anavarro@procetradi.com

FECHA	REV	PREPARADO	REVISADO	APROBADO	COMENTARIOS
26/02/2025	0	YC	AN	WM	-

FUNCIÓN	NOMBRE	TÍTULO
Preparado por:	Yordi Carmen	Solution Builder
Revisado por:	Angel Navarro	Sales & SC Manager
Aprobado por:	Will Medina	Gerente General

#### HISTORIAL DE VERSIONES

VERSIÓN	PARTES QUE CAMBIAN	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO	FECHA DE CAMBIO	POR	APROBADO POR

## ÍNDICE

<b>A</b>	<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>4</b>
<b>1</b>	<b>RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>5</b>
	1.1 EMPRESA PROCETRADI S.A.C. ....	5
	1.2 NUESTRA EXPERIENCIA EN SISTEMAS SCADA A NIVEL NACIONAL .....	6
	1.3 PERSONAL EXPERTO EN CADA ESPECIALIDAD .....	12
	1.4 ORGANIGRAMA.....	12
	1.5 VALOR AGREGADO DE LA SOLUCIÓN SCADA/ICCP iGrid .....	13
<b>B</b>	<b>PROPUESTA TÉCNICA.....</b>	<b>16</b>
<b>1</b>	<b>PLAN DE EJECUCIÓN, ALCANCE Y PLAN DE TRABAJO .....</b>	<b>17</b>
	1.1 DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO .....	17
	1.2 PLAN DE TRABAJO DETALLADO .....	17
	1.3 LIMITES DEL PROVEEDOR (EXCLUSIONES).....	19
	1.4 ENTREGABLES.....	19
<b>2</b>	<b>ORGANIGRAMA PROPUESTO Y EXPERIENCIA DE PERSONAL CLAVE .....</b>	<b>20</b>
	2.1 ORGANIGRAMA DEL PERSONAL CLAVE PARA EL SERVICIO .....	20
	2.2 PERFIL Y EXPERIENCIA DEL PERSONAL CALIFICADO QUE INTERVENDRÁ EN EL PROYECTO .....	21
<b>3</b>	<b>GARANTÍA DEL SERVICIO.....</b>	<b>28</b>
<b>4</b>	<b>CAPACITACIÓN .....</b>	<b>28</b>
<b>5</b>	<b>ARQUITECTURA DE SOLUCIÓN - ESQUEMA DE PRINCIPIO DE LOS EQUIPOS OFERTADOS</b>	<b>29</b>
	5.1 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA SCADA ICCP .....	30
<b>6</b>	<b>SUMINISTROS.....</b>	<b>31</b>
<b>C</b>	<b>PROPUESTA ECONÓMICA.....</b>	<b>33</b>
<b>1</b>	<b>PROPUESTA ECONÓMICA.....</b>	<b>34</b>
	1.1 PRECIOS .....	34
	1.2 TÉRMINOS Y FORMA DE PAGO .....	34
	1.3 VALIDEZ DE LA OFERTA .....	34
	1.4 PLAZO DE EJECUCION.....	34
	1.5 GARANTIA .....	34

## A RESUMEN EJECUTIVO

## 1 RESUMEN EJECUTIVO.

### 1.1 EMPRESA PROCETRADI S.A.C.

**PROCETRADI S.A.C.** presenta su mejor oferta integral para el Proyecto **“IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO SISTEMA ICCP”**. Esta oferta está orientada en ofrecer a OSINERGMIN un sistema SCADA/ICCP de clase mundial y probado exitosamente en múltiples empresas de igual o mayor magnitud, con la finalidad de superar sus expectativas.

**PROCETRADI S.A.C.** es una empresa peruana con más de **27 AÑOS** de **EXPERIENCIA** en la ejecución de **PROYECTOS INTEGRALES EXITOSOS** en la especialidad de **AUTOMATIZACIÓN SCADA/ICCP**. Hemos implementado proyectos de Automatización **SCADA/ICCP** para **PROCESOS CRÍTICOS** en todo el país, en empresas relevantes como: **SIDERPERÚ, OSINERGMIN, ANTAMINA, SOUTHERN, ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO, ELECTRONOROESTE, HIDRANDINA, ELECTROUCAYALI, ELECTROORIENTE, ELECTROSURESTE.**

Asimismo, de acuerdo con nuestra experiencia uno de los factores más importantes para la sostenibilidad a largo plazo del proyecto, es contar con el **SOPORTE CONTINUO DEL FABRICANTE** y un **STAFF DE INGENIEROS ESPECIALISTAS** en **SOLUCIONES SCADA/ICCP Y ESPECIALIDADES COMPLEMENTARIAS** (comunicaciones, automatización, infraestructura de centros de control, ciberseguridad, etc), requerimientos que cumple PROCETRADI y lo cual nos permite ser la **MEJOR OPCIÓN** para la **IMPLEMENTACIÓN, OPERACIÓN Y SOSTENIBILIDAD CONFIABLE DE SU SISTEMA SCADA/ICCP.**

Para más información, puede visitar: <https://www.procetradi.com/>



## 1.2 NUESTRA EXPERIENCIA EN SISTEMAS SCADA A NIVEL NACIONAL

PROCETRA DI S.A.C. cuenta con una AMPLIA TRAYECTORIA en la IMPLEMENTACION DE PROYECTOS INTEGRALES SCADA/ICCP en todo país y con las principales empresas de cada sector especializado OIL&GAS, ELECTRICIDAD, MINERÍA, INDUSTRIA, AGUA Y SANEAMIENTO.

### 1.2.1 PRINCIPALES EXPERIENCIAS EN EL SECTOR ELECTRICIDAD (SCADA/DMS/ICCP)

#### Megaproyecto SCADA/ICCP/ICCP/DMS para el Grupo Distriluz



Megaproyecto integral de Automatización Eléctrica para las 04 empresas del Grupo Distriluz (Electronorte, Electrocentro, Hidrandina, Electronoroeste) con un alcance de 87 S.E.T. y logrando la implementación y puesta en servicio de un sistema SCADA configurado en alta disponibilidad con un nivel de 99.995% de disponibilidad.



#### Gran Proyecto SCADA/ADMS/ICCP/ICCP/DMS para Electro Oriente



Proyecto de implementación del Centro de Control 24x7 para la automatización, monitoreo y control integral las subestaciones de potencia y puesta en operación de un sistema redundante ADMS con módulos SCADA, DMS, ICCP e ICCP. Se logró optimizar la gestión operativa, comercial y de envío de información en tiempo real de Electro Oriente.



#### Gran Proyecto SCADA/ADMS/ICCP/ICCP para Electro Ucayali



Implementación de un sistema ADMS con módulos SCADA, ICCP e ICCP para la automatización, monitoreo y control integral de 03 subestaciones de potencia: Pucallpa, Yanacocha y Parque Industrial. Además, se instalaron equipos de medición, control y protección, y se implementó un centro de control 24x7.



#### Proyecto de comunicación para Electro Sur Este



ELECTRO SUR ESTE (ELSE), cuenta con equipos en 3 subestaciones de potencia; los cuales por operar a 138 kV reportan mediante un enlace ICCP al COES, cumpliendo así la normativa vigente: "Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real" - NTIITR. Se realizó el cambio definitivo de equipos de concentración de datos para mejorar su proceso de envío de información de tiempo real al COES



## Proyecto SCADA/ICCP para OSINERGMIN



Se realizó la actualización al sistema redundante SCADA/ICCP para la gestión de información de las empresas de gas natural y la continuidad de la operación de supervisión de la gerencia de fiscalización eléctrica que integra en tiempo real la totalidad de señales que el COES recibe de las empresas miembros del SEIN.



## 1.2.2 PRINCIPALES EXPERIENCIAS EN EL SECTOR MINERIA E INDUSTRIA

### Proyecto SCADA/ICCP para SOUTHERN Perú



Actualizamos el sistema cuádruple redundante SCADA/ICCP para el monitoreo y control a distancia de 10 subestaciones de potencia, además de implementar un HMI para el control local. Con ello, se podrá tener una operación ininterrumpida 24/7, mejorar la gestión operativa e incrementar la productividad de los operarios.



### Proyecto SCADA/ICCP para Compañía Minera ANTAMINA



Se implementó un sistema redundante SCADA/ICCP para el cumplimiento del envío de datos ICCP al COES en tiempo real, integrando la información de 1 subestación de potencia: SE Gold Mill Yanacocha 220 kV.



### Automatización de la C.H Pías para Consorcio Minero Horizonte



Proyecto llave en mano para la automatización de 02 grupos de generación Hidroeléctrica 10 MW para abastecer la necesidad energética del campamento minero. El proyecto abordó también la implementación de un centro de control SCADA para la gestión de la Central Hidroeléctrica.



### Proyecto SCADA/ICCP para Minera Yanacocha

**Yanacocha**

Realizamos la actualización del sistema redundante SCADA/ICCP, que integra señales de 3 subestaciones de potencia: SE Punta Lobitos, SE CÁLIDDA y SE Vizcarra. Con ello, logran cumplir con el envío de datos ICCP en tiempo real al COES.



### Proyecto SCADA/ICCP para SIDERPERU

**SIDERPERU**

Proyecto de un sistema unificado en conjunto de un sistema de comunicaciones por RADIO-MODEM que permite la operación segura, confiable y eficiente del sistema integral de automatización para la operación continua del sistema eléctrico y fluidos en SIDERPERÚ. Esto le permitirá a SIDERPERU poder supervisar, controlar y tomar decisiones inmediatas de la gestión de su sistema eléctrico y de fluidos.



## Proyecto SCADA/ICCP para Minera Cerro Verde



Realizamos la actualización y mantenimiento del sistema SCADA redundante SCADA/ICCP, que integra señales de 2 subestaciones de potencia, además de monitorear y controlar Subestaciones en Media Tensión dentro de Cerro Verde. Este servicio de mantenimiento logró optimizar el envío en protocolo ICCP hacia el COES de forma de cumplir con la norma NTIITR del COES.



## Proyecto SCADA/ICCP para Minera Santa Luisa



Realizamos el mantenimiento del sistema redundante SCADA/ICCP para la integración de señales de 2 subestaciones eléctricas: SE Huallanca Nueva y SE Vizcarra, para cumplir con el envío de datos ICCP al COES en tiempo real. Este servicio de mantenimiento fue capaz de optimizar la entrega en protocolo ICCP al COES con el fin de cumplir con el estándar NTIITR del COES.



### 1.2.3 PRINCIPALES EXPERIENCIAS EN EL SECTOR AGUA Y SANEAMIENTO

#### Implementación del centro de control y automatización SCADA integral de agua y saneamiento para EPS Moquegua



##### PROYECTO LLAVE EN MANO

- Suministro de Sistema SCADA y sistema de comunicaciones
- Entrega de 11 Estaciones Remotas a la EPS MOQUEGUA
- Integración al SCADA de 11 Estaciones Remotas.
- Implementación de 11 tableros de automatización y control.
- Implementación de 11 tableros de telecomunicaciones.
- Implementación de la Instrumentación de campo.



#### Implementación del nuevo Centro de control SCADA de Rebombado para SEDAPAL y automatización de 500 estaciones remotas.



##### PROYECTO LLAVE EN MANO

- Suministro de Sistema SCADA y sistema de comunicaciones
- Automatización y control de 500 estaciones
- Integración al SCADA de 500 estaciones
- Implementación de la infraestructura del centro de control
- Implementación de la instrumentación de campo



## PRINCIPALES EXPERIENCIAS EN EL SECTOR ELECTRICIDAD (SCADA/DMS/OMS/ICCP)

Empresa Eléctrica
Osinerming
Distriluz
ElectroUcayali
ElectroOriente
ElectroSurEste
CONELSUR

DISTRILUZ

ELECTRO ORIENTE

ELECTROUCAYALI

Osinerming

ELECTRO SURESTE

CONELSUR



# PRINCIPALES EXPERIENCIAS EN EL SECTOR MINERÍA, INDUSTRIA, AGUA Y SANEAMIENTO

## Empresas del Sector Minería e Industria

- Southern Copper
- Antamina
- Consortio Minero Horizonte
- Siderperu
- Yanacocha
- Cerro Verde
- Santa luisa

## Empresas del Sector Agua y Saneamiento

- Sedapal
- EPS Moquegua



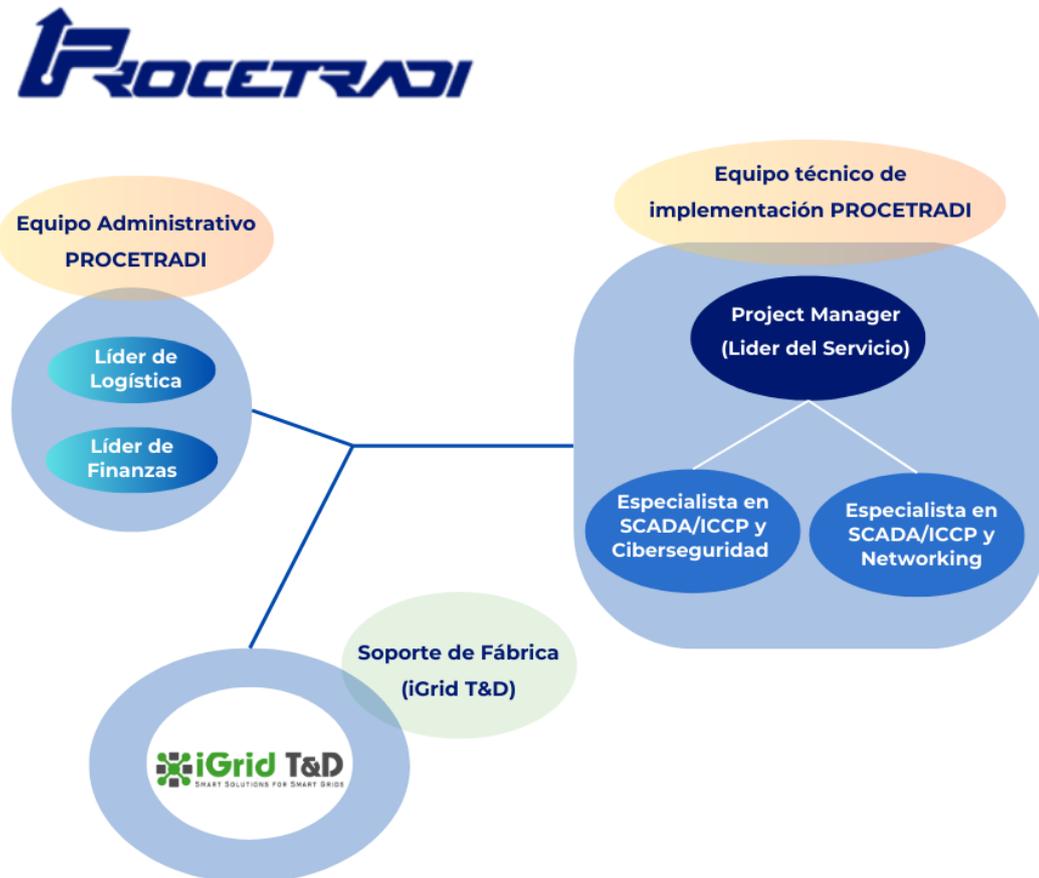
### 1.3 PERSONAL EXPERTO EN CADA ESPECIALIDAD

PROCETRADI cuenta con un STAFF de profesionales capacitados por distintos fabricantes en las especialidades solicitadas, tales como:

- Sistemas SCADA
- Conectividad de sistemas ICCP hacia el OSINERGMIN
- Ciberseguridad
- Networking, comunicaciones y ciberseguridad
- Automatización de procesos críticos
- Bases de datos e infraestructura informática

### 1.4 ORGANIGRAMA

PROCETRADI para este proyecto propone un Equipo de Trabajo Experto y Multidisciplinario en las diferentes especialidades requeridas en el Proyecto. La presencia de profesionales especializados asegura una respuesta rápida y eficaz ante cualquier problema técnico o interrupción en el sistema, lo cual permite diagnosticar y abordar los problemas de manera oportuna, minimizando el tiempo de inactividad y reduciendo el impacto en las operaciones críticas.



## 1.5 VALOR AGREGADO DE LA SOLUCIÓN SCADA/ICCP iGrid

La Alianza entre iGrid y PROCETRADI presenta a OSINERGMIN la mejor oferta para el Proyecto **“IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO SISTEMA ICCP”** con esto OSINERGMIN podrá tener un sistema SCADA/ICCP probado exitosamente en múltiples empresas a lo largo del mundo.

Se manifiesta que la solución propuesta contempla las necesidades, regulaciones, garantías de equipos, experiencia, enfoque de la solución y valor agregado, indicadas en las bases y especificaciones técnicas del presente concurso. El sistema propuesto permitirá la centralización de su información en un sistema **SCADA/ICCP**, robusto y de alta disponibilidad.

El cronograma total del proyecto es de 75 días calendario, basado en la experiencia de implementación de muchos proyectos similares alrededor de todo el Perú.

### 1.5.1 BENEFICIOS OFERTADOS

En resumen, proponemos, ofrecemos y garantizamos a OSINERGMIN los siguientes BENEFICIOS:

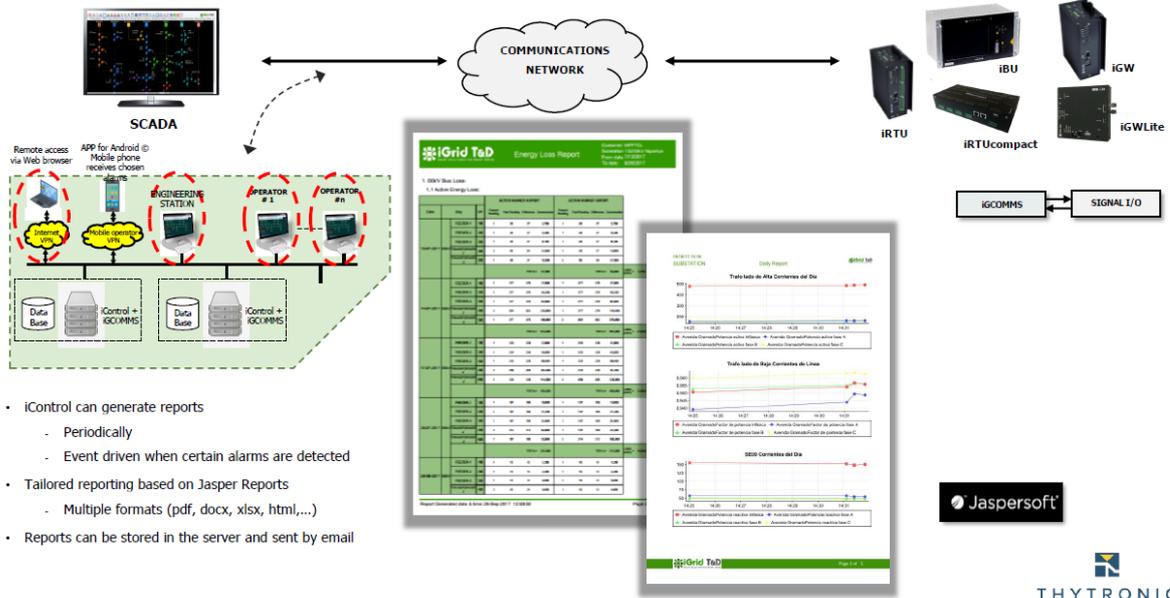
- **PROCETRADI** será el **ÚNICO RESPONSABLE** ante OSINERGMIN en garantizar el correcto funcionamiento y operación del proyecto en una SOLUCION INTEGRAL.
- Dar la tranquilidad sobre la base de nuestra **AMPLIA EXPERIENCIA** como implementador de múltiples proyectos a nivel nacional, que nos encargaremos de la **IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SCADA ICCP** en OSINERGMIN y de la realización de trabajos de excelencia basados en el conocimiento de las necesidades de OSINERGMIN con el fin de
- GARANTIZAMOS que **ACOMPañAREMOS Y DAREMOS SOPORTE TECNICO** a OSINERGMIN, con personal altamente especialista durante el tiempo de ejecución del proyecto, atendiendo a las emergencias OSINERGMIN ante cualquier inconveniente
- Ofrecemos un **STAFF de PROFESIONALES DE PRIMER NIVEL CERTIFICADOS** en la gestión de proyectos y ejecución de estos bajo el concepto **PMP, PMI AGILE Y SCRUM** con lo cual garantizamos realizar toda la ejecución basada en buenas prácticas a nivel internacional y a su vez **CUMPLIR CON LOS PLAZOS DE MANERA ÓPTIMA**. Adicionalmente nuestro staff está capacitado y cuenta con amplia experiencia en proyectos de equipamiento completo para **CENTROS DE OPERACIONES** en el País

### 1.5.2 SOFTWARE SCADA iGrid iControl SCADA

iControl SCADA de iGrid es un software de control SCADA seguro, de alto rendimiento y fácil de usar, con todas las funciones recomendadas para sistemas de distribución de electricidad y mucho más. Tiene el enfoque de adaptarse a cualquier esquema o topología de red. Diseñado para adaptarse fácilmente a las preferencias del usuario o de la aplicación.

Permite analizar y visualizar datos históricos y en tiempo real en una sola plataforma, o transferir fácilmente estos datos a una base de datos de terceros para análisis externos. También facilita la creación de informes personalizados, que pueden ser activados periódicamente o por cualquier tipo de evento o alarma. Estos informes pueden ser generados en múltiples formatos, guardados en el servidor y enviados por email.

# Reporting



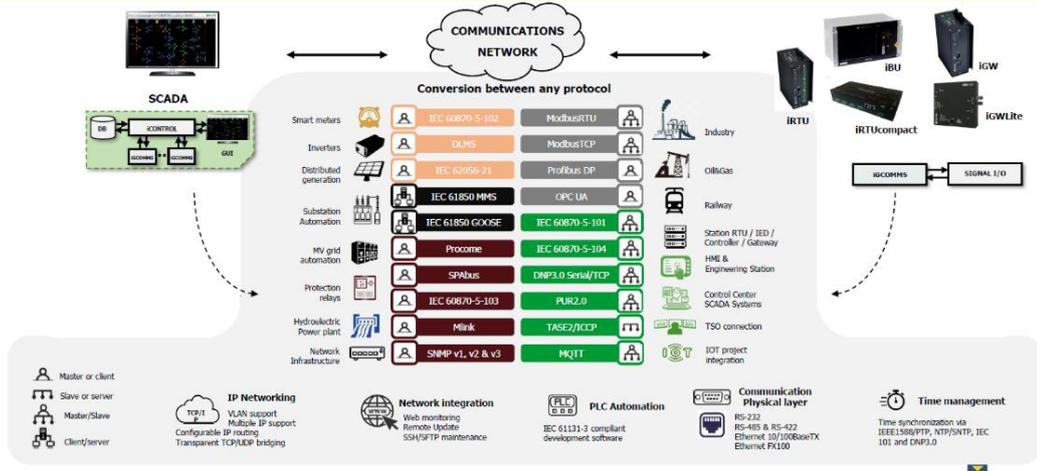
- iControl can generate reports
  - Periodically
  - Event driven when certain alarms are detected
- Tailored reporting based on Jasper Reports
  - Multiple formats (pdf, docx, xlsx, html,...)
- Reports can be stored in the server and sent by email



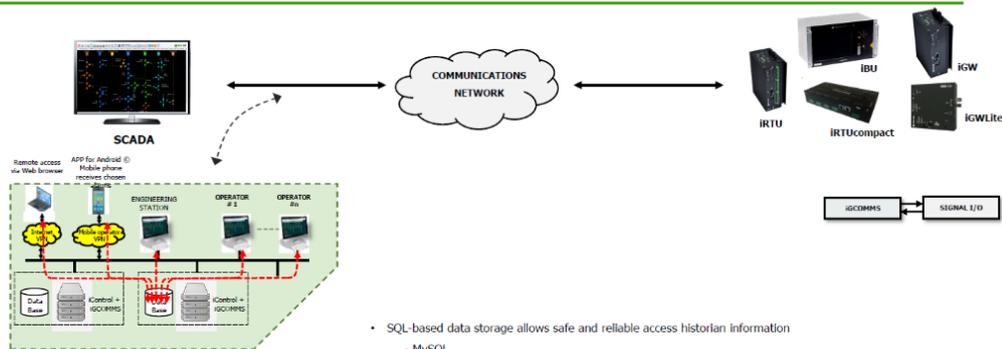
Posee la opción de conectarse a múltiples protocolos de comunicación al mismo tiempo, tanto maestro como esclavo. Esto lo hace una gran alternativa de solución para la implementación del protocolo de comunicación ICCP entre sistemas SCADA.

Con Communications Protocols & Real-Time functionality iGrid ofrece una amplia gama de protocolos de comunicación a utilizar permitiéndole adecuarse a cualquier esquema o requerimiento que el usuario presente.

# Communications Protocols



iGrid tiene la opción de guardado de datos históricos en una base de datos MySQL de fácil y confiable acceso. Esto facilita la transmisión y análisis de datos por parte del usuario.



- SQL-based data storage allows safe and reliable access historian information
  - MySQL
  - CSV format also possible
- Operators & Engineering staff can query the historian information for further analysis
- Operators can program automatic backups depending on RBAC profiles
- Remote operators can query the database for data usage

### 1.5.3 PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA

La propuesta incluye un plan integral para la puesta en servicio del sistema ICCP, donde se detallan pruebas exhaustivas, un cronograma preciso y medidas de contingencia para asegurar una transición sin interrupciones. OSINERGMIN debe aprobar este plan antes de iniciar la migración, garantizando que cualquier observación sea corregida.

Se llevará a cabo la migración de las señales del sistema ICCP, manteniendo la operación del sistema durante todo el proceso.

El personal será capacitado para operar el nuevo sistema, y se realizarán pruebas de disponibilidad para confirmar su fiabilidad.

Finalmente, se proporciona un sistema que asegura una alta confiabilidad y disponibilidad durante y después de la migración.

### 1.5.4 CAPACITACIÓN

La propuesta de capacitación para OSINERGMIN ofrece **02 días** de capacitación.

## B PROPUESTA TÉCNICA

## 1 PLAN DE EJECUCIÓN, ALCANCE Y PLAN DE TRABAJO

### 1.1 DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO

#### 1.1.1 ANTECEDENTES

Actualmente, la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 001-2025-OS/CD ha aprobado, el 14 de enero de 2025, la modificación de la Norma que establece disposiciones para la entrega de información en tiempo real de las empresas supervisadas de la Industria del Gas Natural. Como resultado, **LA EMPRESA** debe implementar un sistema ICCP para el envío de información crítica en tiempo real mediante este protocolo al OSINERGMIN.

#### 1.1.2 OBJETIVO

Brindarle a **LA EMPRESA** la mejor solución integral basada en implementar un nuevo sistema ICCP, considerando dos nuevos servidores para modernizar su arquitectura de comunicación, contemplando el envío de señales vía protocolo ICCP hacia OSINERGMIN.

#### 1.1.3 ALCANCES DEL SERVICIO

El alcance del servicio consta de lo siguiente:

- Suministro, instalación y configuración de 02 servidores para la instalación de software ICCP y arquitectura propuesta.
- Suministro de licencia del nuevo sistema ICCP a ser instaladas en los servidores en mención
- Suministro de 02 licencias Windows Server.
- Suministro, instalación y configuración de 02 Switches capa 03.
- Servicios de ingeniería para la ejecución de la ingeniería básica y de detalle del proyecto, así como para la habilitación de servidores ICCP para el envío de señales al OSINERGMIN.

#### 1.1.4 SERVICIO DE INGENIERÍA

Nuestro servicio de ingeniería considera lo siguiente:

- Ingeniería Básica y de detalle del proyecto.
- Instalación de licencias del sistema ICCP en los dos servidores suministrados.
- Configuración de las señales que se requiere que sean enviadas por ICCP hacia el OSINERGMIN y las pruebas correspondientes, así como la actualización de la documentación solicitada por el OSINERGMIN.
- Actualización de la arquitectura del sistema.
- Pruebas de disponibilidad con OSINERGMIN.

### 1.2 PLAN DE TRABAJO DETALLADO

Nuestra propuesta incluye **LA PUESTA EN SERVICIO DE LAS SEÑALES DEL SISTEMA de OSINERGMIN** que requieren ser enviadas al OSINERGMIN vía protocolo ICCP. Esto incluye la realización de un correcto **PLAN DE TRABAJO**, considerando todas las posibles contingencias y restricciones que se puedan producir durante su ejecución.

Plan de trabajo del proyecto:  
"IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO  
SISTEMA ICCP"



### 1.3 LIMITES DEL PROVEEDOR (EXCLUSIONES)

Esta oferta incluye el suministro, configuración, pruebas, puesta en marcha y capacitación del proyecto “IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO SISTEMA ICCP”

#### 1.3.1 OBLIGACIONES DE PROCETRADI

- PROCETRADI estará a cargo de suministrar y configurar los equipos ofertados.
- PROCETRADI garantizará la inclusión de las señales que actualmente **LA EMPRESA** requiere enviar al OSINERGMIN en el grupo de señales a ser transferidas al Centro de Control del OSINERGMIN en tiempo real, mediante ICCP por el nuevo sistema ICCP a suministrar.
- Los suministros ofrecidos por PROCETRADI se limitan a la lista de suministros de la propuesta técnica.

#### 1.3.2 EXCEPCIONES DE LA PROPUESTA

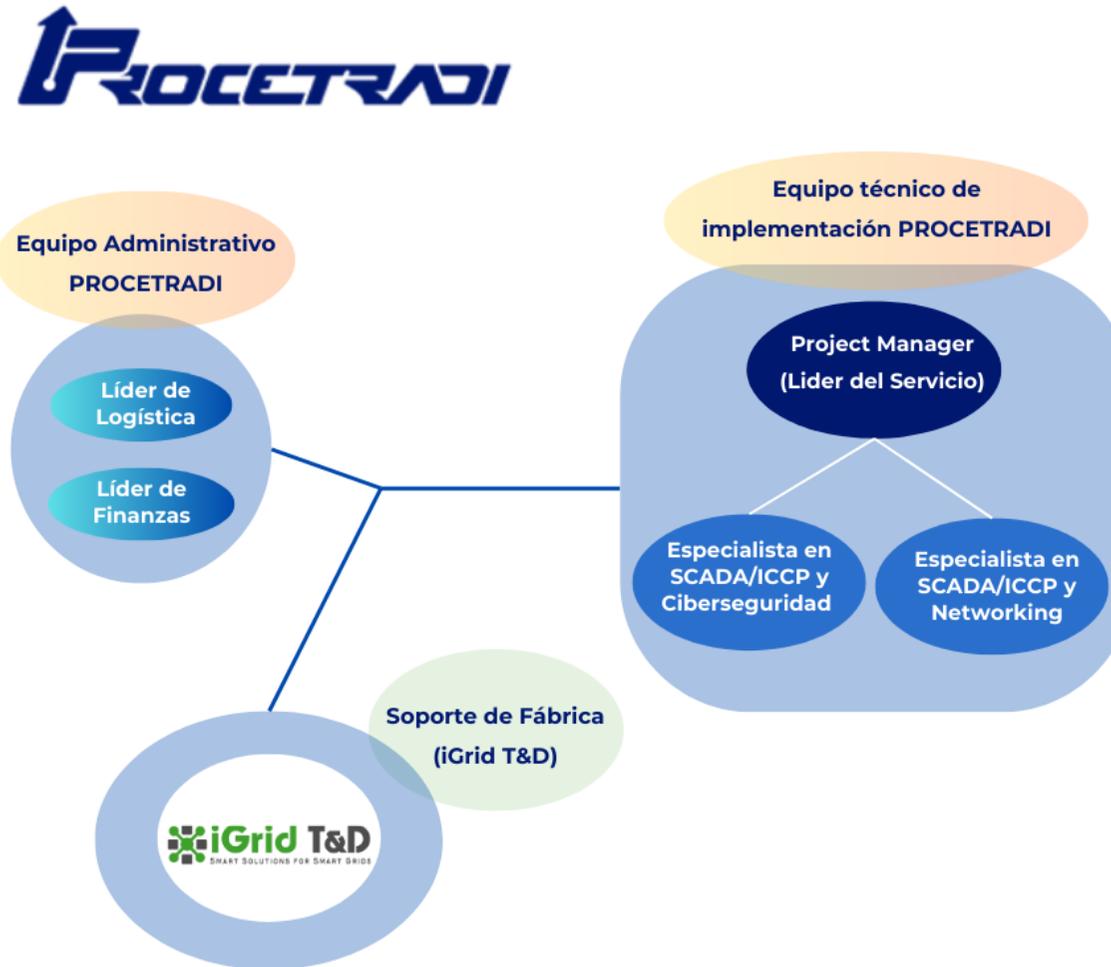
- OSINERGMIN deberá asegurar que las señales que lleguen a sus IEDs se encuentran operativas y disponibles. PROCETRADI solo se encargará de conectar y configurar estas IEDs en la red proporcionada por LA EMPRESA tal que el nuevo sistema ICCP pueda recibirlas y enviarlas por protocolo ICCP al OSINERGMIN.
- LA EMPRESA deberá garantizar que la configuración de señales de nivel 1 y 2 tenga las condiciones adecuadas (calidad, estampa de tiempo, disponibilidad) para que PROCETRADI las integre al nivel 3 (nuevo sistema ICCP).
- La configuración y cualquier problema con las señales nivel 1 y nivel 2 del sistema actual de LA EMPRESA será responsabilidad de LA EMPRESA. De tal manera que PROCETRADI podrá validar las señales en nivel 3 y enviarlas al OSINERGMIN mediante protocolo ICCP.
- LA EMPRESA debe garantizar que su cableado de comunicaciones estará en buen estado tal que permita la transmisión eficiente y completa de datos hasta los servidores del sistema ICCP que permita el envío vía protocolo ICCP de las señales a ser enviadas al OSINERGMIN.
- LA EMPRESA debe garantizar que en los tableros existentes haya espacio suficiente para instalar los nuevos equipos que suministrará PROCETRADI para la implementación del nuevo sistema ICCP.
- LA EMPRESA debe garantizar la disponibilidad de personal técnico en nivel 2 con el fin de realizar en conjunto con PROCETRADI las pruebas de integración hacia el nivel 3.
- LA EMPRESA será responsable del enlace de comunicación ICCP entre LA EMPRESA y el OSINERGMIN.
- LA EMPRESA asegurará una alimentación estable de los equipos del sistema, con una tensión estabilizada y un respaldo adecuado.
- En base a la arquitectura e infraestructura existente de LA EMPRESA se definirá si las señales serán tomadas directamente desde el SCADA existente, o en su defecto desde unidades concentradoras (tipo RTU)

### 1.4 ENTREGABLES

- Plan de trabajo, conformado por el detalle de las actividades a realizar.
- Arquitectura SCADA final del proyecto.
- Guías de uso.
- Ingeniería Básica y de Detalle.
- Informe final del proyecto.

## 2 ORGANIGRAMA PROPUESTO Y EXPERIENCIA DE PERSONAL CLAVE

### 2.1 ORGANIGRAMA DEL PERSONAL CLAVE PARA EL SERVICIO



## 2.2 PERFIL Y EXPERIENCIA DEL PERSONAL CALIFICADO QUE INTERVENDRÁ EN EL PROYECTO

<p><b>Ing. Diogenes Gonzales Nemesio</b> (Especialista SCADA/ICCP, Firewall y Networking)</p>	<p>Ingeniero Electricista Titulado y Colegiado de la Universidad Nacional de Ingeniería con más de 26 años de experiencia en implementación de proyectos SCADA ADMS para Sistemas Eléctricos e Interoperabilidad, certificado como PROYECT MANAGER (PMP) y AGILE PROYECT MANAGER (AGIL-PMP). Capacitado por fábrica en soluciones <b>SCADA ADMS</b> a nivel avanzado y líder de proyectos SCADA de gran envergadura a nivel nacional desarrollados por la empresa PROCETRA DI.</p>
	<p style="text-align: center;"><b>Experiencia</b></p>
<p><b>PROJECT MANAGER</b> “LIDER DEL SERVICIO”</p>	<p>Los proyectos liderados como director de Proyectos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Director de proyecto en la Implementación del Sistema SCADA ADMS/ICCP/IEC 104 de Distriluz.</li> <li>• Director de proyecto en la Configuración de señales de envíos y recepción al SCADA del COES mediante protocolo IEC104 para la Central Hidroeléctrica Chaglla</li> <li>• Director de proyecto implementación del nuevo sistema SCADA / ICCP / IEC 104 para ENGIE ENERGÍA PERÚ.</li> <li>• Director de proyecto en la Implementación del Sistema SCADA ADMS de Electro Ucayali.</li> <li>• Director de proyecto en la Implementación del Sistema SCADA ADMS de Electro Oriente</li> <li>• Director de proyecto en la Implementación del Sistema SCADA Electro Sur Este.</li> <li>• Director de proyecto en la Implementación de Sistema SCADA/ICCP para OSINERGMIN</li> <li>• Director de proyecto en la Implementación del Sistema SCADA/ICCP para Minera Southern</li> <li>• Director de proyecto en la Implementación del Sistemas SCADA para Minera Antamina</li> <li>• Director de proyecto en la Implementación del Sistemas SCADA para Minera Yanacocha</li> </ul>
	<p style="text-align: center;"><b>Certificados</b></p>
	<p><b>TÍTULO DE INGENIERO:</b></p> 

N° 22886-6



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
Secretaría General  
Lima, 25 SET 2019  
El Secretario General de la Universidad Nacional de Ingeniería, CERTIFICA: la autenticidad de los datos procedentes de los expedientes que se adjuntan, en relación a los datos de: **Diogenes Gonzales de la Cruz**, Dpto. de Ingeniería de Software, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Ingeniería, en el cargo de **Asesor de Investigación y Desarrollo** en esta Casapal Estudiantil.

L. Quiñoá  
Ing. LUIS AGUIRRE PARRA  
Secretario General



**PMP:**



**PMI-ACP:**



**Ing. Jose Quintanilla**  
**(Especialista SCADA /ICCP,**  
**Firewall y PMP Certified)**



**“ESPECIALISTA EN SCADA/ICCP  
 Y NETWORKING”**

Ingeniero Industrial de la Universidad Nacional San Ignacio de Loyola con más de 10 años de experiencia liderando a nivel de Control de Calidad y Seguridad para los proyectos integrales de automatización **SCADA/ICCP** de PROCETRADI S.A.C.

**Experiencia**

- Certificado en Gestión de proyectos (PMP) para la gestión de proyectos
- Líder de proyecto FLISR para LUZ DEL SUR
- Especialista de control de calidad y seguridad para la Implementación del Sistemas SCADA ADMS/ICCP de Distriluz
- Especialista de Automatización Implementación del Sistemas SCADA/ICCP de Electro Oriente
- Especialista de Automatización para la Implementación del Sistemas SCADA/ICCP de Electro Sur Este
- Implementación del Sistemas SCADA para SIDERPERU
- Especialista de automatización en Implementación del Sistema SCADA/ICCP y Automatización Eléctrica de la Central Hidroeléctrica para Consorcio Minero Horizonte.
- Especialista SCADA en Implementación del Sistema SCADA de Sedapal.
- Líder de proyecto Automatización SCADA de integración de S.E Vizcarra y Puerto Lobitos y Subestaciones móviles para Minera Antamina
- Líder de control de calidad y seguridad para el Servicio de soporte y mantenimiento SCADA para ANTIMINA (durante múltiples años consecutivos)

**Certificados**

**TÍTULO DE INGENIERO:**



**DIPLOMADOS:**



	<p><b>PMP:</b></p>  
<p><b>Ing. Hansy Granados</b> <b>(Especialista SCADA /ICCP, Firewall y PMP Certified)</b></p>  <p><b>“ESPECIALISTA EN SCADA/ICCP Y CIBERSEGURIDAD”</b></p>	<p>Ingeniero Industrial y Comercial de la Universidad San Ignacio de Loyola Colegiado con Registro CIP N° 202104. Auditor Interno Trinorma ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001 certificado por la UNALM con más de 8 años de experiencia en gestión de proyectos, Implementación de Sistemas SCADA y Soporte y Mantenimiento de Sistema <b>SCADA/ICCP</b>.</p> <p style="text-align: center;"><b>Experiencia</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Soporte y Mantenimiento del Sistema SCADA/ICCP de OSINERGMIN</li> <li>• Actualización del Sistema SCADA/ICCP de Southern Perú</li> <li>• Servicio de Mantenimiento y Soporte Técnico para el Sistema ADMS SCADA/OMS/DMS para el GRUPO DISTRILUZ</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>Certificados</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ITIL®V4</li> <li>• Auditor Interno Trinorma ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001</li> <li>• Oracle Database</li> <li>• Programa Integral Trinorma: Interpretación, implementación y formación de auditores internos en Sistemas Integrados de Gestión de Calidad (ISO 9001), Medio Ambiente (ISO 14001), Seguridad y Salud Ocupacional (OHSAS 18001)</li> <li>• Certificación: Check Point Certified Security Administrator CCSA R80. Check Point Software Technologies Ltd.</li> <li>• “Sistema SCADA, SmartVU y Networking”</li> </ul>



## CERTIFICADO

A: **Hansy Granados Yuzzelli**  
Por su participación en la:

### Capacitación: Sistema SCADA, SmartVU y Networking

**Sistema SCADA:**  
Arquitectura abierta y escalable  
Confiabilidad  
Analizador de protocolos  
Interfaces con otros sistemas

**Networking:**  
Sistema de comunicaciones  
Alternativas tecnológicas  
Sistema Vía celular-Modem

Desarrollado los días 20 y 21 de Abril del 2016  
con una duración total de 16 horas, en las  
instalaciones  
de la empresa PROCETRA DI – Perú

**SmartVU:**  
Revisión de Módulos SmartVU  
Comparativo SmartVU con  
Worlview

Lima, 22 de Abril del 2016

**Certificado No. 1616HG01-1528**

Este es un certificado generado por sistema. No requiere firma.  
Si requiere una validación del certificado, por favor enviar un mail a [admin@procetradi.com](mailto:admin@procetradi.com)



### Cloud Computing Foundation Certificate

Presented to:

**Hansy Kevin Granados Yuzzelli**

3 August 2019

drs. Bernd W.E. Taselaar  
Chief Executive Officer

0283721.201922136

EXIN  
The global independent certification institute for ICT Professionals

The validity of this certificate can be checked on [www.exin.com/certificates/authenticity.aspx](http://www.exin.com/certificates/authenticity.aspx)

### 3 GARANTÍA DEL SERVICIO

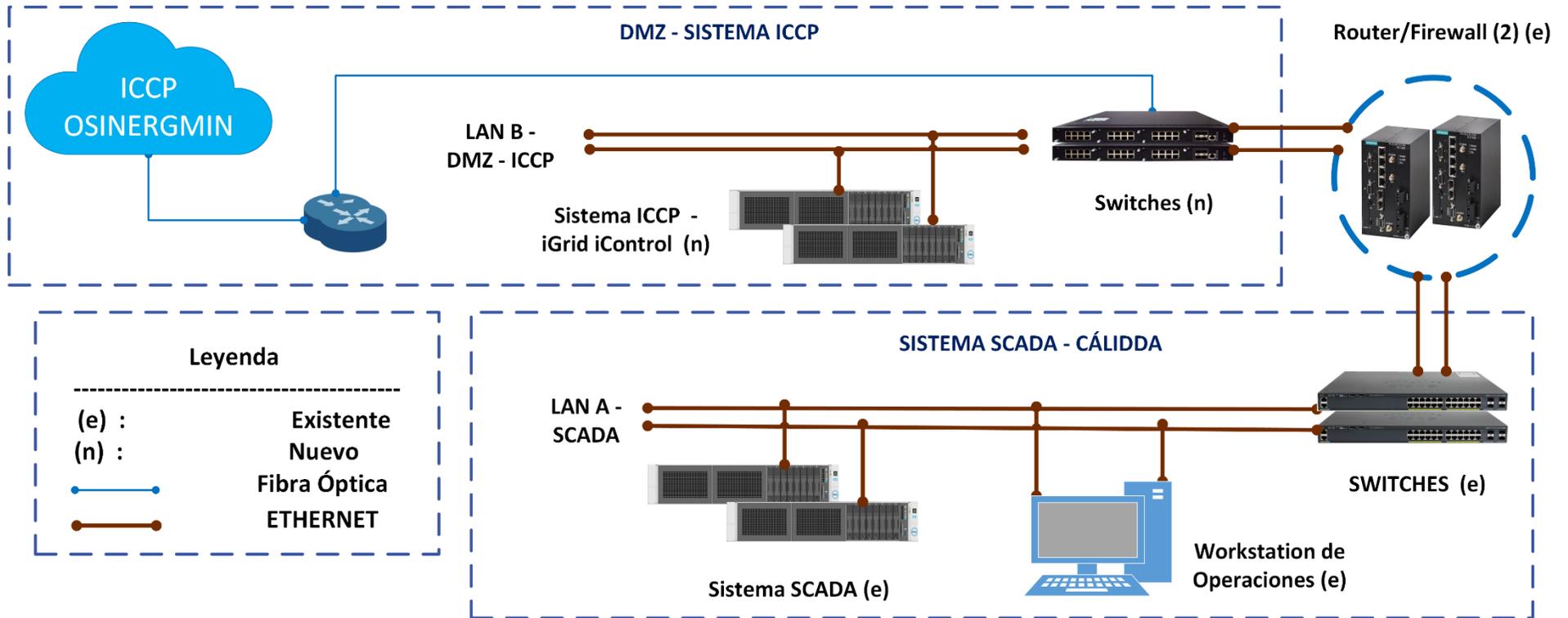
Nuestra propuesta incluye la extensión de la **GARANTÍA TOTAL DEL SISTEMA** por un período de **18 meses** contado a partir de la firma del acta de aceptación provisional del sistema.

Esta garantía cubre todos los defectos de fábrica en hardware y software, y también cubre desviaciones o no conformidades en la configuración, documentación y parametrización, y en general todos los aspectos contratados en el proyecto, de acuerdo con los términos indicados en la presente especificación técnica.

### 4 CAPACITACIÓN

La propuesta de capacitación para OSINERGMIN ofrece un entrenamiento a nivel usuario de **02 días** orientado específicamente al manejo del Sistema ICCP de Igrid.

5 ARQUITECTURA DE SOLUCIÓN - ESQUEMA DE PRINCIPIO DE LOS EQUIPOS OFERTADOS

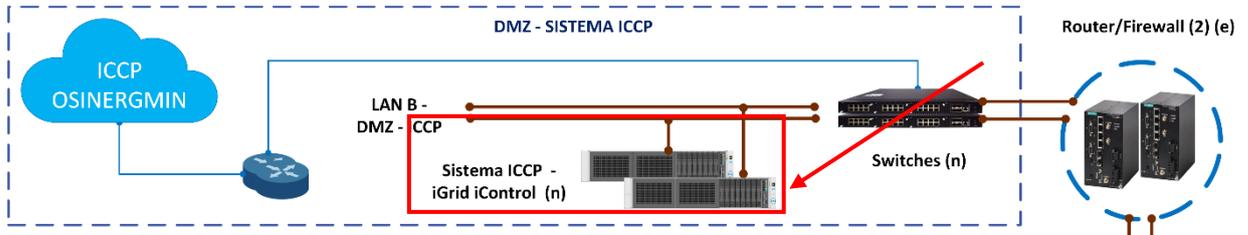


## 5.1 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA SCADA ICCP

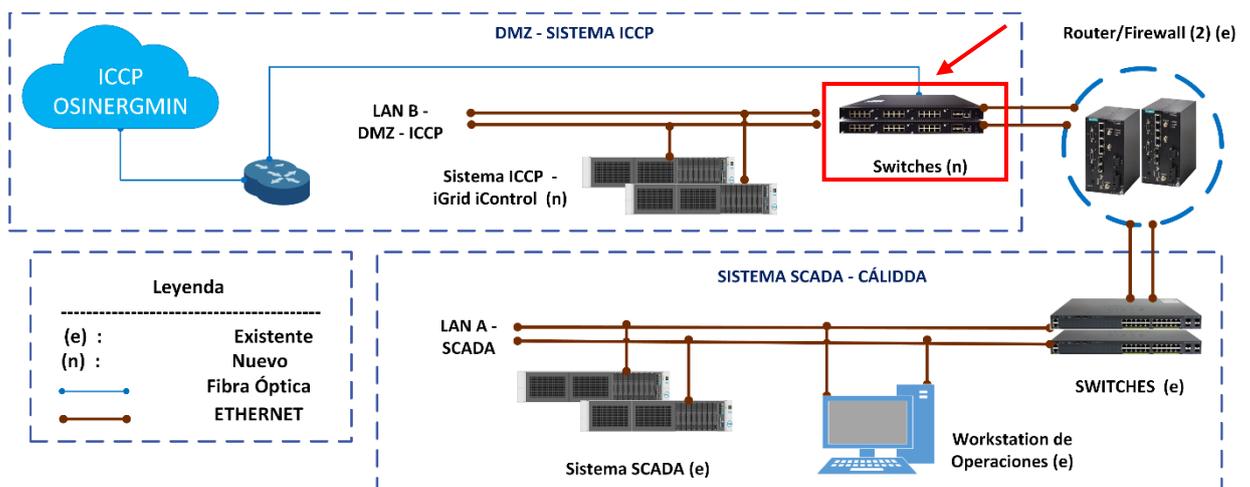
### 5.1.1 Nivel 3 de Automatización

Esta red del nuevo sistema SCADA/ICCP contemplará los siguientes componentes:

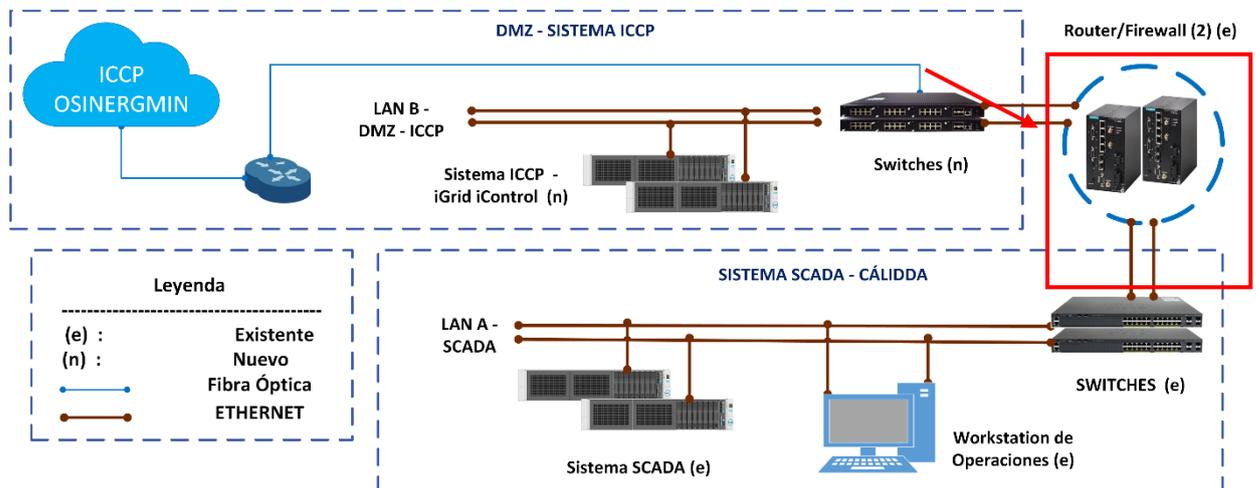
- **Servidores ICCP:** Estos servidores están configurados para integrar el nuevo sistema ICCP iGrid iControl a implementar para OSINERGMIN. Se ofrecen dos servidores con una configuración Hot-Standby. Estos estarán alojados en una DMZ aislada de la red LAN de los servidores SCADA existentes.



- **Switches capa 3 de Comunicaciones:** En la arquitectura a implementar, se contempla la incorporación de nuevos switches de capa 3 para integrar las señales que deben ser enviadas a OSINERGMIN mediante el protocolo ICCP. Estos switches permitirán segmentar la red, facilitando la creación de la DMZ del sistema ICCP y proporcionando una capa adicional de seguridad para restringir accesos no autorizados. Además, desempeñarán un papel clave como enlace entre el sistema ICCP y el módem, encargado de establecer la comunicación con OSINERGMIN, asegurando así una transmisión eficiente y segura de la información.



- **Routers/Firewall:** En la arquitectura a implementar, los routers/firewalls existentes desempeñan un papel fundamental en la seguridad y gestión del tráfico de red, ya que reciben las señales de los IEDs encargados de recopilar información del proceso en campo. Estos dispositivos actúan como el primer nivel de control, filtrando y protegiendo el tráfico antes de que la información sea procesada por el sistema ICCP. Los dos switches de capa 3 que se incorporarán en el sistema se conectarán a estos routers/firewalls, permitiendo la segmentación de la red y la creación de la DMZ para el sistema ICCP. De esta manera, los routers/firewalls no solo controlarán el tráfico entre la red interna y la DMZ, sino que también establecerán reglas de seguridad para restringir accesos no autorizados y garantizar la comunicación segura de los datos enviados a OSINERGMIN mediante el protocolo ICCP.



## 6 SUMINISTROS

La presente oferta contempla los siguientes suministros:

Ítem	Equipo ofertado	Descripción	Cant.
1	Software SCADA iGrid iControl Control Center Lite (Redundante)	Licencia Software ICCP	Glob.
2	DELL - PowerEdge R360 Rack Server	Servidor ICCP	2
3	(RHG7628-CPU-4SFP-MR) L3 Switch Core, 4x1G SFP Uplinks, 3 Module Slots, 1x100~220VAC, 1x 48~57 VDC input; 1 x 8-Port RJ45 non-PoE module	Switch Capa 3 – 8 puertos RJ45 + 4x1G SFP Uplinks	2
4	Licencia de Windows Server.	Licencia de Windows Server	2
5	Equipamiento misceláneo como clavijas, cables de red y seriales, etc.	Equipamiento misceláneo	1 Lote

### 6.1.1 Detalle de Suministros Principales

#### 1. Suministro de Licencia de Software SCADA/ICCP

Se suministra Licencia de Software SCADA/ICCP iGrid iControl de 1000 tags.



#### 2. Suministro de 2 Servidores SCADA/ICCP

Se suministran 2 Servidores del fabricante DELL modelo Dell Power Edge R360 Rack Server con las siguientes características generales:

- Intel Xeon E-2468 2.6G, 8C/16T, 24M Cache, Turbo, HT (65W) DDR5
- 2 x 16GB UDIMM, 5600MT/s ECC
- 480GB SSD SATA Read Intensive 6Gbps 512 2.5in Hot-plug AG Drive, 1 DWPD

- 2 Puertos Ethernet RJ-45
- Windows Server 2022 - Standard
- Dual, Hot-Plug, Redundant Power Supply (1+1), 600W TM
- Montaje en Rack 19"



### 3. Suministro de 2 switches capa 3 de 8 puertos

Se suministran 2 switches capa 3 de 8 puertos RJ45 + 4x1G SFP Uplinks, modelo RHG7628-CPU-4SFP-MR con las siguientes características generales:

- 8 puertos RJ45 Gigabit
- 4 ranuras de enlace ascendente SFP de 1 Gigabit
- Diseño industrial robusto para operaciones en entornos hostiles de -40 ~ 75 °C
- 1x 100~220VCA de entrada de alimentación
- 1x 48~57VCC de entrada de alimentación



## C PROPUESTA ECONÓMICA

## 1 PROPUESTA ECONÓMICA

La propuesta económica correspondiente al “IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO SISTEMA ICCP” de acuerdo con lo descrito en la Propuesta Técnica, asciende al monto siguiente:

N°	EQUIPO	CANT	UND	PRECIO TOTAL
1	IMPLEMENTACIÓN DEL NUEVO SISTEMA ICCP	1	GLB	81,950.00
<b>TOTAL, USD (DÓLARES AMERICANOS)</b>				<b>81,950.00</b>

A continuación, nos permitimos informar a ustedes las condiciones comerciales que hacen parte integral de nuestra oferta.

### 1.1 PRECIOS

Los precios son fijos y se entienden en dólares americanos. NO incluye el Impuesto General a las Ventas (I.G.V.), actualmente del 18%, cualquier aumento en este tributo será facturado adicionalmente.

### 1.2 TÉRMINOS Y FORMA DE PAGO

40% ADELANTO

30% A LA ENTREGA DE SUMINISTROS

30% A LA FINALIZACION Y CONFORMIDAD DEL PROYECTO.

### 1.3 VALIDEZ DE LA OFERTA

10 días calendario a partir de la fecha de la presente cotización.

### 1.4 PLAZO DE EJECUCION

El plazo de entrega del proyecto es de 75 días.

### 1.5 GARANTIA

El periodo de Garantía ofertada para todos los productos es de 18 meses



## ANGEL NAVARRO LA ROSA

SALES & SOLUTION CONFIGURATION MANAGER  
anavarro@procetradi.com

[www.procetradi.com](http://www.procetradi.com)



T (+51) 445 1862  
T (+51) 445 2115  
T (+51) 445 7660  
Av. Benavides 1850  
Of. 301 - Miraflores