

Preparado para:



Contugas
Grupo Energía Bogotá

PROPUESTA TARIFARIA 2022-2026

Contugas S. A. C.

Contenido

Introducción	11
Antecedentes	11
Marco regulatorio.....	12
Parámetros relevantes	13
Demanda	13
Información Base	14
Sector Residencial.....	17
Clientes.....	17
Consumo	23
Sector Comercial.....	27
Clientes.....	27
Consumo	29
Sector Industrial	30
Industrias Alimentarias	31
Industrias Agrícola y Ganadera	32
Industrias Textiles.....	34
Industrias de la Construcción	36
Pesqueras	36
Industrias de Acero y Mineras.....	37
Industrias Hotelería y Turismo	38
Industrias Otras	39
Nuevas Industrias	40
Cogeneración.....	40
GNV.....	41
Clientes.....	41
Consumo	42
Térmicas.....	44
Plan quinquenal de inversiones.....	46

Demanda total	47
Demanda regulatoria	49
Costo de prestación del servicio	53
Base de activos regulatoria	53
Base de activos existente	53
Activos de distribución	53
Inversiones	55
Inversiones complementarias	56
Anualidad de las inversiones	56
Costos de operación, administración y comercial	57
Metodología de determinación de costos de explotación	57
Costos modelados	58
Proyección de los costos de explotación para el periodo 2022-2026.....	58
Otros costos regulatorios	59
Proyección de los costos de explotación totales para el periodo 2022-2026.....	60
Ingresos por Derecho de Conexión	60
Remuneración requerida	61
Propuesta tarifaria	63
Segmentación de la demanda	63
Costo medio de largo plazo	65
Criterios de diseño	66
Segmentación en distribución y comercialización	71
Selección de cargos tarifarios	72
Metodología de facturación del servicio de distribución	75
Verificación	78
Competitividad	81
Cargos tarifarios complementarios o extratarifarios	85
Corte y reconexión	85
Inspección, Supervisión y Habilitación (ISH)	86
Acometida	87

Derecho de Conexión	88
Actualización periódica	88
Anexos	91

Índice de Tablas

Tabla 1: Estimación de Clientes potenciales. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del censo nacional.	20
Tabla 2: Clientes Residenciales – Bajo consumo (A1). Fuente: Elaboración propia.....	21
Tabla 3: Clientes Residenciales – Mayor consumo (A2). Fuente: Elaboración propia.	22
Tabla 4 : Consumo Residencial Total (m3/año). Fuente: Elaboración propia.....	23
Tabla 5: Consumos Unitarios Residenciales – Bajo consumo (m3/mes). Fuente: Elaboración propia.	24
Tabla 6: Consumos Residenciales – Bajo consumo (m3/año). Fuente: Elaboración propia.	25
Tabla 7: Consumos Unitarios Residenciales – mayor consumo	26
Tabla 8: Consumos Residenciales - mayor consumo (m3/año). Fuente: Elaboración propia.....	26
Tabla 9: Clientes Comerciales. Fuente: Elaboración propia.....	29
Tabla 10: Consumo Comercial Total (m3/año). Fuente: Elaboración propia.....	30
Tabla 11: Industrias Alimentarias Fuente: Elaboración propia.	31
Tabla 12: Consumos de Industrias Alimentarias (m3/año). Fuente: Elaboración propia.	32
Tabla 13: Industrias Agrícolas y Ganaderas. Fuente: Elaboración propia.....	33
Tabla 14: Consumos Industrias Agrícolas y Ganaderas (m3/año). Fuente: Elaboración propia.	34
Tabla 15: Industrias Textiles Fuente: Elaboración propia.	35
Tabla 16: Consumo Industrias Textiles (m3/año). Fuente: Elaboración propia.....	36
Tabla 17: Industrias de la Construcción. Fuente: Elaboración propia.....	36
Tabla 18: Consumos Industrias de la Construcción (m3/año). Fuente: Elaboración propia.....	36
Tabla 19: Industrias Pesqueras. Fuente: Elaboración propia.....	36
Tabla 20: Consumo Industrias Pesqueras (m3/año). Fuente: Elaboración propia.....	37
Tabla 21: Industrias Acero y Minas. Fuente: Elaboración propia.....	37
Tabla 22: Consumos Industrias Hotelería y Turismo (m3/año). Fuente: Elaboración propia.....	39
Tabla 23: Industrias Otras. Fuente: Elaboración propia.....	39
Tabla 24: Consumos Industrias Otras (m3/año). Fuente: Elaboración propia.....	39
Tabla 25: Nuevas Industrias. Fuente: Elaboración propia.....	40
Tabla 26: Consumo de Nuevas Empresas (m3/año). Fuente: Elaboración propia.....	40
Tabla 27: Industrias de Cogeneración. Fuente: Elaboración propia.	40
Tabla 28: Consumos de Cogeneración (m3/año). Fuente: Elaboración propia.	40
Tabla 29: Clientes de GNV. Fuente: Elaboración propia.	41
Tabla 30: Consumos GNV (m3/año). Fuente: Elaboración propia.	44
Tabla 31: Térmicas. Fuente: Elaboración propia.....	45
Tabla 32: Consumos de Térmicas (m3/año). Fuente: Elaboración propia.	45
Tabla 33: Clientes residenciales adicionales. Fuente: PQI	46
Tabla 34: Volumen adicional por nuevos usuarios residenciales. Fuente: PQI.....	47
Tabla 35: Demanda incorporada en los proyectos de expansión. Fuente: PQI	47

Tabla 36: Demanda proyectada – Cantidad de Clientes. Fuente: Elaboración propia.	48
Tabla 37: Demanda proyectada – Volumen consumido. Fuente: Elaboración propia.	49
Tabla 38: Demanda Consumidores independientes. Fuente: Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural.....	49
Tabla 39: Consumidores independientes con reserva de capacidad de distribución. Fuente: Contratos de suministro de servicio.	50
Tabla 40: Factores de carga empleados en la estimación de la demanda. Fuente: Elaboración propia.	51
Tabla 41: Demanda regulatoria - Cantidad de usuarios. Fuente: Elaboración propia.	51
Tabla 42: Demanda regulatoria - Volumen. Fuente: Elaboración propia.	52
Tabla 43: Demanda regulatoria - Capacidad. Fuente: Elaboración propia.	52
Tabla 44: Metrados infraestructura existente de tuberías de acero y PE. Fuente: VNR Contugas	54
Tabla 45: Cantidades de estaciones y city gates existentes. Fuente: VNR Contugas.....	54
Tabla 46: Cantidades de válvulas por tipo de material Fuente: VNR Contugas.....	54
Tabla 47: Cantidades de obras especiales por tipo Fuente: VNR Contugas.....	54
Tabla 48: VNR Base de activos inicial por rubro.....	55
Tabla 49: Resumen de los principales datos del PQI 2022-2026. Fuente: PQI	55
Tabla 50: Inversión total PQI 2022-2026 desagregada por tipo de activo (red existente y nuevos proyectos). Fuente: PQI.	55
Tabla 51: Inversión complementarias proyectadas para el periodo 2022-2026. Fuente: PQI	56
Tabla 52: Anualidades por tipo de activo de la base inicial y las inversiones del PQI acumuladas. Fuente: Elaboración propia.	56
Tabla 53: Resumen de los costos de explotación para el periodo 2022-2026. Fuente: Elaboración propia.	59
Tabla 54: Resumen otros costos regulatorios para el periodo 2022-2026. Fuente: Elaboración propia.	60
Tabla 55: Tabla 2: Resumen costos totales de explotación para el periodo 2022-2026. Fuente: Elaboración propia.	60
Tabla 56: Ingresos estimados por Derecho de Conexión. Fuente: Elaboración propia.	61
Tabla 57: Parámetros utilización en el modelo de cálculo de tarifa media	61
Tabla 58: Costo total de prestación del servicio para el periodo 2018-2022 desagregado por ítem principales. Fuente: Elaboración propia.	61
Tabla 59: Costo total de prestación del servicio para el periodo 2018-2022 abierto por tipo de servicio y activo. Fuente: Elaboración propia.....	62
Tabla 60: Valores anuales del RI con el ajuste para estimación del valor presente. Fuente Elaboración propia.	62
Tabla 61: Valor presente del Requerimiento de ingresos. Fuente: Elaboración propia.	62
Tabla 62: Factor de actualización anual para el cálculo del valor presente. Fuente: Elaboración propia.	62

Tabla 63: Categorías segmentadas por volumen. Fuente: Contrato de concesión.	63
Tabla 64: Artículo 107 del reglamento de distribución. Fuente: Reglamento de distribución.	63
Tabla 65: Categorías tarifarias propuestas.	65
Tabla 66: Costo medio de largo plazo. Fuente: Elaboración propia.	65
Tabla 67: Estimación CMLP. Fuente: Elaboración propia.	66
Tabla 68: Margen Media de Distribución y Comercialización. Fuente: Elaboración propia.	69
Tabla 69: Porcentajes de ahorros propuestos. Fuente: Elaboración propia.	70
Tabla 70: Ahorros generados por las tarifas medias de referencia.	71
Tabla 71: Valor presente del Requerimiento de Ingresos. Fuente: Elaboración propia.	72
Tabla 72: Propuesta Tarifaria. Fuente: Elaboración propia.	73
Tabla 73: Porcentajes empleados para definir los cargos de la tarifa de distribución. Fuente Elaboración propia.	73
Tabla 74: Porcentajes empleados para definir los cargos de la tarifa de comercialización. Fuente Elaboración propia.	74
Tabla 75: VP Ingreso de distribución desagregado por cargo y categoría. Fuente: Elaboración propia.	74
Tabla 76: VP Ingreso de comercialización desagregado por cargo y categoría. Fuente: Elaboración propia.	74
Tabla 77: Proyección de ingresos con tarifa propuesta con cargos fijos. Fuente: Elaboración propia.	79
Tabla 78: Proyección de ingresos con tarifa propuesta con cargos variables. Fuente: Elaboración propia.	79
Tabla 79: Valor presente de la proyección de ingresos. Fuente: Elaboración propia.	79
Tabla 80: Proyección de ingresos. Fuente: Elaboración propia.	80
Tabla 81: Valor presente de las ventas desagregadas por Categoría. fuente: Elaboración propia.	80
Tabla 82: Requerimiento de ingresos o costos de prestación del servicio. Fuente: Elaboración propia.	80
Tabla 83: Combustibles alternativos. Fuente: Elaboración propia.	82
Tabla 83: Precio de combustibles de alternativos expresados en USD/MMBTU. Fuente: Elaboración propia.	83
Tabla 84: Alternativos seleccionados por categoría para el análisis de competitividad. Fuente: Elaboración propia.	84
Tabla 85: Análisis de competitividad de las tarifas propuestas. Fuente: Elaboración propia.	84
Tabla 86: Propuesta de cargos por corte de servicio.	86
Tabla 87: Propuesta de cargos por reconexión de servicio.	86
Tabla 88: Propuesta de cargos de ISH por tipo de cliente.	87
Tabla 89: Propuesta de cargos por acometida en muro existente.	87
Tabla 90: Propuesta de cargos por acometida en muro construido.	88
Tabla 91: Propuesta de cargos por derecho de conexión.	88

Tabla 92: Coeficientes de participación para la actualización de las tarifas. Fuente: Elaboración propia.	89
Tabla 93: Estimación impacto obras civiles. Fuente: Elaboración propia a partir del cálculo de costos unitarios de inversión.....	89
Tabla 94: Incidencia de las obras civiles en las inversiones de red.....	89
Tabla 95: Coeficientes de participación para la actualización de las acometidas en Muro existente. Fuente: Elaboración propia.....	90
Tabla 96: Coeficientes de participación para la actualización de las acometidas en Muro construido. Fuente: Elaboración propia.....	90

Índice de Figuras

Figura 1 : PBI Perú. Fuente: Banco Mundial.....	15
Figura 2: PBI ICA. Fuente: Instituto Peruano de Economía.....	15
Figura 3: Evolución PBI Perú y PBI ICA. Fuente: Elaboración propia.....	16
Figura 4: PBG Petróleo y Minas. Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática.....	16
Figura 5: Modelo analítico de proyección de clientes residenciales. Fuente: Elaboración propia.....	18
Figura 6: Índice de Hacinamiento. Fuente: Elaboración propia.....	19
Figura 7: Cobertura de agua. Fuente: Censo Nacional.....	20
Figura 9: Clientes Residenciales – Bajo consumo. Fuente: Elaboración propia.....	22
Figura 10: Clientes Residenciales – Mayor consumo. Fuente: Elaboración propia.....	23
Figura 11: Consumo Residencial. Fuente: Elaboración propia.....	24
Figura 12: Consumos Residenciales - A1.....	25
Figura 13: Ventas Residenciales - A2. Fuente: Elaboración propia.....	27
Figura 14: Salida de Software - Clientes Comerciales. Fuente: Elaboración propia.....	28
Figura 15: Clientes Comerciales. Fuente: Elaboración propia.....	28
Figura 16: Tendencia del Consumo Unitario Total Comercial. Fuente: Elaboración propia.....	29
Figura 17. Consumo Comercial. Fuente: Elaboración propia.....	30
Figura 18: Análisis Tendencial Procesadora Laran. Fuente: Elaboración propia.....	32
Figura 19: Análisis tendencial Exportadora Romex. Fuente: Elaboración propia.....	33
Figura 20: Salida de Software - Industria VIR AS. Fuente: Elaboración propia.....	34
Figura 21: Análisis Tendencial CMT del Sur SAC Fuente: Elaboración propia.....	35
Figura 22: Análisis Tendencial Fábrica de Tejidos Pisco SAC. Fuente: Elaboración propia.....	35
Figura 23: Análisis Tendencial Industria Pesquera. Fuente: Elaboración propia.....	37
Figura 24: Salida de Software - Industria Acero y Minas. Fuente: Elaboración propia.....	38
Figura 25: Consumo Industrias Acero y Minas (m3/año). Fuente: Elaboración propia.....	38
Figura 26: Industrias Hotelería y Turismo. Fuente: Elaboración propia.....	38
Figura 27: Análisis Tendencial Papelera del Sur. Fuente: Elaboración propia.....	39

Figura 29: Consumos de Cogeneración. Fuente: Elaboración propia.	41
Figura 30: Clientes GNV. Fuente: Elaboración propia.	42
Figura 31: Análisis tendencial - Clientes GNV. Fuente: Elaboración propia.	43
Figura 32: Análisis Tendencial - Consumo Unitario GNV. Fuente: Elaboración propia.	43
Figura 33: Consumos GNV. Fuente: Elaboración propia.	44
Figura 35: Consumo Térmicas. Fuente: Elaboración propia.	45
Figura 29: Pliego tarifario Quavii. Fuente: Quavii.	64
Figura 30: Bienestar social y sustentabilidad de la empresa. Fuente: Informe 6 TUD Osinerming 270218.	67
Figura 31: Esquema de costo marginal y costo medio en empresas de economía de escala. Fuente: Informe 6 TUD Osinerming 270218.	67
Figura 32: Disponibilidad a pagar. Fuente: Informe 6 TUD Osinerming 270218	68
Figura 33: Margen media de referencia (Distribución y Comercialización). Fuente: Elaboración propia.	70
Figura 34: Estructura tarifaria. Fuente: Informe 6 TUD Osinerming 270218.	72
Figura 35: Ventas proyectas. Fuente: Elaboración propia.	81
Figura 36: Estructura de costos (Fijo/Variable) de Contugas. fuente: Elaboración propia.	81
Figura 37: Competitividad del gas natural. Fuente: Elaboración propia.	85

Glosario

CAASA: Aceros Arequipa S.A.

CC: Capacidad reservada.

CI: Consumidores independientes.

CMT: Costo Medio de Transporte;

COB: Cobertura del servicio de agua canalizado.

COVID: Enfermedad producida por el virus SARS-CoV-2,

EGASA: Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.C.;

EGESUR: Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.C.;

DGH: Dirección General de Hidrocarburos;

FC: Factor de carga.

FISE: Fondos de Inclusión Social Energético.

GE: Generación Eléctrica;

GNV: Gas Natural Vehicular;

IH: Índice de Hacinamiento.

INEI: Instituto Nacional de Estadísticas y Censos.

IP: Instituciones Públicas;

IPE: Instituto Peruano de Economía.

Km: Kilómetros;

MEM: Ministerio de Energía y Minas;

ML: Metro lineal;

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería;

PBI: Producto Bruto Interno

PE: Polietileno;

PMG: Precio Medio del Gas;

PQI: Plan Quinquenal de Inversión;

USD: dólares estadounidenses;

VNR: Valor Nuevo Reemplazo;

Introducción

El presente documento y anexos contiene la propuesta de Tarifa Única de Distribución (en adelante TUD) y cargos extratarifarios del concesionario de distribución de gas natural por red de Ductos en Ica (en adelante Contugas) para el período 2022-2026.

La presente propuesta ha sido elaborado a partir de los criterios establecidos en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante Reglamento de Distribución), aprobado mediante Decreto Supremo N°042-99-EM1 y modificada Decreto Supremo N°008-2021-EM, el “Procedimiento para la elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural” aprobado por resolución n°659-2008-OS/CD y modificada por resolución n°178-2021 OS/CD y otras resoluciones vinculadas.

De acuerdo a lo establecido en la cláusula 14 “Régimen Tarifario” del Contrato Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Ica (en adelante Contrato de concesión), Contugas finaliza el plazo de vigencia de 8 años de sus tarifas y cargos iniciales contractuales y por lo tanto somete a revisión de Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante OSINERGMIN) su propuesta de TUD y cargos tarifario complementarios o cargos extratarifarios.

La propuesta tarifaria considera la expansión prevista en la modificación del Plan Quinquenal de Inversiones 2022-2026 (en adelante PQI) presentado el día 09 de setiembre (en proceso de aprobación) y otra información adicional que será detallada en el presente documento.

Antecedentes

El día 28 de junio del año 2021, el concesionario de distribución de gas natural de Ica, (en adelante CONTUGAS) presentó una primera versión del Plan Quinquenal de Inversiones para el período 2022-2026.

Mediante el Informe Técnico Legal n°0193-2021 MINEM/DGH-DGGN-DNH la DGH y el informe técnico legal n°541-2021-GRT Osinergmin expresaron comentarios y observaciones al PQI presentado por CONTUGAS.

A partir de la revisión de dichos comentarios y observaciones, Contugas revisó su PQI y el día 09 de Setiembre de 2021 envió al MINEM con copia al OSINERGMIN, una nueva propuesta de PQI que incluyó proyectos de expansión adicionales ubicados en varios de los distritos del área de concesión de CONTUGAS.

La presente propuesta tarifaria fue elaborada en base a esta última versión del PQI.

¹ Incluye la modificación introducida mediante Decreto Supremo N°008-2021-EM.

Marco regulatorio

A continuación, se detalla la normativa de referencia empleada para la elaboración de la propuesta tarifaria:

- Decreto Supremo N.º 040-2008-EM (y posteriores modificaciones), que aprueba el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (en adelante “Reglamento de Distribución”), que contiene los lineamientos y criterios básicos para la fijación de las tarifas por el servicio público de distribución de gas natural por red de ductos.
- Resolución OSINERGMIN N.º 080-2012-OS/CD, que aprueba la Norma para la fijación de precios regulados, en cuyo Anexo C.2 se encuentra el “Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Acometidas y Cargos de Mantenimiento Corte y Reconexión”, con la finalidad de establecer las etapas y plazos aplicables al procedimiento regulatorio de la TUD de Gas Natural por Red de Ductos.
- Resolución OSINERGMIN N.º 659-2008-OS/CD (y posteriores modificaciones), publicada el 30 de noviembre de 2008, que aprueba el “Procedimiento para la elaboración de estudios tarifarios sobre aspectos regulados de la distribución de gas natural”, a fin de establecer los principios y metodología para la elaboración de la propuesta tarifaria del concesionario y su evaluación por parte del Regulador.
- Resolución OSINERGMIN N.º 056-2009-OS-CD, publicada el 17 de abril de 2009, que aprueba el “Procedimiento de Viabilidad de Nuevos Suministros de Gas Natural” y su norma modificatoria Resolución OSINERGMIN N.º 053-2016-OS/CD.
- Resolución OSINERGMIN N.º 283-2015-OS/CD, publicada el 11 de diciembre de 2015, que aprueba el “Procedimiento de Supervisión del Plan Quinquenal de Inversiones”.
- Decreto Supremo N.º 009-2012-EM se introdujo en el Reglamento el artículo 112a, en el cual se establece el concepto y los criterios aplicables al Mecanismo de Promoción por la conexión de consumidores residenciales, el cual se refiere al beneficio que tendrán por la conexión al gas natural los consumidores residenciales de los niveles socioeconómicos que establezca el Ministerio de Energía y Minas (en adelante “MEM”); para tal efecto, el Reglamento establece que el concesionario propondrá al OSINERGMIN el Plan de Conexiones residenciales a beneficiarse con los gastos de promoción (en adelante “Plan de Promoción”), el cual será aprobado por OSINERGMIN dentro del Procedimiento para la fijación de Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Acometida y Cargos de Mantenimiento, Corte y Reconexión.
- Resolución OSINERGMIN N.º 188-2012-OS-CD, publicado el 30 de agosto de 2012, 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” y sus normas modificatorias la Resolución OSINERGMIN N.º 230-2016-OS/CD.

- Resolución Ministerial N.º 533-2012-MEM/OM, modificada mediante Resolución Ministerial N.º 146-2013-MEM/OM, el MINEN dispuso la aplicación del Mecanismo de Promoción a los niveles socioeconómicos de los estratos Medio, Medio Bajo y Bajo según el Plano Estratificado a nivel de manzana por ingreso per cápita del hogar, desarrollado por el INEI.
- Contrato Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Ica, siendo el actual Concesionario la empresa Contugas.

Parámetros relevantes

Moneda de referencia

Salvo indicación expresa, todas las cantidades monetarias del presente informe están expresadas en dólares estadounidenses de diciembre del año 2020.

Tasa de remuneración de capital

La tasa empleada para la remuneración de activos es la tasa de actualización del 12% real anual establecida en el Reglamento de distribución.

Período de recuperación

Conforme a lo establecido en el reglamento de distribución se emplea un período de recuperación de 30 años para la totalidad de los activos del concesionario.

Demanda

El sector de gas natural, así como el resto de los servicios públicos, está influenciado por múltiples factores y resulta imposible realizar cualquier análisis referido a la demanda, sin mencionar el impacto que tiene y tuvo pandemia de COVID-19 en la economía mundial y por ende en el consumo de este combustible.

Tal como se indicó en el Plan Quinquenal de Inversiones, el país se ha visto gravemente afectado por la crisis sanitaria. La misma, implicó una cuarentena estricta y prolongada que ocasionó un descenso del PBI² de 11,1% en el 2020. El empleo cayó en promedio 20% entre abril y diciembre generando un incremento de alrededor de seis puntos porcentuales en la pobreza, empujando a casi dos millones de personas a esta condición y llevando dicha tasa a alrededor de 27% en 2020. El déficit público aumentó a 8,9 por ciento en 2020, desde el 1,6% del año previo y los ingresos cayeron drásticamente debido a la fuerte contracción de la actividad económica.

El sector de gas natural no fue ajeno a esta situación. En el año 2020, la demanda de gas natural cayó un 16.7% pasando de [miles de m³] 242.416 en el año 2019 a [miles de m³] 201.826 en el año 2020, aún grandes consumidores como Aceros Arequipa S.A, Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.C.

² Fuente: <https://www.bancomundial.org/es/country/peru/overview>

y Minsur Generadora disminuyeron su consumo por causa de la pandemia y las restricciones que se implementaron para combatir su propagación.

Las tasas de incobrabilidad se dispararon a valores récords, registrándose facturas impagas en prácticamente todos los segmentos de consumo.

Adicionalmente, durante la pandemia y bajo el Estado de Emergencia Sanitaria (Decreto Supremo n°080-2020-SA), OSINERGMIN dictó varias resoluciones que orientadas a mejorar la situación de los usuarios del gas natural tuvieron un impacto negativo en el concesionario

Considerando todos estos factores se estima que la recuperación económica no será inmediata y el impacto de la crisis sanitaria perdurará varios años, afectando las tasas de consumos proyectados.

A partir de esta situación, la presente proyección del consumo estimada por Contugas prevé un crecimiento paulatino pero sostenido de la demanda que permitiría en el año 2024 recuperar los valores anteriores a la pandemia.

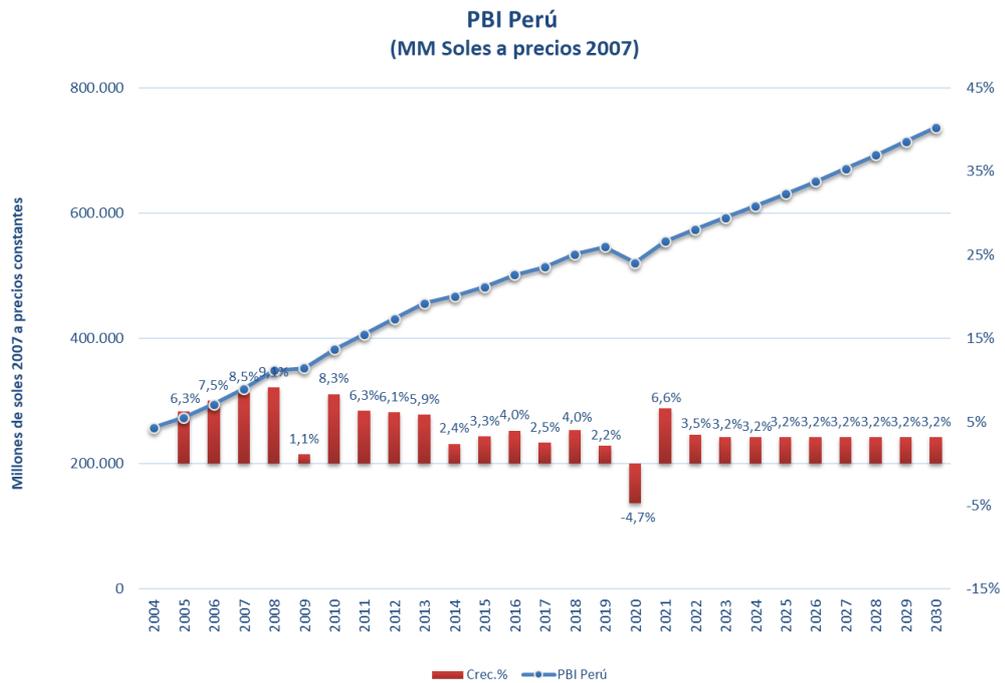
Resulta importante indicar que para evitar la distorsión que generó la pandemia en la demanda, la proyección se realizó con la información histórica hasta el año 2019.

Información Base

Las fuentes consultadas para obtener la información de base empleada para la proyección de la demanda se resumen a continuación:

1. **Datos físicos de volumen de gas y cantidad de clientes promedio anual:** fueron brindados por la empresa. La desagregación obtenida fue categórica en: Residenciales, Comerciales, Industriales, Cogeneración, GNV, Térmicas, Instituciones Públicas. Para el caso de los Residenciales, se contó con la separación entre clientes de tipo bajo consumo (A1) y alto consumo (A2). Para los Industriales, GNV, Térmicas y Cogeneración, los clientes y volúmenes fueron proporcionados para cada industria de manera individual. El período histórico con el que se cuenta es 2015-2019, salvo para el caso de los residenciales, donde la información está disponible para 2016-2019.
2. **Datos macroeconómicos:**
 - I. PBI Perú:
 - 2004-2019: INEI - Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, <https://www.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/economia/>
 - 2020-2022: Tasas difundidas por el Banco Mundial. La economía en tiempos de COVID - abril 2020. La economía en tiempos de COVID: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/33555/211570SP.pdf?sequence=6&isAllowed=y>:
 - 2023-2030: Tasa de crecimiento histórica de largo plazo 2014-2019 (3,2%)

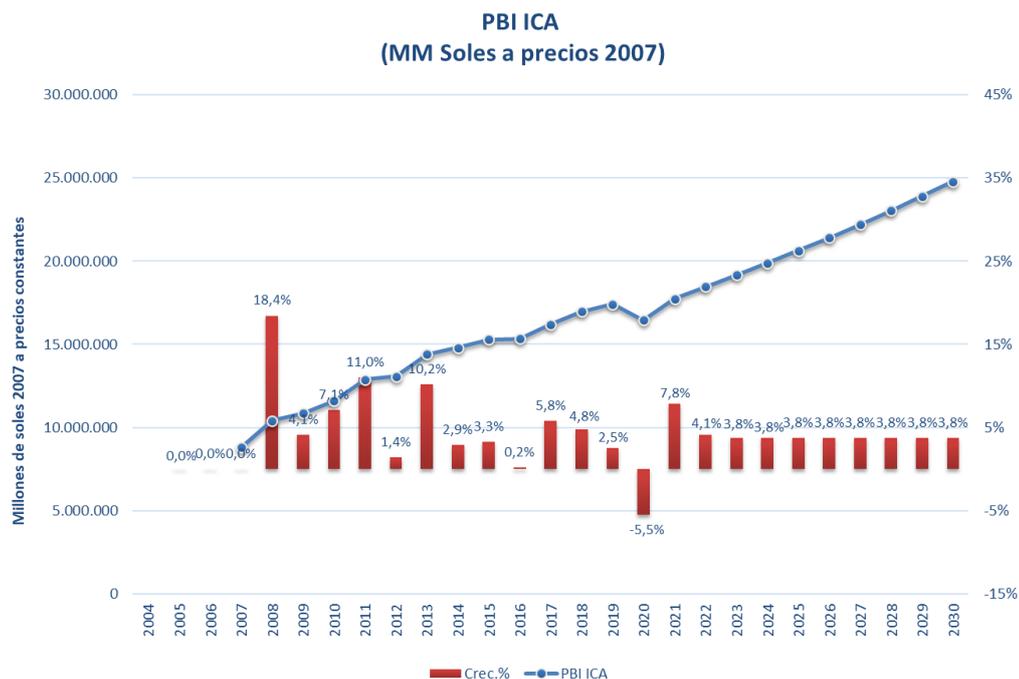
Figura 1 : PBI Perú. Fuente: Banco Mundial.



II. PBG ICA:

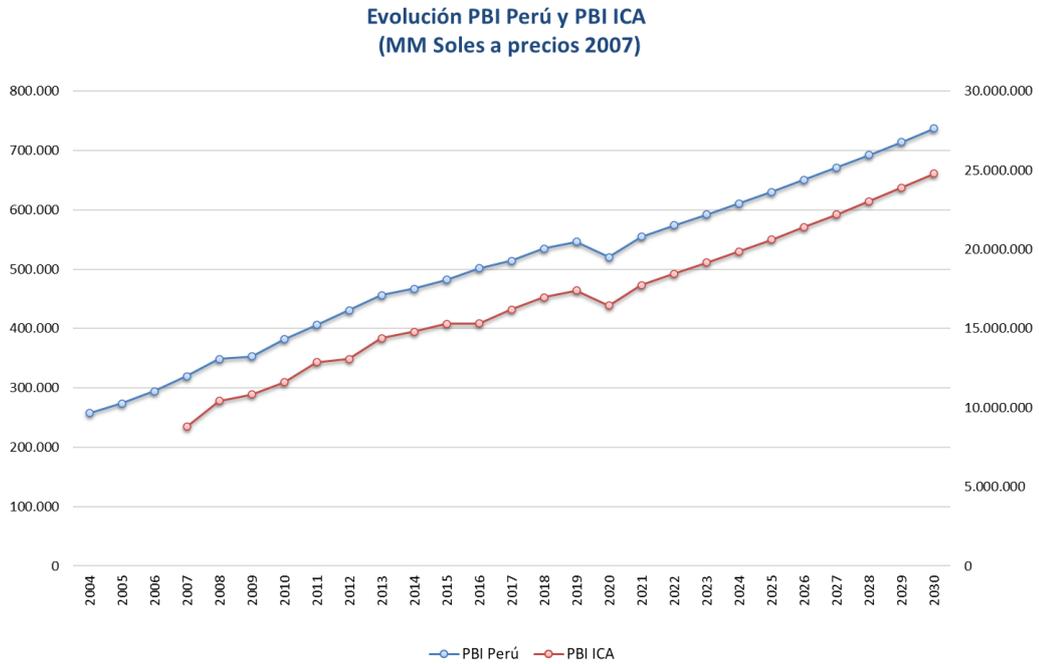
- 2007-2019: Instituto Peruano de Economía (IPE)
- 2020-2030: Se proyectó con base en su participación en el PBI nacional. Su proyección se realizó mediante un modelo de regresión que utiliza al PBI nacional como variable explicativa.

Figura 2: PBI ICA. Fuente: Instituto Peruano de Economía.



El siguiente gráfico presenta el alto grado de correlación que existe entre las series de PBI y PBI ICA.

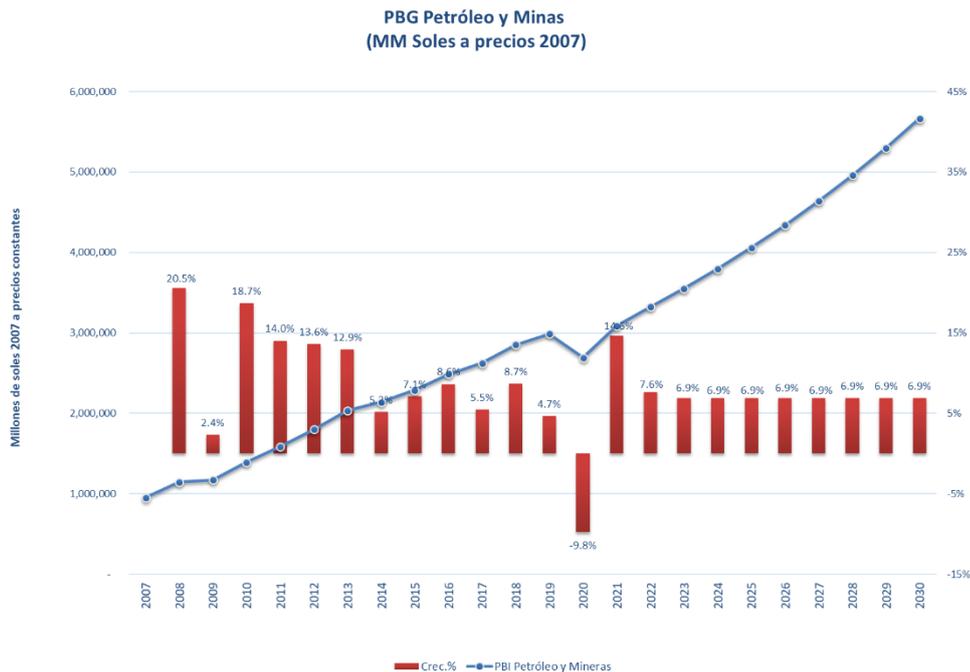
Figura 3: Evolución PBI Perú y PBI ICA. Fuente: Elaboración propia.



III. PBG Petrolero y Mineras:

- 2007-2019: Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática - Con información disponible al 15 de noviembre del 2019
- 2020-2030: Se proyectó con base en su participación en el PBI nacional. Su proyección se realizó mediante un modelo de regresión que utiliza al PBI nacional como variable explicativa.

Figura 4: PBG Petróleo y Minas. Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática



IV. Datos demográficos: INEI - Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, <https://www.inei.gob.pe/estadisticas/censos/>

Las series de población, viviendas y viviendas con energía eléctrica para el período de análisis, se construyeron con base en información de los Censos Nacionales de Población y Vivienda de los años 2007 y 2017 publicados por el INEI.

En la proyección de las variables demográficas, se consideraron los valores del Censo 2007 y 2017 de Población, Viviendas y Viviendas con agua de red para los Estados de Chincha, ICA, Nazca y Pisco. Las proyecciones poblacionales fueron realizadas con tasas históricas interanuales del período intercensal.

La proyección de las variables Viviendas y Viviendas con Energía Eléctrica se explicará en el punto 0 del presente informe.

Sector Residencial

La proyección de demanda del sector residencial se llevó a cabo considerando las particularidades de las diferentes zonas geográficas. La demanda se obtuvo por distrito teniendo en cuenta los consumos unitarios promedio de cada uno de ellos, multiplicados por la cantidad de clientes resultantes de la implementación de curvas de penetración tipo. La demanda total residencial, se obtuvo de la suma de las demandas resultantes de cada distrito.

Es importante destacar que inicialmente se utilizó la Base de Facturación como fuente principal de información, por contar con mayor nivel de detalle y desagregación por distrito. Todo el análisis, evolución y proyección se desarrollaron teniendo en cuenta esa base de datos.

Posteriormente se realizó un ajuste para que la proyección empalme con la cantidad de clientes vigentes a junio del año 2021.

Esa modificación fue realizada con fines de poder desagregar los valores con el mayor detalle posible y a su vez respetar los valores realmente observados.

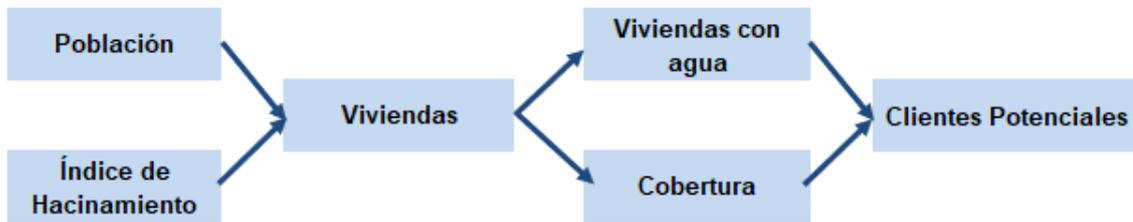
Para otorgar flexibilidad a la estimación la proyección de la demanda residencial se dividió en dos grupos: residencial de bajo consumo o A1 (< 30 m³ mes) y de alto consumo o A2 (> a 30 m³ mes, pero menor a 300 m³ mes).

Clientes

Los clientes del sector residencial se estimaron en dos etapas. En una primera instancia, se determinaron los **clientes potenciales** para cada distrito, considerando un modelo analítico con base en variables demográficas. En segundo lugar, se plantearon **curvas de penetración tipo** que captan el desarrollo histórico de los clientes y que, considerando su penetración en el último año de referencia y los clientes potenciales previamente estimados, definen la senda de comportamiento evolutiva futura.

El modelo analítico implementado, se detalla a continuación:

Figura 5: Modelo analítico de proyección de clientes residenciales. Fuente: Elaboración propia.



Estas variables han sido calculadas y proyectadas como se describe a continuación:

- La serie histórica de población se construyó sumando la proyección de los Estados de Chincha, Ica, Nazca y Pisco (simulando el área de concesión de CONTUGAS), interpolando los datos de los censos de los años 2007 y 2017. Las tasas de consideradas para la proyección de cada Estado, son las resultantes del período histórico comprendido entre los años censales.
- **El Índice de Hacinamiento (IH):** refleja la cantidad de personas que habitan una vivienda. Con base en los datos censales se completó y proyectó la serie de IH empleando una fórmula exponencial del tipo:

$$IH_t = \left(IHI + (IHF - IHI) * \left(1 - e^{-\left(\frac{(t-t_0)}{TAUIH}\right)} \right) \right)$$

donde:

IH t: es el Índice de Hacinamiento en el año t

IHI: es el Índice de Hacinamiento Inicial (4,25 habitantes/ vivienda) obtenido del Censo Poblacional 2007.

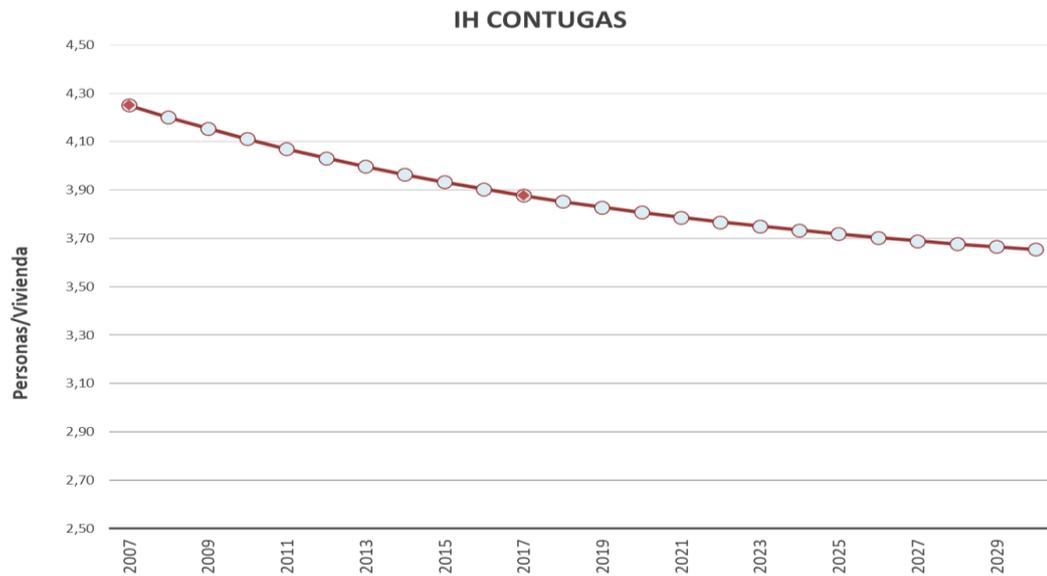
IHF: es el Índice de Hacinamiento. Se supuso un IHF de 3,5 habitantes/ vivienda, lo que permite alcanzar hacia el año 2030 un IH de **3,65** habitantes / vivienda.

t₀: año inicial (2007)

TAUIH: constante de tiempo

A continuación, se puede observar el gráfico resultante:

Figura 6: Índice de Hacinamiento. Fuente: Elaboración propia.



- **Viviendas:** se obtuvieron mediante el cociente entre Población e Índice de hacinamiento para todo el período de proyección.
- **Cobertura de agua (COB):** es el porcentaje de viviendas que tienen agua de red. Esta variable se proyectó empleando una función exponencial similar a la empleada para evolucionar el IH. En el año 2030 se espera alcance el 88,8% (Al año 2017, de acuerdo al Censo Nacional, el nivel de cobertura relevado fue de 84,6%).

$$COB_t = \left(COBI + (COBF - COBI) * \left(1 - e^{-\frac{(t-t_0)}{TAUN}} \right) \right)$$

donde:

COB_t: es la Cobertura en el año t

COBI: es la Cobertura Inicial (73%).

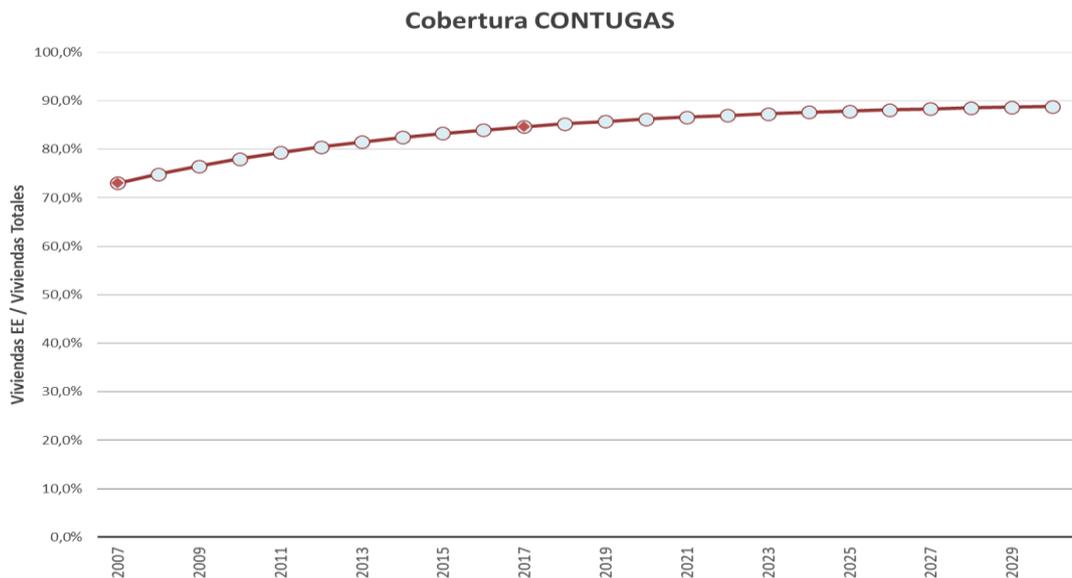
COBF: es la Cobertura Final u objetivo (90%)

t₀: año inicial (2007)

TAUN: constante de tiempo

El índice de Cobertura es:

Figura 7: Cobertura de agua. Fuente: Censo Nacional.



- **Viviendas con agua:** se obtuvieron mediante el producto de las viviendas y la cobertura del servicio previamente proyectadas.
- **Clientes Potenciales:** se obtuvieron aplicando las tasas de crecimiento de las viviendas con agua de red a los valores históricos de viviendas con agua del último año censal (2017), para cada uno de los distritos.

Los clientes potenciales obtenidos son los que se muestran a continuación:

Tabla 1: Estimación de Clientes potenciales. Fuente: Elaboración propia a partir de datos del censo nacional.

Distrito	Potenciales 2030
SUNAMPE CHINCHA	9,777
GROCIO PRADO CHINCHA	8,113
ALTO LARAN CHINCHA	2,076
CHINCHA ALTA CHINCHA	21,801
PUEBLO NUEVO CHINCHA	16,890
LA TINGUIÑA ICA	12,360
PARCONA ICA	16,561
SUBTANJALLA ICA	8,702
SAN JUAN BAUTISTA ICA	5,067
ICA ICA	44,968
VISTA ALEGRE NAZCA	4,319
MARCONA NAZCA	5,012
NAZCA NAZCA	6,475
PISCO PISCO	22,366
TUPAC AMARU INCA PISCO	6,076
SAN ANDRES PISCO	4,423
PARACAS PISCO	1,814

Una vez obtenidos los valores de clientes potenciales para cada distrito, la evolución de los clientes se proyectó considerando una función exponencial para determinar curvas de penetración, con la siguiente forma:

$$Clientes_t = \left(CI + (CF - CI) * \left(1 - e^{-\frac{(t-t_0)}{TAUN}} \right) \right)$$

donde:

- **Cientes t:** son los clientes del año t
- **CI:** son los clientes del 2019 (último año de referencia)
- **CF:** son los clientes finales o potenciales (2030)
- **t0:** año inicial
- **TAUN:** constante de tiempo

De esta manera, los clientes residenciales totales se proyectaron para cada distrito, con las tasas obtenidas de las curvas de penetración resultantes.

Para los años 2020 y 2021 los valores fueron ajustados por información suministrada por la empresa, para asegurar coherencia en las proyecciones.

Para la separación entre residenciales de bajo consumo (A1) y mayor consumo (A2), se utilizó una desagregación proporcional, tomando como referencia el valor histórico del año 2019 para cada distrito.

Residenciales menores

En el año 2019, los clientes residenciales de bajo consumo representaron el 99.3% de los clientes residenciales totales.

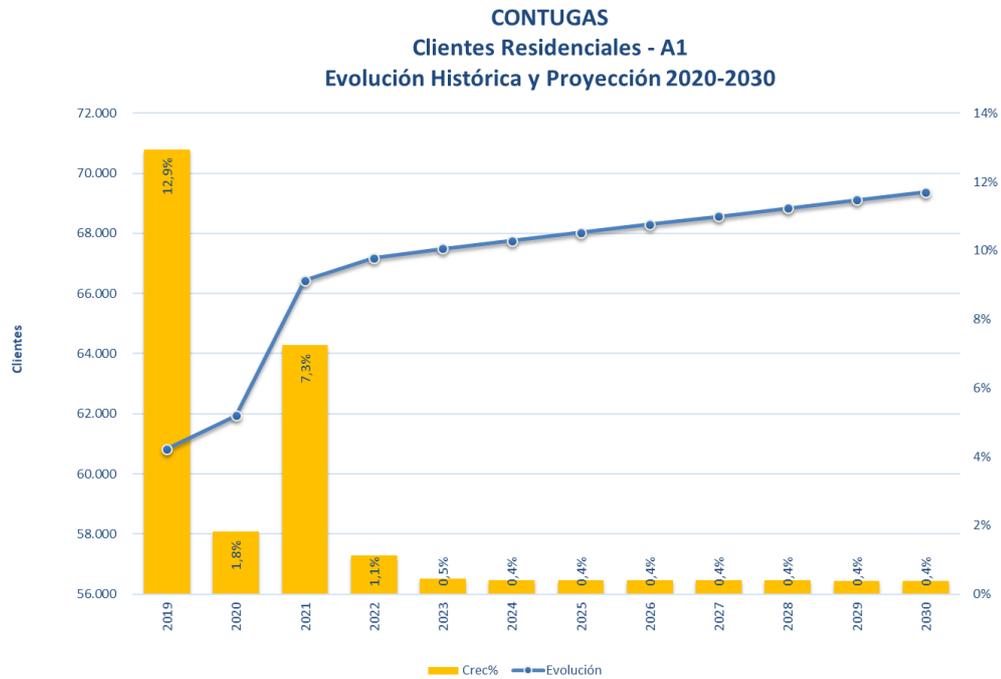
A continuación, es posible observar los valores de clientes proyectados en esta categoría, por distrito:

Tabla 2: Clientes Residenciales – Bajo consumo (A1). Fuente: Elaboración propia.

PROVINCIA	Localidad	DISTRITO	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	Chincha	GROCIO PRADO CHINCHA	1,116	1,129	1,134	1,139	1,143	1,148
CHINCHA	Chincha	ALTO LARAN CHINCHA	663	671	674	677	680	683
CHINCHA	Chincha	CHINCHA ALTA CHINCHA	5,599	5,663	5,688	5,711	5,734	5,757
CHINCHA	Chincha	PUEBLO NUEVO CHINCHA	10,053	10,166	10,213	10,254	10,295	10,335
ICA	Ica	LA TINGUIÑA ICA	5,915	5,982	6,009	6,033	6,057	6,081
ICA	Ica	PARCONA ICA	5,579	5,642	5,668	5,691	5,714	5,737
ICA	Ica	SUBTANJALLA ICA	2,371	2,398	2,409	2,419	2,429	2,439
ICA	Ica	SAN JUAN BAUTISTA ICA	1,791	1,811	1,819	1,826	1,833	1,840
ICA	Ica	ICA ICA	14,452	14,616	14,682	14,741	14,799	14,858
NAZCA	Nasca	VISTA ALEGRE NAZCA	834	843	847	850	853	856
NAZCA	Marcona	MARCONA NAZCA	2,706	2,737	2,750	2,760	2,771	2,782
NAZCA	Nasca	NAZCA NAZCA	1,049	1,061	1,066	1,070	1,074	1,078
PISCO	Pisco	PISCO PISCO	10,255	10,371	10,418	10,460	10,502	10,543
PISCO	Pisco	TUPAC AMARU INCA PISCO		2,095	2,105	2,113	2,121	2,129
PISCO	Pisco	SAN ANDRES PISCO	1,833	1,854	1,863	1,870	1,878	1,886
PISCO	Pisco	PARACAS PISCO	140	142	143	143	144	145
Total			66,428	67,181	67,488	67,757	68,027	68,297

La evolución y las tasas de crecimiento resultantes de la categoría residencial (bajo consumo), pueden observarse a continuación:

Figura 8: Clientes Residenciales – Bajo consumo. Fuente: Elaboración propia.



Residenciales de mayor consumo

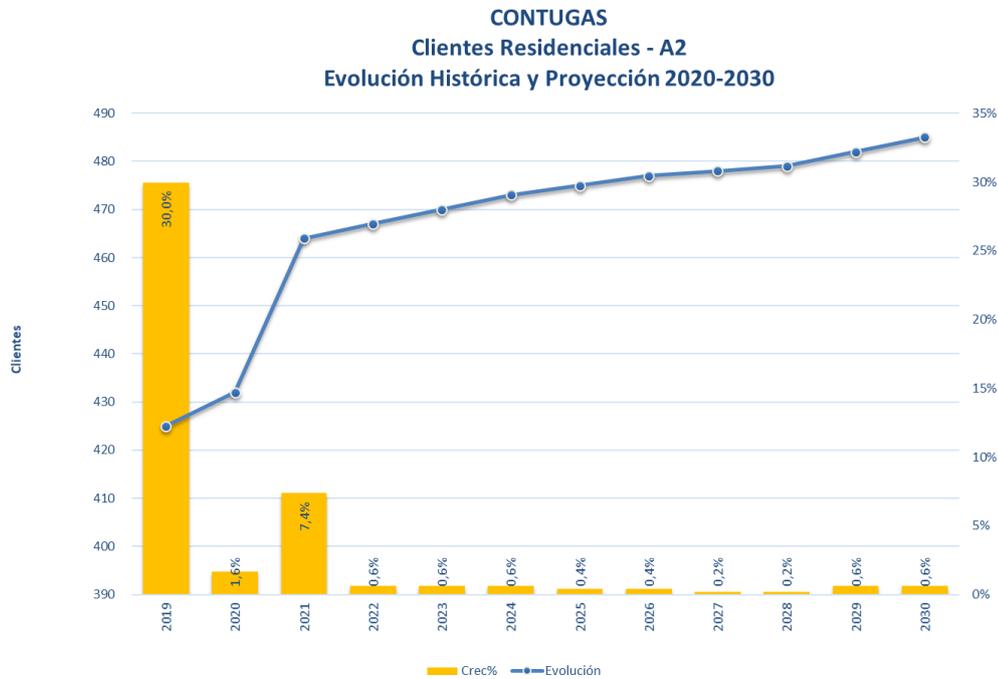
Estos clientes residenciales representan sólo el 0,7% de los clientes residenciales totales. La desagregación de las proyecciones por distrito, puede verse a continuación:

Tabla 3: Clientes Residenciales – Mayor consumo (A2). Fuente: Elaboración propia.

PROVINCIA	Localidad	DISTRITO	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	Chincha	SUNAMPE CHINCHA	2	2	2	2	2	2
CHINCHA	Chincha	GROCIO PRADO CHINCHA	23	23	23	23	24	24
CHINCHA	Chincha	ALTO LARAN CHINCHA	2	2	2	2	2	2
CHINCHA	Chincha	CHINCHA ALTA CHINCHA	39	39	40	40	40	40
CHINCHA	Chincha	PUEBLO NUEVO CHINCHA	59	60	60	60	60	61
ICA	Ica	SAN JUAN BAUTISTA ICA	3	3	3	3	3	3
ICA	Ica	LA TINGUIÑA ICA	15	15	15	15	15	15
ICA	Ica	ICA ICA	117	118	119	119	120	120
ICA	Ica	PARCONA ICA	11	11	11	11	11	11
ICA	Ica	SUBTANJALLA ICA	12	12	12	12	12	12
NAZCA	Nasca	NAZCA NAZCA	2	2	2	2	2	2
NAZCA	Marcona	MARCONA NAZCA	25	25	25	26	26	26
NAZCA	Nasca	VISTA ALEGRE NAZCA	4	4	4	4	4	4
PISCO	Pisco	TUPAC AMARU INCA PISCO	3	3	3	3	3	3
PISCO	Pisco	PARACAS PISCO	25	25	25	26	26	26
PISCO	Pisco	PISCO PISCO	95	96	97	97	97	98
PISCO	Pisco	SAN ANDRES PISCO	27	27	27	28	28	28
Total			464	467	470	473	475	477

La evolución histórica y las proyecciones de los usuarios residenciales de mayor consumo (A2), se reflejan en el siguiente gráfico:

Figura 9: Clientes Residenciales – Mayor consumo. Fuente: Elaboración propia.



Consumo

Para realizar la proyección de los consumos unitarios, habitualmente se llevan a cabo modelos econométricos vinculados al PBI per cápita o se considera la implementación de modelos tendenciales. En este caso en particular como la serie de datos es acotada (poca antigüedad del concesionario), no se puede acudir a herramientas econométricas porque su utilización no resulta significativa. Por lo tanto, se analizó las tendencias de consumo para cada uno de los distritos y su categoría, pero no se identificaron patrones que permitan proyectar de manera apropiada con esa metodología.

Por considerarlo más adecuado, se adoptó el criterio de utilizar el valor promedio de los últimos tres años históricos (2017-2019) y mantenerlo constante a lo largo del tiempo. En los siguientes apartados, se detallan los consumos unitarios considerados para cada una de los distritos y sus respectivas categorías.

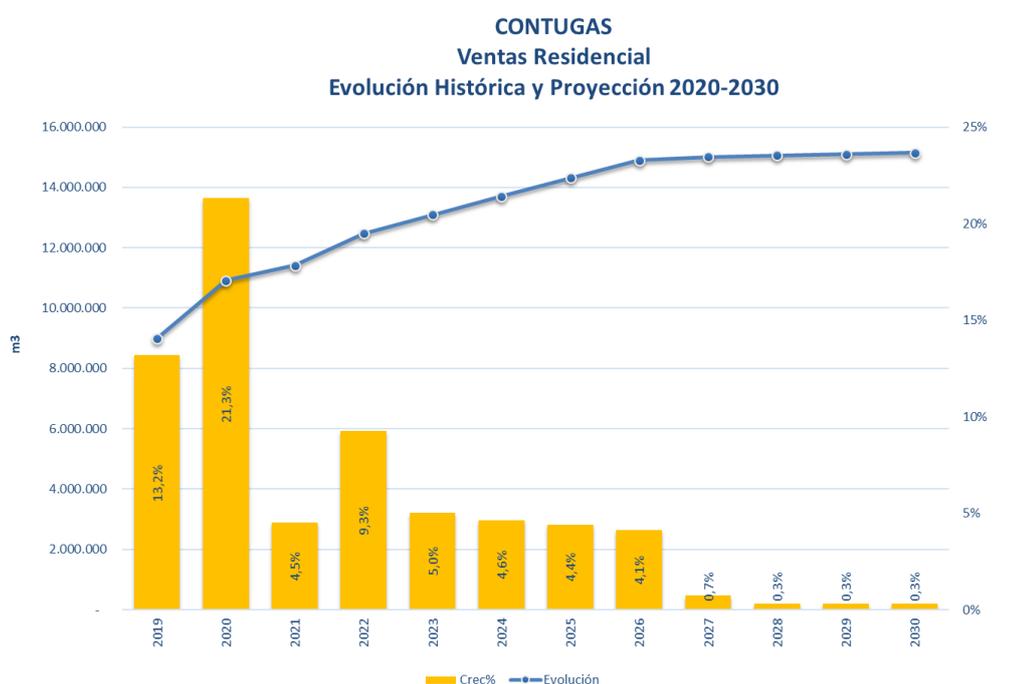
Del producto de estos consumos y los clientes proyectados, se obtienen los volúmenes consumidos para cada distrito. La suma de todos ellos, da como resultado el volumen residencial total, que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4 : Consumo Residencial Total (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Residenciales A1+A2 (m3/año)	11,414,928	11,878,197	11,971,396	12,024,833	12,073,451	12,121,284

Se pueden observar la evolución, en el gráfico a continuación:

Figura 10: Consumo Residencial. Fuente: Elaboración propia.



Residenciales menores

Los residenciales de menor consumo representan el 91,94% del volumen total de los residenciales. En el siguiente cuadro, se detallan los consumos unitarios de cada uno de los distritos, con los valores mensuales promedio (período 2017-2019) que se utilizan para proyectar.

El distrito Paracas en particular, comienza a tener consumo en el año 2020, por lo que no se contaba con información histórica. En este caso se decidió utilizar como consumo unitario el valor promedio de los consumos unitarios anuales de todos los demás distritos de la muestra.

Tabla 5: Consumos Unitarios Residenciales – Bajo consumo (m3/mes). Fuente: Elaboración propia.

Residenciales A1 (m3/mes)								Proyectado
PROVINCIA	Localidad	DISTRITO	2015	2016	2017	2018	2019	2020 - 2030
CHINCHA	Chincha	GROCIO PRADO CHINCHA			9,06	10,69	10,65	10,13
CHINCHA	Chincha	ALTO LARAN CHINCHA	13,76	14,90	14,72	15,55	16,55	15,61
CHINCHA	Chincha	CHINCHA ALTA CHINCHA	12,71	14,01	13,66	13,66	13,98	13,77
CHINCHA	Chincha	PUEBLO NUEVO CHINCHA	12,62	14,27	13,74	13,50	13,78	13,68
ICA	Ica	LA TINGUIÑA ICA	13,43	14,52	14,14	13,73	14,06	13,98
ICA	Ica	PARCONA ICA	14,00	15,26	14,75	14,75	15,08	14,86
ICA	Ica	SUBTANJALLA ICA	13,19	15,22	14,15	13,32	13,49	13,66
ICA	Ica	SAN JUAN BAUTISTA ICA			10,37	11,44	11,94	11,25
ICA	Ica	ICA ICA	13,28	14,46	13,98	13,82	14,08	13,96
NAZCA	Nasca	VISTA ALEGRE NAZCA	11,57	13,76	13,03	12,91	13,47	13,14
NAZCA	Marcona	MARCONA NAZCA	6,79	9,88	9,98	9,98	10,21	10,06
NAZCA	Nasca	NAZCA NAZCA	11,73	13,99	13,15	12,77	13,60	13,17
PISCO	Pisco	PISCO PISCO	14,02	15,53	14,38	13,91	14,50	14,26
PISCO	Pisco	TUPAC AMARU INCA PISCO				14,09	13,88	13,99
PISCO	Pisco	SAN ANDRES PISCO	12,01	13,56	12,50	12,81	13,05	12,79
PISCO	Pisco	PARACAS PISCO						13,68
Total Volumen A1								

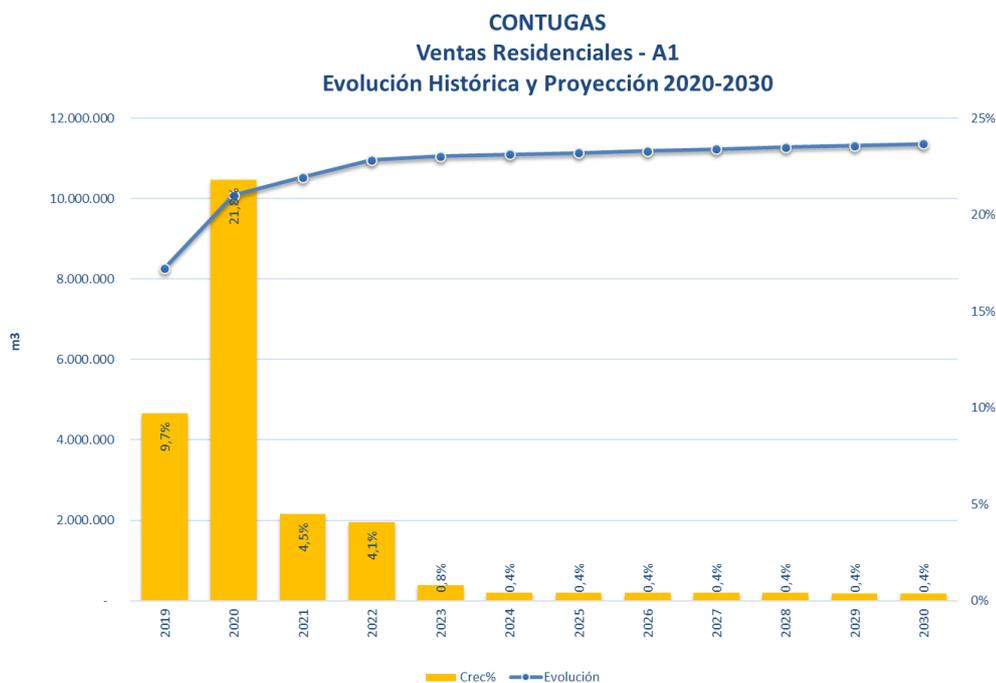
Los valores finales de demanda residencial de bajo consumo (A1) en cada distrito, pueden observarse en la siguiente tabla:

Tabla 6: Consumos Residenciales – Bajo consumo (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

PROVINCIA	Localidad	DISTRITO	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	Chincha	GROCIO PRADO	128,022	136,472	137,566	138,174	138,721	139,268
CHINCHA	Chincha	ALTO LARAN	118361	124916	125946	126507	127069	127631
CHINCHA	Chincha	CHINCHA ALTA	888,483	930,281	937,632	941,597	945,397	949,197
CHINCHA	Chincha	PUEBLO NUEVO	1,572,651	1,659,228	1,672,358	1,679,579	1,686,308	1,692,956
CHINCHA	Ica	LA TINGUIÑA	967,371	997,644	1,005,526	1,009,803	1,013,828	1,017,853
ICA	Ica	PARCONA	972,790	1,000,429	1,008,363	1,012,732	1,016,833	1,020,935
ICA	Ica	SUBTANJALLA	378,560	390,769	393,882	395,603	397,242	398,881
ICA	Ica	SAN JUAN BAUTISTA	235,292	243,122	245,012	246,024	246,969	247,914
ICA	Ica	ICA	2,377,409	2,434,614	2,453,878	2,464,347	2,474,147	2,483,946
NAZCA	Nasca	VISTA ALEGRE	126345	132177	133202	133754	134226	134699
NAZCA	Marcona	MARCONA	315,000	328,520	331,176	332,564	333,832	335,159
NAZCA	Nasca	NAZCA	156,420	166,774	168,117	168,829	169,461	170,093
PISCO	Pisco	PISCO	1,692,891	1,765,119	1,779,068	1,786,684	1,793,873	1,800,976
PISCO	Pisco	TUPAC AMARU	324,088	349,683	352,452	353,963	355,306	356,648
PISCO	Pisco	SAN ANDRES	268,902	282,865	285,167	286,394	287,545	288,773
PISCO	Pisco	PARACAS	15,019	23,144	23,390	23,472	23,554	23,719
Total			10,537,606	10,965,755	11,052,736	11,100,028	11,144,313	11,188,648

Los volúmenes totales para los residenciales de bajo consumo (A1), con sus respectivas tasas de crecimiento históricas y proyectadas, se pueden visualizar en el siguiente gráfico:

Figura 11: Consumos Residenciales - A1



Residenciales de mayor consumo.

Los residenciales de mayor consumo (A2) representan el 8,06% del volumen total de los residenciales. Para proyectar los consumos unitarios, se tuvo en cuenta el valor promedio de los últimos tres años

históricos y se mantuvo constante para todo el período. En el cuadro siguiente, se pueden observar los valores mensuales finales:

Tabla 7: Consumos Unitarios Residenciales – mayor consumo

Residenciales A2 (m3/mes)			2017	2018	2019	Proyectado 2020 -2030
PROVINCIA	Localidad	DISTRITO				
CHINCHA	Chincha	SUNAMPE CHINCHA			88,4	88,4
CHINCHA	Chincha	GROCIO PRADO CHINCHA		80,1	137,3	108,7
CHINCHA	Chincha	ALTO LARAN CHINCHA	120,2	110,4	132,0	120,9
CHINCHA	Chincha	CHINCHA ALTA CHINCHA	206,8	272,2	307,4	262,1
CHINCHA	Chincha	PUEBLO NUEVO CHINCHA	170,4	163,0	189,1	174,2
ICA	Ica	SAN JUAN BAUTISTA ICA		128,6	113,3	120,9
ICA	Ica	LA TINGUIÑA ICA	194,4	169,7	276,2	213,4
ICA	Ica	ICA ICA	148,4	139,2	166,7	151,4
ICA	Ica	PARCONA ICA	266,8	257,3	240,2	254,8
ICA	Ica	SUBTANJALLA ICA	24,6	51,8	60,8	45,7
NAZCA	Nasca	NAZCA NAZCA		108,4	15,0	61,7
NAZCA	Marcona	MARCONA NAZCA	87,1	116,8	137,0	113,6
NAZCA	Nasca	VISTA ALEGRE NAZCA	266,8	236,6	124,4	209,3
PISCO	Pisco	TUPAC AMARU INCA PISCO		238,7	221,8	230,3
PISCO	Pisco	PARACAS PISCO		108,0	155,8	131,9
PISCO	Pisco	PISCO PISCO	170,0	140,2	135,6	148,6
PISCO	Pisco	SAN ANDRES PISCO	211,0	214,4	224,3	216,6
Total Volumen A2						

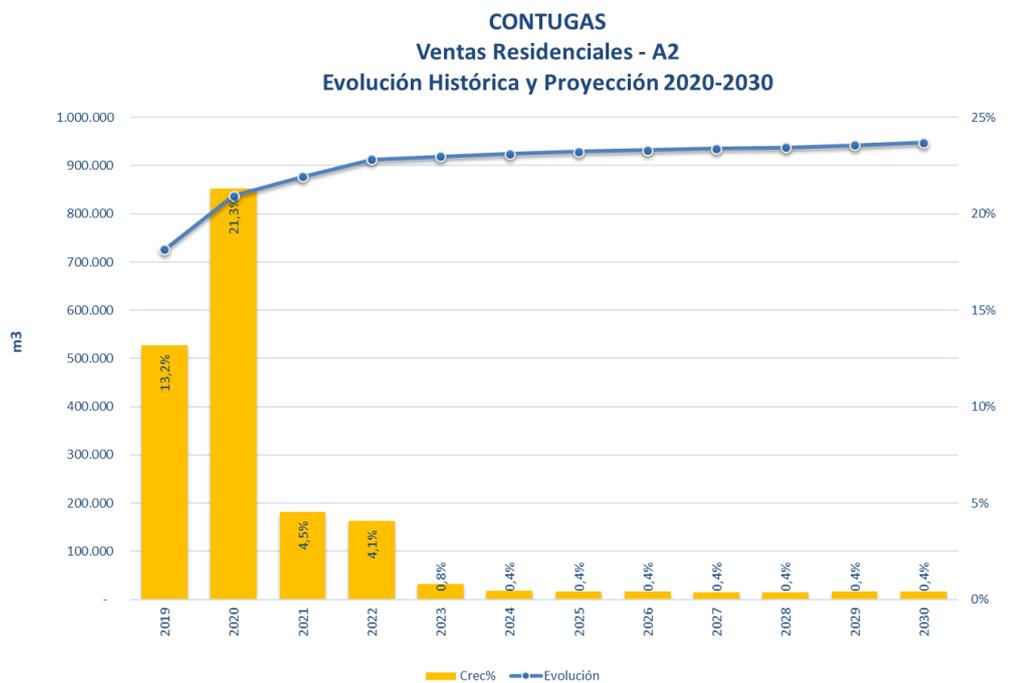
Del producto entre el consumo unitario anual y los clientes proyectados, se obtienen las demandas residenciales de A2 para cada uno de los distritos:

Tabla 8: Consumos Residenciales - mayor consumo (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

PROVINCIA	Localidad	DISTRITO	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	Chincha	SUNAMPE	1,591	2,121	2,121	2,121	2,121	2,121
CHINCHA	Chincha	GROCIO PRADO	30007	30007	30007	30007	30659	31311
CHINCHA	Chincha	ALTO LARAN	2,901	2,901	2,901	2,901	2,901	2,901
CHINCHA	Chincha	CHINCHA ALTA	114,811	122,675	124,247	125,820	125,820	125,820
CHINCHA	Chincha	PUEBLO NUEVO	120,164	124,344	125,389	125,389	125,389	126,434
ICA	Ica	SAN JUAN BAUTISTA	4,354	4,354	4,354	4,354	4,354	4,354
ICA	Ica	LA TINGUIÑA	38,414	38,414	38,414	38,414	38,414	38,414
ICA	Ica	ICA	212,594	213,503	215,320	216,228	217,137	218,045
ICA	Ica	PARCONA	33,628	33,628	33,628	33,628	33,628	33,628
ICA	Ica	SUBTANJALLA	6585	6585	6585	6585	6585	6585
NAZCA	Nasca	NAZCA	1,481	1,481	1,481	1,481	1,481	1,481
NAZCA	Marcona	MARCONA	32,730	34,094	34,094	34,776	35,458	35,458
NAZCA	Nasca	VISTA ALEGRE	8,789	10,044	10,044	10,044	10,044	10,044
PISCO	Pisco	TUPAC AMARU	6,909	8,290	8,290	8,290	8,290	8,290
PISCO	Pisco	PARACAS	34,816	39,564	39,564	40,355	41,146	41,146
PISCO	Pisco	PISCO	158,687	170,277	172,060	172,951	172,951	173,843
PISCO	Pisco	SAN ANDRES	68,864	70,163	70,163	71,462	72,762	72,762
Total			877,322	912,442	918,660	924,805	929,138	932,635

A continuación, se presenta el gráfico con los valores correspondientes al período histórico y a la estimación futura, para toda la categoría:

Figura 12: Ventas Residenciales - A2. Fuente: Elaboración propia.



Sector Comercial

Clientes

Los clientes comerciales se proyectaron considerando su relación con los clientes residenciales totales y mediante una regresión econométrica.

La formulación está basada en una especificación del tipo lineal en logaritmos, como se expresa a continuación:

$$\ln Y_t = c + \alpha \log X_{1t} + \beta \log X_{2t} + \dots + u_t$$

Donde Y_t es la variable a explicar, las X_t son las variables explicativas y u_t es el término de error aleatorio. Por lo que respecta a los coeficientes, C es la ordenada al origen y α , β son las elasticidades de Y_t con respecto a las X_t . La elasticidad mide el cambio porcentual que se produce en la variable Y_t ante un cambio del 1% en una cualquiera de las variables explicativas.

El método de estimación empleado es el de Mínimos Cuadrados Ordinarios y el software utilizado para correr las regresiones es el E-VIEWS versión 9.

Para este caso en particular, la variable dependiente son los clientes comerciales (NCOM) y la variable independiente son clientes residenciales (NRES).

A continuación, se muestra la salida correspondiente:

Figura 13: Salida de Software - Clientes Comerciales. Fuente: Elaboración propia

Dependent Variable: LOG(NCOM)
Method: Least Squares
Date: 08/18/20 Time: 15:10
Sample: 2015 2019
Included observations: 5

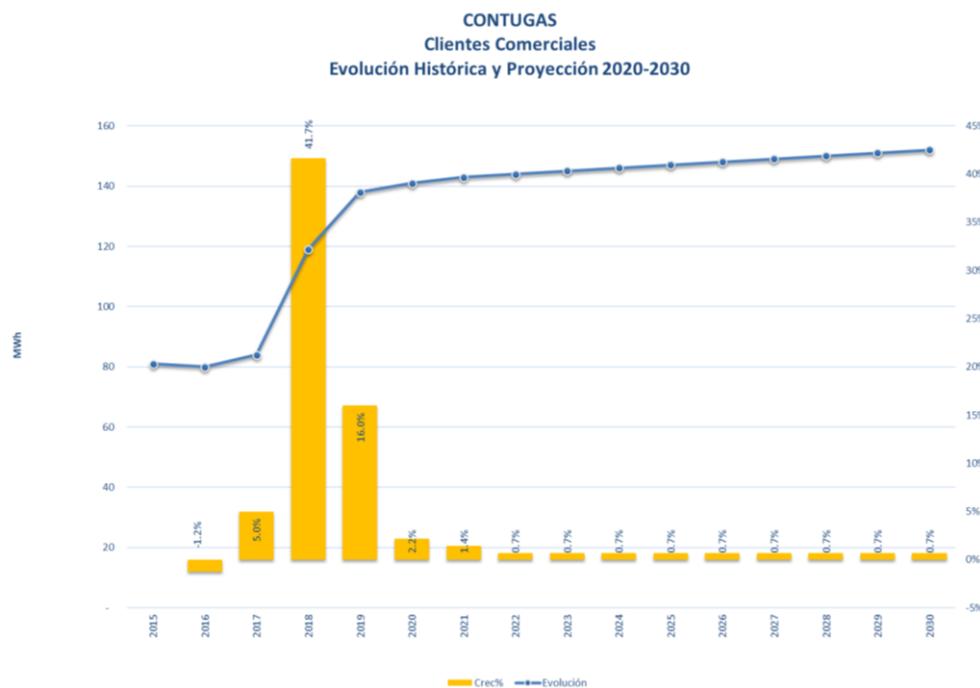
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-8.201843	2.451001	-3.346324	0.0442
LOG(NRES)	1.200187	0.230062	5.216799	0.0137

R-squared	0.900712	Mean dependent var	4.582734
Adjusted R-squared	0.867615	S.D. dependent var	0.253020
S.E. of regression	0.092060	Akaike info criterion	-1.643567
Sum squared resid	0.025425	Schwarz criterion	-1.799792
Log likelihood	6.108918	Hannan-Quinn criter.	-2.062859
F-statistic	27.21499	Durbin-Watson stat	2.237641
Prob(F-statistic)	0.013696		

El modelo indica que la variable explicativa es significativa (p -valor $< 0,05$) y presenta el signo positivo esperado, es decir, que cuando aumentan los clientes residenciales lo hacen también los comerciales. Además, el coeficiente de correlación es muy buena (R^2 ajustado= 0,868) indicando gran semejanza entre los valores observados y los estimados. Se cumplen todos los supuestos subyacentes al modelo.

La regresión permite la obtención de los valores de clientes comerciales finales. Las tasas de crecimiento históricas y las obtenidas, se muestran en el siguiente gráfico:

Figura 14: Clientes Comerciales. Fuente: Elaboración propia.



La desagregación zonal, se realizó considerando los valores finales de clientes comerciales y la participación respectiva del año 2019 para cada uno de los distritos. En el siguiente cuadro se presentan los valores de clientes comerciales, desagregados zonalmente:

Tabla 9: Clientes Comerciales. Fuente: Elaboración propia

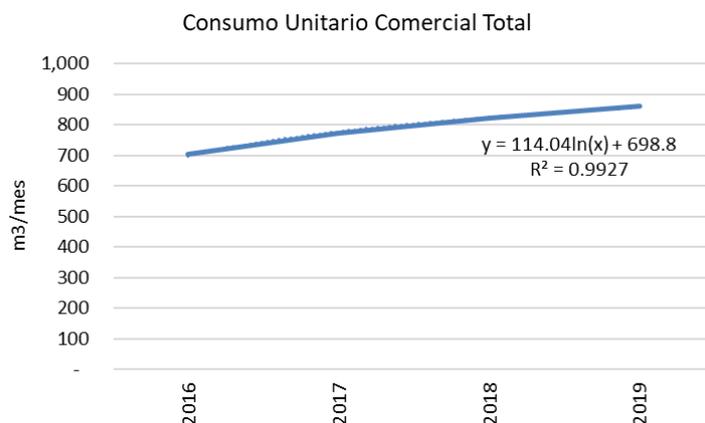
PROVINCIA	Localidad	DISTRITO	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	Chincha	PUEBLO NUEVO	28	28	28	28	29	29
CHINCHA	Chincha	CHINCHA ALTA	29	29	29	30	30	30
CHINCHA	Chincha	GROCIO PRADO	6	6	6	6	6	6
ICA	Ica	PARCONA	14	15	15	15	15	15
ICA	Ica	SUBTANJALLA	11	11	11	11	11	12
ICA	Ica	ICA	27	27	27	27	27	28
ICA	Ica	LA TINGUIÑA	8	8	8	8	8	8
NAZCA	Nasca	VISTA ALEGRE	1	1	1	1	1	1
NAZCA	Marcona	MARCONA	2	2	2	2	2	2
PISCO	Pisco	PARACAS	1	1	1	1	1	1
PISCO	Pisco	PISCO	26	27	28	28	28	28
PISCO	Pisco	SAN ANDRES PISCO	-	-	-	-	-	-
Total			153	155	156	157	158	160

Consumo

Para la determinación del volumen de consumo de los clientes comerciales, se analizaron tanto modelos econométricos como tendenciales.

Si bien no fue posible encontrar un modelo de regresión asociado a alguna variable de actividad económica que sea consistente para el desarrollo de la proyección, la serie de consumos unitarios totales manifiesta una tendencia definida para el período 2016-2019.

La expresión logarítmica vinculada a la tendencia es: $y = 114,04 \ln(x) + 698,8$ con un coeficiente de correlación excelente de 0,9927. En el siguiente gráfico se puede observar la similitud entre la forma funcional y los valores reales:

Figura 15: Tendencia del Consumo Unitario Total Comercial. Fuente: Elaboración propia.


Los consumos unitarios de comerciales totales proyectados, se multiplican por los clientes y de esa forma se obtiene la demanda comercial total.

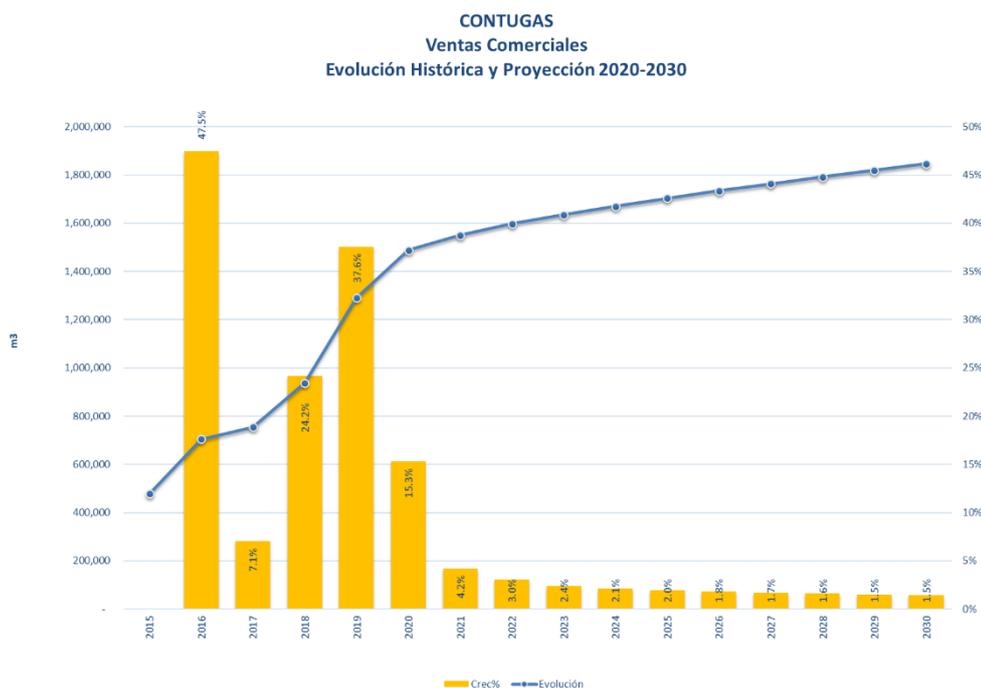
Para obtener la desagregación de los volúmenes por distrito se considera la proporcionalidad de cada zona geográfica respecto del consumo total, para el último año de referencia (2019).

Tabla 10: Consumo Comercial Total (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

PROVINCIA	Localidad	DISTRITO	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	Chincha	PUEBLO NUEVO	445,363	475,707	488,332	498,566	508,138	518,810
CHINCHA	Chincha	CHINCHA ALTA	294108	314147	322484	329242	335564	342611
CHINCHA	Chincha	GROCIO PRADO	34,520	36,872	37,851	38,644	39,386	40,213
ICA	Ica	PARCONA	127,071	135,729	139,331	142,251	144,983	148,027
ICA	Ica	SUBTANJALLA	56,857	60,731	62,343	63,649	64,871	66,234
ICA	Ica	ICA	297,093	317,335	325,757	332,584	338,969	346,088
ICA	Ica	LA TINGUIÑA	62,143	66,377	68,139	69,567	70,903	72,392
NAZCA	Nasca	VISTA ALEGRE	2,650	2,830	2,905	2,966	3,023	3,086
NAZCA	Marcona	MARCONA	21,093	22,530	23,128	23,612	24,066	24,571
PISCO	Pisco	PARACAS	5,485	5,858	6,014	6,140	6,258	6,389
PISCO	Pisco	PISCO	258,221	275,814	283,134	289,068	294,618	300,806
PISCO	Pisco	SAN ANDRES	-	-	-	-	-	-
Total			1,604,604	1,713,931	1,759,417	1,796,291	1,830,779	1,869,228

En el siguiente gráfico, se pueden observar los volúmenes totales del sector comercial, conjuntamente con sus tasas de crecimiento históricas y proyectadas:

Figura 16. Consumo Comercial. Fuente: Elaboración propia.



Sector Industrial

En 2019, el mercado industrial de Contugas está compuesto por 39 industrias, que fueron categorizadas en 8 rubros por su rubro económico:

- Industrias Alimentarias.
- Industrias Agrícolas y Ganaderas.
- Industrias Textiles.

- Industrias de la Construcción.
- Pesqueras.
- Industrias de Acero y Minas.
- Industrias de Hotelería y Turismo.
- Otras.

Las empresas que aún no están operando, pero se incorporan durante el periodo de proyección, serán descritas en un apartado específico denominado Nuevas Industrias.

La proyección de la demanda industrial se realiza principalmente considerando a las empresas de manera individual y en algunos casos, teniendo en cuenta el rubro al que pertenecen. El criterio adoptado en cada situación depende del comportamiento de las series y la calidad de la información. El detalle de los criterios de proyección de volúmenes y los resultados obtenidos se describen en el apartado asignado a cada tipo de industria.

La información referida a los nuevos clientes es brindada específicamente por Contugas y los detalles al respecto, así como su demanda incorporada, se describen en la sección destinada para tal fin.

Se analizan modelos econométricos o tendenciales para la proyección de la demanda, y en caso de verse imposibilitada la aplicación de cualquiera de ellos, se definen criterios consistentes con la evolución histórica de la serie.

Como criterio generalizado, ningún valor anual de demanda (m3/año) puede superar la capacidad máxima contrada por la empresa. En el caso de que ello ocurra durante el proceso de estimación, se establecerá ese valor como límite superior.

Para casos puntuales, como las industrias térmicas o las nuevas industrias, los consumos fueron brindados por el área Comercial de la empresa Contugas. Esa información proviene de estimaciones con base a comunicaciones mantenidas con los usuarios.

A continuación, se detallan por rubro y empresa todos los criterios adoptados y los resultados obtenidos.

Industrias Alimentarias

El rubro de Industrias Alimentarias está compuesto por las siguientes siete empresas:

Tabla 11: Industrias Alimentarias Fuente: Elaboración propia.

Industrias Alimentarias	
Industria	Distrito
PROCESADORA LARAN SAC .	ALTO LARAN CHINCHA
BODEGAS Y VIDEDOS TABERNEIRO SAC .	CHINCHA ALTA CHINCHA
ICATOM S.A.	ICA ICA
PROTEICOS CONCENTRADOS S.A.C. *	PARACAS PISCO
ALAMESA S.A.C. .	SAN ANDRES PISCO
MACHU PICCHU FOODS SAC .	PISCO PISCO
CORPORACION LERIBE SAC .	SAN ANDRES PISCO

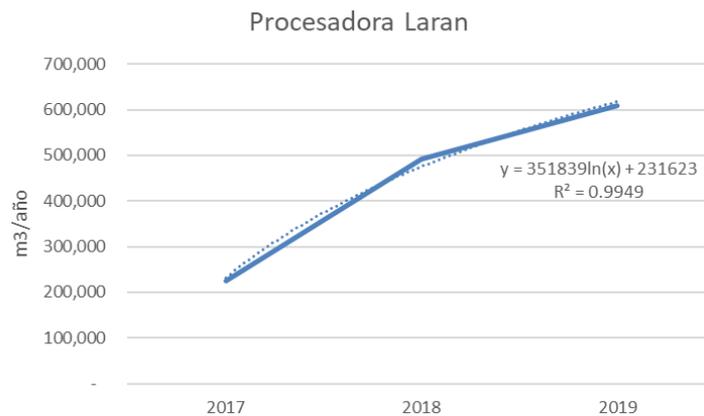
*Dejó de consumir en 2018

Para cada una de ellas, se analizaron los volúmenes de consumo demandados y se definieron distintos criterios de proyección, de acuerdo con la consistencia de los resultados.

La única industria que presentó una tendencia significativa para el período 2017-2019 es la Procesadora Laran SAC, que responde a la forma funcional logarítmica: $y = 231623 + 351839 \ln(x)$. El coeficiente de correlación es excelente ($R^2 = 0,9949$).

A continuación, se puede apreciar la similitud entre los valores observados y la tendencia:

Figura 17: Análisis Tendencial Procesadora Laran. Fuente: Elaboración propia.



Para las demás industrias pertenecientes al rubro, se utilizó el valor de consumo promedio de los últimos años históricos. Ese promedio se calculó teniendo en cuenta los valores más estables de las series y sobre aquellos años donde el consumo fue completo (es decir, en todos los meses).

Específicamente, la industria Corporación Leribe SAC. comenzó a demandar a partir del mes de diciembre del 2019. Su consumo promedio anual fue puntualmente requerido e incorporado como valor referencial para todo el período de proyección.

La empresa Proteicos Concentrados S.A. dejó de consumir en el año 2018 y se proyecta sin consumos para el resto del período.

En el siguiente cuadro, se muestra la demanda obtenida para cada industria y para el rubro Industrias Alimentarias:

Tabla 12: Consumos de Industrias Alimentarias (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

Distrito	Nombre	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	PROCESADORA LARAN SAC .	784,829	847,927	901,276	947,489	988,251	1,024,715
CHINCHA	BODEGAS Y VIÑEDOS TABERNERO SAC .	271,824	271,824	271,824	271,824	271,824	271,824
ICA	ICATOM S.A.	3,663,888	3,663,888	3,663,888	3,663,888	3,663,888	3,663,888
PISCO	PROTEICOS CONCENTRADOS S.A.C.	-	-	-	-	-	-
PISCO	ALAMESA S.A.C. .	47,498	47,498	47,498	47,498	47,498	47,498
PISCO	MACHU PICCHU FOODS SAC.	834,893	834,893	834,893	834,893	834,893	834,893
PISCO	CORPORACION LERIBE SAC.	20,329	20,329	20,329	20,329	20,329	20,329
Total		5,623,261	5,686,359	5,739,707	5,785,920	5,826,683	5,863,146

Industrias Agrícola y Ganadera

El sector Industrias Agrícolas y Ganaderas está compuesto por las siguientes siete empresas:

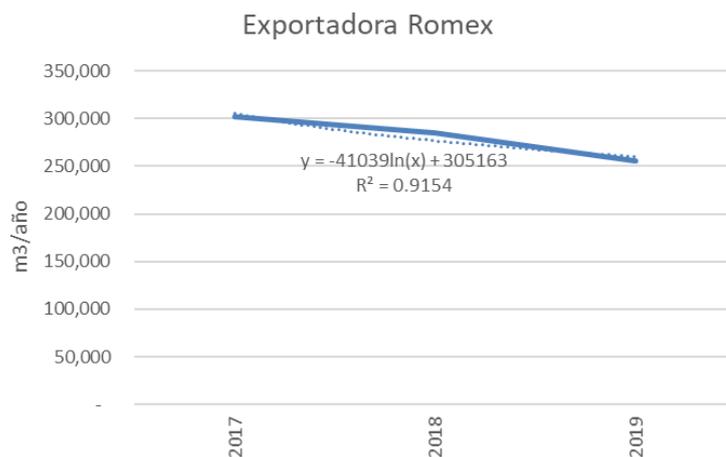
Tabla 13: Industrias Agrícolas y Ganaderas. Fuente: Elaboración propia.

Industrias Agrícolas y ganaderas	
Industria	Distrito
AGRICOLA VIÑA VIEJA VIÑA STA ISABEL SAC. .	SUNAMPE CHINCHA
EXPORTADORA ROMEX S.A. .	ALTO LARAN CHINCHA
SAN FERNANDO S.A.	CHINCHA BAJA CHINCHA
VIR+ S.A.	CHINCHA BAJA CHINCHA
LA CALERA S.A.C.	ALTO LARAN CHINCHA
SUN FRUITS EXPORTS S.A.	SAN JUAN BAUTISTA ICA
AGRICOLA SANTIAGO QUEIROLO S.A.C.	SAN JOSE DE LOS MOLINOS ICA

La empresa Exportadora Romex SA., presentó un comportamiento tendencial logarítmico de la forma: $y = 305163 - 41039 \ln(x)$ que fue utilizado para proyectar. El coeficiente de correlación es excelente e igual a 0,9154.

En el siguiente gráfico, se puede observar la similitud entre los valores observados y los tendenciales:

Figura 18: Análisis tendencial Exportadora Romex. Fuente: Elaboración propia.



Por otra parte, para la industria VIR+ SA., se implementó un modelo econométrico lineal en logaritmos utilizando como variable independiente el PBI de Perú.

Figura 19: Salida de Software - Industria VIR AS. Fuente: Elaboración propia.

Dependent Variable: LOG(VIRU)
 Method: Least Squares
 Date: 08/24/20 Time: 15:54
 Sample (adjusted): 2016 2019
 Included observations: 4 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	30.63089	3.818371	8.021977	0.0152
LOG(PBIPER)	-1.257172	0.289951	-4.335813	0.0493
R-squared	0.903843	Mean dependent var		14.07519
Adjusted R-squared	0.855764	S.D. dependent var		0.050578
S.E. of regression	0.019209	Akaike info criterion		-4.760046
Sum squared resid	0.000738	Schwarz criterion		-5.066899
Log likelihood	11.52009	Hannan-Quinn criter.		-5.433412
F-statistic	18.79928	Durbin-Watson stat		2.096421
Prob(F-statistic)	0.049294			

El modelo indica que la variable explicativa es significativa (p -valor $< 0,05$) pero presenta un signo inverso al convencional. El coeficiente de correlación es muy bueno (R^2 ajustado = 0,86) indicando gran semejanza entre los valores observados y los estimados. El período utilizado es 2016-2019 y los supuestos del subyacentes se cumplen, por lo tanto, puede ser implementado en la proyección.

Para las demás industrias pertenecientes al rubro, se utilizó el valor de consumo promedio de los últimos años históricos. Ese promedio se calculó teniendo en cuenta los valores más estables de las series y sobre aquellos años donde el consumo fue completo (es decir, en todos los meses).

La Agrícola Santiago Queirolo aparece en la base, pero no presenta consumos en el período histórico considerado, por lo tanto, se proyecta sin valores.

A continuación, se muestran los valores proyectados para cada empresa:

Tabla 14: Consumos Industrias Agrícolas y Ganaderas (m³/año). Fuente: Elaboración propia.

Distrito	Nombre	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	AGRICOLA VIDA VIEJA VIDA STA ISABEL SAC.	187,847	187,847	187,847	187,847	187,847	187,847
CHINCHA	EXPORTADORA ROMEX S.A.	234,524	227,185	220,980	215,605	210,864	206,624
CHINCHA	SAN FERNANDO S.A.	317,218	317,218	317,218	317,218	317,218	317,218
CHINCHA	VIR+ S.A.	1,252,825	1,156,099	1,107,165	1,064,598	1,023,668	984,312
CHINCHA	LA CALERA S.A.C.	1,602,642	1,602,642	1,602,642	1,602,642	1,602,642	1,602,642
ICA	SUN FRUITS EXPORTS S.A.	29,762	29,762	29,762	29,762	29,762	29,762
ICA	AGRICOLA SANTIAGO QUEIROLO S.A.C.	-	-	-	-	-	-
Total		3,624,818	3,520,752	3,465,613	3,417,672	3,372,001	3,328,404

Industrias Textiles

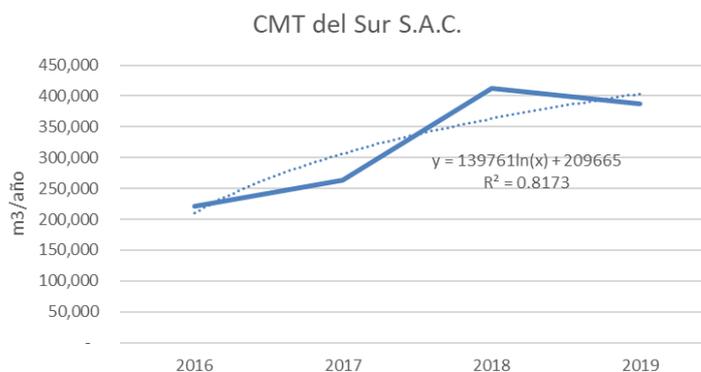
El sector Industrias Textiles está compuesto por las cinco empresas que se consignan a continuación:

Tabla 15: Industrias Textiles Fuente: Elaboración propia.

Industrias Textiles	
Industria	Distrito
CMT DEL SUR S.A.C.	CHINCHA BAJA CHINCHA
TEXTIL DEL VALLE S.A.	CHINCHA BAJA CHINCHA
TEXTILE SOURCING COMPANY S.A.C .	PUEBLO NUEVO CHINCHA
FABRICA DE TEJIDOS PISCO S.A.C.	PISCO PISCO
CURTIEMBRE LA PISQUEÑA SA .	PISCO PISCO

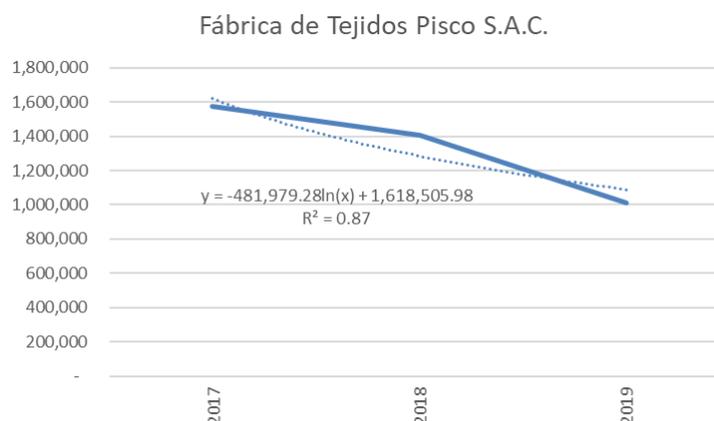
La empresa CMT del Sur S.A.C presentó un comportamiento tendencial logarítmico de la forma: $y = 209665 + 139761 \ln(x)$ para el período 2016-2019 que fue utilizado para proyectar. El coeficiente de correlación es muy bueno e igual a 0,8173.

Figura 20: Análisis Tendencial CMT del Sur SAC Fuente: Elaboración propia.



Por otra parte, la Fábrica de Tejidos Pisco S.A.C manifiesta una tendencia logarítmica negativa para el período 2017-2019 igual a $y = 1618505 - 481979 \ln(x)$, con un coeficiente de correlación muy bueno de 0,87.

Figura 21: Análisis Tendencial Fábrica de Tejidos Pisco SAC. Fuente: Elaboración propia.



Para las demás industrias pertenecientes al rubro, se utilizó el valor de consumo promedio de los últimos años históricos. Ese promedio se calculó teniendo en cuenta los valores más estables de las series y sobre aquellos años donde el consumo fue completo (es decir, en todos los meses).

En el cuadro a continuación, se pueden observar los valores de demanda para cada empresa:

Tabla 16: Consumo Industrias Textiles (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

Distrito	Nombre	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	CMT DEL SUR S.A.C.	440,877	461,521	479,405	495,179	509,290	522,054
CHINCHA	TEXTIL DEL VALLE S.A.	3,224,763	3,224,763	3,224,763	3,224,763	3,224,763	3,224,763
CHINCHA	TEXTILE SOURCING COMPANY S.A.C .	432,598	432,598	432,598	432,598	432,598	432,598
PISCO	FABRICA DE TEJIDOS PISCO S.A.C.	784,346	702,565	633,419	573,523	520,691	473,431
PISCO	CURTIEMBRE LA PISQUEDA SA .	389,895	389,895	389,895	389,895	389,895	389,895
Total		3,624,817	5,211,342	5,160,080	5,115,958	5,077,236	5,042,741

Industrias de la Construcción

El sector Industrias de la Construcción está compuesto por tres empresas:

Tabla 17: Industrias de la Construcción. Fuente: Elaboración propia.

Industrias de la Construcción	
Industria	Distrito
LADRILLERA PROGRESO DEL SUR S.A.C.	ALTO LARAN CHINCHA
LADRILLERA LA PIRAMIDE DEL SUR .	ALTO LARAN CHINCHA
LADRILLERA INCA A & J SAC .	SUBTANJALLA ICA

En este rubro, no se consiguieron modelos econométricos consistentes para la proyección, por lo tanto, se utilizó el valor de consumo promedio de los últimos años históricos. Ese promedio se calculó teniendo en cuenta los valores más estables de las series y sobre aquellos años donde el consumo fue completo.

En la siguiente tabla, se consignan los valores para cada empresa:

Tabla 18: Consumos Industrias de la Construcción (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

Distrito	Nombre	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	LADRILLERA PROGRESO DEL SUR S.A.C.	3,344,403	3,344,403	3,344,403	3,344,403	3,344,403	3,344,403
CHINCHA	LADRILLERA LA PIRAMIDE DEL SUR .	908,321	908,321	908,321	908,321	908,321	908,321
ICA	LADRILLERA INCA A & J SAC .	2,586,547	2,586,547	2,586,547	2,586,547	2,586,547	2,586,547
Total		6,839,271	6,839,271	6,839,271	6,839,271	6,839,271	6,839,271

Pesqueras

El rubro de industrias pesqueras está compuesto por 10 empresas, que se detallan en el siguiente cuadro:

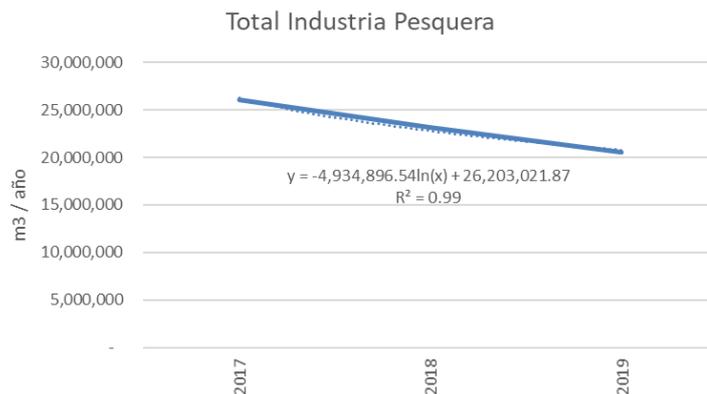
Tabla 19: Industrias Pesqueras. Fuente: Elaboración propia.

Pesqueras	
Industria	Distrito
CFG INVESTMENT S.A.C	TAMBO DE MORA CHINCHA
PESQUERA HAYDUK S.A.	TAMBO DE MORA CHINCHA
PESQUERA EXALMAR S.A.A.	TAMBO DE MORA CHINCHA
PESQUERA DIAMANTE S.A.	PARACAS PISCO
AUSTRAL GROUP S.A.A.	PARACAS PISCO
CFG INVESTMENT S.A.C	PARACAS PISCO
INVERSIONES PRISCO S.A.C. .	PARACAS PISCO
COMPAÑIA AMERICANA DE CONSERVAS SAC .	SAN ANDRES PISCO
TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	PARACAS PISCO
TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	PARACAS PISCO

Este sector, se proyecta considerando la totalidad del volumen demandado. La serie de consumos finales presenta un comportamiento tendencial logarítmico con un excelente ajuste de 0,99. La forma funcional a la que responde tiene la forma: $y = 26203021.871 - 4934896.54 \ln(x)$ y corresponde al período 2017-2019.

En el gráfico a continuación, es posible ver la similitud de los valores reales respecto a los tendenciales:

Figura 22: Análisis Tendencial Industria Pesquera. Fuente: Elaboración propia.



La demanda para cada una de las empresas se realizó a partir del consumo total de las pesqueras, de manera proporcional al consumo referencial histórico de 2019.

A continuación, se pueden observar los valores de demanda para cada una de las pesqueras:

Tabla 20: Consumo Industrias Pesqueras (m³/año). Fuente: Elaboración propia.

Distrito	Nombre	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	CFG INVESTMENT S.A.C	2,388,497	2,270,811	2,171,308	2,085,116	2,009,088	1,941,079
CHINCHA	PESQUERA HAYDUK S.A.	551,456	524,284	501,311	481,411	463,858	448,156
CHINCHA	PESQUERA EXALMAR S.A.A.	2,185,271	2,077,598	1,986,562	1,907,703	1,838,145	1,775,922
PISCO	PESQUERA DIAMANTE S.A.	3,178,919	3,022,287	2,889,857	2,775,141	2,673,953	2,583,439
PISCO	AUSTRAL GROUP S.A.A.	3,156,824	3,001,280	2,869,770	2,755,851	2,655,368	2,565,482
PISCO	CFG INVESTMENT S.A.C	2,197,213	2,088,951	1,997,418	1,918,128	1,848,189	1,785,627
PISCO	INVERSIONES PRISCO S.A.C.	93,057	88,471	84,595	81,237	78,275	75,625
PISCO	COMPANIA AMERICANA DE CONSERVAS SAC.	128,504	122,172	116,819	112,182	108,091	104,432
PISCO	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	2,880,482	2,738,555	2,618,557	2,514,610	2,422,923	2,340,905
PISCO	TECNOLOGICA DE ALIMENTOS S.A.	1,299,562	1,235,530	1,181,391	1,134,495	1,093,129	1,056,126
Total		18,059,784	17,169,941	16,417,590	15,765,873	15,191,019	14,676,794

Industrias de Acero y Mineras

En el rubro Acero y Mineras, existen tres empresas:

Tabla 21: Industrias Acero y Minas. Fuente: Elaboración propia.

Industrias de Acero y Mineras	
Industria	Distrito
INDUSTRIA PERUANA DEL ACERO S.A. .	PUEBLO NUEVO CHINCHA
CORPORACIÓN ACEROS AREQUIPA S.A.	PARACAS PISCO
MINSUR S.A. Minsur Fundación	PARACAS PISCO

Considerando la totalidad de la industria, se efectuó un modelo econométrico lineal en logaritmos que considera el PBG Petrolero y de Minas como variable independiente. La salida es la siguiente:

Figura 23: Salida de Software - Industria Acero y Minas. Fuente: Elaboración propia.

Dependent Variable: LOG(EINDAC)
 Method: Least Squares
 Date: 05/27/21 Time: 18:17
 Sample: 2015 2019
 Included observations: 5

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	11.49890	2.107780	5.455453	0.0121
LOG(PBIPETMIN)	0.433706	0.142793	3.037298	0.0560
R-squared	0.754605	Mean dependent var		17.90080
Adjusted R-squared	0.672806	S.D. dependent var		0.033255
S.E. of regression	0.019022	Akaike info criterion		-4.797262
Sum squared resid	0.001086	Schwarz criterion		-4.953487
Log likelihood	13.99315	Hannan-Quinn criter.		-5.216554
F-statistic	9.225182	Durbin-Watson stat		3.042027
Prob(F-statistic)	0.055987			

El modelo indica que la variable explicativa es significativa (p -valor $< 0,05$) pero presenta un signo positivo esperado. El coeficiente de correlación es bueno (R^2 ajustado = 0.67) y el período utilizado es 2015-2019. Todos los supuestos del subyacentes se cumplen, por lo tanto, puede ser implementado en la proyección.

Finalmente, las tasas obtenidas bajo esta metodología fueron utilizadas para la Industria Peruana del Acero S.A. Para las otras dos industrias, las proyecciones se llevaron a cabo con la información brindada por el área comercial de la empresa Contugas, resultante de la realización de encuestas a los usuarios.

Los valores resultantes, se presentan en la siguiente tabla:

Figura 24: Consumo Industrias Acero y Minas (m³/año). Fuente: Elaboración propia.

Distrito	Nombre	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	INDUSTRIA PERUANA DEL ACERO S.A. .	893,183	922,144	949,208	977,066	1,005,742	1,035,259
PISCO	CORPORACIÖN ACEROS AREQUIPA S.A.	50,944,796	52,711,810	52,711,810	52,711,810	52,711,810	52,711,810
PISCO	MINSUR S.A. Minsur Fundación	13,819,133	13,819,133	13,819,133	13,819,133	13,819,133	13,819,133
Total		65,657,111	67,453,086	67,480,150	67,508,008	67,536,684	67,566,201

Industrias Hotelería y Turismo

El rubro está compuesto por tres empresas:

Figura 25: Industrias Hotelería y Turismo. Fuente: Elaboración propia.

Industrias Hotelería y Turismo	
Industria	Distrito
NESSUS HOTELES PERU S.A. .	SUNAMPE CHINCHA
NESSUS HOTELES PERU S.A. .	SUNAMPE CHINCHA
INVERSIONES NACIONALES DE TURISMO S.A.	PARACAS PISCO

Todas las industrias del sector tienen sólo un año completo de historia (el año 2019), por ende, se mantiene ese valor constante para todo el período de la proyección.

En el siguiente cuadro, se muestran los valores de demanda para cada empresa:

Tabla 22: Consumos Industrias Hotelería y Turismo (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

Distrito	Nombre	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	NESSUS HOTELES PERU S.A.	45,097	45,097	45,097	45,097	45,097	45,097
CHINCHA	NESSUS HOTELES PERU S.A.	19,542	19,542	19,542	19,542	19,542	19,542
PISCO	INVERSIONES NACIONALES DE TURISMO S.A.	99,454	99,454	99,454	99,454	99,454	99,454
Total		164,094	164,094	164,094	164,094	164,094	164,094

Industrias Otras

El rubro está compuesto por tres empresas:

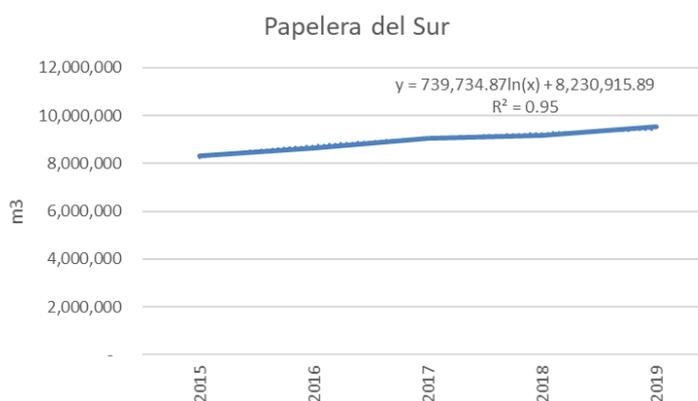
Tabla 23: Industrias Otras. Fuente: Elaboración propia.

Industrias Otras	
Industria	Distrito
PAPELERA DEL SUR S.A .	CHINCHA BAJA CHINCHA
INDUSTRIAS RENDA SAC .	CHINCHA BAJA CHINCHA
LIMAGAS NATURAL PERU S.A .	VISTA ALEGRE NAZCA

La industria Papelera del Sur presentó una tendencia logarítmica para el período 2015-2019 de la forma: $y = 739734.87 \ln(x) + 8230915.89$. El coeficiente de correlación es muy bueno 0,95.

A continuación, se puede ver la similitud entre los valores observados y los reales.

Figura 26: Análisis Tendencial Papelera del Sur. Fuente: Elaboración propia.



La industria Renda SAC sólo operó medio año en 2019, por lo que su valor se estima para 2020 y se mantiene constante el resto del período, multiplicando ese número referencial por dos.

La empresa LIMAGAS Natural Perú, fue proyectada con la información recibida del área comercial de la empresa Contugas, resultante de la encuesta llevada a cabo a los usuarios.

Tabla 24: Consumos Industrias Otras (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

Distrito	Nombre	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	PAPELERA DEL SUR S.A .	9,803,527	9,903,665	9,991,993	10,071,005	10,142,480	10,207,732
CHINCHA	INDUSTRIAS RENDA SAC .	4,494	4,494	4,494	4,494	4,494	4,494
NAZCA	LIMAGAS NATURAL PERU S.A. .	15,667,656	15,667,656	15,667,656	15,667,656	15,667,656	15,667,656
Total		25,475,677	25,575,815	25,664,143	25,743,155	25,814,630	25,879,881

Nuevas Industrias

La información sobre la proyección de consumo y la incorporación de nuevas industrias, fue recibida del área comercial de la empresa Contugas.

Las tres empresas incluidas en el análisis son clientes operativos, que comenzaron a consumir a partir del año 2020 o 2021. A continuación, se puede observar la lista de empresas tenidas en cuenta.

Tabla 25: Nuevas Industrias. Fuente: Elaboración propia.

Nuevas Industrias	
Industria	Distrito
PROLAN 2	CHINCHA
VITVINICOLA QUEIROLO (incluye hotel)	ICA
TOPITOP	ICA

La proyección de los consumos en el período del estudio, se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 26: Consumo de Nuevas Empresas (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

Distrito	Nombre	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	Prolan 2	362,310	367,285	372,794	378,386	384,062	389,823
ICA	Vitivinicola Queirolo - incluye hotel	381,336	413,426	413,426	414,559	413,426	413,426
ICA	Topitop	785,854	826,852	826,852	829,117	826,852	826,852
Total		1,529,500	1,607,563	1,613,072	1,622,062	1,624,340	1,630,101

Cogeneración

Contugas sólo tiene un cliente de cogeneración La Calera S.A.C.

Tabla 27: Industrias de Cogeneración. Fuente: Elaboración propia.

Cogeneración	
Industria	Distrito
LA CALERA S.A.C.	ALTO LARAN CHINCHA

Se mantiene este único cliente como valor constante a lo largo del tiempo.

Las proyecciones de consumo de la empresa fueron obtenidas de la información brindada por el área comercial de Contugas, y se mantienen constantes desde el año 2021.

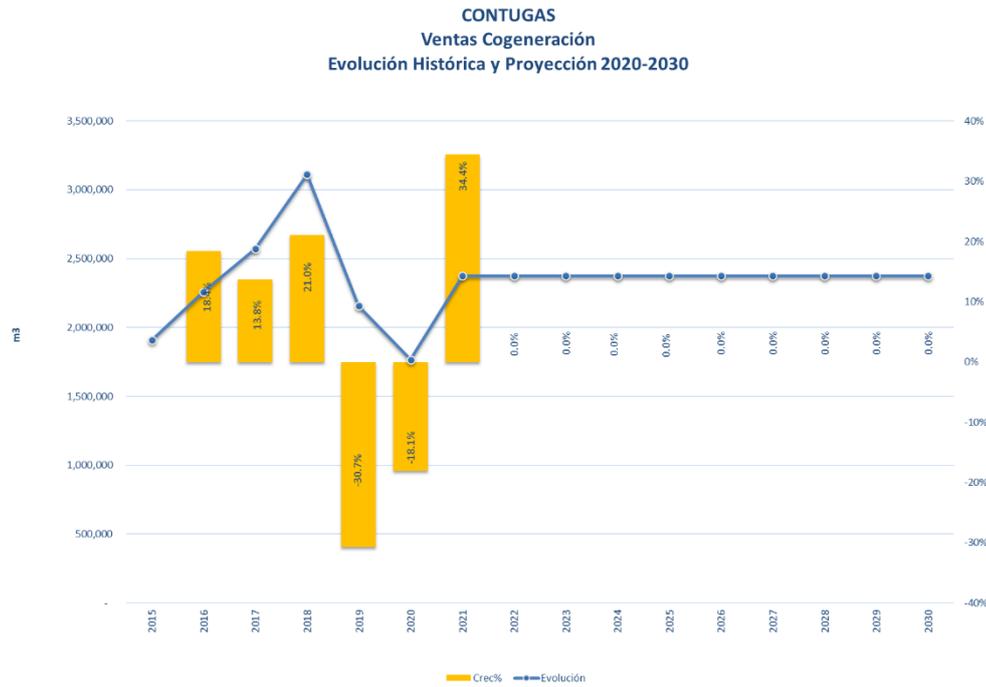
Los consumos proyectados son:

Tabla 28: Consumos de Cogeneración (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

Distrito	Nombre	2021-2026
CHINCHA	La Calera SAC	2,374,525

En el siguiente gráfico es posible observar la evolución de la serie y sus valores estimados:

Figura 27: Consumos de Cogeneración. Fuente: Elaboración propia.



GNV

Clientes

Los clientes del segmento GNV de Contugas son las estaciones de servicios.

A continuación, se detallan los clientes de este segmento:

Tabla 29: Clientes de GNV. Fuente: Elaboración propia.

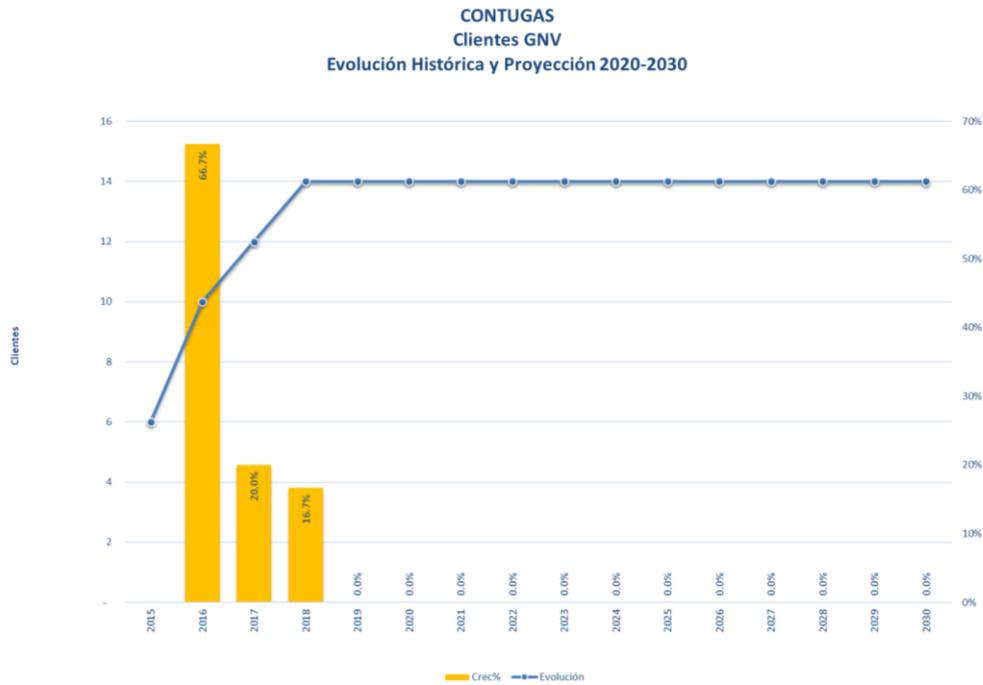
GNV	
Industria	Distrito
CORPORACIÓN UNO S.A.	CHINCHA BAJA CHINCHA
ENERGIGAS S.A.C.	ALTO LARAN CHINCHA
ESTACIEN DE SERVICIOS HUARAZ S.A.C. (ESCOH)	CHINCHA ALTA CHINCHA
TERPEL PERU SAC .	SUNAMPE CHINCHA
ESTACIEN EL OVALO EIRL	ICA ICA
ESCOH SAC (Estación de combustibles Huaraz)	ICA ICA
GRIFOS ESPINOZA S.A.	SUBTANJALLA ICA
EL OASIS DE ICA SAC .	ICA ICA
ENERGIGAS S.A.C.	PARCONA ICA
EL OASIS DE ICA SAC (Oasis San Idelfonso).	LA TINGUIDA ICA
TERPEL PERU SAC .	LOS AQUJES ICA
BODIESEL PERU INTERNACIONAL SAC .	SUBTANJALLA ICA
CORPORACIÓN UNO S.A.	ICA ICA
COMERCIALIZADORA DE COMBUSTIBLES TRIVEÑO S.A.C. .	ICA ICA

En el año 2019, Contugas posee 14 clientes y dicho valor se proyecta constante para el resto del período. Esto se debe a que no hay perspectivas de crecimiento del sector en los próximos años.

El GNV requiere de una política comercial para subsidiar la inversión de conversión y dado que no se prevé que el gobierno implemente un programa masivo de este tipo, la proyección solo considera un crecimiento vegetativo.

En el siguiente gráfico, se pueden ver las tasas históricas y los valores proyectados:

Figura 28: Clientes GNV. Fuente: Elaboración propia.



Consumo

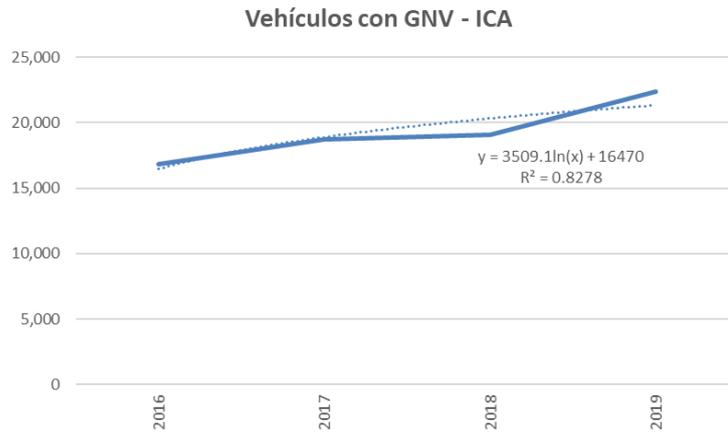
Para la proyección del volumen de GNV se deben tener en cuenta la cantidad de vehículos demandantes del combustible y el consumo unitario de referencia.

En el presente estudio, se utiliza Infogas³ como fuente de información para estimar la cantidad de vehículos. Como un proxy de la flota para el área de concesión de Contugas, se tienen en cuenta los vehículos consignados en: Chincha Alta, Chincha Baja, Sunampe, Ica, La Tinguiña, Los Aquijes, Parcona y Subtanjalla.

Se analiza la serie de datos de la totalidad de vehículos en las áreas previamente mencionadas, y se detecta una tendencia logarítmica de la forma: $y = 16470 + 3509,1 \ln(x)$. El coeficiente de correlación es muy bueno 0,8278.

³Fuente: <http://infogas.com.pe/>

Figura 29: Análisis tendencial - Clientes GNV. Fuente: Elaboración propia.



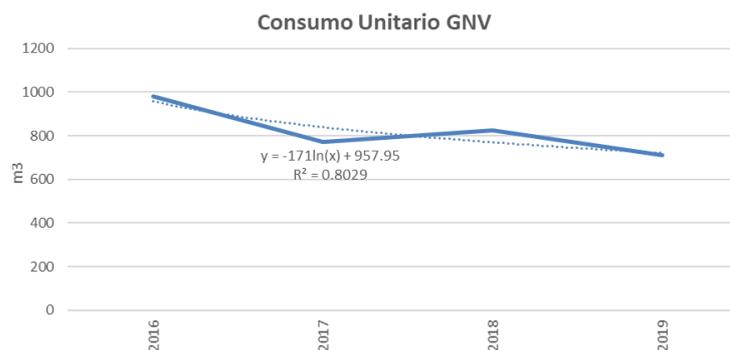
Con esa tendencia, se proyectan los valores estimados de vehículos totales para el área de concesión. La desagregación de usuarios de GNV por distrito se lleva a cabo considerando la proporcionalidad de cada zona respecto al total, para el año histórico 2019. Se mantiene constante el porcentaje a lo largo de todo el período.

Los volúmenes consumidos por cada estación de GNV, fueron brindados por Contugas. Considerando la sumatoria de esos volúmenes y la cantidad de vehículos determinados para los años históricos, se estimaron consumos unitarios de referencia totales.

Se detectó una tendencia en el período 2016-2019 para los consumos unitarios totales que responde a una función logarítmica de la forma: $y = 957,95 - 171 \ln(x)$ con un muy buen coeficiente de correlación de 0,8029.

A continuación, es posible observar el ajuste:

Figura 30: Análisis Tendencial - Consumo Unitario GNV. Fuente: Elaboración propia.



La tendencia de consumo decreciente se mantuvo hasta el año 2020, y luego se supuso que ese valor iba a permanecer constante para el resto del período, porque carece de sentido un decrecimiento eterno en el tiempo.

Obtenido el volumen final, producto de los usuarios de GNV y el consumo unitario de referencia, la desagregación por estaciones de GNV se lleva a cabo de manera proporcional a los valores históricos del año 2019, suponiendo constante esa ponderación por todo el período proyectado.

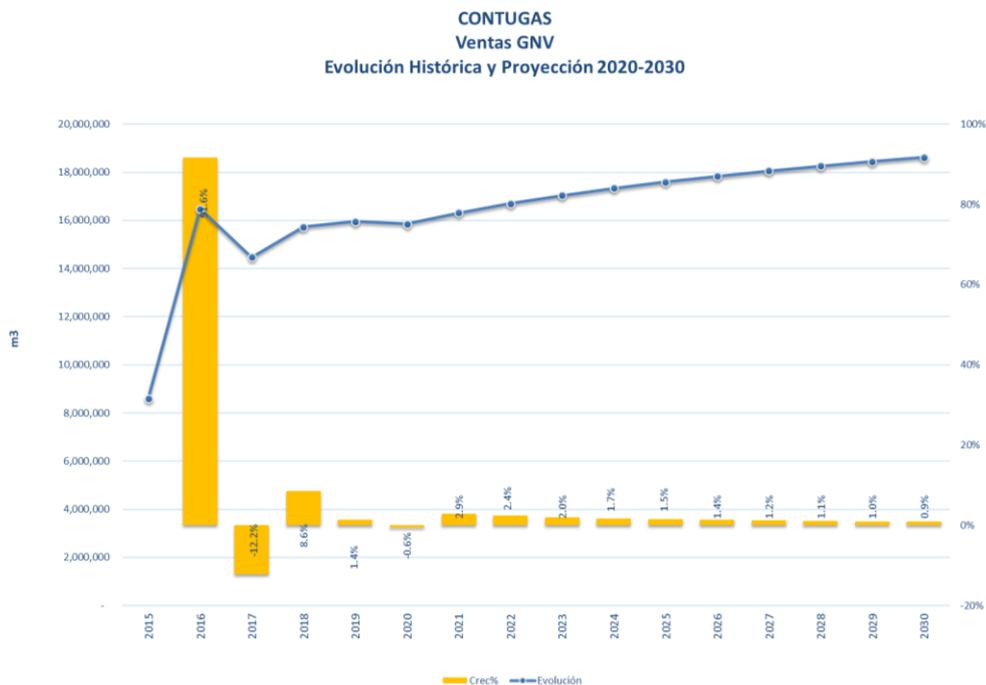
Los volúmenes para cada estación, se detallan a continuación:

Tabla 30: Consumos GNV (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

Distrito	Nombre	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	CORPORACIÓN UNO S.A.	249,405	255,334	260,469	264,998	269,050	272,716
CHINCHA	ENERGIGAS S.A.C.	393,125	402,470	410,564	417,704	424,091	429,868
CHINCHA	ESTACIÓN DE SERVICIOS HUARAZ S.A.C. (ESCOH)	794,313	813,193	829,548	843,974	856,879	868,552
CHINCHA	TERPEL PERU SAC.	336,834	344,840	351,776	357,893	363,365	368,316
ICA	ESTACIÓN EL OVALO EIRL	1,609,789	1,648,053	1,681,199	1,710,435	1,736,588	1,760,246
ICA	ESCOH SAC (Estación de combustibles Huaraz)	898,206	919,555	938,049	954,362	968,955	982,155
ICA	GRIFOS ESPINOZA S.A.	1,256,915	1,286,791	1,312,671	1,335,498	1,355,918	1,374,391
ICA	EL OASIS DE ICA SAC.	845,354	865,447	882,853	898,206	911,940	924,363
ICA	ENERGIGAS S.A.C.	1,205,748	1,234,408	1,259,235	1,281,133	1,300,722	1,318,442
ICA	EL OASIS DE ICA SAC (Oasis San Idelfonso).	656,029	671,622	685,130	697,044	707,702	717,344
ICA	TERPEL PERU SAC.	1,942,741	1,988,919	2,028,920	2,064,203	2,095,765	2,124,316
ICA	BIODIESEL PERU INTERNACIONAL SAC.	978,213	1,001,465	1,021,606	1,039,372	1,055,264	1,069,640
ICA	CORPORACIÓN UNO S.A.	1,839,536	1,883,260	1,921,136	1,954,545	1,984,431	2,011,465
ICA	COMERCIALIZADORA DE COMBUSTIBLES TRIVEÑO S.A.C..	3,303,355	3,381,874	3,449,890	3,509,884	3,563,551	3,612,098
Total		16,309,564	16,697,232	17,033,045	17,329,253	17,594,221	17,833,913

Las tasas de crecimiento y los volúmenes finales del sector, históricos y proyectados, pueden observarse en el gráfico a seguir:

Figura 31: Consumos GNV. Fuente: Elaboración propia.



Térmicas

En la categoría Térmicas, hay seis usuarios y son los que pueden verse en la siguiente tabla:

Tabla 31: Térmicas. Fuente: Elaboración propia.

Térmicas	
Industria	Distrito
ELECTRO DUNAS S.A.A. . Pedregal	CHINCHA ALTA CHINCHA
ELECTRO DUNAS S.A.A. . Luren	LOS AQUJES ICA
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE AREQUIPA S.A.	INDEPENDENCIA PISCO
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DEL SUR S.A.	INDEPENDENCIA PISCO
CONSORCIO ELECTRICO DE VILLACURI SAC COELVISAC	SALAS ICA
MINSUR S.A. MINSUR GENERACIÓN	PARACAS PISCO

En el año 2019, la Térmica Generación Eléctrica de Arequipa (EGASA) dejó de consumir, dando por finalizado unilateralmente su contrato con Contugas, por lo tanto, la misma fue excluida de la proyección de demanda.

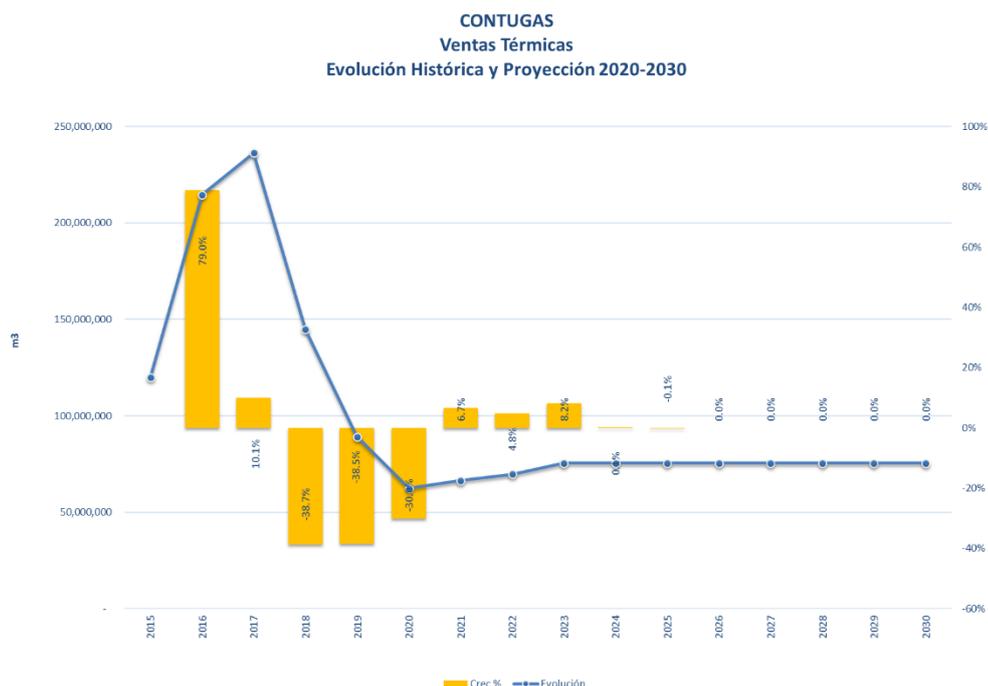
Los valores de consumo y sus proyecciones son facilitados por el área comercial de la empresa Contugas y se detallan a continuación:

Tabla 32: Consumos de Térmicas (m3/año). Fuente: Elaboración propia.

Distrito	Nombre	2021	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	ELECTRO DUNAS S.A.A. Pedregal	25,930,998	25,930,998	25,930,998	26,002,042	25,930,998	25,930,998
ICA	ELECTRO DUNAS S.A.A. Luren	28,745,683	28,745,683	28,745,683	28,745,683	28,745,683	28,745,683
PISCO	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DEL SUR S.A.	2,628,157	2,919,199	7,069,469	7,072,075	7,069,469	7,069,469
ICA	CONSORCIO ELECTRICO DE VILLACURI SAC COELVISAC	5,858,713	8,766,762	10,335,648	10,363,965	10,335,648	10,335,648
PISCO	MINSUR S.A. Minsur Generadora	3,327,393	3,327,393	3,327,393	3,327,393	3,327,393	3,327,393
Total		66,490,944	69,690,036	75,409,191	75,511,157	75,409,191	75,409,191

En el siguiente gráfico, es posible observar la evolución de los consumos en el tiempo y sus correspondientes proyecciones para el período en cuestión:

Figura 32: Consumo Térmicas. Fuente: Elaboración propia.



Plan quinquenal de inversiones

En la modificación del PQI se presentó un crecimiento adicional de usuarios derivado de:

- Disponer de recursos del fondo FISE para el financiamiento de la instalación interna.
- Nuevos proyectos de expansión.

A continuación, se presenta la demanda adicional para ambos casos

Demanda adicional si se dispone de recursos del fondo FISE

En caso de que los potenciales usuarios residenciales de Contugas puedan acceder al FISE para financiar la inversión de la instalación interna, el concesionario espera conectar la siguiente cantidad adicional de usuarios residenciales:

Tabla 33: Clientes residenciales adicionales. Fuente: PQI

PROVINCIA	Localidad	DISTRITO	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	Chincha	GROCIO PRADO	35	14	14	11	14
CHINCHA	Chincha	ALTO LARAN	22	8	8	8	8
CHINCHA	Chincha	CHINCHA ALTA	173	68	62	62	62
CHINCHA	Chincha	PUEBLO NUEVO	305	127	111	111	108
ICA	Ica	LA TINGUIÑA	181	73	65	65	65
ICA	Ica	PARCONA	170	70	62	62	62
ICA	Ica	SUBTANJALLA	73	30	27	27	27
ICA	Ica	SAN JUAN BAUTISTA	54	22	19	19	19
ICA	Ica	ICA	443	178	159	157	159
NAZCA	Nasca	VISTA ALEGRE	24	11	8	8	8
NAZCA	Marcona	MARCONA	84	35	27	30	30
NAZCA	Nasca	NAZCA	32	14	11	11	11
PISCO	Pisco	PISCO	313	127	113	113	111
PISCO	Pisco	TUPAC AMARU	62	27	22	22	22
PISCO	Pisco	SAN ANDRES	57	24	19	22	22
PISCO	Pisco	PARACAS	5	3	-	3	3
Total			2,033	831	727	731	731

El volumen asociado a dichos clientes adicionales es el siguiente:

Tabla 34: Volumen adicional por nuevos usuarios residenciales. Fuente: PQI

PROVINCIA	Localidad	DISTRITO	2022	2023	2024	2025	2026
CHINCHA	Chincha	GROCIO PRADO	35	14	14	11	14
CHINCHA	Chincha	ALTO LARAN	22	8	8	8	8
CHINCHA	Chincha	CHINCHA ALTA	173	68	62	62	62
CHINCHA	Chincha	PUEBLO NUEVO	305	127	111	111	108
ICA	Ica	LA TINGUIÑA	181	73	65	65	65
ICA	Ica	PARCONA	170	70	62	62	62
ICA	Ica	SUBTANJALLA	73	30	27	27	27
ICA	Ica	SAN JUAN BAUTISTA	54	22	19	19	19
ICA	Ica	ICA	443	178	159	157	159
NAZCA	Nasca	VISTA ALEGRE	24	11	8	8	8
NAZCA	Marcona	MARCONA	84	35	27	30	30
NAZCA	Nasca	NAZCA	32	14	11	11	11
PISCO	Pisco	PISCO	313	127	113	113	111
PISCO	Pisco	TUPAC AMARU	62	27	22	22	22
PISCO	Pisco	SAN ANDRES	57	24	19	22	22
PISCO	Pisco	PARACAS	5	3	-	3	3
Total			2,033	831	727	731	731

Proyectos de expansión

La demanda asociada a los proyectos de expansión indicados en la modificación del PQI, es la siguiente:

Tabla 35: Demanda incorporada en los proyectos de expansión. Fuente: PQI

Categoría	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026
A	[]	3,020	5,470	8,084	10,683	13,186
A1	[]	3,000	5,440	8,040	10,634	13,134
A2	[]	20	30	44	49	52
IP	[]	8	15	21	23	26
Total		3,028	5,485	8,105	10,706	13,212

Categoría	Unidad	2022	2023	2024	2025	2026
A	[miles m3]	260	726	1,153	1,589	2,011
A1	[miles m3]	241	680	1,084	1,503	1,917
A2	[miles m3]	19	47	69	87	94
IP	[miles m3]	1	3	5	6	6
Total		261	730	1,158	1,595	2,018

Demanda total

A continuación, se presenta la demanda total proyectada:

Tabla 36: Demanda proyectada – Cantidad de Clientes. Fuente: Elaboración propia.

Clientes	2021	2022	2023	2024	2025	2026
A1	66,428	72,214	75,792	79,388	82,983	86,484
A2	464	487	500	517	524	529
Residenciales	66,892	72,701	76,292	79,905	83,507	87,013
Tasa	7.26%	8.68%	4.94%	4.74%	4.51%	4.20%
Comerciales	153	155	156	157	158	160
Tasa	8.51%	1.31%	0.65%	0.64%	0.64%	1.27%
Industrias Alimentarias	6	6	6	6	6	6
Industrias Agrícolas y ganaderas	6	6	6	6	6	6
Industrias Textiles	5	5	5	5	5	5
Industrias de la Construcción	3	3	3	3	3	3
Pesqueras	10	10	10	10	10	10
Industrias de Acero y Mineras	3	3	3	3	3	3
Industrias Hotelería y Turismo	3	3	3	3	3	3
Industrias Otras	3	3	3	3	3	3
Nuevas Industrias	3	3	3	3	3	3
Industriales	42	42	42	42	42	42
Tasa	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
IP		8.00	15.00	21.00	23.00	26.00
Tasa			87.50%	40.00%	9.52%	13.04%
Cogeneración	1	1	1	1	1	1
Tasa	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
GNV	14	14	14	14	14	14
Tasa	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Térmicas	6	5	5	5	5	5
Tasa	20.00%	-16.67%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total	67,108	72,926	76,525	80,145	83,750	87,261
	7.26%	8.67%	4.94%	4.73%	4.50%	4.19%

Tabla 37: Demanda proyectada – Volumen consumido. Fuente: Elaboración propia.

Volumen [m3]	2021	2022	2023	2024	2025	2026
A1	10,537,606	11,540,874	12,134,080	12,713,724	13,296,517	13,875,289
A2	877,322	931,312	965,604	993,855	1,015,808	1,026,853
Residenciales	11,414,928	12,472,186	13,099,684	13,707,579	14,312,325	14,902,142
Tasa	4.53%	9.26%	5.03%	4.64%	4.41%	4.12%
Comerciales	1,604,604	1,713,931	1,759,417	1,796,291	1,830,779	1,869,228
Tasa	7.87%	6.81%	2.65%	2.10%	1.92%	2.10%
Industrias Alimentarias	5,623,261	5,686,359	5,739,707	5,785,920	5,826,683	5,863,146
Tasa	1.4%	1.1%	0.9%	0.8%	0.7%	0.6%
Industrias Agrícolas y ganaderas	3,624,817	3,520,752	3,465,613	3,417,672	3,372,001	3,328,404
Tasa	1.8%	-2.9%	-1.6%	-1.4%	-1.3%	-1.3%
Industrias Textiles	5,272,478	5,211,342	5,160,080	5,115,958	5,077,236	5,042,741
Tasa	-1.4%	-1.2%	-1.0%	-0.9%	-0.8%	-0.7%
Industrias de la Construcción	6,839,271	6,839,271	6,839,271	6,839,271	6,839,271	6,839,271
Tasa	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Pesqueras	18,059,784	17,169,941	16,417,590	15,765,873	15,191,019	14,676,794
Tasa	-5.7%	-4.9%	-4.4%	-4.0%	-3.6%	-3.4%
Industrias de Acero y Mineras	68,984,503	70,780,478	70,807,542	70,835,401	70,864,077	70,893,594
Tasa	50.8%	2.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Industrias Hotelería y Turismo	164,094	164,094	164,094	164,094	164,094	164,094
Tasa	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Industrias Otras	25,475,677	25,575,815	25,664,143	25,743,155	25,814,630	25,879,881
Tasa	1.5%	0.4%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
Nuevas Industrias	1,529,500	1,607,563	1,613,072	1,622,062	1,624,340	1,630,101
Tasa	212.9%	5.1%	0.3%	0.6%	0.1%	0.4%
Industriales	135,573,385	136,555,614	135,871,112	135,289,405	134,773,349	134,318,025
Tasa	21.12%	0.72%	-0.50%	-0.43%	-0.38%	-0.34%
IP		720.00	3,060.00	5,220.00	5,940.00	6,390.00
Tasa			325.00%	70.59%	13.79%	7.58%
Cogeneración	2,374,525	2,374,525	2,374,525	2,374,525	2,374,525	2,374,525
Tasa	34.41%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
GNV	16,309,564	16,697,232	17,033,045	17,329,253	17,594,221	17,833,913
Tasa	2.89%	2.38%	2.01%	1.74%	1.53%	1.36%
Térmicas	63,163,552	66,362,643	72,081,799	72,183,765	72,081,799	72,081,799
Tasa	5.49%	5.06%	8.62%	0.14%	-0.14%	0.00%
Total	230,440,558	236,176,852	242,222,641	242,686,039	242,972,937	243,386,021
	14.2%	2.5%	2.6%	0.2%	0.1%	0.2%

Demanda regulatoria

Conforme a lo establecido en el “Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural”, aprobado por Resolución N° 659-2008-OS/CD y modificado recientemente con la resolución Osinergmin n°178-2021-OS/CD, la demanda para los consumidores independientes con contratos de capacidad firme y/o volumen interrumpible, debe estar basadas en función de dichos valores.

Tabla 38: Demanda Consumidores independientes. Fuente: Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural.

17.3. Para el caso de los Consumidores Independientes con contratos de capacidad firme y/o de volumen interrumpible, las demandas a estimar estarán basadas en función de dichos valores.¹¹

Contugas presenta los siguientes consumidores independientes con contrato de servicio con reserva de capacidad de distribución.

Tabla 39: Consumidores independientes con reserva de capacidad de distribución. Fuente: Contratos de suministro de servicio.

RAZON SOCIAL	Año inicio	Vigencia contrato	CAPACIDAD CONTRATADA EN FIRME (MMCD ⁴)
CORPORACION ACEROS AREQUIPA S.A.	2011	2026 (Adenda)	144.41
MINSUR S.A. (Fundición)	2010	Hasta 31/03/2024	48.14
LIMAGAS	2010	Hasta 31/10/2021	32.85
EGESUR	2010	Hasta 01/01/2033	129.97
ELECTRODUNAS SAA Pedregal	2010	Hasta 31/12/2023	71.36
ELECTRODUNAS SAA Luren	2010	Hasta 01/01/2035	71.36

La reserva de capacidad interrumpible adicional que poseen algunos consumidores independientes no fue considerada con fines de cálculo, dado que históricamente no han requerido de la misma.

De esta manera, la demanda volumétrica anual de dichos usuarios (consumidores independientes) fue estimado a partir de la capacidad reservada considerando un Factor de carga o uso del 100%, según la siguiente expresión:

$$VolAnual_{CI} = CC_{CI} * DíasAño * FC$$

Donde:

- $VolAnual_{CI}$: Volumen anual del consumidor independiente expresado en Miles m3 año.
- CC_{CI} : Capacidad contratada o VMD expresada en Miles m3/día.
- $DíasAño$: Días del año.
- FC : Factor de carga o uso igual a 100%.

Para los consumidores regulados (no independientes), se considera el volumen anual proyectado descrito en el presente informe, en tanto que es la capacidad la que se estima considerando la siguiente expresión

$$CC_{CR} = VolAnual_{CR} / (DíasAño * FC)$$

Donde:

- $VolAnual_{CR}$: Volumen anual del consumidor regulado expresado en Miles m3 año.
- CC_{CR} : Capacidad del consumidor regulado expresado en Miles m3/día.

⁴ MMCD: Millones de metros cúbicos día.

Los Factores de carga empleados para la estimación de la capacidad para los consumidores regulados es la siguiente:

Tabla 40: Factores de carga empleados en la estimación de la demanda. Fuente: Elaboración propia.

Cientes	FC
A	91.0%
A1	90.9%
A2	79.7%
B	82.4%
C	76.5%
D	50.6%
Reg	36.9%
Ind	91.3%
E	87.2%
Reg	83.3%
Ind	87.2%
IP	82.4%
GNV	79.2%
Pesq	18.8%
GNL	100.0%
Reg	100.0%
Ind	100.0%
GE	84.7%
Reg.	80.2%
Ind	100.0%

De esta manera la demanda finalmente empleada para el cálculo tarifario es la siguiente:

Usuarios

Tabla 41: Demanda regulatoria - Cantidad de usuarios. Fuente: Elaboración propia.

Cientes	Unidad	2021	2022	2023	2024	2025	2026
A	[]	66,892	72,701	76,292	79,905	83,507	87,013
A1	[]	66,428	72,214	75,792	79,388	82,983	86,484
A2	[]	464	487	500	517	524	529
B	[]	162	164	165	166	167	169
C	[]	20	20	20	20	20	20
D	[]	3	3	3	3	3	3
Reg	[]	1	1	1	1	1	1
Ind	[]	2	2	2	2	2	2
E	[]	1	1	1	1	1	1
Reg	[]	-	-	-	-	-	-
Ind	[]	1	1	1	1	1	1
IP	[]	-	8	15	21	23	26
GNV	[]	14	14	14	14	14	14
Pesq	[]	10	10	10	10	10	10
GE	[]	6	5	5	5	5	5
Reg	[]	2	2	2	2	2	2
Ind	[]	4	3	3	3	3	3
Total	[]	67,108	72,926	76,525	80,145	83,750	87,261

Volumen
Tabla 42: Demanda regulatoria - Volumen. Fuente: Elaboración propia.

Volumen	Unidad	2021	2022	2023	2024	2025	2026
A	[miles m3]	11,415	12,472	13,100	13,708	14,312	14,902
A1	[miles m3]	10,538	11,541	12,134	12,714	13,297	13,875
A2	[miles m3]	877	931	966	994	1,016	1,027
B	[miles m3]	2,293	2,395	2,434	2,466	2,496	2,530
C	[miles m3]	25,637	25,649	25,635	25,631	25,623	25,621
D	[miles m3]	39,363	39,464	39,552	39,712	39,702	39,768
Reg	[miles m3]	9,804	9,904	9,992	10,071	10,142	10,208
Ind	[miles m3]	29,560	29,560	29,560	29,641	29,560	29,560
E	[miles m3]	97,258	52,710	52,710	52,854	52,710	52,710
Reg	[miles m3]	-	-	-	-	-	-
Ind	[miles m3]	97,258	52,710	52,710	52,854	52,710	52,710
IP	[miles m3]	-	1	3	5	6	6
GNV	[miles m3]	16,310	16,697	17,033	17,329	17,594	17,834
Pesq	[miles m3]	18,060	17,170	16,418	15,766	15,191	14,677
GE	[miles m3]	315,431	111,626	113,195	113,496	113,195	113,195
Reg	[miles m3]	9,186	12,094	13,663	13,691	13,663	13,663
Ind	[miles m3]	306,245	99,532	99,532	99,805	99,532	99,532
Total	[miles m3]	525,768⁵	278,184	280,080	280,968	280,830	281,243

Capacidad
Tabla 43: Demanda regulatoria - Capacidad. Fuente: Elaboración propia.

Capacidad	Unidad	2021	2022	2023	2024	2025	2026
A	[miles m3/día]	34.77	37.98	39.88	41.61	43.56	45.34
A1	[miles m3/día]	31.75	34.77	36.56	38.20	40.06	41.81
A2	[miles m3/día]	3.02	3.20	3.32	3.41	3.49	3.53
B	[miles m3/día]	7.62	7.96	8.09	8.18	8.30	8.41
C	[miles m3/día]	91.82	91.86	91.81	91.55	91.77	91.76
D	[miles m3/día]	153.69	154.43	155.09	155.47	156.21	156.69
Reg	[miles m3/día]	72.71	73.45	74.10	74.48	75.22	75.70
Ind	[miles m3/día]	80.99	80.99	80.99	80.99	80.99	80.99
E	[miles m3/día]	266.46	144.41	144.41	144.41	144.41	144.41
Reg	[miles m3/día]	-	-	-	-	-	-
Ind	[miles m3/día]	266.46	144.41	144.41	144.41	144.41	144.41
IP	[miles m3/día]	-	0.00	0.01	0.02	0.02	0.02
GNV	[miles m3/día]	56.44	57.79	58.95	59.81	60.89	61.72
Pesq	[miles m3/día]	263.49	250.51	239.53	229.39	221.64	214.13
GE	[miles m3/día]	870.40	313.99	319.35	319.32	319.35	319.35
Reg	[miles m3/día]	31.37	41.30	46.65	46.62	46.65	46.65
Ind	[miles m3/día]	839.03	272.69	272.69	272.69	272.69	272.69
Total	[miles m3/día]	1,744.69⁶	1,058.93	1,057.12	1,049.75	1,046.13	1,041.83

⁵ Incluye la demanda asociada a la capacidad reservada del usuario EGASA.

⁶ Incluye la capacidad reservada por el usuario EGASA.

Costo de prestación del servicio

Base de activos regulatoria

La base de activos regulatoria (CAPEX) se compone de la valorización de la infraestructura existente desarrollada por el concesionario desde el comienzo de su operación (tuberías de acero, tuberías de polietileno, city gate, estaciones de regulación, etc.) y las inversiones indicadas en el Plan de Quinquenal de Inversiones 2022-2026 presentado por el concesionario al Ministerio de Energía y Minas y Osinergmin, para los próximos 5 años de la prestación del servicio de distribución.

El Reglamento de Distribución, fija los lineamientos de la metodología de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) la cual se emplea para determinar el valor de los activos del concesionario para el periodo tarifario 2022-2026.

La valorización VNR se obtiene como el producto de las cantidades físicas y el costo unitario de la inversión. Los costos unitarios eficientes son fijados por el concesionario, considerando el costo de inversión del componente específico (costos del activo: Tuberías, Válvulas, módulos ERP, módulos City Gate, etc.), conjunto de actividades necesarias para su instalación/construcción, recursos implicados (mano de obra, insumos, servicios de terceros, etc.) y margen de utilidad del contratista. La información empleada para estos cálculos tiene origen en diferentes fuentes: ordenes de compras de la concesionaria, información pública, información de aduanas, cotizaciones de proveedores y valores aprobados en pasadas revisiones tarifarias a otras concesionarias del sector de distribución de gas natural.

En cuanto a las cantidades físicas de la infraestructura existente se ha relevado la información VNR del concesionario, mientras que, para las inversiones proyectadas, se emplearon los valores de cantidades físicas presentados en el PQI.

Base de activos existente

Activos de distribución

A continuación, se presenta el detalle de los metrados y/o cantidades de los activos que componen la infraestructura actual a cierre de diciembre de 2021⁷:

⁷ Se considero la infraestructura proyectada a cierre del 2021 contemplada en el PQI 2022-2026

Tabla 44: Metrados infraestructura existente de tuberías de acero y PE. Fuente: VNR Contugas

Concepto	Unidad	Metrado	Concepto	Unidad	Metrado
Tubería de acero		340	Tubería de PE		1,281
Tubería de Acero 3"	Km	0	Tubería de Polietileno 20mm	Km	229
Tubería de Acero 4"	Km	-	Tubería de Polietileno 25mm	Km	869
Tubería de Acero 6"	Km	58	Tubería de Polietileno 32mm	Km	17
Tubería de Acero 6"	Km	-	Tubería de Polietileno 63mm	Km	18
Tubería de Acero 8"	Km	13	Tubería de Polietileno 90mm	Km	22
Tubería de Acero 10"	Km	16	Tubería de Polietileno 110mm	Km	44
Tubería de Acero 12"	Km	6	Tubería de Polietileno 160mm	Km	42
Tubería de Acero 14"	Km	46	Tubería de Polietileno 200mm	Km	40
Tubería de Acero 16"	Km	0			
Tubería de Acero 20"	Km	200			

Tabla 45: Cantidades de estaciones y city gates existentes. Fuente: VNR Contugas

Estaciones	Unidad	16
Centro Operacional	#	3
City Gate	#	4
ERM	#	9

Tabla 46: Cantidades de válvulas por tipo de material Fuente: VNR Contugas

Concepto	Unidad	Metrado	Concepto	Unidad	Metrado
Válvulas de acero		108	Válvulas de PE		893
Válvula de Acero 3"	#	1	Válvula de Polietileno 25mm	#	6
Válvula de Acero 4"	#	53	Válvula de Polietileno 32mm	#	614
Válvula de Acero 6"	#	23	Válvula de Polietileno 63mm	#	63
Válvula de Acero 8"	#	13	Válvula de Polietileno 90mm	#	72
Válvula de Acero 10"	#	4	Válvula de Polietileno 110mm	#	63
Válvula de Acero 12"	#	1	Válvula de Polietileno 160mm	#	57
Válvula de Acero 14"	#	3	Válvula de Polietileno 200mm	#	18
Válvula de Acero 20"	#	10			

Tabla 47: Cantidades de obras especiales por tipo Fuente: VNR Contugas

Obras Especiales		727
Otras obras especiales	#	541
Cruce de vías	#	154
Cruce de rios	#	27
Hot Tap	#	5

A partir de los metrados de cada uno de los activos de distribución presentados en las tablas anteriores y los costos unitarios de inversión eficientes, se procede a determinar el valor de la base de activos existente a diciembre del año 2021:

Tabla 48: VNR Base de activos inicial por rubro

VNR Base inicial (2009-2021 ⁸) [USD DIC 2020]	396,229,961
Tuberías de acero	182,696,744
Tuberías de PE	73,914,759
Estaciones	120,109,784
Valvulas	1,190,888
Inversiones Complementarias	16,519,130
Obras especiales	1,798,656

Inversiones

Para la conexión de nuevos usuarios residenciales, comerciales e instituciones públicas fijados en el PQI, CONTUGAS planea incorporar 145.59 km de redes en concepto de redes externas de PE y 145.24 km en concepto de tubería de conexión de PE. Para estimar las cantidades físicas de tubería de conexión se consideró una distancia promedio de tubería de conexión 7 metros de Polietileno (en adelante PE) por cliente potencial. En base a esto y a la estimación de clientes a conectar se calculó la cantidad de kilómetros de red de tuberías de conexión a adicionar.

El detalle del PQI propuesto en el periodo 2022-2026 se presenta en el siguiente cuadro:

Tabla 49: Resumen de los principales datos del PQI 2022-2026. Fuente: PQI

Concepto	2°Sem 2021	2022	2023	2024	2025	1°Sem 2026
Incremento longitud de red [Km]	7.6	98.6	67.6	58.1	31.5	27.4
Total red longitud de red [Km]	7.6	106.2	173.8	232.0	263.5	290.8
Inversión anual [USD DIC 2020]	344,500	4,553,543	3,549,808	2,832,516	1,419,134	1,214,128
Total inversión ⁹ [USD DIC 2020]	344,500	4,898,043	8,447,851	11,280,367	12,699,501	13,913,629

A continuación, se presenta el desglose de la inversión total desagregado por tipo de activo:

Tabla 50: Inversión total PQI 2022-2026 desagregada por tipo de activo (red existente y nuevos proyectos). Fuente: PQI.

Tipo de activo	Moneda	Total acumulado
Red Externa	[USD Dic2020]	7,356,497
T. Conexión	[USD Dic2020]	6,546,785
Válvula	[USD Dic2020]	8,345
Obra especial	[USD Dic2020]	2,002
TOTAL	[USD Dic2020]	13,913,629

⁸ Se incluyen las inversiones previstas en el PQI en el año 2021.

⁹ El monto de inversión detallado incluye redes de extensión, tubería de conexión, válvulas y obras especiales.

Inversiones complementarias

El valor de las inversiones complementarias que conforman la base de activos inicial se determinó a partir de las inversiones históricas del Concesionario, obteniéndose a partir del valor contable ajustado por inflación norteamericana a fecha de diciembre 2020. Las inversiones complementarias proyectadas para el nuevo periodo regulatorio se obtuvieron a partir del promedio de incorporación histórico de este rubro:

Tabla 51: Inversión complementarias proyectadas para el periodo 2022-2026. Fuente: PQI

Tipo inversion	Base Inicial ¹⁰	2022	2023	2024	2025	2026
Inversiones complementarias	16,519,130	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809	1,109,809

Anualidad de las inversiones

La anualidad de la inversión contiene la remuneración y amortización de la inversión realizada y a realizar por Contugas. La anualidad se estima como el producto de la inversión acumulada por el Factor de recupero de capital (en adelante FRC) cuya formula se presenta a continuación:

$$FRC = \frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^{VU}}}$$

Donde:

- FRC: Factor de recupero de capital igual a 12.41%.
- r: Tasa de actualización 12%.
- VU: vida útil regulatoria de 30 años.

Los valores de anualidades obtenidos de aplicar el FRC (12.41%) con la base de activos se obtuvieron los siguientes valores:

Tabla 52: Anualidades por tipo de activo de la base inicial y las inversiones del PQI acumuladas. Fuente: Elaboración propia.

ANUALIDAD	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Red de Acero [USD DIC 2020]	22,788,141	22,788,141	22,788,141	22,788,141	22,788,141	22,788,141
Red de PE [USD DIC 2020]	9,216,391	9,781,649	10,222,140	10,573,779	10,749,937	10,900,664
City Gate [USD DIC 2020]	13,620,140	13,620,140	13,620,140	13,620,140	13,620,140	13,620,140
ERP [USD DIC 2020]	1,290,728	1,290,728	1,290,728	1,290,728	1,290,728	1,290,728
Comercialización [USD DIC 2020]	2,050,745	2,188,521	2,326,297	2,464,073	2,601,848	2,739,624
Obras Especiales [USD DIC 2020]	223,292	223,327	223,523	223,523	223,540	223,540
Total	49,189,437	49,892,506	50,470,968	50,960,383	51,274,335	51,562,837

¹⁰ Valor a finales del año 2021.

Costos de operación, administración y comercial

Metodología de determinación de costos de explotación

Los costos de explotación comprenden los gastos relacionados con todas las actividades que garanticen la operatividad de la empresa. Estas actividades estarán asociadas, tanto a su actividad principal que es la distribución de gas natural, como a los aspectos relacionados con el personal requerido, los gastos administrativos, los gastos comerciales y otros que contribuyan a los objetivos de la referida empresa. De acuerdo esto, ellos pueden ser divididos de la siguiente manera:

- Costos de operación y mantenimiento;
- Comercialización;
- Administración.

De acuerdo a los numerales 24.3 (al igual que el numeral 25.2), y 26.1 de la Norma “Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural”, los costos de explotación pueden ser determinados utilizando las siguientes metodologías:

“24.3. La determinación del costo de operación se hará empleando los siguientes criterios:

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

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

En este sentido, Contugas adoptó la metodología de Empresa Modelo Eficiente (en adelante EM) para la determinación de sus costos proyectados del periodo 2022-2026 utilizando los siguientes criterios generales:

1. Para la construcción de una EM se utilizaron los costos operativos calculados para el año 2020. Salvo que se indique en forma explícita, todos los valores monetarios utilizados en la modelación y expuestos en el presente informe se encuentran expresados en dólares (USD), correspondientes a la fecha de referencia 31 de diciembre de 2020.
2. Los costos de las áreas de O&M y comercialización tienen un análisis por procesos y/o actividad realizados por Contugas, en tanto que el área administración presenta un análisis global centrado en los recursos humanos requeridos. Por último, los gastos generales o indirectos son estimados en base a información histórica del concesionario.

Costos modelados

De manera específica, las actividades que conforman los costos de explotación de la EM se estructuran de acuerdo a la siguiente clasificación:

- Costos de operación y mantenimiento:
 - Costos por mantenimiento preventivo y correctivo;
 - Mantenimientos mayores periódicos;
 - Costos de odorización;
 - Servicio de soporte y mantenimiento al sistema SCADA;
 - Costos derivados del sistema de comunicaciones: canon por uso del espectro radioeléctrico, servicio de coubicación de equipos de radio microondas para el sistema de comunicaciones de respaldo, etc.
 - Costos derivados del centro de emergencias;
 - Inspección Interna y Limpieza Interna de Ductos;
 - Costos de supervisión directa de la distribución;
 - Costos Indirectos del área de O&M.
- Costos de comercialización:
 - Lectura de medidores y reparto de facturas;
 - Facturación/impresión;
 - Call Center;
 - Agencias comerciales;
 - Cobranza de facturas;
 - Costos de supervisión directa de la comercialización;
 - Costos Indirectos del área de comercialización.
- Costos de administración:
 - Costos de supervisión directa de la administración
 - Costos Indirectos del área de administración.

Proyección de los costos de explotación para el periodo 2022-2026

Como resultado de la proyección realizada se obtuvieron los siguientes valores:

Tabla 53: Resumen de los costos de explotación para el periodo 2022-2026. Fuente: Elaboración propia.

Tipo de Costo	Año				
	2022	2023	2024	2025	2026
OPEX – Distribución [USD DIC 2020]	3,393,330	7,289,540	3,583,208	3,672,237	3,638,227
Mantenimiento Preventivo	1,066,509	1,093,857	1,118,770	1,128,959	1,138,529
Mantenimiento Correctivo	319,953	328,157	335,631	338,688	341,559
Otros	478,310	4,338,967	600,249	676,031	629,581
Supervisión Directa	1,125,092	1,125,092	1,125,092	1,125,092	1,125,092
Indirectos	403,466	403,466	403,466	403,466	403,466
OPEX – Comercialización [USD DIC 2020]	3,084,297	2,995,982	3,021,251	3,044,618	3,063,466
Lectura de medidores y reparto de facturas	148,437	155,762	163,130	170,468	177,615
Facturación/impresión	76,135	79,892	83,671	87,435	91,100
Call Center	76,974	80,776	84,599	88,406	92,115
Agencias Comerciales	327,352	332,704	337,403	342,113	346,832
Cobranza	91,212	95,716	100,247	104,759	109,154
Supervisión Directa	2,025,080	2,025,080	2,025,080	2,025,080	2,025,080
Indirectos	339,107	226,051	227,120	226,356	221,569
OPEX – Administración [USD DIC 2020]	10,049,771	10,049,771	10,049,771	10,049,771	10,049,771
Supervisión Directa	3,838,508	3,838,508	3,838,508	3,838,508	3,838,508
Indirectos	6,211,263	6,211,263	6,211,263	6,211,263	6,211,263
Total del OPEX Distribución [USD DIC 2020]	16,527,398	20,335,293	16,654,231	16,766,626	16,751,463

Otros costos regulatorios

Otros ítems incluidos en el costo de explotación son:

- Revisión quinquenal instalaciones internas y mantenimiento de acometidas para consumos menores a 300 [m3/mes];
- Inspección, supervisión y habilitación de las instalaciones internas (clientes con consumo menor a 300 [m3/mes]);
- Previsiones por incobrabilidad;
- Perdidas físicas y comerciales de gas natural;
- Costos financieros;
- Aporte al organismo regulador;
- Gestión de la promoción;

Estos costos se denominan costos regulatorios y se estiman a partir de la metodología establecida en el Reglamento de distribución o el Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de Gas Natural

Los valores de costos de explotación estimados para el periodo 2022-2026 expresados en dólares americanos de diciembre de 2020 para estos conceptos son:

Tabla 54: Resumen otros costos regulatorios para el periodo 2022-2026. Fuente: Elaboración propia.

Tipo de Costo	Año				
	2022	2023	2024	2025	2026
Perdidas	137,971	140,684	141,242	141,759	142,350
Costo financiero del gas	47,112	48,038	48,229	48,405	48,607
Revisión quinquenal	153,408	268,654	163,614	116,662	258,976
I,S,H de II	105,393	65,185	65,565	65,293	63,591
Gestión contratos FISE	132,197	132,197	132,197	132,197	132,197
Aporte al organismo regulador	661,450	682,271	727,839	695,756	698,945
Previsiones por incobrabilidad	700,303	721,034	763,129	734,006	737,274
Total otros costos [USD DIC 2020]	1,937,833	2,058,063	2,041,815	1,934,077	2,081,940

Proyección de los costos de explotación totales para el periodo 2022-2026

A partir de los valores de costos de explotación y otros costos regulatorios presentados en los párrafos previos se obtienen los siguientes valores de costo total de explotación para el periodo 2022-2026:

Tabla 55: Tabla 2: Resumen costos totales de explotación para el periodo 2022-2026. Fuente: Elaboración propia.

Tipo de Costo	Año				
	2022	2023	2024	2025	2026
OPEX - Distribución	3,393,330	7,289,540	3,583,208	3,672,237	3,638,227
OPEX - Comercialización	3,084,297	2,995,982	3,021,251	3,044,618	3,063,466
OPEX - Administración	10,049,771	10,049,771	10,049,771	10,049,771	10,049,771
OPEX - Otros	1,937,832	2,058,062	2,041,814	1,934,076	2,081,939
OPEX – TOTAL [USD DIC 2020]	18,465,231	22,393,355	18,696,045	18,700,702	18,833,402

Ingresos por Derecho de Conexión

Conforme a lo establecido por el Reglamento de distribución el derecho de conexión es:

“El Derecho de Conexión es el pago único que realiza el Interesado para ser considerado como Consumidor a ser atendido en el plazo máximo definido en el presente Reglamento. El Derecho de Conexión es regulado por OSINERGMIN de acuerdo con los siguientes criterios:

a) Es de naturaleza no reembolsable.

b) Para aquellos Consumidores cuyo consumo sea mayor a 300 m³ std/mes debe cubrir el equivalente al costo esperado de la Tubería de Conexión promedio, más la parte del costo esperado de desarrollo de la Red Común, en caso sea necesario.

c) Para el caso de los Consumidores Regulados cuyo consumo sea menor o igual a 300 m³ std/mes el Derecho de Conexión deberá ser, como máximo, el equivalente al costo esperado de la Tubería de Conexión promedio.”

Como el Derecho de conexión que pagaran los usuarios potenciales a conectar están destinados a remunerar parte de la infraestructura de red y de conexión, dicho monto debe ser excluido de las inversiones previstas. Si bien lo correcto es excluir de la base de activos los elementos remunerados

por el derecho de conexión, como los mismos no resultan fáciles de identificar se restó el monto recaudado en concepto de pago del derecho de conexión del requerimiento de ingresos.

El monto recaudado en concepto de Derecho de conexión es el siguiente:

Tabla 56: Ingresos estimados por Derecho de Conexión. Fuente: Elaboración propia.

Concepto	2022	2023	2024	2025	2026
Ingresos por Derecho de conexión [USD DIC 2020]	- 130,658	- 80,455	- 80,914	- 80,581	- 80,032

Remuneración requerida

La suma entre la anualidad de la inversión valorizada mediante la metodología VNR y el OPEX (COyM) define el costo total del servicio (o también llamado ingreso Requerimiento de Ingresos) del Concesionario, determinado para cada año del periodo tarifario.

Para su cálculo, se emplearon los siguientes parámetros:

Tabla 57: Parámetros utilización en el modelo de cálculo de tarifa media

Parámetros	Valores
Tasa de actualización	12%
Vida útil (años)	30
FRC	12.41%
Tasa regulatoria de incobrabilidad	0.92%
Tasa regulatoria de perdidas	0.53%
Tasa de fiscalización	1.00%
Costo financiero	4.46%
Precio vigente de transporte del GN en USD/m3	0.044
Precio vigente del GN en USD/m3	0.052
IGV	18%

A partir de los valores de costos de inversión y costos de explotación presentados en los párrafos previos se obtienen los siguientes valores de costo total de prestación para el periodo 2018-2022:

Tabla 58: Costo total de prestación del servicio para el periodo 2018-2022 desagregado por ítem principales. Fuente: Elaboración propia.

REQUERIMIENTO DE INGRESOS [USD DIC 2020]	2022	2023	2024	2025	2026
Costos de explotación	16,527,398	20,335,293	16,654,231	16,766,626	16,751,463
Otros costos regulatorios	1,937,832	2,058,062	2,041,814	1,934,076	2,081,939
Anualidad inversiones	49,892,506	50,470,968	50,960,383	51,274,335	51,562,837
Derecho de conexión	- 130,658	- 80,455	-80,914	-80,581	- 80,032
Total	68,227,078	72,783,868	69,575,513	69,894,456	70,316,207

El Requerimiento de Ingresos (RI) también se divide en la actividad de Distribución y la actividad de Comercialización, siendo a su vez el primero desagregado el primero por tipos de activos:

- Distribución:
 - Red de Acero
 - Red de PE
 - City Gate

- ERP
- Comercialización.

De esta manera el resultado de dicha desagregación para el periodo 2022-2026 es el siguiente:

Tabla 59: Costo total de prestación del servicio para el periodo 2018-2022 abierto por tipo de servicio y activo. Fuente: Elaboración propia.

REQUERIMIENTO DE INGRESOS [USD DIC 2020]	2022	2023	2024	2025	2026
Distribución	62,252,326	66,684,556	63,262,407	63,455,414	63,716,086
Red de acero	26,536,890	27,534,873	26,591,426	26,595,643	26,623,129
Red de PE	13,530,398	14,968,872	14,377,064	14,557,439	14,735,652
City Gate	17,257,225	18,255,111	17,311,664	17,315,872	17,343,358
ERP	4,927,813	5,925,699	4,982,252	4,986,460	5,013,947
Comercialización	5,974,752	6,099,311	6,313,106	6,439,042	6,600,120
Total	68,227,078	72,783,868	69,575,513	69,894,456	70,316,207

Expresado en valor presente considerando el período 2022-2025 se obtienen los siguientes valores:

Tabla 60: Valores anuales del RI con el ajuste para estimación del valor presente. Fuente Elaboración propia.

RI REGULATORIO [USD DIC 2020]	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Distribución	58,822,919	56,259,806	47,654,142	42,678,151
Red de acero	25,075,004	23,230,366	20,030,721	17,887,408
Red de PE	12,785,024	12,628,799	10,829,918	9,790,884
City Gate	16,306,545	15,401,302	13,040,485	11,646,120
ERP	4,656,346	4,999,339	3,753,018	3,353,739
Comercialización	5,645,610	5,145,810	4,755,520	4,330,701
Total	64,468,529	61,405,617	52,409,662	47,008,852

Tabla 61: Valor presente del Requerimiento de ingresos. Fuente: Elaboración propia.

RI REGULATORIO [USD DIC 2020]	Valor Presente
Distribución	205,415,019
Red de acero	86,223,498
Red de PE	46,034,625
City Gate	56,394,453
ERP	16,762,442
Comercialización	19,877,641
Total	225,292,660

Los coeficientes anuales empleados para el cálculo del valor presente son los siguientes:

Tabla 62: Factor de actualización anual para el cálculo del valor presente. Fuente: Elaboración propia.

Factor de actualización año calendario a año regulatorio	2022	2023	2024	2025	2026
Factor para descontar flujos a valor presente	0.945	0.844	0.753	0.673	-

Propuesta tarifaria

Segmentación de la demanda

Para fines de elaboración de la propuesta tarifaria, Contugas mantiene los límites de consumo establecidos en el contrato de concesión para las categorías A, B, C, D y E. Las mismas se detallan a continuación:

Tabla 63: Categorías segmentadas por volumen. Fuente: Contrato de concesión.

Categoría	Rango [m3-mes]	
	Min	Max
A Residenciales	-	300
B Comerciales	300	19,000
C Pequeñas industrias	19,000	370,000
D Industrias	370,000	4,000,000
E Grandes consumidores	Mayor a 4,000,000	

Adicionalmente y a partir de lo establecido en el reglamento de distribución, Contugas propone la inclusión en el cuadro tarifario de las siguientes categorías tarifarias especiales definidas por el uso del gas natural y no por su consumo.

- IP: Instituciones públicas;
- GNV: Gas Natural Vehicular;
- GE: Generación eléctrica;
- GNL: Gas natural licuado;
- Pesq: Pesqueras.

Las categorías IP, GNV y GE se incorporan en atendimento a lo establecido en el artículo 107 del reglamento:

Tabla 64: Artículo 107 del reglamento de distribución. Fuente: Reglamento de distribución.

"Artículo 107.- Las categorías de Consumidores son propuestas por el Concesionario, teniendo como base los rangos de consumo, para la aprobación del OSINERGMIN y considera como mínimo categorías especiales referidas al GNV, generación eléctrica e instituciones públicas. Asimismo, la DGH puede solicitar al Concesionario la inclusión de otras categorías especiales.

Adicionalmente, Contugas solicita el establecimiento de 2 categorías especiales adicionales: GNL y Pesqueras.

La categoría GNL engloba a todos aquellos potenciales usuarios que licuan el gas natural para vendérselos a consumidores finales. Si bien Contugas no ha identificado clientes potenciales que reúnan esta característica, entiende que puede ser provechoso establecer una categoría adicional para estos tipos de clientes.

Se debe tener en cuenta que los comercializadores de GNL actúan en un ambiente de competencia y, por lo tanto, una diferencia en la tarifa de distribución podría poner en desigualdad de condiciones a distintos proveedores.

La sanción de una categoría especial destinado a este tipo de clientes evitaría esta potencial discriminación dada en las tarifas de las categorías convencionales (A, B, C, D y E). Adicionalmente, el establecimiento de la categoría especial GNL posibilitaría al concesionario fijar una política tarifaria específica para propiciar el desarrollo de esta actividad, cosa que no podría realizarse con las categorías convencionales.

En el caso de las pesqueras, dichos usuarios presentan un consumo estacional y variable, por lo que les resulta conveniente la estructura con alta incidencia de los cargos variables como tiene Contugas actualmente.

Dado que Contugas pretende incrementar la incidencia de los cargos fijos en la facturación, esto podría generar rechazos en los usuarios asociados a la actividad pesquera.

Por este motivo, Contugas pretende incorporar a la estructura tarifaria una categoría especial Pesqueras (Pesq) la cual contendrá cargos fijos y variables específicos destinados a mantener la incidencia de los cargos variables en la facturación de dichos usuarios.

Como ejemplo podemos citar el pliego tarifario de Quavii, que contiene una categoría especial PESCA con una margen de distribución totalmente variable.

Figura 33: Pliego tarifario Quavii. Fuente: Quavii.

PLIEGO TARIFARIO GAS NATURAL FACTOR K=0.9123 CONCESION NORTE Vigente desde 1 de Septiembre 2021									
CATEGORÍAS TARIFARIAS	RANGOS		SUMINISTRO GNL (1)		TRANSPORTE VIRTUAL (2)	DISTRIBUCION POR DUCTOS (3)			
	Desde	Hasta	PRECIO GNL	RECARGO FISE		MARGEN COMERCIAL	MARGEN PROMOCION	MARGEN CAPACIDAD	MARGEN DISTRIBUCION
	en 3 meses		\$/ /m3	\$/ /m3	\$/ /m3	\$/ /cliente	\$/ /cliente	\$/ /m3/día	\$/ /m3
I	0	100	0.71383	0.00794	0.57698	1.84563	15.93951	0.00000	0.23192
IA	101	300	0.71383	0.00794	0.57698	66.07631	0.00000	0.00000	0.95058
IB	301	1000	0.76833	0.00794	0.57698	66.07631	0.00000	0.00000	0.95058
III	1001	5000	0.76833	0.00794	0.57698	249.38668	0.00000	0.00000	0.91803
IV	5001	38000	0.76833	0.00794	0.57698	0.00000	0.00000	8.76673	0.42518
V	38001	143000	0.76833	0.00794	0.57698	0.00000	0.00000	8.76673	0.42518
VI	143001	280000	0.76833	0.00794	0.42353	0.00000	0.00000	8.76673	0.22304
VII	280001	Más	0.76833	0.00794	0.32596	0.00000	0.00000	6.22172	0.07901
GNV	-	-	0.76833	0.00794	0.57698	0.00000	0.00000	0.95218	0.01530
PESCA	-	-	0.76833	0.00794	0.57698	0.00000	0.00000	0.00000	0.71342

De esta manera la estructura tarifaria propuesta por Contugas incluyendo categorías convencionales y especiales es la siguiente:

Tabla 65: Categorías tarifarias propuestas.

Categoría		Rango [m3-mes]	
		Min	Max
A	Residenciales	-	300
B	Comerciales	300	19,000
C	Pequeñas industrias	19,000	370,000
D	Industrias	370,000	4,000,000
E	Grandes consumidores	4,000,000	∞
IP	Instituciones Públicas	0	∞
GNV	Gas Natural Vehicular	0	∞
GE	Generación Eléctrica	0	∞
GNL	Gas Natural Licuado	0	∞
Pesq	Pesqueras	0	∞

Costo medio de largo plazo

El costo medio de largo plazo, se obtiene como la relación entre el valor presente de los costos (conformado por la anualidad de la inversión y los costos de explotación: operación, administración y comercialización más otros costos menos derecho de conexión) y el valor presente de la demanda regulatoria, tal como se presenta a continuación:

$$Costo\ medio\ LP = \frac{\sum_1^N \left(\frac{aVNR_n + COExp_n}{(1+i)^n} \right)}{\sum_1^N \left(\frac{D_n}{(1+i)^n} \right)}$$

Donde:

- $aVNR_n$ = Anualidad del valor nuevo de reemplazo de las inversiones año n ;
- $COExp_n$ = Costos de explotación eficientes del año n ;
- D_n = Demanda regulatoria de los consumidores del año n ;
- i = Tasa de actualización del 12%;
- N = Periodo del cálculo regulatorio de 4 años;

Considerando los valores del costo de prestación del servicio y la demanda presentados en el informe es posible obtener el CMLP, cuyo valor es de [USD/m3] 0.2504 o [USD/MMBTU] 7.0909:

Tabla 66: Costo medio de largo plazo. Fuente: Elaboración propia.

VP RI (USD)	225,292,660
VP Demanda (m3)	899,678,737
CMLP (USD/m3)	0.2504
CMLP (USD/MMBTU)	7.0909

Para el cálculo del costo medio en dólares por MMBTU se empleó el factor de conversión de [m3/MMBTU] 28.32.

Este costo medio se puede segmentar en los siguientes ítems:

Tabla 67: Estimación CMLP. Fuente: Elaboración propia.

Concepto	VP RI	VP Demanda	CMLP
	USD	m3	[USD/m3]
Distribución	205,415,019	899,678,737	0.2283
Red de acero	86,223,498	899,678,737	0.0958
Red de PE	46,034,625	50,652,824	0.9088
City Gate	56,394,453	899,678,737	0.0627
ERP	16,762,442	50,652,824	0.3309
Comercialización	19,877,641	899,678,737	0.0221

El CMLP de los ítems Red de Acero, City Gate y Comercialización se estimó a partir de la totalidad de la demanda, en tanto que para los ítems Red de PE y ERP se usó la demanda asociada a las categorías A, B e IP.

Es importante aclarar que dicha tarifa es referencial y no es de aplicación a cada categoría de cliente, ya que se debe realizar previamente un proceso de equilibrio tarifario entre todos los ingresos y costos que tiene el Concesionario, tal como se demostrara en la sección de diseño tarifario.

Criterios de diseño

Para la elaboración de la propuesta tarifaria se consideraron las siguientes premisas fundamentales:

- Deben remunerar la totalidad de los costos eficientes de prestación del servicio.
- Deben ser competitivas con respecto a otros combustibles alternativos.
- Deben ser decrecientes en valor unitario a medida que aumenta el volumen consumido.

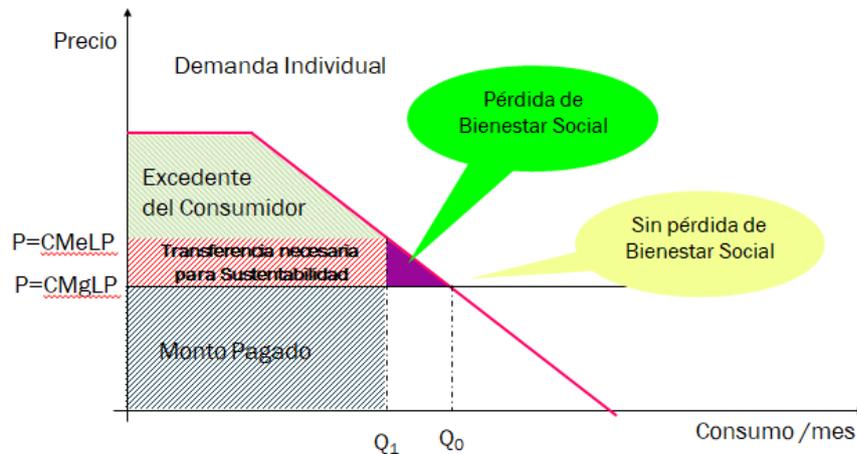
Por este motivo se adoptó un esquema de tarifas competitivas que consideran la disponibilidad a pagar del usuario.

En la regulación es posible identificar varios esquemas de tarificación entre los que se destacan:

- Tarifas a costo marginal (First best)
- Tarifas a costo medio (Second best)
- Tarifa en dos partes (Second best)

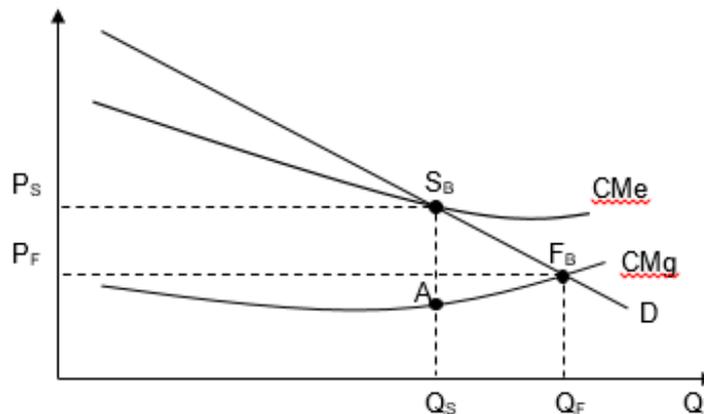
La solución óptima (first best) desde el punto de vista de la asignación eficiente de los recursos y la maximización del bienestar social es la fijación de una tarifa uniforme igual al costo marginal de producción. Sin embargo, este esquema no es sustentable ya que no remunera la totalidad de los costos de prestación.

Figura 34: Bienestar social y sustentabilidad de la empresa. Fuente: Informe 6 TUD Osinerming 270218.



Una alternativa a fijar el precio igual al costo marginal es fijar un precio igual al costo medio, de manera de conseguir un resultado que remunere la totalidad del costo de prestación del servicio, pero incurriendo en una pérdida mínima de eficiencia (pérdida de bienestar social).

Figura 35: Esquema de costo marginal y costo medio en empresas de economía de escala. Fuente: Informe 6 TUD Osinerming 270218.



Estos tipos de esquemas resultan de aplicación compleja en empresas multiproducto ya que requieren de la selección (potencialmente arbitrario) de un criterio de asignación de los costos entre los diferentes productos. Adicionalmente no consideran aspectos como la competitividad ya que solo tienen en cuenta los costos de la empresa sin mirar el mercado.

Las soluciones a los problemas mencionados en los esquemas tarifarios anteriores fueron desarrolladas a partir de la propuesta de tarificación en dos partes. La tarificación en dos partes permite alcanzar el máximo bienestar social posible, compatible con el beneficio normal de la empresa. Su cálculo consiste en determinar los desvíos de los precios de los diferentes bienes ofrecidos por la empresa con respecto a su costo marginal, de manera que alcancen para cubrir los costos totales de prestación del servicio, asegurando la viabilidad económica-financiera de la concesionaria y la competitividad de la tarifa.

En este caso particular se adoptó la premisa del esquema de tarifas en dos partes que considera la disponibilidad a pagar de los usuarios.

Para que las tarifas sean competitivas, el cargo de acceso a la red se estimó considerando la disponibilidad a pagar del usuario y capturando solo una porción de la misma.

La disponibilidad a pagar de cada usuario fue calculada como la diferencia entre el precio equivalente de la mejor oportunidad alternativa (combustible alternativo más económico) y el costo unitario de suministro (por m3 de gas natural) del gas natural y el transporte.

De esta manera la elaboración de la propuesta tarifaria requiere identificar primeramente el margen de ahorro entre el precio del combustible alternativo o sustituto (GLP, Diésel, Nafta, Fuel Oil, etc.) y el costo de suministro del gas natural (Costo del gas natural y transporte) para cada tipo de usuario (Categoría tarifaria). La diferencia obtenida representa la totalidad de la disponibilidad a pagar de los diferentes usuarios que se corresponde con el ahorro que le genera el uso del gas natural en reemplazo del combustible alternativo.

El diseño tarifario propuesto se basa en capturar una porción de dicho ahorro para asegurar la sustentabilidad del servicio y remunerar el costo de prestación del servicio.

Figura 36: Disponibilidad a pagar. Fuente: Informe 6 TUD Osinerning 270218



De esta manera el costo final que pague cada cliente por el servicio de distribución será igual a su disponibilidad a pagar multiplicado por un factor de ajuste que asegure el cumplimiento de las siguientes premisas:

- Competitividad del gas natural (El factor de ajuste debe ser menor a 1)
- Equilibrio económico financiero (el monto de facturación obtenido con la tarifa debe ser igual a los costos eficientes involucrados en la prestación del servicio de distribución).

Un criterio equitativo de selección de la disponibilidad a pagar a transferir a la tarifa del servicio de distribución y comercialización es calcular adoptar un único porcentaje para todas las categorías tarifarias.

Este porcentaje se obtiene basado en la premisa de equilibrio económico financiero, es decir, es el porcentaje que permita que las tarifas recuperen la totalidad de los costos de prestación de servicio.

Este porcentaje se obtiene fácilmente como la relación entre el requerimiento de ingresos (costo de prestación del servicio) y la disponibilidad a pagar de la totalidad de los usuarios.

$$\% \text{ Disp} = \frac{VP \text{ Requerimiento de ingresos}}{VP \text{ Disponibilidad a pagar total}}$$

Donde:

- *% Disp*: Porcentaje de la disponibilidad a pagar capturada;
- *VP Requerimiento de ingresos*: Valor presente del requerimiento de ingresos;
- *VP Disponibilidad a pagar total*: Valor presente de la disponibilidad a pagar total.

De esta manera se pueden obtener las tarifas monómicas para las distintas categorías tarifarias.

Sin embargo, este esquema presenta el inconveniente de no asegurar tarifas decrecientes, por lo tanto, se adoptó una captura diferenciada según niveles de ahorro objetivo orientada a generar tarifas competitivas pero que también cumplan con la condición de presentar valores decrecientes.

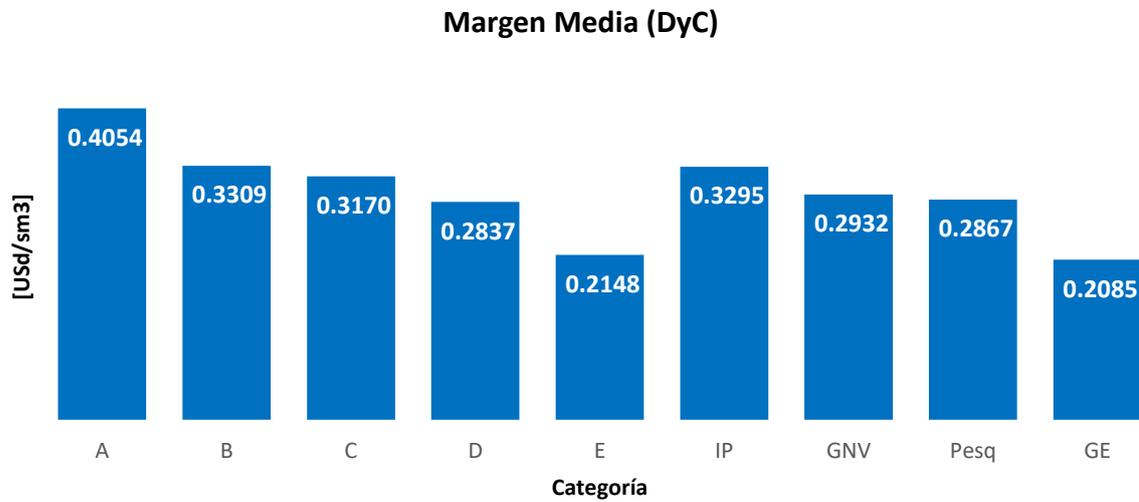
Para asegurar que las tarifas remuneren la totalidad del costo de prestación de servicio se introduce en el cálculo un factor de ajuste proporcional que varía de forma idéntica las tarifas monómicas preliminares de todas las categorías con el objetivo de asegurar el cumplimiento de la condición de equilibrio económico financiero.

Con esta metodología se obtuvieron las siguientes tarifas monómicas medias:

Tabla 68: Margen Media de Distribución y Comercialización. Fuente: Elaboración propia.

CATEGORIA	Margen Media s/IGV
	USD/(Sm3)
A	0.4054
B	0.3309
C	0.3170
D	0.2837
E	0.2148
IP	0.3295
GNV	0.2932
Pesq	0.2867
GE	0.2085

Figura 37: Margen media de referencia (Distribución y Comercialización). Fuente: Elaboración propia.



Los porcentajes de ahorro originalmente propuestos para cada categoría tarifaria son:

Tabla 69: Porcentajes de ahorros propuestos. Fuente: Elaboración propia.

DISEÑO TARIFARIO	Ahorro tarifario (Propuesto)
A	35%
B	38%
C	31%
D	37%
E	26%
IP	38%
GNV	30%
Pesq	36%
GE	30%

Con esos porcentajes de ahorro se obtendría una remuneración de [USD] 245,265,954 que excede a la totalidad del costo de prestación de servicio ([USD] 225,292,660), por lo que requiere un ajuste adicional.

El factor de ajuste global se obtiene como el cociente del valor presente del requerimiento de ingresos y el valor presente del ingreso obtenido con los ahorros propuestos:

$$\text{Factor de ajuste (\%)} = [MM USD] 225.29 / [MM USD] 245.26 = 92\%.$$

De esta manera, con los cargos monómicos propuestos y el factor de ajuste se obtienen los siguientes niveles de ahorro:

Tabla 70: Ahorros generados por las tarifas medias de referencia.

DISEÑO TARIFARIO	Tarifa con G+T+D+C+IGV (con ajuste) [USD/Sm3]	Alternativo [USD/Sm3 Equiv]	Ahorro [%]
A	0.592	0.972	39%
B	0.520	0.888	41%
C	0.503	0.777	35%
D	0.464	0.777	40%
E	0.383	0.545	30%
IP	0.518	0.888	42%
GNV	0.475	0.723	34%
Pesq	0.468	0.777	40%
GE	0.360	0.545	34%

La tabla anterior no incluye una tarifa media de referencia para la categoría GNL porque no cuenta con demanda, lo que imposibilita aplicar el criterio de diseño. Sin embargo, en la sección propuesta tarifaria se incluye dicha categoría, la cual fue estimada como un valor intermedio entre la categoría E y GE.

Segmentación en distribución y comercialización

Conforme a lo establecido en el artículo N.º 27 del Procedimiento de Estudios Tarifarios los costos se deben estructurar en dos grandes rubros:

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

El Margen de Distribución y Margen de Comercialización deberán ser evaluados de tal forma que no compartan actividades.

El margen de distribución (Artículo N.º 108 del Reglamento de Distribución) está basado en una empresa eficiente y considera el valor presente de los siguientes componentes:

- Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución (ductos, estaciones reguladoras, compresoras, etc.);
- Costo estándar anual de operación y mantenimiento de las redes y estaciones reguladoras;
- Demanda o consumo de los Consumidores, según corresponda;
- Pérdidas estándares; y
- La tasa de actualización establecida en el presente Reglamento.

En tanto que el margen de comercialización (Artículo N.º 116 del Reglamento de Distribución) se basa en una gestión comercial eficiente y comprende:

- Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo que se requiere para el desarrollo de la actividad comercial.
- COyM asociados a la atención del Consumidor.

- Costos de facturación y cobranza (lectura, procesamiento, emisión de recibos, reparto y cobranza).

Figura 38: Estructura tarifaria. Fuente: Informe 6 TUD Osinerming 270218

Distribución	Comercialización
<ul style="list-style-type: none"> • Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución. • Costo estándar anual de operación y mantenimiento de las redes y estaciones reguladoras. • Pérdidas estándares. 	<ul style="list-style-type: none"> • Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo que se requiere para el desarrollo de la actividad comercial. • Costos de operación y mantenimiento asociados a la atención del Consumidor. • Costos de facturación y cobranza.

En base a las cuentas de OPEX y CAPEX fue posible desagregar el costo de prestación del servicio en ambas componentes, obteniéndose los siguientes valores:

Tabla 71: Valor presente del Requerimiento de Ingresos. Fuente: Elaboración propia.

RI REGULATORIO [USD DIC 2020]	Valor Presente
Distribución	205,415,019
Red de acero	86,223,498
Red de PE	46,034,625
City Gate	56,394,453
ERP	16,762,442
Comercialización	19,877,641
Total	225,292,660

Selección de cargos tarifarios

Para la definición de los cargos tarifarios se consideró lo establecido en el artículo N° 117 del Reglamento de Distribución

“el Margen de Comercialización deberá ser facturado de la siguiente forma:

- a) Los costos de atención al Consumidor deberán ser añadidos al Margen de Distribución.*
- b) Los costos de facturación y cobranza a través de un cargo fijo mensual por cliente.”*

y lo establecido en el artículo N.º 16 Red Común y Cuenta de Equilibrio Tarifario, del Procedimiento de Estudios Tarifarios

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

De esta manera para cada categoría tarifaria se estableció un cargo fijo para remunerar el margen de comercialización y una combinación de cargos fijos y variables para el margen de distribución.

El cargo fijo es por cliente para las categorías A, B e IP y por capacidad para las categorías C, D, E, GNV, GNL, Pesq y GE.

La combinación de cargos fijos y variables se realizó de manera tal que la factura total que pague un usuario no presente variaciones significativas en los límites de las categorías tarifarias determinadas y para que remuneren la adecuadamente las componentes de distribución y comercialización del costo de prestación del servicio.

A continuación, se presenta la propuesta de cargos tarifarios discriminados por margen de comercialización y distribución:

Tabla 72: Propuesta Tarifaria. Fuente: Elaboración propia

CATEGORÍA	MARGEN DE COMERCIAL			MARGEN DE DISTRIBUCIÓN		
	FIJO USD/mes	FIJO USD/(Sm3/día)	VARIABLE USD/(Sm3)	FIJO USD/mes	FIJO USD/(Sm3/día)	VARIABLE USD/(Sm3)
A	0.23	-	-	-	-	0.3892
B	19.15	-	-	-	-	0.3154
C	-	0.5167	-	-	2.0592	0.2064
D	-	0.5669	-	-	3.9343	0.0720
E	-	0.6014	-	-	5.0454	0.0293
IP	0.56	-	-	-	-	0.2986
GNV	-	0.5298	-	-	2.8095	0.1546
Pesq	-	0.1639	-	-	0.1032	0.2400
GNL	-	0.6182	-	-	5.2893	0.0199
GE	-	0.6349	-	-	5.5332	0.2085 ¹¹

Los cargos correspondientes a la categoría GNL fueron estimados como intermedios entre la categoría E y GE.

Para obtener los diferentes cargos propuestos se emplearon coeficientes de asignación, que definen que porcentaje de las ventas por categoría va a ser recuperado por cada tipo de cargo.

Los porcentajes utilizados son los siguientes:

Tabla 73: Porcentajes empleados para definir los cargos de la tarifa de distribución. Fuente: Elaboración propia.

MARGEN DE DISTRIBUCIÓN	Usuario	Capacidad	Volumen
A	0%	0%	100%
B	0%	0%	100%
C	0%	30%	70%
D	0%	72%	28%
E	0%	85%	15%
IP	0%	0%	100%
GNV	0%	43%	57%
Pesq	0%	7%	93%
GNL	0%	100%	0%
GE	0%	100%	0%

¹¹ Cargo aplicable a los consumos que excedan la capacidad contratada.

Tabla 74: Porcentajes empleados para definir los cargos de la tarifa de comercialización. Fuente Elaboración propia.

MARGEN DE COMERCIAL	Usuario	Capacidad	Volumen
A	100%	0%	0%
B	100%	0%	0%
C	0%	100%	0%
D	0%	100%	0%
E	0%	100%	0%
IP	100%	0%	0%
GNV	0%	100%	0%
Pesq	0%	100%	0%
GNL	0%	100%	0%
GE	0%	100%	0%

Con estos porcentajes el costo de prestación de servicio a recuperar por categoría y por cargo es el siguiente:

Tabla 75: VP Ingreso de distribución desagregado por cargo y categoría. Fuente: Elaboración propia.

Categoría	INGRESO DISTRIBUCIÓN [USD DIC 2020]	APERTURA DEL INGRESO DE DISTRIBUCIÓN		
		FIJO (Usuarios)	FIJO (Capacidad)	Variable (Volumen)
A	16,652,114	-	-	16,652,114
B	-	-	-	-
C	2,476,646	-	-	2,476,646
D	24,294,437	-	7,288,331	17,006,106
E	32,716,277	-	23,555,719	9,160,558
IP	33,064,110	-	28,104,494	4,959,617
GNV	3,341	-	-	3,341
Pesq	14,923,853	-	6,417,257	8,506,596
GNL	13,463,184	-	942,423	12,520,761
GE	-	-	-	-
TOTAL	205,415,019			

Tabla 76: VP Ingreso de comercialización desagregado por cargo y categoría. Fuente: Elaboración propia.

Categoría	INGRESO COMERCIALIZACIÓN [USD DIC 2020]	APERTURA DEL INGRESO DE COMERCIALIZACIÓN		
		FIJO (Usuarios)	FIJO (Capacidad)	Variable (Volumen)
A	693,838	693,838	-	-
B	-	-	-	-
C	122,143	122,143	-	-
D	1,828,614	-	1,828,614	-
E	3,394,404	-	3,394,404	-
IP	3,350,108	-	3,350,108	-
GNV	347	347	-	-
Pesq	1,210,042	-	1,210,042	-
GNL	1,495,909	-	1,495,909	-
GE	-	-	-	-
TOTAL	19,877,641			

Tal como se puede apreciar la desagregación por cargos permite recuperar el costo total de prestación del servicio tanto para distribución, como para comercialización.

Metodología de facturación del servicio de distribución

La presente propuesta tarifaria de Contugas fue elaborada considerando la metodología de facturación del servicio de distribución que se detalla a continuación. Cualquier modificación del procedimiento podría generar una afectación del equilibrio económico financiero del concesionario, o un conflicto con usuarios, por lo que resulta importante mantener la metodología conforme a lo propuesto.

La metodología propuesta está basada en la metodología establecida por Osinergmin para el concesionario Calidda en la Resolución n°55-2018-OS/CD.

Categorías A, B e IP

$$FSD = MCF + Vc \times MDV$$

Donde:

- *FSD*: Facturación del servicio de distribución.
- *MCF*: Margen de comercialización fijo, expresado en USD por cliente en un mes.
- *MDV*: Margen de distribución variable, expresado en USD/Sm³.
- *Vc*: Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (m³), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (15° C y 101,325 KPa).

Categorías C, D, GNV, Pesq y GNL

$$FSD = FMC + FMD$$

Donde:

- *FSD*: Facturación del servicio de distribución.
- *FMC*: Facturación por el margen de comercialización.
- *FMD*: Facturación por el margen de distribución.
- $FMC = MCF \times VMD + MCV \times Vd$
- $FMD = MDF \times VMD + MDV \times Vd$

Donde:

- *MCF*: Margen de comercialización fijo, expresado en USD/(Sm³/día).
- *MCV*: Margen de comercialización variable, expresado en USD/Sm³.
- *MDF*: Margen de distribución fijo, expresado en USD/(Sm³/día).
- *MDV*: Margen de distribución variable, expresado en USD/Sm³.
- *VMD*: Valor Mínimo Diario de venta expresado en (Sm³/día).

Es determinado como el mayor valor entre:

1. El 50% de la capacidad reservada como Derecho de Conexión (expresado en USD/(Sm3/día));
 2. El mínimo de la categoría asignada de acuerdo a la presente propuesta¹²;
 3. La suma de los volúmenes consumidos de los últimos seis meses (incluido el facturado), dividido entre el número de días del periodo (6 meses), en caso de que el factor de carga del cliente sea inferior al 70%, el VMD será igual al consumo máximo de un día en el período;
 4. Capacidad reservada diaria de distribución fijada en el contrato de prestación del servicio entre Contugas y el usuario (para aquellos usuarios que tengan especificado ese valor).
- *Vd*: Volumen de Gas Natural distribuido al cliente, expresado en metros cúbicos estándar (Sm3), y determinado como el mayor valor entre:
 1. Volumen consumido (*Vs*) Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado, en metros cúbicos (m3), corregido a condiciones estándar de presión y temperatura (15° C y 101,325 KPa).
 2. Volumen Ship or Pay (*VSOP*) fijada en el contrato de prestación del servicio entre Contugas y el usuario (para aquellos usuarios que tengan especificado ese valor en sus contratos de distribución).
 - *VSOP*: Volumen Ship or Pay, expresado en metros cúbicos estándar (Sm3), calculado como el producto de la Capacidad Reservada Diaria (*CRDd*) por el porcentaje Ship or Pay establecido en el contrato de prestación del servicio y por el número de días del periodo de facturación mensual (*ND*) correspondiente.

Categoría E

$$FSD = FMC + FMD$$

Donde:

- *FSD*: Facturación del servicio contratado de distribución.
- *FMC*: Facturación por el margen de comercialización.
- *FMD*: Facturación por el margen de distribución.

$$FMC = MCF \times VMD + MCV \times Vd$$

$$FMD = MDF \times VMD + MDV \times Vd$$

Donde:

- *MCF*: Margen de comercialización fijo, expresado en USD/(Sm3/día).

¹² Expresado en m3/día obtenido del cociente entre el valor límite mensual dividido la cantidad de días de un mes (30.4).

- *MCV*: Margen de comercialización variable, expresado en USD/Sm³.
- *MDF*: Margen de distribución fijo, expresado en USD/(Sm³/día).
- *MDV*: Margen de distribución variable, expresado en USD/Sm³.
- *VMD*: Valor Mínimo Diario de venta expresado en (Sm³/día). Es determinado como el mayor valor entre:
 1. El 50% de la capacidad reservada como Derecho de Conexión (expresado en USD/(Sm³/día));
 2. El mínimo de la categoría asignada de acuerdo con la presente propuesta¹³;
 3. La suma de los volúmenes consumidos de los últimos seis meses (incluido el facturado), dividido entre el número de días del periodo (6 meses);
 4. Capacidad reservada diaria de distribución (CRDd) fijada en el contrato de prestación del servicio entre Contugas y el usuario.
- *Vd*: Volumen de Gas Natural distribuido al cliente, expresado en metros cúbicos estándar (Sm³), y determinado como el mayor valor entre:
 1. Volumen consumido (*Vs*).
 2. Volumen Ship or Pay (VSOP) fijada en el contrato de prestación del servicio entre Contugas y el usuario.
 - VSOP: Volumen Ship or Pay, expresado en metros cúbicos estándar (Sm³), calculado como el producto de la Capacidad Reservada Diaria (CRDd) por el porcentaje Ship or Pay establecido en el contrato de prestación del servicio y por el número de días del periodo de facturación mensual (ND) correspondiente.

Categorías GE

$$FSD = FMC + FMD$$

Donde:

- *FSD*: Facturación del servicio contratado de distribución.
- *FMC*: Facturación por el margen de comercialización.
- *FMD*: Facturación por el margen de distribución.

$$FMC = MCF \times VMD$$

$$FMD = MDF \times VMD + MDV \times (Vd - VMD \cdot ND)$$

Donde:

- *MCF*: Margen de comercialización fijo, expresado en USD/(Sm³/día).
- *MDF*: Margen de distribución fijo, expresado en USD/(Sm³/día).

¹³ Expresado en m³/día obtenido del cociente entre el valor límite mensual dividido la cantidad de días de un mes (30.4).

- *MDV*: Margen de distribución variable, expresado en USD/Sm³.
- *VMD*: Valor Mínimo Diario de venta expresado en (Sm³/día). Es determinado como el mayor valor entre:
 1. El 50% de la capacidad reservada como Derecho de Conexión (expresado en USD/(Sm³/día));
 2. El mínimo de la categoría asignada de acuerdo a la presente propuesta;
 3. La suma de los volúmenes consumidos de los últimos seis meses (incluido el facturado), dividido entre el número de días del periodo (6 meses);
 4. Capacidad reservada diaria de distribución fijada en el contrato de prestación del servicio entre Contugas y el usuario.
- *Vd*: Volumen de Gas Natural distribuido al cliente, expresado en metros cúbicos estándar (Sm³), y determinado como el mayor valor entre:
 1. Volumen consumido (*Vs*).
 2. Volumen Ship or Pay (*VSOP*) fijada en el contrato de prestación del servicio entre Contugas y el usuario.
 - *ND*: Número de días de vigencia del contrato en el mes a facturar.
 - *VSOP*: Volumen Ship or Pay, expresado en metros cúbicos estándar (Sm³), calculado como el producto de la Capacidad Reservada Diaria (*CRDd*) por el porcentaje Ship or Pay establecido en el contrato de prestación del servicio y por el número de días del periodo de facturación mensual (*ND*) correspondiente.
- En el caso de que $((Vd - VMD \cdot ND)$ sea negativo, se tomará como valor cero (0).

Verificación

Considerando las tarifas propuestas, el procedimiento de facturación mencionado en el punto anterior y la demanda definida en el PQI y detallada en el presente informe se pueden proyectar las ventas para el período 2022-2025.

A continuación, se presenta el valor de ventas proyectado por categoría y cargo tarifario:

Ingresos por cargo Fijo y de Capacidad

Tabla 77: Proyección de ingresos con tarifa propuesta con cargos fijos. Fuente: Elaboración propia.

INGRESOS CARGOS FIJOS [USD DIC 2020]	2022	2023	2024	2025
A	202,243	212,233	222,284	232,304
B	37,686	37,916	38,146	38,376
C	2,839,551	2,837,971	2,829,817	2,836,691
D	8,341,682	8,377,064	8,397,693	8,437,347
E	9,785,442	9,785,442	9,785,442	9,785,442
IP	54	101	141	155
GNV	2,315,580	2,362,151	2,396,663	2,439,975
Pesq	803,019	767,833	735,338	710,467
GNL	-	-	-	-
GE	23,240,554	23,637,082	23,634,785	23,637,082
Total	47,565,812	48,017,793	48,040,307	48,117,839

Ingresos por cargo Variable

Tabla 78: Proyección de ingresos con tarifa propuesta con cargos variables. Fuente: Elaboración propia.

INGRESOS CARGOS VARIABLES [USD DIC 2020]	2022	2023	2024	2025
A	755,362	767,750	777,684	787,065
B	5,293,308	5,290,362	5,289,614	5,287,976
C	2,840,371	2,846,729	2,858,244	2,857,560
D	1,541,933	1,541,933	1,546,158	1,541,933
E	215	914	1,559	1,773
IP	2,580,853	2,632,759	2,678,544	2,719,499
GNV	4,120,916	3,940,346	3,783,929	3,645,959
Pesq	-	-	-	-
GNL	-	-	-	-
GE	4,853,826	5,098,031	5,334,607	5,569,957
Total	4,853,826	5,098,031	5,334,607	5,569,957

Estimados los valores presentes de las proyecciones de las ventas es posible verificar como las tarifas propuestas remuneraran la totalidad del costo de prestación del servicio:

Tabla 79: Valor presente de la proyección de ingresos. Fuente: Elaboración propia.

INGRESOS (Cargos Fijos) [USD DIC 2020]	Valor Presente
A	693,838
B	122,143
C	9,116,945
D	26,950,123
E	31,454,602
IP	347
GNV	7,627,299
Pesq	2,438,332
GNL	-
GE	75,603,294
Total	154,006,923

INGRESOS (Cargos Variables) [USD DIC 2020]	Valor Presente
A	16,652,114
B	2,476,646
C	17,006,106
D	9,160,558
E	4,959,617
IP	3,341
GNV	8,506,596
Pesq	12,520,761
GNL	-
GE	-
Total	71,285,737

Tabla 80: Proyección de ingresos. Fuente: Elaboración propia.

VP Ingresos Cargos Fijos [MM USD]	154.0
VP Ingresos Cargos Variables [MM USD]	71.3
Total [MM USD]	225.3

El valor presente de las ventas proyectadas es de [USD] 225,292,805, valor coincidente con el costo de prestación del servicio:

Tabla 81: Valor presente de las ventas desagregadas por Categoría. fuente: Elaboración propia.

INGRESOS TOTALES [USD DIC 2020]	Valor Presente
A	17,345,952
B	2,598,789
C	26,123,050
D	36,110,681
E	36,414,218
IP	3,687
GNV	16,133,896
Pesq	14,959,093
GNL	-
GE	75,603,294
Total	225,292,660

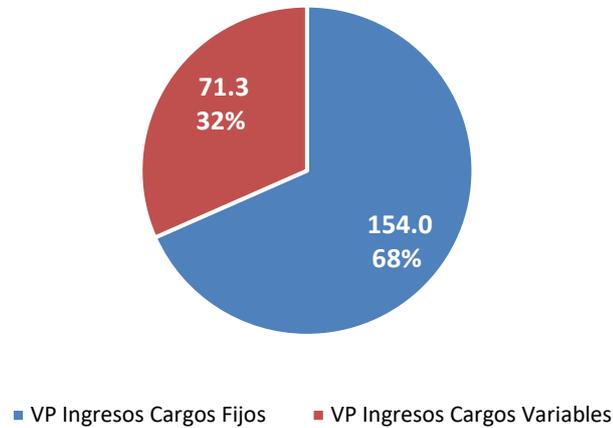
Tabla 82: Requerimiento de ingresos o costos de prestación del servicio. Fuente: Elaboración propia.

RI REGULADORIO [USD DIC 2020]	Valor Presente
Distribución	205,415,019
Red de acero	86,223,498
Red de PE	46,034,625
City Gate	56,394,453
ERP	16,762,442
Comercialización	19,877,641
Total	225,292,660

Tal como se puede apreciar este valor coincide con el costo de prestación de servicio, verificándose que las tarifas remuneran dicho valor.

Figura 39: Ventas proyectadas. Fuente: Elaboración propia.

Fijos/Variables [MM USD]

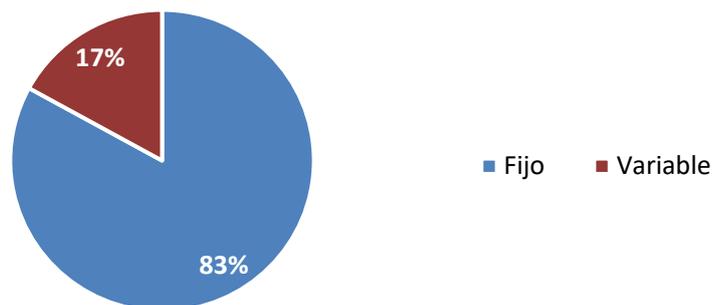


El 68% de las ventas proyectadas se obtendrán mediante cargos fijos (cargo fijo y de capacidad), en tanto que el 32% restante mediante el cargo variable.

De esta manera la segmentación de las ventas se aproxima (sin alcanzar) a la estructura de costos, que presenta un 83% de costos fijos y un 13% de costos variables.

Figura 40: Estructura de costos (Fijo/Variable) de Contugas. fuente: Elaboración propia.

Composición RI (%)



Competitividad

Para definir el valor equivalente de los combustibles alternativos se empleó la metodología adoptada por Osinergmin en el proceso de determinación de la TUD de Calidda para el período 2018-2022.

El listado de combustibles alternativos cuyo precio se recopiló es el siguiente:

- GLP 10
- GLP 45

- GLP Granel
- GLP Vehicular
- Petróleo Industrial 6
- Diésel s50

Los precios se extrajeron de fuentes de información pública como Facilito o Petroperú obteniéndose los siguientes valores

Tabla 83: Combustibles alternativos. Fuente: Elaboración propia.

Combustible Alternativo	Precio		Fuente
GLP 10	[Soles/Garrafa]	44,78	Reporte Osinergmin (FACILITO) ¹⁴
GLP 45	[Soles/Garrafa]	184,20	Reporte Osinergmin (FACILITO)
GLP Granel	[Soles/Litro]	1,93	Estimado
GLP Vehicular	[Soles/Litro]	2,14	Reporte Osinergmin (FACILITO)
Petróleo Industrial 6	[Soles/Galón]	8,18	Petróleos del Perú - PETROPERÚ
Diésel s50	[Soles/Galón]	15,55	Reporte Osinergmin (FACILITO)

Producto de la dinámica cambiante de los precios de estos combustibles para el análisis de competitividad se usaron precios extraídos en el mes de setiembre del 2021 (Facilito) y junio del 2021 (Petroperú).

Para obtener un valor comparativo con el precio del gas natural se recolectaron los poderes caloríficos correspondientes a cada uno de los alternativos, de manera de obtener el costo de cada combustible por unidad de energía expresado en [USD/MMBTU].

A continuación, se presenta los poderes caloríficos empleados y precios obtenidos para cada combustible alternativo:

Clave	Unidad	GLP 10	Clave	Unidad	GLP 45
Precio	Soles	44,78	Precio	Soles	184,20
Precio	USD	12,40	Precio	USD	51,01
Densidad	Kg/Litro	0,54	Densidad	Kg/Litro	0,54
Precio	USD/Kg	1,24	Precio	USD/Kg	1,13
Poder Calorífico	kcal/Kg	11.739,00	Poder Calorífico	kcal/Kg	11.739,00
Poder Calorífico	kcal/m3	9.200,00	Poder Calorífico	kcal/m3	9.200,00
Equivalencia	m3/Kg GLP	1,28	Equivalencia	m3/Kg GLP	1,28
Precio Equivalente	USD/MMBTU	27,52	Precio Equivalente	USD/MMBTU	25,16

Clave	Unidad	GLP GRANEL	Clave	Unidad	GLP Vehicular
Precio	Soles/Litro	1,93	Precio	Soles/Litro	2,14
Precio	USD/Litro	0,53	Precio	USD/Litro	0,59

Densidad	Kg/Litro	0,54	Densidad	Kg/Litro	0,54
Precio	USD/Kg	0,99	Precio	USD/Kg	1,10
Poder Calorífico	kcal/Kg	11.739,00	Poder Calorífico	kcal/Kg	11.739,00
Poder Calorífico	kcal/m3	9.200,00	Poder Calorífico	kcal/m3	9.200,00
Equivalencia	m3/Kg GLP	1,28	Equivalencia	m3/Kg GLP	1,28
Precio Equivalente	USD/MMBTU	22,02	Precio Equivalente	USD/MMBTU	24,46

Clave	Unidad	Diesel S-50
Precio	Soles/Galón	15,55
Precio	USD/ Calorífico	4,31
Poder Calorífico	MMBTU/ Calorífico	7,21
Precio Equivalente	USD/MMBTU	31,04

Clave	Unidad	Gasohol 90
Precio	Soles/Galón	16,14
Precio	USD/ Calorífico	4,47
Poder Calorífico	MMBTU/ Calorífico	7,96
Precio Equivalente	USD/MMBTU	35,58

Clave	Unidad	Petróleo Industrial 6
Precio	Soles/Galón	8,18
Precio	USD/Galón	2,27
Densidad	Kg/Litro	0,97
Precio	USD/Kg	2,34
Poder Calorífico	MMBTU/Galón	6,61
Precio Equivalente	USD/MMBTU	15,44

De esta manera se obtienen los siguientes precios equivalentes empleados en la determinación de las tarifas:

Tabla 84: Precio de combustibles de alternativos expresados en USD/MMBTU. Fuente: Elaboración propia.

Combustible Alternativo	Precio Equiv	
GLP 10	[USD/MMBTU]	27,52
GLP 45	[USD/MMBTU]	25,16
GLP Granel	[USD/MMBTU]	22,02
GLP Vehicular	[USD/MMBTU]	24,46
Petróleo Industrial 6	[USD/MMBTU]	15,44
Diésel s50	[USD/MMBTU]	31,04

En el caso del segmento GNV el análisis de competitividad debe considerar adicionalmente el margen del puesto el cual fue fijado en [USD/MMBTU] 4,00.

Los combustibles alternativos empleados para cada categoría tarifaria son las siguientes:

Tabla 85: Alternativos seleccionados por categoría para el análisis de competitividad. Fuente: Elaboración propia.

Alternativos	Alternativo	Costo (USD/MMBTU)
A	GLP 10	27.52
B	GLP 45	25.16
C	GLP Granel	22.02
D	GLP Granel	22.02
E	Petróleo Industrial 6	15.44
IP	GLP 45	25.16
GNV	GLP Vehicular	20.46 ¹⁵
Pesq	GLP Granel	22.02
GNL	GLP Granel	22.02
GE	Petróleo Industrial 6	15.44

A partir de estos precios equivalentes y las tarifas propuestas es posible obtener el ahorro generado por el gas natural para cada categoría:

Tabla 86: Análisis de competitividad de las tarifas propuestas. Fuente: Elaboración propia.

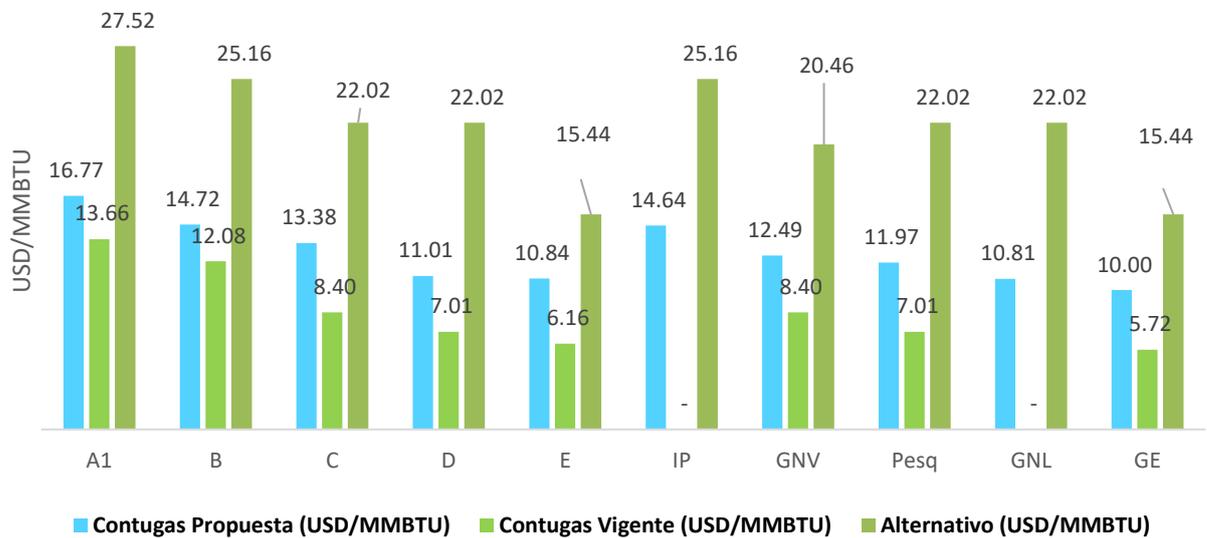
CATEGORIA	Contugas Propuesta c/IGV (USD/MMBTU)	Alternativo (USD/MMBTU)	Ahorro (%)
A	16.77	27.52	39.1%
B	14.72	25.16	41.5%
C	13.38	22.02	39.2%
D	11.01	22.02	50.0%
E	10.84	15.44	29.8%
IP	14.64	25.16	41.8%
GNV	12.49	20.46	38.9%
Pesq	11.97	22.02	45.6%
GNL	10.81	22.02	50.9%
GE	10.00	15.44	35.2%

Los precios unitarios fueron obtenidos a partir de la propuesta tarifaria con sus cargos tarifarios y usando consumos unitarios de referencia de cada categoría:

¹⁵ Se le sustrajo el precio del estacionero fijado en [USD/MMBTU] 4.

Figura 41: Competitividad del gas natural. Fuente: Elaboración propia.

Comparativo tarifas (G+T+D+IGV) vs Alternativos



Cargos tarifarios complementarios o extratarifarios

A continuación, se presenta la propuesta de valor para los cargos tarifarios complementarios o cargos extratarifarios de Contugas.

- Los cargos extratarifarios evaluados son los siguientes:
- Corte y Reconexión.
- Cargos por Inspección, Supervisión y Habilitación (ISH) de las Instalaciones Internas de consumidores mayores a 300 m3/mes.
- Acometida para usuarios menores a 300 m3/mes.
- Derecho de Conexión.

Para la determinación de los cargos extratarifarios se empleó el procedimiento utilizado por Osinergmin en la revisión del concesionario Calidda para el período 2018-2022, ajustado para el concesionario Contugas.

Para la fijación de precios se ha realizado una revisión y actualización de los costos de los insumos que conforman las actividades correspondientes a cada cargo, así como también a la duración de dichas actividades.

Corte y reconexión

Los cargos por corte y reconexión del servicio de distribución son los costos que el Concesionario está autorizado aplicar a los clientes en caso de incobrabilidad, irregularidades de la conexión o acciones fraudulentas por parte del usuario.

Según las características de la acometida, los cortes del servicio de distribución se dividen en lo siguiente:

- Para Categorías A y B-comercial;
- Para categorías B, C y D, con tubería de polietileno;
- Para categorías B, C, D, y E con tubería de acero.

En el siguiente cuadro se muestra los costos por Corte del servicio de distribución:

Tabla 87: Propuesta de cargos por corte de servicio

Ítem	Corte tipo	Categoría	USD
1	Cierre del servicio	I-A	6.27
		I-B	6.27
		I-C	65.23
		I-D	65.23
2	Retiro de los componentes de la acometida	II-A	10.20
		II-B	10.20
		II-C	83.88
		II-D	83.88
3	Corte del servicio	III-A	232.74
		III-B	237.90
		III-C Acero	429.43
		III-C Polietileno	281.49
		III-D Acero	429.43
		III-D Polietileno	290.79

En el siguiente cuadro se muestra los costos por Reconexión del servicio de distribución:

Tabla 88: Propuesta de cargos por reconexión de servicio

Ítem	Reconexión tipo	Categoría	USD
1	Reconexión por cierre del servicio	I-A	7.13
		I-B	7.13
		I-C	43.57
		I-D	43.57
2	Reconexión de los componentes de la acometida	II-A	13.99
		II-B	13.99
		II-C	-
		II-D	-
3	Reconexión por corte del servicio	III-A	249.80
		III-B	249.80
		III-C Acero	403.71
		III-C Polietileno	304.98
		III-D Acero	403.71
		III-D Polietileno	312.61

Inspección, Supervisión y Habilitación (ISH)

Este cargo complementario es aplicable a los usuarios con consumos mayores a los 300 m³/mes ya que, para el resto, este cargo se incluye en los costos de OyM de distribución.

Este cargo remunera el costo de las actividades efectuadas por el concesionario, en forma directa o mediante terceros, para poder iniciar el suministro gas natural a un nuevo consumidor.

Con el fin de obtener los cargos mencionados anteriormente se estudiaron los tiempos de ejecución de las actividades, como así también los tiempos de desplazamiento desde los centros de operaciones que son descritos más adelante.

Por otro lado, se calcularon los cargos que componen los costos directos de las actividades involucradas en el proceso de ISH. Entre dichos costos se destacan los siguientes: Mano de Obra, Equipos y Materiales.

A continuación, se presenta el resultado de las diferentes actividades de ISH abierto por tipo de consumidor con consumos mayor a 300 m3/mes:

Tabla 89: Propuesta de cargos de ISH por tipo de cliente

Actividad ISH	Comercios	Industrias y GNV
	USD	USD
Inspección	58.18	94.26
Supervisión	48.08	98.78
Habilitación	74.12	337.47
Total	180.38	530.51

Acometida

Los cargos por las acometidas se diferencian en dos tipos:

- Acometidas instaladas con medidores de gas natural en un muro existente del predio del usuario;
- Acometidas instaladas con medidores de gas natural en un muro previamente construido por el Concesionario.

Para los cálculos se han considerado tres diferentes tipos de medidores según los requisitos del solicitante:

- Tipo G1.6 (2.5 Sm³/h);
- Tipo G4 (6 Sm³/ h);
- Tipo G6 (10 Sm³/h).

A continuación, se presentan los resultados obtenidos:

Medidores en muro existente

Tabla 90: Propuesta de cargos por acometida en muro existente

Tipo de Medidor	Unidad	Obra Civil [USD/ACOM]	Componentes Acometida [USD/ACOM]	Alicuota OSINERGMIN	Costo Total [USD/ACOM]
G1.6 (2.5 Sm ³ /h)	USD/Acom.	63.27	50.61	1.14	115.02
G4 (6 Sm ³ /h)	USD/Acom.	63.27	64.64	1.28	129.19
G6 (10 Sm ³ /h)	USD/Acom.	88.07	194.13	2.82	285.02

Medidores en muro construido

Tabla 91: Propuesta de cargos por acometida en muro construido

Tipo de Medidor	Unidad	Obra Civil [USD/ACOM]	Componentes Acometida [USD/ACOM]	Alicuota OSINERGMIN	Costo Total [USD/ACOM]
G1.6 (2.5 Sm ³ /h)	USD/Acom.	101.20	50.61	1.52	153.33
G4 (6 Sm ³ /h)	USD/Acom.	102.23	64.64	1.67	168.53
G6 (10 Sm ³ /h)	USD/Acom.	144.40	194.13	3.39	341.92

Derecho de Conexión

El Derecho de Conexión es el pago obligatorio que tiene que realizar un interesado para acceder al suministro de gas natural en la concesión de Contugas, de acuerdo a un pago regulado por el ente regulador, que considera la naturaleza del servicio, la magnitud del consumo, o la distancia a la Red Existente.

Para efectos del nuevo periodo tarifario, se mantendrán las mismas tarifas o tope máximos vigentes a fecha de enero de 2021:

Tabla 92: Propuesta de cargos por derecho de conexión

Derecho de conexión	USD/m ³ dia
A1	46,67
B	37,85
C	16,72
D	9,35
E	5,62
IP	37,85
GNV	16,72
Pesq	16,72
GNL	9,35
GE	5,62

Actualización periódica

A partir de lo establecido en el contrato de concesión, la fórmula de actualización es la siguiente:

$$FA = a \times \frac{IPE_a}{IPE_0} + b \times \frac{IAC_a}{IAC_0} + c \times \frac{IPM_a}{IPM_0} + d \times \frac{PPI_a}{PPI_0}$$

Donde:

- *Fa: Factor de Actualización de Costos Unitarios.*
- *a: Coeficiente de participación de las redes de Polietileno sin incluir las obras civiles.*
- *b: Coeficiente de participación de las redes de Acero sin incluir las obras civiles.*
- *c: Coeficiente de participación de Obras Civiles más Operación Mantenimiento (obras civiles incluye herramientas).*
- *d: Coeficiente de participación de productos importados (no aplica al acero ni al polietileno).*
- *IPE: Índice de precios para Gomas y Productos Plásticos (Series ID: WPU07110224), este índice se utilizará como el relevante para el reajuste del polietileno.*
- *IAC: Índice de precios de Ductos de Acero y Tuberías (Series ID: WPU101706)*
- *IPM: Índice de precios al por mayor (INEI).*
- *PPI: Índice de precios de bienes finales sin incluir alimentos y energía. (Series ID: WPSSOP3500)*

Los parámetros de actualización se estimaron a partir de la información de inversiones y costos que conforman el costo de prestación de servicio. Los valores obtenidos son los siguientes:

Tarifas

Tabla 93: Coeficientes de participación para la actualización de las tarifas. Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	a	b	c	d
MD y MC	0.0945	0.2315	0.5275	0.1465

Para definir la incidencia de las obras civiles en las redes de PE y Ac, se empleó la información obtenida de la propuesta de costos unitarios de inversión:

Tabla 94: Estimación impacto obras civiles. Fuente: Elaboración propia a partir del cálculo de costos unitarios de inversión.

VNR	Descripción	USD /ML	Interés Intercalarl o	Gastos Generales	Ingeniería del Proyecto	Mano de Obra	Mater iales	Equi pos
101111 40201	TUBERIA DE ACERO 20" e=11.13mm EN TA SOBRE AF	601.37	14.67	33.21	55.63	117.54	219.8	160.4
102020 10101	TUBERÍA DE POLIETILENO 25 MM ALTA DENSIDAD EN TN SOBRE AF	39.67	0.97	2.19	3.67	10.46	12.08	10.3

Con esta información se obtuvo la siguiente incidencia de la obra civil en las inversiones de red de PE y Ac:

Tabla 95: Incidencia de las obras civiles en las inversiones de red.

Tipo de red	% Obras Civiles
Ac	28.8%
PE	35.6%

Acometidas

Para las acometidas los coeficientes de participación para la actualización son los siguientes:

Tabla 96: Coeficientes de participación para la actualización de las acometidas en Muro existente. Fuente: Elaboración propia.

Muro Existente				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1.6 (2.5 Sm ³ /h)	-	-	0.5501	0.4499
G4 (6 Sm ³ /h)	-	-	0.4898	0.5102
G6 (10 Sm ³ /h)	-	-	0.3090	0.6910

Tabla 97: Coeficientes de participación para la actualización de las acometidas en Muro construido. Fuente: Elaboración propia.

Muro construido				
Tipo de Medidor	a	b	c	d
G1.6 (2.5 Sm ³ /h)	-	-	0.6600	0.3400
G4 (6 Sm ³ /h)	-	-	0.6066	0.3934
G6 (10 Sm ³ /h)	-	-	0.4223	0.5777

Derecho de conexión

Para el ítem derecho de conexión se mantienen los coeficientes de participación para la actualización vigentes, dado que se solicitó que se mantengan los valores actuales.

Anexos

Se adjuntan al presente documento las memorias descriptivas y de cálculo que respaldan la información presentada.

Los documentos que se anexan son:

- Modelo Tarifario RTI 22-26 - Propuesta Tarifaria.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo con la determinación del costo de prestación de servicio y la propuesta tarifaria.
- Empresa Referencia – OPEX.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo de la proyección de los costos eficientes elaborado con la metodología de empresa de referencia.
- Proyeccion demanda.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo con la proyección de la demanda de Contugas.
- VNR.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo de la valorización de la base de activos e inversiones de Contugas.
- Cargos de corte y reconexión – RTI2226.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo de la determinación de los cargos complementarios de corte y reconexión.
- Cargos ISH – RTI 2226.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo de la determinación de los cargos complementarios de ISH.
- Cargos por acometida – RTI2226.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo de la determinación de los cargos complementarios por acometida.
- APU-CONTUGAS-Valvulas-RevE + Costos Indirectos.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo de la determinación de los costos unitarios de las válvulas.
- APU-CONTUGAS-Hot Tap-RevD + Costos Indirectos.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo de la determinación de los costos unitarios de los Hot Tap
- APU-CONTUGAS-Cruce de Rio-RevD + Costos Indirectos.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo de la determinación de los cruces de río
- APU-CONTUGAS-Vías Principales-RevC + Costos Indirectos.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo de la determinación de los costos unitarios de las tuberías en vías principales.
- APU-CONTUGAS-CGy CO-RevD +Costos Indirectos.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo de la determinación de los costos unitarios de los city gate y centros operacionales.
- APU-CONTUGAS-Estaciones Distrito-RevD + Costos Indirectos.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo de la determinación de las Estaciones de Distrito.
- APU-CONTUGAS-Tuberia-RevF + Costos Indirectos.xlsx: Archivo excel que contiene la memoria de cálculo de la determinación de los costos unitarios de las tuberías.
- Informe CG-CO-RevB.docx: Documento que contiene la memoria descriptiva del cálculo de los costos unitarios de los city gate y centros operacionales.
- Informe Cruce Rio-RevB.docx: Documento que contiene la memoria descriptiva del cálculo de los costos unitarios de los cruces de rios.

- Informe Cruce vías principales-RevB.docx: Documento que contiene la memoria descriptiva del cálculo de los cruces de vías principales.
- Informe Estaciones de Distrito-RevB.docx: Documento que contiene la memoria descriptiva del cálculo de las Estaciones de Distrito.
- Informe tubería polietileno-RevB.docx: Documento que contiene la memoria descriptiva del cálculo de las tuberías de polietileno.
- Informe tuberías acero-RevB.docx: Documento que contiene la memoria descriptiva del cálculo de las tuberías de acero.

