

REF.: Aprueba Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al cuatrienio 2024-2028.

SANTIAGO, 28 de julio de 2023

RESOLUCION EXENTA N° 337

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, "la Comisión", modificado por Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo señalado en el D.F.L. N° 323 de 1931, Ley de Servicios de Gas, del Ministerio del Interior y sus modificaciones, en adelante e indistintamente "Ley de Servicios de Gas" o la "Ley";
- c) Lo dispuesto en la Ley N° 20.999 de 2017, que modifica la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones legales que indica, en adelante "Ley N° 20.999", publicada en el Diario Oficial con fecha 9 de febrero de 2017;
- d) Las disposiciones de la Ley N° 19.880, que establece Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los actos de los Órganos de la Administración del Estado;
- e) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 96 de 2019, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial con fecha 24 de enero de 2022, que aprueba el Reglamento del Proceso de Chequeo de Rentabilidad y del Proceso de Fijación de Tarifas de Gas y Servicios Afines a que refiere la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente el "Reglamento" o "Decreto Supremo N° 96";
- f) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 314, de 29 de abril de 2022, que Aprueba Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la

Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 314";

- g) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 320, de 2 de mayo de 2022, que Actualiza Tasa de Costo Capital en su componente de tasa libre de riesgo, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 32° de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 320";
- h) Lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 06, de 8 de enero de 2021, que Establece Sistema de Contabilidad Regulatoria para las empresas concesionarias de distribución de gas sujetas a tarificación, de conformidad a lo dispuesto en los artículos 38 y siguientes de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Sistema de Contabilidad Regulatoria" o "Resolución CNE N° 06 de 2021";
- i) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 405, de 8 de octubre de 2021, que Constituye Registro de Participación Ciudadana del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicables a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-K de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Registro de Participación Ciudadana" o "Resolución CNE N° 405 de 2021";
- j) Lo indicado en la Resolución Exenta CNE N° 149, de 14 de marzo de 2022, que Fija procedimiento para la constitución y funcionamiento del Comité de licitación, adjudicación y supervisión del Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-N de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 149";
- k) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 170, de 22 de marzo de 2022, que Constituye Comité de licitación, adjudicación y supervisión del Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-N de la Ley de Servicios de Gas, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 170";
- l) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 343, de 10 de mayo de 2022, que Aprueba Acta de Evaluación administrativa, Acta de Evaluación Técnica-Económica y Anexo Pauta de Evaluación y Adjudica licitación ID 610-7-LQ22 para elaboración del estudio denominado "Estudio de Costos establecido en el artículo 40-J de la Ley de Servicios de Gas, para el proceso tarifario de Servicios de Gas y

Servicios Afines aplicables a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, correspondiente al cuatrienio 2024-2028”, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 343”;

- m) Lo señalado en la Resolución Exenta CNE N° 375, de 25 de mayo de 2022, que Aprueba Convenio de Prestación de Servicios entre la Comisión Nacional de Energía e INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A., en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 375”;
- n) Lo comunicado mediante carta N° 939/041, de fecha 18 de noviembre de 2022, de INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A.;
- o) Lo dispuesto en el Acta N° 18 del Comité de licitación, adjudicación y supervisión del Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-N de la Ley de Servicios de Gas, de fecha 22 de noviembre de 2022;
- p) Lo informado mediante Oficio Ordinario CNE N° 729, de fecha 22 de noviembre de 2022, que Comunica recepción conforme de Informe Final Definitivo del Estudio de Costos a INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A.;
- q) Lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 854, de fecha 23 de noviembre de 2022, que Convoca a audiencia pública a la que se refiere el artículo 40-O de la Ley de Servicios de Gas, del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, y establece procedimiento al que se sujetará la misma, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 854”;
- r) La audiencia pública a la que se refiere el artículo 40-O de la Ley de Servicios de Gas, realizada en la ciudad de Punta Arenas con fecha 6 de diciembre de 2022;
- s) Lo dispuesto mediante Resolución Exenta N° 36, de 24 de enero de 2023, que Aprueba Informe Técnico Preliminar del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al cuatrienio 2024-2028, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 36”;

- t) Las observaciones recibidas con fecha 21 de febrero de 2023, de Empresas Gasco S.A., al Informe Técnico Preliminar aprobado mediante Resolución CNE N°36;
- u) Lo dispuesto mediante Resolución Exenta N° 101, de 15 de marzo de 2023, que Aprueba Informe Técnico Corregido del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al cuatrienio 2024-2028, en adelante e indistintamente "Resolución CNE N° 101";
- v) Lo resuelto por el Panel de Expertos mediante Dictamen N° 35-2023, de 30 de junio de 2023, correspondiente a las Discrepancias presentadas por Empresas Gasco S.A. contra el Informe Técnico Corregido, aprobado mediante Resolución CNE N° 101 y comunicado a la Comisión a través de Carta P. Ex. N°144/2023 de la misma fecha;
- w) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 12A, de 21 de noviembre de 2022, del Ministerio de Energía, que nombra a don Marco Antonio Mancilla Ayancán en el cargo de Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía; y,
- x) Lo señalado en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, el artículo 40-K de la Ley de Servicios de Gas, establece que, a lo menos, diecinueve meses antes del término del período de vigencia de las tarifas del servicio de gas y servicios afines sujetos a fijación de precios de una empresa de distribución, la Comisión abrirá, por un plazo de un mes, un proceso de registro de participación ciudadana, en el que podrá inscribirse toda persona natural o jurídica con interés en participar en el proceso;
- b) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 40-K de la Ley, mediante la Resolución CNE N° 405 de 2021, esta Comisión dio inicio al segundo proceso de tarificación de servicio de gas y servicios afines de la empresa distribuidora de gas de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, correspondiente al cuatrienio 2024-2028, con la apertura y constitución del Registro de Participación Ciudadana;

- c) Que, mediante Resolución CNE N° 343 se adjudicó el Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-J de la Ley a la empresa INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A., en adelante e indistintamente "INECON", cuyo convenio de prestación de servicios se formalizó mediante Resolución CNE N°375;
- d) Que, mediante carta N° 939/041, de fecha 18 de noviembre de 2022, INECON envió a la Comisión el Informe Final Definitivo del "Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-J de la Ley, para el proceso tarifario de Servicios de Gas y Servicios Afines aplicables a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, correspondiente al cuatrienio 2024-2028";
- e) Que, según consta en el Acta N° 18 del Comité de licitación, adjudicación y supervisión del Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-N de la Ley de Servicios de Gas, con fecha 22 de noviembre de 2022, el referido Comité acordó la recepción conforme del Informe final Definitivo del Estudio de Costos elaborado por INECON;
- f) Que, mediante Oficio ordinario CNE N° 729, de fecha 22 de noviembre de 2022, esta Comisión comunicó a INECON la decisión del Comité relativa a la recepción conforme del Informe Final Definitivo del Estudio de Costos;
- g) Que, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-O de la Ley, mediante la Resolución CNE N° 854 y dentro del plazo legal, se convocó a la empresa concesionaria y a los participantes inscritos en el Registro de Participación Ciudadana a una audiencia pública, la que se realizó con fecha 6 de diciembre de 2022 en la ciudad de Punta Arenas, con el objeto de que el consultor, INECON, expusiera los supuestos, metodología y resultados del Estudio de Costos, así como realizar las aclaraciones que se le soliciten;
- h) Que, el artículo 40-P de la Ley dispone que la Comisión dispondrá de un plazo de dos meses, contados desde la recepción conforme del Estudio de Costos, para revisar, corregir y adecuar los resultados de éste, y notificar por medios electrónicos a la empresa concesionaria, así como a los participantes inscritos en el Registro de Participación Ciudadana, un informe técnico preliminar elaborado sobre la base del referido Estudio de Costos;
- i) Que, en cumplimiento de lo señalado en el literal precedente, mediante Resolución CNE N° 36, esta Comisión aprobó el

Informe Técnico Preliminar del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al cuatrienio 2024-2028;

- j) Que, con fecha 21 de febrero de 2023, Empresas Gasco S.A. remitió a esta Comisión sus observaciones al Informe Técnico Preliminar, aprobado mediante Resolución CNE N° 36;
- k) Que, habiendo revisado y considerado las observaciones a que se refiere el literal precedente en su alcance y mérito, y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, la Comisión aprobó la Resolución Exenta CNE N° 101, de 15 de marzo de 2023, que Aprueba Informe Técnico Corregido del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al cuatrienio 2024-2028;
- l) Que, estando dentro del plazo legal, Empresas Gasco S.A. presentó sus discrepancias al referido Informe Técnico Corregido, aprobado mediante Resolución CNE N° 101, ante el Panel de Expertos;
- m) Que, el Panel de Expertos, mediante Dictamen N° 35-2023, de fecha 30 de junio de 2023, resolvió las discrepancias presentadas por Empresas Gasco S.A.; y,
- n) Que, en consecuencia, habiendo dado cumplimiento a las respectivas etapas e hitos que contempla la Ley de Servicios de Gas, corresponde a esta Comisión aprobar el Informe Técnico Definitivo del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al cuatrienio 2024-2028.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Apruébese el siguiente "Informe Técnico Definitivo del segundo proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al cuatrienio 2024-2028", cuyo texto se transcribe a continuación:



**Informe Técnico Definitivo del segundo
proceso de fijación de tarifas del servicio de
gas y servicios afines aplicable a la Región de
Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se
refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios
de Gas, correspondiente al cuatrienio 2024-
2028**

Julio de 2023

ÍNDICE

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	4
2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA CONCESIONARIA GASCO MAGALLANES	5
3. PROYECCIÓN DE DEMANDA	6
3.1 Proyección de demanda para clientes residenciales, comerciales, industriales, GNC y generación eléctrica.....	6
3.2 Georreferenciación de la demanda.....	10
3.2.1 Localización de la demanda del año base.....	10
3.2.2 Localización de la demanda del horizonte de planificación	10
4. DIMENSIONAMIENTO Y COSTOS DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA EFICIENTE	11
4.1 Determinación de la Demanda de Dimensionamiento	11
4.2 Criterios de Dimensionamiento de Redes de Distribución de la Empresa Eficiente	12
4.2.1 Normas, Códigos y Reglamentos	13
4.2.2 Definiciones y Criterios de Diseño Generales	14
4.2.3 Instalaciones para proveer el servicio público de distribución de gas	15
4.2.4 Criterios de diseño de las instalaciones de distribución de gas	15
4.3 Estrategia de Modelamiento de las Redes de Distribución de la Empresa Eficiente	16
4.4 Precios Unitarios	17
4.4.1 Estación de Compresión.....	18
4.4.2 Redes de tuberías	19
4.4.3 Estaciones de Regulación y Medición (ERM).....	19
4.4.4 Acometidas, Empalmes y Medidores	19
4.4.5 Rotura y Reposición de Pavimentos (RRP).....	20
4.5 Costos Indirectos	20
4.6 Costo de Rotura y Reposición de Pavimentos (RRP).....	21
4.7 Intereses Intercalarios	22
4.8 Servidumbres y derechos.....	23
4.9 Bienes Muebles e Inmuebles.....	23
4.10 Bienes Intangibles y Capital de Explotación	23
4.11 Resultados del Dimensionamiento y Costo de las Instalaciones de Red.....	23
4.12 Valor Nuevo de Reemplazo de los Aportes de Terceros	29
5. DIMENSIONAMIENTO Y COSTOS DE LA ORGANIZACIÓN, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE	30
5.1 Modelación de la Organización y Dimensionamiento de Personal	30
5.1.1 Determinación de la estructura organizacional de la empresa eficiente	30
5.1.2 Determinación de las dotaciones de personal de la empresa eficiente.....	31
5.1.3 Determinación de las actividades tercerizadas	32
5.1.4 Determinación de los costos asociados al personal de la empresa eficiente.....	33
5.2 Modelamiento de la Operación y Mantenimiento (O&M)	34
5.3 Determinación de Costos de Atención a Clientes de la Empresa Eficiente	34
5.4 Dimensionamiento Instalaciones Bienes Muebles e Inmuebles.....	35
5.5 Determinación de otros Bienes y Servicios de la Empresa Eficiente	36
6. PLAN DE EXPANSIÓN Y SU CONTRIBUCIÓN AL VAD	37
7. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)	37
8. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	38

9.	DETERMINACIÓN DEL VALOR DEL GAS AL INGRESO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (VGISD)	40
10.	COSTOS DE LOS SERVICIOS AFINES DE LA EMPRESA EFICIENTE	41
10.1	Definiciones	41
10.2	Proyección de demanda de Servicios Afines	41
10.3	Determinación de Actividades Asociadas a la Prestación de Servicios Afines.....	46
10.4	Determinación de Costos de Inversión y Explotación por Servicio Afín	46
10.5	Costos unitarios de los Servicios Afines	47
	ANEXO 1 DEFINICIONES SERVICIOS AFINES.....	50

1. INTRODUCCIÓN

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 38 del DFL N°323, de 1931, en adelante e indistintamente la “Ley” o “Ley de Servicios de Gas”, modificada por la Ley N° 20.999 del 9 de febrero de 2017, corresponde a la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente “la Comisión”, establecer cada cuatro años las tarifas, estructura y mecanismo de indexación para el servicio de gas y los servicios afines de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena de acuerdo al procedimiento establecido en el Párrafo 3 del Título V de la Ley, y fijados mediante decreto supremo del Ministerio de Energía, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”.

Las tarifas del servicio de gas, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-A de la Ley, se obtendrán a partir de la suma del valor del gas al ingreso del sistema de distribución, en adelante e indistintamente “VGISD” y, el valor agregado de distribución, en adelante e indistintamente “VAD”. Por su parte, el VGISD se compone del o los precios del o los contratos de compra del gas, más el valor de los demás costos para llevar el gas hasta las instalaciones de distribución, tales como transporte, almacenamiento y regasificación, cuando corresponda, si éstos no estuvieran incluidos en el contrato de suministro de gas. En el caso del VAD, la estructura, nivel y mecanismo de indexación de las tarifas y los servicios afines serán establecidos sobre la base del Costo Total de Largo Plazo, en adelante e indistintamente “CTLP”, considerando para este cálculo el diseño de una empresa eficiente que inicia operaciones al comienzo del periodo tarifario, y realiza las inversiones necesarias para proveer a todos los consumidores de los servicios involucrados incurriendo en los costos de explotación propios del giro de la empresa.

Luego, y de conformidad a lo señalado en el artículo 40-J de la Ley, el VGISD, el VAD y el valor de los Servicios Afines, se establecerán sobre la base de un estudio de costos efectuado por una empresa consultora contratada por la Comisión a través de un proceso de licitación pública en conformidad a las normas de compras públicas. Las bases técnicas y administrativas definitivas del referido estudio fueron aprobadas mediante Resolución Exenta CNE N° 119, de 3 de marzo de 2022, en adelante e indistintamente “Resolución CNE N° 119” o “Bases Técnicas y Administrativas del Estudio de Costos”, estudio que con posterioridad, y de conformidad a las normas de la Ley 19.886, fue adjudicado a la Empresa INECON, Ingenieros y Economistas Consultores S.A., en adelante e indistintamente “INECON”, y cuyo convenio de prestación de servicios se formalizó mediante Resolución N°375, de 25 de mayo de 2022.

El desarrollo del referido estudio de costos fue supervisado por un Comité integrado, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-N de la Ley, por un representante de la Comisión, del Ministerio de Energía y de la empresa concesionaria sujeta a fijación de tarifas, Empresas Gasco S.A., unidad de negocios Gasco Magallanes, en adelante e indistintamente “Gasco Magallanes” o “empresa concesionaria”, y que fue constituido mediante Resolución Exenta CNE N° 170, de 22 de marzo de 2022.

Con posterioridad, y según consta en el Acta N° 18 del Comité, el Informe Final Definitivo del Estudio de Costos a que se refiere el artículo 40-J de la Ley, en adelante e indistintamente “Estudio de Costos”, enviado por INECON mediante carta N° 939/041, de fecha 18 de noviembre de 2022, fue recibido conforme por el Comité y comunicado al consultor por la Comisión mediante Oficio Ord. CNE N° 729/2022, de fecha 22 de noviembre de 2022.

Al respecto, y de conformidad lo dispuesto en el artículo 40-P de la Ley, la Comisión dispuso de un plazo de dos meses para revisar, corregir, adecuar los resultados del Estudio de Costos mencionado y elaborar, a partir de éste, el Informe Técnico Preliminar del proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, a que se refiere el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, correspondiente al cuatrienio 2024-2028, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 36, de fecha 24 de enero de 2023. Luego, y de conformidad a lo dispuesto en el referido artículo, dicho Informe

Técnico Preliminar estuvo sujeto a una etapa de observaciones por parte de la respectiva empresa concesionaria y los participantes inscritos en el Registro de Participación Ciudadana dentro de los quince días siguientes al de su notificación, no obstante, la empresa concesionaria, mediante Carta N° 4100-1/064.23 de 1 de febrero de 2023, solicitó la ampliación del plazo para formular las observaciones al Informe Técnico Preliminar, el cual fue acogido parcialmente por la Comisión e informado a través del Oficio Ordinario CNE N° 97 de 3 de febrero de 2023, estableciéndose como nuevo plazo el 21 de febrero de 2023. La Comisión a su vez, dispuso de quince días para revisar dichas observaciones y los nuevos antecedentes aportados, y considerarlas en su mérito, a efectos de emitir el Informe Técnico Corregido mediante Resolución Exenta N°101, de 15 de marzo de 2023, el cual incluyó un anexo en el que se indicó la aceptación o rechazo fundado de las observaciones planteadas por la empresa concesionaria.

Luego, y dentro del plazo establecido en el inciso cuarto del artículo 40-P de la Ley, la empresa concesionaria Gasco Magallanes presentó sus discrepancias al referido Informe Técnico Corregido, pronunciándose el Panel de Expertos respecto de ellas a través del Dictamen N°35-2023, de fecha 30 de junio de 2023, el que fue comunicado a esta Comisión mediante Carta P. Ex. N°144/2023 del mismo día. Por tanto, y considerando lo dispuesto en el inciso final del referido artículo 40-P de la Ley, corresponde a esta Comisión aprobar el presente Informe Técnico Definitivo a que se refiere el ya mencionado artículo de la Ley de Servicio de Gas, incorporando e implementando lo resuelto por el Panel de Expertos mediante el Dictamen N°35-2023. Adicionalmente, en esta etapa la Comisión procedió a corregir todos los errores de hecho y de referencia detectados en el Informe Técnico Corregido, y que se indican según corresponda a pie de página del presente informe.

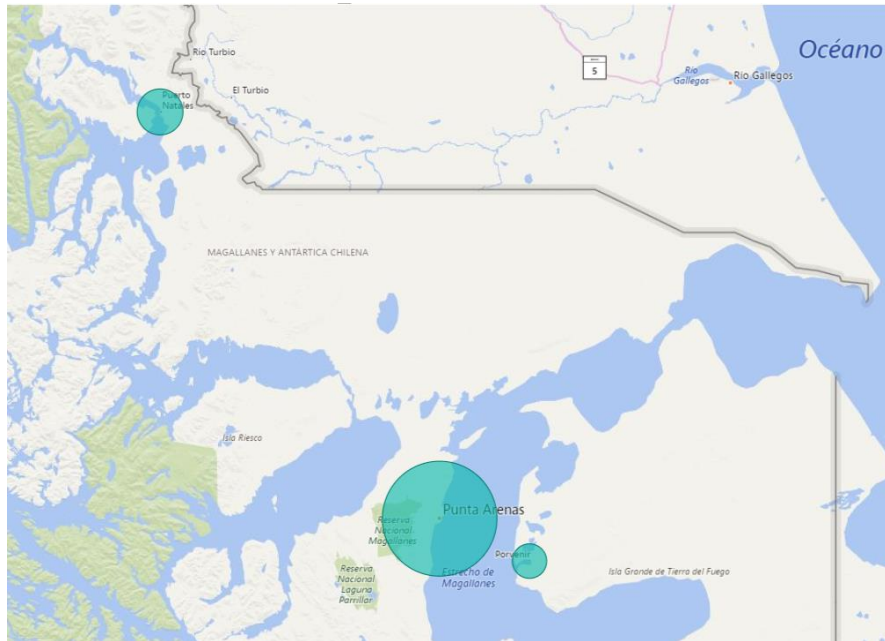
En conclusión, la metodología y procedimiento para la elaboración del presente Informe Técnico Definitivo del segundo proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, correspondiente al cuatrienio 2024-2028, se efectúa en conformidad a lo dispuesto en la Ley de Servicios de Gas, a lo dispuesto en el Reglamento de Chequeo y Tarificación, lo establecido en las Bases Técnicas y Administrativas del Estudio de Costos, el Estudio de Costos elaborado por INECON y los Informes Técnicos Preliminar y Corregido mencionados.

2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA CONCESIONARIA GASCO MAGALLANES

De acuerdo con lo reportado en la memoria anual 2021 de Empresas Gasco S.A, la unidad de negocios Gasco Magallanes contaba, al 31 de diciembre de 2021, con 63.080 clientes en la zona de concesión de Magallanes y de la Antártica Chilena repartidos principalmente¹ entre las comunas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. En lo que respecta al consumo, Punta Arenas representa el 78,6% de los 437 MMm³ consumidos durante el 2021, mientras que Puerto Natales y Porvenir concentran el 15,6% y el 5,8% respectivamente. La principal operación de esta empresa concesionaria de servicio público es la distribución de gas natural por red, el cual compra directamente a la Empresa Nacional del Petróleo ("ENAP").

¹ Para efectos de todos los análisis relativos a las comunas Laguna Blanca, San Gregorio, Primavera u otras comunas donde la empresa concesionaria preste el servicio de distribución de gas, éstos se realizarán en conjunto con los análisis de las comunas Punta Arenas, Natales o Porvenir, considerando para estos efectos, la distancia más cercana a alguna de las comunas principales ya referidas.

Figura 1: Distribución de los clientes en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena



3. PROYECCIÓN DE DEMANDA

La proyección de la demanda es uno de los insumos principales para la determinación del VAD, ya que su valor presente es el denominador con el cual se calcula dicho valor resultante y, adicionalmente, tal proyección es requerida como parte de las variables utilizadas para el diseño y dimensionamiento de la empresa eficiente a que se refiere el artículo 40-C de la Ley. Para la determinación de la demanda, se proyectó la cantidad de clientes y volumen de gas en el horizonte de planificación de quince años de la empresa eficiente², a partir de entre otros, datos históricos de clientes y el consumo para cada servicio de gas de la empresa concesionaria, la temperatura observada, las variables dicotómicas para capturar efectos estacionales, etc.

Los modelos econométricos y el estudio de los determinantes de la demanda de gas por tipos de servicio, para efectos de proyectar los consumos y clientes mensuales para el horizonte de planificación, período 2023-2038, se encuentran en el Anexo 2-Proyección de Demanda de este informe.

3.1 Proyección de demanda para clientes residenciales, comerciales, industriales, GNC y generación eléctrica

Se estudiaron distintos determinantes de la demanda de gas natural en las comunas de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, considerando la tipología de clientes informada por la empresa concesionaria: residencial, comercial, industrial, Gas Natural Comprimido (GNC) y generación eléctrica. Respecto a la metodología, la estimación econométrica utiliza una serie de datos mensuales disponible desde el 2008 al 2021 (168 observaciones), esta serie debió ser corregida para adaptarla a los cambios de clasificación de los clientes ocurrida después del primer proceso tarifario del VAD, VGISD y servicios afines correspondiente al cuatrienio

² El horizonte de planificación corresponde al periodo entre los años 2024 y el 2038, inclusive.

2020-2023. Se debe destacar que la proyección de demanda propuesta logra enfrentar y resolver tres problemas: a) la escasa disponibilidad y la falta de calidad de los datos a nivel de comuna y en frecuencia mensual para los determinantes de la demanda; b) la estacionalidad en el consumo de gas y; c) que las proyecciones de los modelos individuales produzcan resultados que sean congruentes con la evolución de los datos agregados observada en los últimos años.

En el caso de generación eléctrica, el único cliente en esta categoría es la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A., en adelante e indistintamente “Edelmag”, que además es uno de los principales clientes de Gasco Magallanes. Para esta categoría se realizó una estimación en base a la información más reciente del “Informe Técnico del Estudio de Planificación y Tarificación de los Sistemas Medianos de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, cuatrienio 2022-2026”, aprobado por la Comisión mediante Resolución Exenta CNE N° 883, de 7 de diciembre de 2022.

Respecto a la metodología, para la proyección de demanda eléctrica, se realizó una proyección de ésta en cada barra de cada Sistema Mediano para todo el horizonte de planificación, a partir de la información histórica de ventas mensuales de energía del periodo 2012-2021, tanto para clientes libres como clientes regulados. De conformidad a la información reportada a la Comisión, Punta Arenas es el único Sistema Mediano que cuenta con consumos de clientes libres, existiendo un único cliente libre con suministro desde el año 2012.

En cada barra del sistema se evaluaron dos modelos para predecir el crecimiento del consumo: un modelo ARIMA estacional, donde la tendencia está marcada por la estructura interna de los datos históricos de consumo; y un Modelo de Ajuste Parcial, donde la proyección se realiza en función de la tendencia reciente del consumo y la proyección de la variable exógena PIB nacional. En todos los casos analizados el modelo ARIMA estacional presentó un mejor ajuste.

De forma adicional a la proyección histórica, se consideraron las demandas asociadas a nuevos consumos relevantes, de acuerdo con las solicitudes de factibilidad recibidas por Edelmag. Para estos casos se estimó una demanda máxima esperada, en base a la solicitud de potencia a conectar y la experiencia previa observada por Edelmag en conexiones de nuevos grandes clientes. El consumo esperado de energía se estimó considerando un factor de carga representativo para clientes industriales de Edelmag de 0,45. Por su parte, en el caso específico del nuevo consumo y punto de retiro solicitado por ENAP en Cabo Negro, se cuenta con información histórica del periodo 2018-2021 para proyectar los requerimientos de energía y potencia. En este caso, el mismo consumo que era autoabastecido por ENAP pasaría a ser suministrado por el SSMM de Punta Arenas.

Adicionalmente, se contó con la información de compra de volúmenes de gas de Edelmag para cada uno de los Sistemas Medianos en forma mensual desde el año 2010 y la generación bruta de cada una de las centrales de la misma empresa para el mismo periodo, por lo mismo, se puede identificar el consumo de gas asociado a la generación eléctrica. Con la información antes mencionada se analizó la evolución de consumo de gas versus Generación Bruta.

Finalmente, se calculó la relación promedio entre el consumo de gas y la generación bruta del período analizado, y se dejó constante para relacionar las tasas de proyección de demanda eléctrica (generación bruta) con las tasas de proyección de consumo de gas, obteniendo el consumo de gas esperado para el periodo 2023-2038 en metros cúbicos (m³) para cada uno de los Sistemas Medianos solicitados.

Los resultados para los distintos tipos de consumos y clientes se muestran en las tablas a continuación:

Tabla 1: Volúmenes de consumo y número de clientes para Punta Arenas
(2023-2038)

Año	Consumo en MMm3*						Año	Clientes a diciembre de cada año					
	RE	CO	IND	GNC	Edelmag	Total		RE	CO	IND	GNC	Edelmag	Total
2023	197,1	65,3	3,9	8,2	91,5	366,0	2023	46.103	5.789	92	6	2	51.992
2024	199,3	66,2	3,9	8	94,7	372,1	2024	46.558	5.856	92	6	2	52.514
2025	201,4	67,1	3,9	7,8	98,1	378,3	2025	47.013	5.922	93	6	2	53.036
2026	203,5	68	4	7,6	100,5	383,6	2026	47.462	5.986	93	6	2	53.549
2027	205,4	69	4	7,3	102,4	388,1	2027	47.901	6.047	93	6	2	54.049
2028	207,4	70	4	7,1	104,4	392,9	2028	48.334	6.108	93	6	2	54.543
2029	209,2	70,9	4	6,9	106,3	397,3	2029	48.748	6.166	94	6	2	55.016
2030	210,9	71,9	4	6,6	108,3	401,7	2030	49.143	6.221	94	6	2	55.466
2031	212,6	72,9	4	6,4	110,4	406,3	2031	49.523	6.274	94	6	2	55.899
2032	214,2	74	4,1	6,2	112,4	410,9	2032	49.884	6.324	94	6	2	56.310
2033	215,6	75	4,1	6	114,4	415,1	2033	50.225	6.372	94	6	2	56.699
2034	217	76,1	4,1	5,8	116,5	419,5	2034	50.554	6.418	94	6	2	57.074
2035	218,3	77,1	4,1	5,6	118,6	423,7	2035	50.866	6.461	94	6	2	57.429
2036	219,5	78,2	4,1	5,5	120,7	428,0	2036	51.181	6.505	94	6	2	57.788
2037	220,8	79,3	4,2	5,3	122,9	432,5	2037	51.498	6.550	94	6	2	58.150
2038	222,1	80,4	4,2	5,1	125,1	436,9	2038	51.817	6.594	94	6	2	58.513

Nota: RE (Residencial); CO (Comercial); IND (Industriales); GNC (Gas Natural Comprimido) /m3 hace referencia a las condiciones de presión y temperatura establecidas en el Nuevo Contrato de Suministro de Gas Natural suscrito entre ENAP y Empresas Gasco S.A. – Unidad de Negocios Magallanes, celebrado con fecha 30 de diciembre de 2020.

Tabla 2: Volúmenes de consumo y número de clientes para Puerto Natales
(2023-2038)

Año	Consumo en MMm3*						Año	Clientes a diciembre de cada año					
	RE	CO	IND	GNC	Edelmag	Total		RE	CO	IND	GNC	Edelmag	Total
2023	37,9	12,5	1	0,9	19,5	71,7	2023	8.746	1.130	18	1	1	9.896
2024	38,8	13	1	0,9	20,4	74,2	2024	8.887	1.171	19	1	1	10.079
2025	39,8	13,6	1	0,9	21,4	76,7	2025	9.023	1.211	19	1	1	10.255
2026	40,7	14,1	1,1	1	22,4	79,2	2026	9.154	1.249	19	1	1	10.424
2027	41,6	14,7	1,1	1	23,4	81,7	2027	9.280	1.286	19	1	1	10.587
2028	42,4	15,2	1,2	1	24,4	84,2	2028	9.401	1.323	19	1	1	10.745
2029	43,2	15,8	1,2	1	25,5	86,7	2029	9.515	1.357	19	1	1	10.893
2030	43,9	16,4	1,3	1	26,5	89,1	2030	9.622	1.389	19	1	1	11.032
2031	44,5	16,9	1,4	1,1	27,5	91,4	2031	9.719	1.418	20	1	1	11.159
2032	45	17,5	1,4	1,1	28,6	93,6	2032	9.806	1.445	20	1	1	11.273

Año	Consumo en MMm3*						Año	Clientes a diciembre de cada año					
	RE	CO	IND	GNC	Edelmag	Total		RE	CO	IND	GNC	Edelmag	Total
2033	45,5	18	1,5	1,1	29,7	95,8	2033	9.883	1.468	20	1	1	11.373
2034	45,8	18,6	1,6	1,1	30,8	97,8	2034	9.947	1.488	20	1	1	11.457
2035	46	19,1	1,6	1,2	31,9	99,7	2035	9.997	1.504	20	1	1	11.523
2036	46,1	19,6	1,7	1,2	33	101,6	2036	10.048	1.520	20	1	1	11.590
2037	46,3	20,1	1,8	1,2	34,1	103,5	2037	10.099	1.535	21	1	1	11.657
2038	46,4	20,7	1,9	1,2	35,3	105,5	2038	10.150	1.551	21	1	1	11.724

Nota: RE (Residencial); CO (Comercial); IND (Industriales); GNC (Gas Natural Comprimido) /m3 hace referencia a las condiciones de presión y temperatura establecidas en el Nuevo Contrato de Suministro de Gas Natural suscrito entre ENAP y Empresas Gasco S.A. – Unidad de Negocios Magallanes, celebrado con fecha 30 de diciembre de 2020.

Tabla 3: Volúmenes de consumo y número de clientes para Porvenir (2023-2038)

Año	Consumo en MMm3*						Año	Clientes a diciembre de cada año					
	RE	CO	IND	GNC	Edelmag	Total		RE	CO	IND	GNC	Edelmag	Total
2023	9,2	5,5	2,2	0	8,8	25,6	2023	1.953	400	32	0	4	2.389
2024	9,4	5,7	2,1	0	9	26,3	2024	1.981	408	32	0	4	2.425
2025	9,5	6	2,2	0	9,4	27,1	2025	2.006	416	32	0	4	2.458
2026	9,7	6,2	2,3	0	9,8	28	2026	2.029	424	33	0	4	2.490
2027	9,8	6,4	2,4	0	10,2	28,8	2027	2.049	431	33	0	4	2.517
2028	9,9	6,6	2,5	0	10,6	29,7	2028	2.067	437	33	0	4	2.541
2029	10	6,9	2,6	0	11	30,5	2029	2.084	443	33	0	4	2.564
2030	10,1	7	2,8	0	11,4	31,3	2030	2.098	449	33	0	4	2.584
2031	10,2	7,2	2,9	0	11,8	32,1	2031	2.111	453	34	0	4	2.602
2032	10,3	7,4	3,1	0	12,2	32,9	2032	2.121	457	34	0	4	2.616
2033	10,3	7,5	3,2	0	12,6	33,7	2033	2.129	460	34	0	4	2.627
2034	10,4	7,7	3,4	0	13	34,5	2034	2.135	462	34	0	4	2.635
2035	10,4	7,8	3,6	0	13,5	35,2	2035	2.138	464	35	0	4	2.641
2036	10,4	7,9	3,8	0	13,9	36	2036	2.141	465	35	0	4	2.645
2037	10,5	8	4	0	14,4	36,7	2037	2.144	466	35	0	4	2.649
2038	10,5	8,1	4,2	0	14,8	37,5	2038	2.148	467	35	0	4	2.654

Nota: RE (Residencial); CO (Comercial); IND (Industriales); GNC (Gas Natural Comprimido) /m3 hace referencia a las condiciones de presión y temperatura establecidas en el Nuevo Contrato de Suministro de Gas Natural suscrito entre ENAP y Empresas Gasco S.A. – Unidad de Negocios Magallanes, celebrado con fecha 30 de diciembre de 2020.

3.2 Georreferenciación de la demanda

3.2.1 Localización de la demanda del año base

La empresa concesionaria entregó información georreferenciada para 63.079 clientes, no obstante, la información de facturación proveniente de la misma empresa indicaba que al 31 de diciembre del 2021, fecha base de referencia del Estudio de Costos, los clientes eran 63.161. De la verificación cruzada entre las distintas fuentes de información entregada por la empresa concesionaria, se corrigieron las inconsistencias de clientes que se conectaban a un nivel de red distinto al que tenían disponible y, por otra parte, se asignaron correctamente clientes con grandes consumos. El resultado de este ejercicio permitió georreferenciar 63.080 clientes con todos sus parámetros correspondientes, incluyendo nivel de red o sistema, información de empalmes y acometidas utilizadas y facturación asociada, entre los cuales se incluyen a los clientes Edelmag y GNC³.

3.2.2 Localización de la demanda del horizonte de planificación

En lo referente a expansión de la demanda por efecto del crecimiento urbano (aumento del número de viviendas y de otras actividades en las ciudades), es decir, surgimiento de nuevos clientes para la empresa eficiente, se puede señalar que ésta se produce como consecuencia de dos factores urbanos considerados clásicos y que actúan en forma combinada en la mayor parte de las ciudades, esto es, expansión urbana o nueva demanda producto de nuevos proyectos de urbanización (públicos y privados) y, densificación urbana, producto de nuevas edificaciones en zonas ya consolidadas de la ciudad, ya sea en sitios eriazos y remanentes o bien por efecto de planes e iniciativas de renovación urbana.

La metodología utilizada para la ubicación de la nueva demanda consideró distintas fuentes de información como tendencias de crecimiento observado, proyectos públicos y privados que se encuentran en desarrollo y planificación, suelos habilitados y sus condiciones de ocupación según zonificación establecida en los Instrumentos de Planificación Territorial vigentes (Plan Regulador Comunal y Plan Regulador Intercomunal) entre otros, con lo que se pudo inferir la posible localización y tipo de desarrollo urbano proyectado en las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir, como consecuencia de la expansión urbana y de la densificación.

Específicamente, para ubicar la nueva demanda, se efectuaron proyecciones de crecimiento urbano para los próximos 17 años en las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, elaborando una metodología que determinó cómo pueden evolucionar ciertos sectores de estas ciudades y viendo los patrones de ocupación de los últimos años. Para lo anterior, se superpuso sobre la imagen satelital (obtenida desde el servicio Google Earth) de cada una de estas áreas urbanas y sus periferias, una matriz compuesta por cuadrículas de 250 mts x 250 mts, las cuales indican cromáticamente (desde el verde al rojo) el nivel de consumo de servicio de gas y de no haberlo, la cuadrícula respectiva fue quedando transparente.

La metodología de ubicación de la demanda nueva, así como las tipologías de desarrollo se describen en el numeral 2.4 y 2.4.2 del Estudio de Costos, respectivamente, y los resultados de la demanda de densificación y expansión para las tres comunas de referencia, se encuentran en los numerales 2.4.2.1 a 2.4.2.3 del mismo estudio.

³ Los clientes GNC de la empresa eficiente, al igual como se hizo durante el primer proceso tarifario, quedaron conectados a la red secundaria.

4. DIMENSIONAMIENTO Y COSTOS DE LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA EFICIENTE

4.1 Determinación de la Demanda de Dimensionamiento

La demanda de dimensionamiento, expresada en m³S/hora, es la base para el modelamiento de la red de distribución de gas de la empresa eficiente. Los detalles de la metodología se pueden encontrar en el numeral 3.1 del Estudio de Costos.

A fin de establecer el dimensionamiento de los diferentes componentes de la red de distribución de gas, es necesario calcular los factores de carga que serán utilizados en el modelamiento, ya sea a nivel de red terciaria, red secundaria o primaria. Cabe señalar que, de la información enviada por la empresa concesionaria en la etapa de desarrollo del Estudio de Costos, es posible concluir que no se cuenta con suficiente información fidedigna que permita realizar análisis históricos mensuales, diarios y horarios, ni evaluar su dependencia con distintas variables explicativas, como la temperatura y/o efectos estacionales, entre otros, para el cálculo de las demandas horarias máximas anuales. Por lo tanto, a falta de mejores antecedentes se considera lo siguiente:

- a) Para clientes secundarios y terciarios, los factores de carga resultantes de la información enviada por la empresa concesionaria correspondiente al año 2021, en el contexto del Estudio de Costos.
- b) Para clientes primarios, los factores de carga resultantes para el 2021, de la información de los puntos de ingreso de Cabo Negro, Clarencia y Esperanza.

Finalmente, la metodología para la determinación de la demanda de dimensionamiento (*bottom-up*) considera los siguientes pasos:

- a) El primer paso corresponde a aplicar, a la demanda anual de cada cliente, los factores de carga según la comuna y nivel de red a la que se conecta, junto con un recargo de 0,12%⁴ por consumos internos, obteniéndose los consumos máximos de cada uno.
- b) Luego, se procede a recorrer la red terciaria, partiendo de los tramos más alejados de sus correspondientes centros reductores, calculando la demanda al final de dichos tramos, es decir, la demanda de los clientes conectados en los nodos terminales (llamados así dado que no existe red más allá de ellos).
- c) A continuación, se realiza el mismo procedimiento con los tramos inmediatamente siguientes (en dirección al centro reductor correspondiente), teniendo en cuenta tanto la demanda de los tramos previos, y agregando el consumo de los clientes conectados en el nodo donde se unen los tramos (cuando existen). De esta forma, se sigue recorriendo cada una de las redes terciarias hasta llegar a los nodos donde se ubican los centros reductores.
- d) El mismo procedimiento del literal anterior se aplica a las redes secundarias y posteriormente a las redes primarias, considerando tanto los consumos de sus respectivos clientes, como al

⁴ Recargo por consumos internos de la empresa concesionaria, estimado a partir de la información contenida en la página 11 del Informe Costos de Explotación de Empresas Gasco S.A. del año 2021: $0.52/445.83 = 0.1166\%$.

consumo acumulado obtenido para los centros reductores⁵ de la red previa (centros reductores secundarios o primarios, según corresponda).

De esta forma, mediante este procedimiento *bottom-up* se van agregando las demandas de los clientes, permitiendo obtener las demandas de dimensionamiento de cada uno de los elementos de la red de distribución.

Tabla 4: Demanda Máxima Horaria (Mm3/hr)

Año	PA	PN	PO	Total
2023	89,42	15,07	4,70	109,19
2024	90,89	15,58	4,82	111,29
2025	92,35	16,11	4,98	113,43
2026	93,56	16,63	5,13	115,33
2027	94,68	17,16	5,29	117,12
2028	95,79	17,67	5,44	118,90
2029	96,89	18,18	5,60	120,67
2030	97,97	18,68	5,75	122,40
2031	99,04	19,16	5,90	124,10
2032	100,09	19,63	6,04	125,76
2033	101,13	20,07	6,19	127,39
2034	102,15	20,50	6,33	128,97
2035	103,17	20,89	6,46	130,52
2036	104,18	21,28	6,60	132,06
2037	105,21	21,67	6,74	133,63
2038	106,26	22,08	6,89	135,23

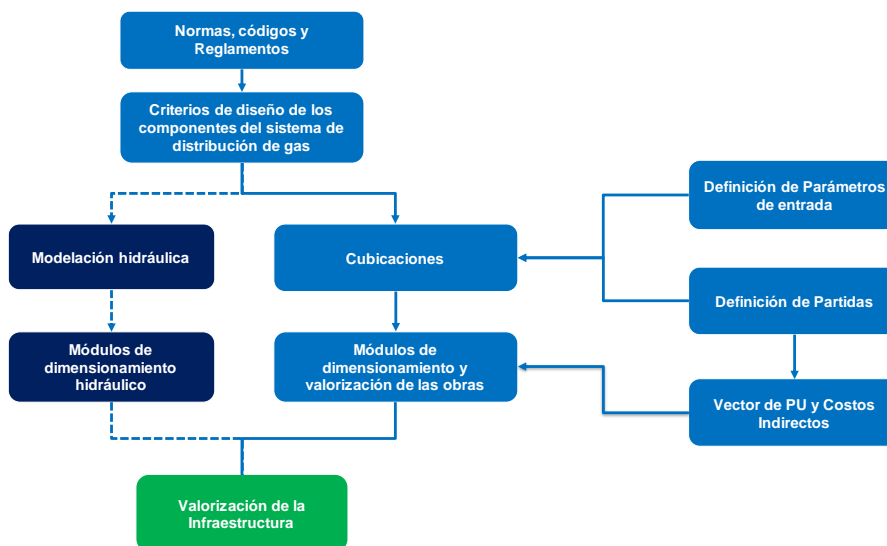
4.2 Criterios de Dimensionamiento de Redes de Distribución de la Empresa Eficiente

Para el dimensionamiento y valorización de la infraestructura de la empresa eficiente se consideraron normas, códigos y reglamentos, tanto nacionales como internacionales, los cuales definen los estándares mínimos de diseño y operación de un sistema de distribución de gas, los que son detallados en el punto 4.2.1 del presente informe. En paralelo, se realizó, por una parte, la modelación hidráulica de la red de distribución en todos sus niveles y presiones de operación y, por la otra, la cubicación y el diseño de los módulos de dimensionamiento tanto del sistema como de las obras necesarias para prestar el servicio de gas. Particularmente, para la cubicación y el diseño de los módulos se requirió definir parámetros de entrada⁶, identificar partidas de costos, de precios unitarios y de costos indirectos. Todo lo anteriormente señalado fue utilizado para la valorización de la infraestructura de la empresa eficiente. Un esquema de este proceso se puede observar en la figura a continuación:

⁵ Centro Reductores denominados Estaciones de Regulación y Medición (ERM) para efectos de la determinación del diseño y valorización de la Empresa Eficiente.

⁶ Dentro de los parámetros de entrada necesarios para realizar el dimensionamiento de la red se requiere identificar, entre otros, tipo de cliente, tipo de red, comuna, clase de ubicación, material de la tubería, clase de la tubería, diámetros de entrada y distanciamientos de la matriz a la línea oficial.

Figura 2: Esquema constructivo de los módulos



4.2.1 Normas, Códigos y Reglamentos

Se identificaron las normas, códigos y reglamentos vigentes para el diseño y construcción de los sistemas de redes de distribución de gas natural en Chile, los cuales se enlistan en la siguiente tabla:

Tabla 5: Listado de normas, códigos y reglamentos

Título	Descripción
DS 280, de 2010, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.	Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de gas de red
DS 66, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.	Reglamento de Instalaciones interiores y medidores de Gas
NCh 2296/1, Of. 2002:	Tuberías de polietileno (PE) enterradas para redes de distribución de combustibles gaseosos – Requisitos – Parte 1: Serie métrica
Código ANSI/ASME B31.8-2007	Gas Transmission and Distribution Piping Systems
API 5L	Specification for Line Pipe
API 6D	Specification for Pipeline Valves
API 1104	Standard for Welding Pipelines and Related Facilities
NCh 2230/1. Of95	Combustibles gaseosos – Medidor de volumen de gas para baja presión – Parte 1: Medidores de designación “G”.
NCh 2230/2. Of95	Combustibles gaseosos – Medidor de volumen de gas para baja presión – Parte 2: Medidores de paredes deformables, de concepción ANSI
NCh 2537/1 2001	Combustibles Gaseosos Accesorios de Unión de Polietileno en Redes de Distribución Serie Métrica

Título	Descripción
	Parte 1: Unión por Inserción Termofusionada (Socket Fusión)
NCh 2537/2 2001	Combustibles Gaseosos Accesorios de Unión de Polietileno en Redes de Distribución Serie Métrica Parte 2: Unión de Extremo Rebajado (Spigot) para Termofusión a Tope (Butt Fusión) o por Inserción (Socket Fusión) y para Usar con Accesorios de Unión Electrosoldables
NCh 2537/3 2001	Combustibles gaseosos - Accesorios de unión de polietileno en redes de distribución - Serie métrica - Parte 3: Unión por electrofusión.
Ord. N° 1029, de fecha 6 de febrero 2007, del Ministerio de Obras Públicas	Exigencias para realizar proyectos de accesos, paralelismos y atravesos en caminos públicos.
Manual de Carreteras Volumen N° 3 de la Dirección de Vialidad del MOP	Instrucciones y Criterios de Diseño

4.2.2 Definiciones y Criterios de Diseño Generales

- i. Tipo de suelo: Se mantienen los tipos de suelo definidos en el proceso de fijación de tarifas de los servicios de gas del cuatrienio 2020-2023, y que guardan relación con estudios públicos realizados para el quinto proceso tarifario de Aguas Magallanes S.A.- 2011-2016. En este sentido, se considera una configuración del tipo de suelo de acuerdo con el siguiente cuadro:

Tabla 6: Tipos de suelo por comuna

Tipo de Suelo	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir
I-II	20%	20%	20%
III	77%	80%	80%
IV	0%	0%	0%
V	3%	0%	0%
VI-VII	0%	0%	0%

La clasificación Ex Sendos (Servicio Nacional de Obras Sanitarias⁷), actualmente, Superintendencia de Servicios Sanitarios (SISS), define 7 categorías de tipo de suelo de acuerdo con su composición y características.

Tabla 7: Clasificación de los tipos de suelo

Tipo	Nombre	Características
I y II	Blando	Tierra de relleno, arena suelta, dunas, tierra vegetal, ripio suelto
III	Semi-Duro	Ripio compacto, barro compacto, arcilla húmeda
IV	Duro	Tosca, ripio arcilloso de aluvión, arcilla seca

⁷ El Servicio Nacional de Obras Sanitarias, fue una empresa estatal chilena que funcionó entre 1977 y 1989.

Tipo	Nombre	Características
V	Muy Duro	Roca blanda trabajable sin explosivos, maicillo endurecido
VI y VII	Roca	Roca trabajable con explosivos

Esta clasificación tiene su equivalencia con la clasificación SUCS⁸ (Sistema Unificado de Clasificación de Suelos).

- ii. Clase de ubicación: Se consideraron las señaladas en el código ASME B31.8, en el punto 840.22.

4.2.3 Instalaciones para proveer el servicio público de distribución de gas

Las instalaciones para proveer el servicio público de distribución de gas de la empresa eficiente son las siguientes:

Tabla 8: Instalaciones para la distribución de gas

Nombre	Tipo
Estación de Compresión	
Redes de distribución	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Primaria ▪ Secundaria ▪ Terciaria
Cruces y atravesos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Calles ▪ Rutas ▪ Ríos y Canales
Estaciones de Medición y Regulación	
Acometidas, empalmes y medidores	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Residenciales (individuales y comunitarios) ▪ Comerciales ▪ Industriales ▪ GNC ▪ Generación eléctrica

Cabe señalar, que los *city gates* no se encuentran en el anterior listado ya que, si bien se consideran como nodos para efectos del dimensionamiento hidráulico de la red, posteriormente no se valorizan debido a que contractualmente el gas es entregado por ENAP en la brida de salida de los *city gates*, asumiendo dicho proveedor todos los costos hasta ese punto.

4.2.4 Criterios de diseño de las instalaciones de distribución de gas

Las instalaciones de la red de distribución, a efectos del diseño y la valorización, se clasifican en:

- a. Instalaciones Singulares: para efectos del diseño de la empresa eficiente se considera una estación de compresión en Puerto Natales, odorizadores en los *city gates* y acometidas, empalmes y medidores del cliente de generación eléctrica (Edelmag) que se encuentran en red primaria y secundaria.

⁸ En inglés "Unified Soil Classification System (USCS)"

- b. Instalaciones Tipo: Todas las demás instalaciones contempladas en el dimensionamiento se definen como instalaciones tipo.

Para el detalle de los elementos que conforman las obras de la infraestructura de la red de distribución, ver numerales 3.2.3, 3.2.4, 3.2.5, 3.2.6,⁹ 3.2.7 y 3.2.8 del Estudio de Costos. Los criterios de diseño y los parámetros de entrada utilizados para cada una de las instalaciones se encuentran en el Anexo 6-Dim y Costo de las Instalaciones de Red de este informe.

4.3 Estrategia de Modelamiento de las Redes de Distribución de la Empresa Eficiente

Para el dimensionamiento de las instalaciones de gas de la empresa eficiente, se llevó a cabo un proceso de diseño óptimo de las tuberías en sus distintos niveles de presión y de las estaciones de medición y regulación necesarias para el funcionamiento del sistema, considerando para ello la minimización de los costos totales de largo plazo sujeta a diversos tipos de restricciones y/o condiciones existentes en las zonas de diseño, según lo abarcado en el punto 4.2 de este informe. Se obtuvo como resultado de este proceso las ubicaciones, cantidades y características de todos los componentes a utilizar para realizar finalmente, la asignación eficiente de recursos de todos los elementos que conforman la red de distribución en el horizonte de planificación de 15 años.

El proceso de dimensionamiento requirió como información de entrada: la proyección de demanda ubicada geográficamente, la demanda de dimensionamiento abordada en el punto 4.1 y, la localización e información técnica de los puntos de suministro de gas a la red de distribución (*city gates*) que, en este caso, son un dato exógeno para el modelamiento por las razones esgrimidas en el numeral 4.2.3. del presente informe.

Adicionalmente, se utilizaron datos georreferenciados de la red vial, tales como veredas, cruces y calzadas, entre otros, los que permitieron definir el trazado de las redes de distribución, acotándolo al desarrollo vial existente y, por ende, respetando las restricciones geográficas y urbanísticas en cada lugar.

La información de ubicación de los clientes y la proyección de demanda respectiva, la ubicación de los puntos de suministro de gas, así como la información geográfica de la red vial, fue revisada con el objeto de detectar y corregir errores de emplazamiento. Después de dicha revisión, se hizo una asociación de los clientes con la red vial. Particularmente, la ubicación georreferenciada de cada cliente se asoció a una ubicación dentro de la red vial, así se pudo asociar la demanda de un cliente en particular con su ubicación en la red. Adicionalmente, se realizó una división de la información georreferenciada (clientes y red vial) a nivel de los puntos de suministro (*city gates*), separando el proceso de diseño a nivel de comuna.

Por otro lado, el diseño global de la red de distribución de gas se dividió en cuatro fases: diseño de la red terciaria, diseño de la red secundaria, diseño de la red primaria y valorización de la red de distribución. En cada una de estas fases se buscó minimizar los costos totales de largo plazo, tomando como punto de partida la información de cada fase precedente. Los resultados dependen de la cantidad de centros reductores de presión primarios (desde la red primaria a la secundaria) y secundarios (desde la red secundaria a la terciaria) que son considerados en conjunto con la ubicación que le sea asignada a cada uno de ellos.

Por otra parte, para el diseño de la red de distribución se tuvieron en consideración los siguientes elementos: disposición de centros reductores de presión, trazado de la red, determinación de los componentes de costos, cumplimiento de restricciones de diseño (cálculo de presión en las tuberías, velocidad máxima del gas,

⁹ En lo correspondiente a la modelación de los odorizadores de los *city gates*.

adecuación de las redes), adecuación de ductos a un diámetro específico y sectorización, cuando corresponda. En resumen, de los cálculos hidráulicos¹⁰ se obtuvieron: el nivel de presión existente en cada punto de la red y la velocidad máxima del gas al interior de las tuberías. Mayor detalle respecto de la metodología utilizada se puede encontrar en el numeral 3.3.3 Diseño de las Redes de Distribución Primaria, Secundaria y Terciaria, del Estudio de Costos.

Finalmente, el diseño de la red mencionado se efectuó en el software Gasworks v10.1, en el cual se dispuso la información de demanda georreferenciada de todos los clientes, y el total de redes que se obtiene para la empresa eficiente.

4.4 Precios Unitarios

Los precios unitarios, o indistintamente vector de precios unitarios (Vector PU), consisten en un listado de partidas de precios, tales como: insumos, equipos, costos por transporte, actividades de construcción y/o montaje, obras civiles, etc., que son necesarias para la valorización de las inversiones de la empresa eficiente. El objetivo general en la construcción del Vector PU, es obtener los costos unitarios que resuman las condiciones del mercado, con los fundamentos y respaldos adecuados, para finalmente obtener los costos de inversión a considerar en el VAD. Los precios se presentan en UF y están actualizados al 31 de diciembre de 2021.

Para la determinación del vector PU, se acudió a distintas fuentes de información tales como cotizaciones de distintos proveedores, información de la empresa concesionaria, estudios del sector gas realizados por la Comisión, estudios tarifarios de otros sectores regulados, análisis de precios unitarios (APU)¹¹ elaborados en el contexto del presente proceso y proyectos SERVIU ejecutados en la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. El criterio de selección del precio unitario fue, por regla general, la consideración del menor precio entre las opciones de precios disponibles con las que se contaba para cada elemento y/o partida. De esta forma, los Precios Unitarios utilizados en la empresa eficiente, son representativos del mercado. Los criterios particulares y fuentes de información se pueden revisar en el numeral 3.4 del Estudio de Costos¹² y en el Anexo 5-Precios Unitarios adjunto al presente informe.

El precio unitario de cada instalación definida en el numeral 4.2.3 de este documento se calculó a partir de la suma de los resultados de multiplicar la cubicación de cada partida por su respectivo precio. Cada combinación de partidas configuró un precio unitario y, por tanto, “un módulo constructivo”¹³ particular.

Los principales grupos de partidas genéricas utilizadas para obtener los precios unitarios de excavaciones, rellenos, retiro y transporte de excedentes, y colocación y prueba de tuberías, cuentan con recursos y

¹⁰ Para estos cálculos hidráulicos se consideraron, entre otros factores, la temperatura de operación, la compresibilidad del gas y, la longitud y diámetro de las tuberías.

¹¹ El análisis de precios unitarios (APU) corresponde a una estimación de la función de producción de una partida que considera las proporciones de insumos, recursos, equipos necesarios para producir una unidad de una instalación de gas determinada, los que multiplicados por sus precios permiten predecir su costo unitario.

¹² Se debe señalar que en lo relativo a este punto en específico, en la etapa del Informe Técnico Preliminar se hicieron correcciones a tablas y criterios a partir de lo modelado en el Estudio de Costos, los cuales fueron explicados en el Anexo 1A - Cambios realizados respecto del Estudio de Costos, del citado informe.

¹³ Para el Estudio de Costos, el consultor definió aproximadamente 42.000 módulos constructivos para todas las instalaciones, de las cuales se hizo una selección para el diseño de la empresa eficiente considerando los menores precios para cada partida.

rendimientos¹⁴ propios. Por otra parte, para la determinación de los precios unitarios de obras, las principales partidas consideradas fueron: suministro y transporte de tuberías, tubería de HDPE y MDPE, tuberías de acero, instalación y prueba de tuberías, movimiento de tierra, excavaciones, excavación manual, rellenos, retiro de transporte y excedentes, rotura y reposición de pavimento, válvulas de bola, válvulas de corte, medidores y reguladores, instalación de piezas especiales (junturas y uniones), entre otros. Los cálculos de los precios unitarios para las partidas que conforman cada grupo se muestran en el Anexo 5-Precios Unitarios de este informe.

De acuerdo con lo anterior, y como ejemplo, el precio unitario para una red de tuberías específica conforma un único “módulo constructivo” que contiene la suma de los precios unitarios de los elementos que se agrupan en las grandes partidas mencionadas anteriormente, todas expresadas en pesos por metro lineal, o en pesos por unidad, según el ítem que corresponda. Cabe señalar, además, que a los precios unitarios incluidos en los módulos constructivos del Anexo 6-Dim y Costo de las Instalaciones de Red de este informe, provenientes de cotizaciones o del APU, se les agregó un 26,2% por gastos generales, utilidades e instalación de faenas¹⁵. Este porcentaje de gastos generales se obtuvo de los informes técnicos a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas para el periodo 2022-2025.

Por otro lado, a los precios unitarios se les agregaron los costos indirectos correspondientes a recargos porcentuales por ingeniería y gastos generales, cuando la instalación de gas lo requirió según su naturaleza, estableciéndose un precio bruto final. El detalle del cálculo de los costos indirectos se encuentra en el numeral 4.5. del presente informe.

Cabe señalar que, si el valor de un determinado componente de costos informado por la empresa concesionaria, según su Informe de Activos de Distribución¹⁶, fuese menor que la valorización realizada en el Estudio de Costos, para este informe se considerará el costo informado por la empresa concesionaria. Para los efectos de elegir el menor costo, se compara el resultado de la sumatoria de los componentes de costos de materiales, montaje y obras civiles por cada tipo y subcategoría de instalación reportados por la empresa concesionaria con la misma sumatoria calculada para el Estudio de Costos.

A continuación, se muestra la metodología y resultados de precios unitarios que se utilizó para valorizar las instalaciones de la empresa eficiente.

4.4.1 Estación de Compresión

Para determinar el precio unitario de la estación de compresión se calcularon precios unitarios a las partidas del numeral 3.2.8 del Estudio de Costos, considerando para cada una el menor precio entre los precios disponibles. No se consideraron recargos por ingeniería ni por gastos generales para el “skid compresor Pe: 10-20 bar, Ps: 42 bar, F: 17.720, 09” ni para las partidas de instalaciones eléctricas dado que son elementos cuya ingeniería y gastos generales son asumidos por el proveedor de dichos elementos.

¹⁴ Cada partida cuenta con una asignación de tiempo o rendimiento según el parámetro de entrada. Por ejemplo, el desarrollo de la actividad del fusionista tiene distintos rendimientos de acuerdo con el diámetro de la tubería.

¹⁵ A las partidas del modelo realizado para rotura y reposición de pavimentos, que se verá más adelante, también se les incorporó este recargo, siempre y cuando el precio unitario proviniese de alguna cotización o del APU.

¹⁶ Entregado mediante el “Sistema de Cuentas para informar los activos de distribución”, en virtud de Resolución CNE N°06 de 2021.

4.4.2 Redes de tuberías

El precio unitario de las redes de tuberías se calculó considerando la ubicación de las tuberías (primaria, secundaria y terciaria), su material (acero o polietileno), su diámetro y su espesor de pared; así como otras instalaciones asociadas a las tuberías como válvulas, trampas de pigs (red primaria), sistema de protección catódica (red primaria) y cruces, cuando corresponda. Así, cada módulo constructivo configuró una combinación específica de los elementos anteriores para hallar un determinado precio unitario, no obstante, en la valorización final se hizo una separación entre tuberías, y los otros elementos mencionados.

En cuanto a los *fittings* que deben tener las tuberías, éstos se adicionaron en función del diseño eficiente propuesto, considerando para estos efectos elementos de Polietileno de alta densidad, tales como coplas, *tee*, tapones y *tapping tee*, cuando fuese necesario. Estos elementos deben incluirse en el montaje de la red con sus respectivos precios unitarios.

A las redes de tuberías y sus elementos se les consideraron recargos por gastos por ingeniería y gastos generales.

Finalmente, se eligieron los módulos constructivos con los menores precios, considerando el diseño y dimensionamiento de la red, así como el modelamiento hidráulico. Los precios de redes terciarias consideraron los valores reportados por la empresa concesionaria dado el criterio señalado en el penúltimo párrafo del numeral 4.4. de este informe.

4.4.3 Estaciones de Regulación y Medición (ERM)

Los precios unitarios de las ERM, así como ocurre con las otras instalaciones, se configuraron a partir de precios unitarios de elementos que conforman los grandes grupos de partidas mencionados en el numeral 4.2.3 del presente informe.

Para esta instalación, las partidas de costo relevantes son: suministro, transporte y prueba de tuberías, suministro e instalación de piezas especiales y obras civiles. Por otra parte, en las ERM no se consideraron recargos por gastos en ingeniería y gastos generales ya que sus variables de cálculo se obtienen de la ingeniería de redes de distribución.

4.4.4 Acometidas, Empalmes y Medidores

Los precios de estas instalaciones se definieron de forma agrupada aun cuando en los resultados de la valorización se hace una diferencia entre acometidas, empalmes y medidores. Las grandes partidas consideradas para la determinación de los precios unitarios fueron: movimiento de tierra, suministro de tuberías, transporte y colocación de tuberías, piezas especiales, medidores y obras civiles (hormigones).

En las acometidas, empalmes y medidores no se incorporó recargo por ingeniería ni gastos generales, exceptuando las instalaciones correspondientes a los clientes industriales, (que incluyen clientes de generación eléctrica y GNC). Lo anterior, por tratarse de obras cuyas especificaciones técnicas son estándar, su montaje viene definido en catálogos, normativas y/o recomendaciones constructivas y, si es necesaria, su ingeniería está incluida en el desarrollo de las redes de distribución.

4.4.5 Rotura y Reposición de Pavimentos (RRP)

Los precios unitarios eficientes se determinan como un *benchmark* que toma, para cada precio, el menor valor entre el informado por la empresa concesionaria y distintas estimaciones de precios unitarios de rotura y reposición de pavimentos, realizadas a partir de información de proyectos del Servicio de Vivienda y Urbanización (SERVIU) y otros organismos de la región, de fuentes externas de información recogidas en el análisis de precios unitarios (APU) realizado para el Estudio de Costos y de precios de RRP de otros servicios regulados en la zona centro sur del país, todos ajustados por un factor regional representativo de la zona de concesión. De esta comparación se eligieron los precios del APU.

Los precios unitarios de rotura y reposición de pavimentos incluidos en el punto 3.4 del Estudio de Costos se diferenciaron por comuna para los casos de Porvenir y Puerto Natales. Adicionalmente, se desagregaron dichos precios según tipo de red. Los detalles se encuentran en el Anexo 7 – Costos de Rotura y Reposición de Pavimentos del presente informe.

Tabla 9: Precios Unitarios para Rotura y Reposición de Pavimentos

Código Empresa	Partida	Unidad	PU Bruto (UF)	Fuente
RyR_AC_ADOC	Rotura y reposición de acera adocreto	m2	1,954	APU
RyR_AC_ADOQ	Rotura y reposición de acera adoquín	m2	2,327	APU
RyR_AC_HOR	Rotura y reposición de acera hormigón	m2	1,054	APU
RyR_CA_ADOQ	Rotura y reposición de calzada de adoquines	m2	1,487	APU
RyR_CA_TIE	Rotura y reposición de calzada de tierra	m2	0,000	APU
RyR_CA_ASF	Rotura y reposición de calzadas de asfalto	m2	1,405	APU
RyR_CA_HOR	Rotura y reposición de calzadas de hormigón	m2	2,004	APU
RyR_AC_JAR	Rotura y reposición de jardín	m2	0,284	APU
RyR_PAS	Rotura y reposición de pastelones	m2	1,806	APU
RyR_BAL	Rotura y reposición de pavimento de baldosa	m2	1,541	APU
RyR_SV	Rotura y reposición de salida de vehículos (hormigón)	m2	1,376	APU
RyR_SOL	Rotura y reposición de soleras	m	0,821	APU

4.5 Costos Indirectos

Los costos indirectos de gastos generales corresponden, entre otros, a los costos de administración de obras contratadas con terceros y de supervisión e inspección de éstas, además de certificaciones o declaraciones que son responsabilidad de la empresa eficiente, de conformidad a la normativa vigente.

Por su parte, el costo de ingeniería corresponde entre otros, a los costos de estudios y asesorías particulares para prestar el servicio de distribución de gas, ya sean contratados con terceros y/o realizados por el personal propio asignado a ingeniería de obras de la empresa eficiente.

Cada uno de estos costos se presenta como un recargo porcentual sobre los materiales, montaje y obras civiles de las instalaciones de gas que, por su naturaleza, requieran de estos recargos. La metodología de cálculo para la ingeniería y gastos generales se puede encontrar en el apartado 3.5 del Estudio de Costos y sus resultados fueron los siguientes:

Tabla 10: Resumen de Resultados para Costos Indirectos de Ingeniería y Gastos Generales por Administración, Certificación e ITO

Costos Indirectos	%
Ingeniería Redes Primarias	2,97%
Ingeniería Redes Secundarias	3,04%
Ingeniería Redes Terciarias	5,35%
Ingeniería Otras Infraestructuras	3,86%
Gastos Generales (ITO + Certificaciones + Costos Internos) Redes Primarias	5,87%
Gastos Generales (ITO + Certificaciones + Costos Internos) Redes Secundarias	7,73%
Gastos Generales (ITO + Certificaciones + Costos Internos) Redes Terciarias	10,66%
Gastos Generales Otras Infraestructuras	2,34%

4.6 Costo de Rotura y Reposición de Pavimentos (RRP)

El costo de rotura y reposición de pavimentos (RRP) en redes y acometidas fue estimado a partir de los precios unitarios para cada categoría de rotura y reposición, cuya metodología de cálculo se encuentra en el numeral 4.4.5 de este informe, multiplicado por la longitud de cada tipo de red o acometida afectas a rotura y reposición.

La longitud de redes afectas a RRP se determina en base a una metodología que busca recoger lo realmente realizado por la empresa concesionaria. Para ello, se identificó la porción de red y el tipo de materialidad¹⁷ en cada caso en el que la empresa real incurrió en costos de rotura y reposición de pavimentos en el periodo 2018-2021, sobre el total de redes instaladas por la empresa concesionaria durante dicho periodo¹⁸.

Posteriormente, para la empresa eficiente se determinó la longitud de redes equivalente a las instaladas en los últimos 40 años por la empresa real, y se aplicó la proporción de las materialidades determinadas para el periodo 2018-2021 efectivamente realizada por la empresa real.

Para el remanente de longitud de redes y acometidas, equivalente a las redes y acometidas instaladas en el periodo anterior al señalado en el párrafo precedente, se aplicó la proporción de las materialidades determinadas en un estudio de caracterización del espacio público de las comunas donde presta servicio la empresa concesionaria elaborado por el Consultor.

Así, los costos de RRP para el primer año del horizonte de planificación son los siguientes:

¹⁷ Se entiende por materialidad a los distintos tipos de pavimentos tales como: calzadas de hormigón y asfalto, aceras de hormigón, aceras de adoquín y salidas de vehículos de hormigón, entre otros.

¹⁸ De acuerdo con lo señalado por la Comisión en minuta presentada al H. Panel de Expertos, a través de CNE OF.ORD. N° 262/2023 de 19 de abril, en el marco de la Discrepancia N°35-2023, se excluye del total de redes aquellas que fueron aportadas por terceros, para efectos de calcular el porcentaje a extrapolar para rotura y reposición de pavimentos.

**Tabla 11: Costos de Rotura y Reposición de Pavimentos
(Año 2023)**

Comuna	MM\$
Punta Arenas	14.132
Puerto Natales	2.085
Porvenir	476
Total	16.692

Los costos para los 15 años del horizonte de planificación se detallan en el Anexo 7-Costos de Rotura y Reposición de Pavimentos adjunto a este informe.

4.7 Intereses Intercalarios

Para efectos del cálculo de los intereses intercalarios se consideraron 17 meses como tiempo promedio de ejecución de obras para las redes primarias y secundarias y de 50 días como tiempo promedio de ejecución de las obras para las redes terciarias.

La tasa de interés anual considerada para el cálculo de los intereses intercalarios es de 6%. La tasa resultante queda expresada de manera compuesta en términos mensuales (red primaria y secundaria) o diarios (red terciaria), que luego se aplica directamente al costo de inversión de las redes, asumiendo un flujo de fondos uniforme para cada periodo respectivamente. Los resultados se pueden apreciar en el cuadro a continuación:

Tabla 12: Intereses Intercalarios redes primarias y secundarias

Descripción	Valor
Periodo de capital retenido (meses)	17
Tasa Costo de Capital Anual Gasco Magallanes	6%
Factor de Intereses Intercalarios	1,045

Tabla 13: Intereses Intercalarios redes terciarias

Descripción	Valor
Periodo de capital retenido (días)	50
Tasa Costo de Capital Anual Gasco Magallanes	6%
Factor de Intereses Intercalarios	1,0041

Finalmente, y de acuerdo con lo señalado por el H. Panel de Expertos en el Dictamen N° 11-2017¹⁹, y de lo establecido en el artículo 156 del Reglamento de Chequeo y Tarificación, se consideraron en los costos de explotación “los beneficios originados por el reconocimiento de los flujos mensuales de ingresos y costos como flujos anuales durante el horizonte de planificación”.

¹⁹ Discrepancia: “Informe Técnico Definitivo a que se refiere el artículo 33 bis de la Ley de Servicios de Gas de la empresa GasValpo SpA”.

4.8 Servidumbres y derechos

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-C de la Ley de Servicios de Gas, en el “costo total de largo plazo se considerará el valor efectivamente pagado por los derechos de uso y goce del suelo, incluyendo los gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, indexada de acuerdo a la variación que experimente el índice de precios al consumidor”, por lo tanto, el costo por servidumbres utilizado fue el efectivamente pagado por la empresa concesionaria²⁰. Así, el valor de servidumbres considerado fue de \$758.083.195 y para derechos fue de \$76.200.390.

4.9 Bienes Muebles e Inmuebles

El valor de los bienes muebles e inmuebles para el año base, descontando asignaciones por GLP asciende a M\$2.957.700 y su detalle se puede revisar en el numeral 5.4 de este Informe.

4.10 Bienes Intangibles y Capital de Explotación

Los bienes intangibles corresponden a aquellos costos en que incurre la empresa eficiente para su organización y puesta en marcha. Para su estimación se consideraron costos de reclutamiento y selección de personal propio del año base, costos de capacitación del personal, un mes de remuneraciones, beneficios y gastos asociados a administración del personal propio por concepto de marcha blanca, asesorías y servicios asociados a la puesta en marcha de la empresa eficiente, costos internos de implementación de TI, enrolamiento de clientes y lectura inicial de medidores y ciclo de facturación de prueba. Esto dio como resultado \$824.861.786. El detalle de la estimación de cada ítem se puede ver en Anexo 10-Recursos Humanos y OPEX adjunto a este informe.

Por otro lado, se entiende como Capital de Explotación una inversión en activos de corto plazo (principalmente caja y otros activos líquidos), cuya finalidad es sostener el funcionamiento de la empresa eficiente a lo largo de su ciclo comercial. Para efectos del presente informe el capital de explotación se fijó en un doceavo del promedio de los ingresos de explotación del horizonte de planificación, resultando para el año base un total de \$3.228.782.474.

4.11 Resultados del Dimensionamiento y Costo de las Instalaciones de Red

En este punto se detalla las cantidades y costos totales de las instalaciones de red obtenidos para la empresa eficiente. El detalle de cantidades y costos para los 15 años del horizonte de planificación se puede ver en Anexo 6-Dim y Costo de las Instalaciones de Red, adjunto a este informe. El resultado para el año base 2023 se muestra en las siguientes tablas:

²⁰ Ver Anexo 5-Precios Unitarios / Anexo 9 PU - Derechos y Servidumbres.

**Tabla 14: Dimensionamiento y Costos de las instalaciones de la Empresa Eficiente
Año 2023**

Naturaleza	Nombre	Unidad	Cantidad	Monto \$
City Gate	City Gate	c/u	-	-
Estación de Comprensión	Unidad de Comprensión	c/u	1	982.190.229
Estación de Comprensión	Instalaciones Anexas	c/u	-	-
Red Primaria	Tuberías	m	181.049	35.683.610.026
Red Primaria	Válvulas	c/u	78	190.244.631
Red Primaria	Trampas de Pigs	c/u	10	139.107.307
Red Primaria	Sistema de Protección Catódica	c/u	271	631.245
Red Primaria	Cruces	m	640	196.386.972
Red Primaria	Plantas de Odorización	c/u	3	52.582.079
Red Secundaria	Tuberías	m	60.173	6.795.418.813
Red Secundaria	Válvulas	c/u	23	35.964.424
Red Secundaria	Trampas de Pigs	c/u	-	-
Red Secundaria	Sistema de Protección Catódica	c/u	-	-
Red Secundaria	Cruces	m	4.560	387.970.370
Red Terciaria	Tuberías	m	944.324	25.269.694.982
Red Terciaria	Válvulas	c/u	2.790	673.969.012
Red Terciaria	Trampas de Pigs	c/u	-	-
Red Terciaria	Sistema de Protección Catódica	c/u	-	-
Red Terciaria	Cruces	m	71.091	1.156.247.663
EMR	Estación de Regulación y Medición	c/u	34	3.562.070.255
Acometida, empalme y medidores – Red Primaria	Acometidas y Empalmes Industriales	c/u	1	26.715.102
Acometida, empalme y medidores – Red Primaria	Medidores Industriales	c/u	2	7.246.934
Acometida, empalme y medidores – Red Secundaria	Acometidas y Empalmes Industriales	c/u	11	113.621.042
Acometida, empalme y medidores – Red Secundaria	Medidores Industriales	c/u	22	59.960.825
Acometida, empalme y medidores – Red Secundaria	Acometidas y Empalmes Comerciales	c/u	5	4.821.028
Acometida, empalme y medidores – Red Secundaria	Medidores Comerciales	c/u	5	13.973.311
Acometida, empalme y medidores – Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Industriales	c/u	144	783.694.439
Acometida, empalme y medidores – Red Terciaria	Medidores Industriales	c/u	288	408.271.597
Acometida, empalme y medidores – Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Comerciales	c/u	7.336	4.792.180.127
Acometida, empalme y medidores – Red Terciaria	Medidores Comerciales	c/u	7.336	2.175.283.471
Acometida, empalme y medidores – Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Residenciales Comunitarios	c/u	107	207.458.896

Naturaleza	Nombre	Unidad	Cantidad	Monto \$
Acometida, empalme y medidores – Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Residenciales Individuales	c/u	54.876	14.836.513.253
Acometida, empalme y medidores – Red Terciaria	Medidores Residenciales	c/u	58.601	4.669.107.158
	Total			103.224.935.193

Cabe señalar que la información de la tabla anterior no incluye los costos derivados por intereses intercalarios, servidumbres, derechos y rotura y reposición de pavimentos, los cuales se muestran en detalle en la tabla consolidada siguiente:

Tabla 15: Resumen de los Costos de Inversión por componente - (MM\$)
Año 2023

Partida	Subpartida	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingenieria	Monto Gastos generales	Monto Reposicion de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
City Gate	City Gate	c/u	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estación de Compresión	Unidad de Compresión	c/u	1	779	155	48	-	-	-	-	-	-	982
Estación de Compresión	Instalaciones Anexas	c/u	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Red Primaria	Tuberías	m	181.049	10.657	17.156	4.972	974	1.925	-	-	708	1.636	38.028
Red Primaria	Válvulas	c/u	78	60	8	107	5	10	-	-	-	9	199
Red Primaria	Trampas de Pigs	c/u	10	128	-	-	4	8	-	-	-	6	145
Red Primaria	Sistema de Protección Catódica	c/u	271	1	-	-	0	0	-	-	-	0	1
Red Primaria	Cruces	m	640	108	-	73	5	11	-	-	-	9	205
Red Primaria	Plantas de Odorización	c/u	3	53	-	-	-	-	-	-	-	2	55
Red Secundaria	Tuberías	m	60.173	2.144	2.417	1.574	186	474	3.160	-	9	448	10.412
Red Secundaria	Válvulas	c/u	23	26	6	0	1	3	17	-	-	2	56
Red Secundaria	Trampas de Pigs	c/u	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Red Secundaria	Sistema de Protección Catódica	c/u	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Red Secundaria	Cruces	m	4.560	317	-	33	11	27	175	-	-	25	588
Red Terciaria	Tuberías	m	944.324	2.421	19.362	-	1.165	2.322	11.387	76	42	150	36.925
Red Terciaria	Válvulas	c/u	2.790	545	29	6	31	62	304	-	-	4	982
Red Terciaria	Trampas de Pigs	c/u	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Red Terciaria	Sistema de Protección Catódica	c/u	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Red Terciaria	Cruces	m	71.091	809	-	187	53	106	471	-	-	7	1.634
EMR	Estación de Regulación y Medición	c/u	34	3.246	206	111	-	-	-	-	-	-	3.562
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Primaria	Acometidas y Empalmes Industriales	c/u	1	16	7	1	1	1	-	-	-	-	27

Partida	Subpartida	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingenieria	Monto Gastos generales	Monto Reposicion de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Primaria	Medidores Industriales	c/u	2	7	0	-	0	0	-	-	-	-	7
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Secundaria	Acometidas y Empalmes Industriales	c/u	11	83	11	13	4	3	6	-	-	-	120
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Secundaria	Medidores Industriales	c/u	22	53	3	-	2	1	-	-	-	-	60
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Secundaria	Acometidas y Empalmes Comerciales	c/u	5	3	1	0	-	-	0	-	-	-	5
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Secundaria	Medidores Comerciales	c/u	5	14	0	-	-	-	-	-	-	-	14
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Industriales	c/u	144	688	38	11	28	17	45	-	-	-	829
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Medidores Industriales	c/u	288	341	44	-	15	9	-	-	-	-	408
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Comerciales	c/u	7.336	2.620	1.731	441	-	-	272	-	-	-	5.064
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Medidores Comerciales	c/u	7.336	2.052	123	-	-	-	-	-	-	-	2.175
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Residenciales Comunitarios	c/u	107	163	32	12	-	-	12	-	-	-	220
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Residenciales Individuales	c/u	54.876	3.948	8.257	2.631	-	-	841	-	-	-	15.678
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Medidores Residenciales	c/u	58.601	3.761	908	-	-	-	-	-	-	-	4.669
Bienes Muebles e Inmuebles	Terrenos	m2	4.336	154	-	-	-	-	-	-	-	-	154
Bienes Muebles e Inmuebles	Edificaciones	m2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bienes Muebles e Inmuebles	Equipos de telemedición	c/u	42	236	-	-	-	-	-	-	-	-	236
Bienes Muebles e Inmuebles	Equipos de Control de Calidad y de laboratorio de ensayos	c/u	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bienes Muebles e Inmuebles	Herramientas y Equipos de Bodega	c/u	6.138	141	-	-	-	-	-	-	-	-	141
Bienes Muebles e Inmuebles	Equipos de comunicación y computación (hardware)	c/u	281	119	-	-	-	-	-	-	-	-	119
Bienes Muebles e Inmuebles	Sistemas y software	c/u	9	1.308	-	-	-	-	-	-	-	-	1.308
Bienes Muebles e Inmuebles	Muebles y Equipos de Oficina	c/u	1.431	1.000	-	-	-	-	-	-	-	-	1.000
Bienes Intangibles y Capital de Explotación	Bienes Intangibles	c/u	1	825	-	-	-	-	-	-	-	-	825

Partida	Subpartida	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingenieria	Monto Gastos generales	Monto Reparación de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
Bienes Intangibles y Capital de Explotación	Capital de explotación	c/u	1	3.229	-	-	-	-	-	-	-	-	3.229
	Total			42.053	50.495	10.223	2.487	4.978	16.692	76	758	2.299	130.061

4.12 Valor Nuevo de Reemplazo de los Aportes de Terceros

A efectos de determinar el valor agregado de distribución de la Empresa Concesionaria, el artículo 40-E de la Ley de Servicios de Gas establece que “del valor de los costos de inversión de la empresa eficiente deberá descontarse finalmente la proporción del VNR correspondiente a las instalaciones aportadas por terceros en la respectiva zona de servicio”. Por otra parte, el artículo 134 del Reglamento de Chequeo y Tarificación, señala la metodología a efectos de realizar estos descuentos.

Respecto del descuento de aporte de terceros para acometidas y empalmes, éste se obtiene de aplicar la metodología indicada en el literal a) del artículo 134 del Reglamento de Chequeo y Tarificación. Por otra parte, a falta de mejores antecedentes, cuando las acometidas y los empalmes fueron informados como aportes de terceros, se consideró que los elementos que se encuentran hasta antes del medidor (regulador) y sus correspondientes actividades (montajes, obras civiles, ingeniería, etc.) también fueron aportados por terceros. A dicha valorización se le suma la proporción correspondiente de bienes intangibles.

En base a lo anterior, los aportes de terceros para acometidas y empalmes en el año base se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla 16: Valorización de aportes de terceros para acometidas y empalmes (\$)

Sistema	Nombre	Redes	RRP	BI	Total
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Primaria	Acometidas y Empalmes Industriales	25.725.493	-	168.402	25.893.895
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Secundaria	Acometidas y Empalmes Industriales	23.037.987	1.437.446	160.219	24.635.652
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Secundaria	Acometidas y Empalmes Comerciales	2.037.140	116.403	14.097	2.167.641
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Industriales	161.137.191	10.012.964	1.120.369	172.270.524
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Comerciales	996.186.594	60.875.824	6.919.654	1.063.982.073
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Residenciales Comunitarios	87.885.726	5.483.594	611.206	93.980.526
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Acometidas y Empalmes Residenciales Individuales	5.844.232.082	356.383.393	40.589.957	6.241.205.832
Total		7.140.242.212	434.310.024	49.583.906	7.624.136.142

Adicionalmente, los aportes de terceros relacionados con medidores en el año base se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla 17: Valorización de aportes de terceros relacionados con medidores (\$)

Sistema	Nombre	Redes	BI	Total
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Primaria	Medidores Industriales	3.519.938	23.042	3.542.980
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Secundaria	Medidores Industriales	10.232.852	66.985	10.299.837
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Secundaria	Medidores Comerciales	2.554.963	16.725	2.571.688
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Medidores Industriales	26.982.740	176.632	27.159.372
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Medidores Comerciales	92.619.699	606.299	93.225.999

Sistema	Nombre	Redes	BI	Total
Acometidas, Empalmes y Medidores - Red Terciaria	Medidores Residenciales	829.399.437	5.429.346	834.828.783
Total		965.309.629	6.319.030	971.628. 659

En cuanto al descuento de aporte de terceros para las redes de distribución, se aplicó la metodología indicada en el literal b) del artículo 134 del Reglamento de Chequeo y Tarificación, y se reconoció como aporte de terceros todo lo informado por la empresa concesionaria, incorporando, además, el tramo de Tranquilo-Natales el cual tiene una longitud aproximada de 50 km que no venía reportado como aporte de terceros, pero pertenece a esta categoría. Así, la proporción por tipo de red y por comuna a descontar en el año base es la siguiente:

Tabla 18: Proporción del VNR correspondiente a las instalaciones aportadas por terceros

Nivel de Red	Punta Arenas	Puerto Natales	Porvenir	Total
Red Primaria	1,0%	29,6%	0%	14,7%
Red Secundaria	7,2%	83,6%	0%	20,2%
Red Terciaria	38,4%	35,6%	27,1%	37,2%
Total Redes	27,0%	32,8%	6,6%	26,1%

Finalmente, para efectos de los costos de expansión de redes terciarias en el horizonte de planificación, se estimaron los siguientes porcentajes de redes aportadas por terceros:

Tabla 19: Porcentajes de redes terciarias aportadas por terceros, para período comprendido entre el año 1 y año 15 del horizonte de planificación

Comuna	% AT/TOTAL
Punta Arenas	69,5%
Puerto Natales	68,6%
Porvenir	38,3%

El detalle de este acápite se adjunta en el Anexo 8-Aportes de Terceros adjunto a este informe.

5. DIMENSIONAMIENTO Y COSTOS DE LA ORGANIZACIÓN, OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN DE LA EMPRESA EFICIENTE

5.1 Modelación de la Organización y Dimensionamiento de Personal

El presente subcapítulo describe la metodología y resultados de la organización de recursos humanos de la empresa eficiente.

5.1.1 Determinación de la estructura organizacional de la empresa eficiente

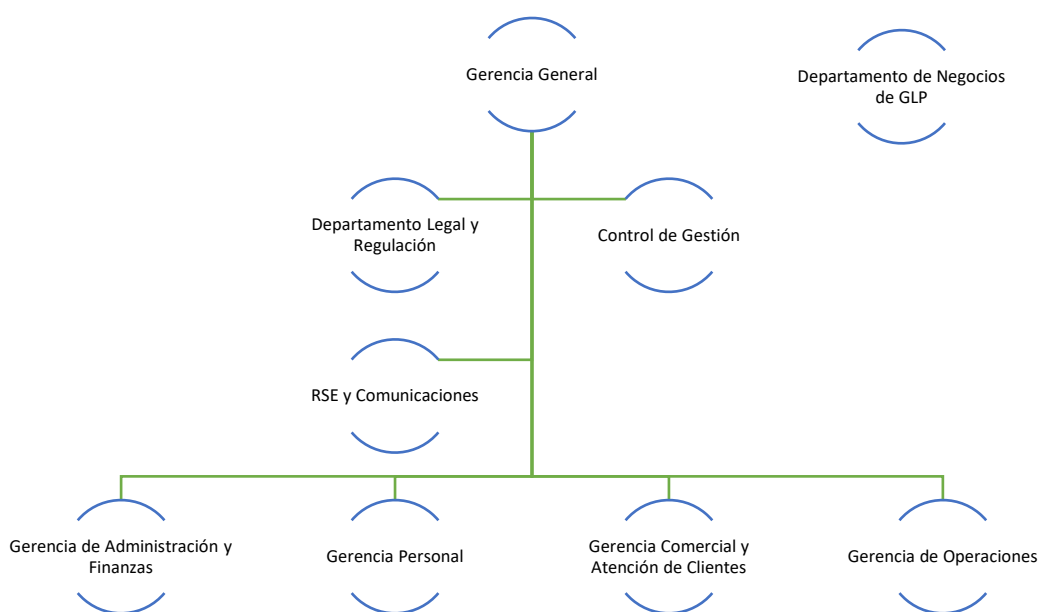
Para la construcción de la organización de la empresa eficiente se requirió un análisis de los procesos, actividades y funciones necesarias para realizar exclusivamente el servicio de distribución de gas natural en las comunas de Punta Arenas, Porvenir y Puerto Natales, considerando sus aspectos operacionales, comerciales y administrativos de apoyo, de acuerdo con las exigencias de la normativa vigente. Por otra parte, en el caso de recursos utilizados conjuntamente con el negocio de GLP (razones de indivisibilidad), estos fueron descontados proporcionalmente en la valorización cuando correspondía.

De lo anterior, se obtuvieron procesos principales y de apoyo, así como las funciones y actividades necesarios para la operación de la empresa eficiente. Entre los procesos principales están: i) operación y mantenimiento, ii) atención al cliente y comercialización, iii) ingeniería y desarrollo y iv) regulación. Por otra parte, en los procesos de apoyo se consideraron: i) administración y finanzas, ii) gestión de personal, iii) asesoría legal, iv) auditoría interna, v) relaciones públicas, responsabilidad social empresarial y gestión ambiental, vi) control de gestión, vii) calidad del servicio y viii) dirección ejecutiva y planificación. El detalle de la apertura de estos procesos hasta el nivel de actividades se puede revisar en el Anexo 10-Recursos Humanos y Opex adjunto a este Informe.

A continuación de este análisis, se definió la estructura organizacional de la empresa eficiente. La metodología de definición de dicha estructura tomó en cuenta el nivel de centralización de cada función, conforme a la separación de estructuras funcionales en relación con la escala o tamaño de la empresa eficiente, la dispersión geográfica y otras particularidades como el área donde opera, la cantidad de clientes que debe atender y el cumplimiento de la normativa vigente. Adicionalmente, la estructura consideró, entre otros aspectos, la carga de actividades en la explotación técnica y comercial de la empresa eficiente.

La figura siguiente muestra la estructura general de la empresa eficiente por gerencias:

Figura 3: Organigrama de la empresa eficiente



El organigrama detallado de la empresa eficiente, así como las funciones de cada cargo, se pueden revisar en el Anexo 10-Recursos Humanos y Opex adjunto a este Informe.

5.1.2 Determinación de las dotaciones de personal de la empresa eficiente

La metodología propuesta para determinar la dotación consideró dos enfoques, en primer lugar, uno denominado *bottom-up*, en el cual mediante el análisis de las actividades y la carga de trabajo que ellas implican se determinó el número de trabajadores/as. En particular, se empleó este enfoque para el

dimensionamiento de personal dedicado a funciones periféricas o de ejecución, es decir, operación y mantenimiento y atención a clientes. En segundo lugar, se empleó un enfoque *top-down*, que resultó de utilidad para el dimensionamiento de cargos de apoyo y aquellos más elevados en su nivel jerárquico, además, sirvió para la verificación final de las dotaciones obtenidas mediante el método *bottom-up*.

Por otra parte, para el conjunto de funciones de la empresa eficiente, se realizó un análisis de todas las actividades mínimas necesarias, así como de su exigencia en términos de horas-persona anuales, a fin de determinar la dotación en cada una de las unidades organizativas. Adicionalmente, se realizó una continua calibración de las dotaciones relativas entre diferentes estamentos jerárquicos, a través del chequeo de los *Span of Control*, tanto a nivel global como a nivel específico.

Tabla 20: Resumen Dotaciones

Estamento	Empleados
Alta Gerencia	1
Gerencia Media	5
Jefaturas	23
Profesionales	53
Técnicos	57
TOTAL	139

El detalle de la dotación de personal de la empresa eficiente, así como la descripción de los cargos se puede ver en detalle en el Anexo 10-Recursos Humanos y Opex adjunto a este informe.

5.1.3 Determinación de las actividades tercerizadas

Dentro de las actividades que se consideran no pueden ser tercerizadas, se encuentran generalmente las funciones ejecutivas, auditoría, control de gestión, actividades estratégicas de OyM y otras donde no exista un mercado de prestadores de servicios.

En ese sentido, se consideraron, entre otras, las siguientes actividades tercerizadas para la empresa eficiente:

- Aseo, Mantenimiento de Edificios
- Vigilancia
- Lectura, reparto
- Parte de la recaudación y cobranza
- Actividades de OyM genéricas de baja complejidad (sin necesidad de personal calificado)
- Actividades de OyM no estratégicas donde exista mercado de prestadores de servicios
- Asesorías y estudios (TI, personal, legales, certificación, entre otras)
- Publicidad
- Auditoría financiera periódica

5.1.4 Determinación de los costos asociados al personal de la empresa eficiente

La determinación de las remuneraciones y beneficios del personal de la empresa eficiente se efectuó sobre la base del Informe de Compensaciones y Beneficios de Korn Ferry (en adelante, “Encuesta de Remuneraciones”).

Para la determinación del nivel de remuneraciones de la empresa eficiente, se identificó y homologó la totalidad de los cargos en base al listado de cargos contenidos en la Encuesta de Remuneraciones. Las remuneraciones definidas para cada cargo de la empresa de referencia consideran la aplicación del estadígrafo P50 para cargos internos, y del P25 para los tercerizados. En aquellos casos donde el cargo no tuviera uno igual en la encuesta de remuneraciones, éste se homologó a uno similar en categoría y complejidad del trabajo efectuado.

Cabe señalar que también se encuentran definidos y cuantificados otros ítems asociados con los recursos humanos, en particular: mutual de seguridad, seguro de invalidez y sobrevivencia, seguro de cesantía, seguro obligatorio Ley N° 21.342, capacitación, selección y contratación de personal, y provisiones por indemnización por años de servicio (IAS). En el caso particular de los costos por capacitación, se utilizaron los antecedentes del Anuario Estadístico SENCE 2021 y las franquicias tributarias asociadas.

Por otro lado, se consideró un 18,3% anual de rotación de personal, además de los aumentos que se producen en la dotación a lo largo del tiempo. Finalmente, se consideraron otros gastos asociados al personal interno que se denominaron gastos de plantel (servicios básicos, comunicaciones, útiles de oficina, entre otros) y uso de vehículo (para labores de inspección en terreno).

En la tabla a continuación se puede observar un resumen de los gastos resultantes por concepto de los ítems descritos anteriormente para el año base:

Tabla 21: Gastos Relacionados con el Personal

Ítem	Unidad	Valor
Remuneración Bruta	M\$/año	3.121.043
Beneficios no Incl. En Rem. Bruta	M\$/año	177.737
Obligaciones Legales	M\$/año	111.152
Provisión IAS	M\$/año	33.598
Capacitación	M\$/año	1.999
Contratación	M\$/año	33.133
Uso de Vehículo	M\$/año	155.980
Gastos de Plantel	M\$/año	256.654
TOTAL	M\$/año	3.891.296

El detalle de la homologación empleada, así como las remuneraciones y beneficios determinados para cada cargo, se puede encontrar en el Anexo 10 – Recursos Humanos y OPEX adjunto a este informe.

5.2 Modelamiento de la Operación y Mantenimiento (O&M)

La metodología que se utilizó para el modelamiento de la operación y mantenimiento de la empresa eficiente se basó en la caracterización y dimensionamiento de los recursos necesarios para cada una de las instalaciones. Este modelamiento tomó como punto de partida el diseño de las instalaciones de la red de distribución de la empresa eficiente, y a partir de este diseño se asignó a cada uno de sus elementos los recursos necesarios para llevar a cabo las actividades de operación y mantenimiento requeridas.

El detalle de la metodología ocupada respecto a la ubicación de actividades, las actividades, la obtención de horas-persona (para efectos de usar un acrónimo, se utilizará "HH") requeridas y el dimensionamiento de otros recursos necesarios, se puede encontrar en el Anexo 10 – Recursos Humanos y OPEX adjunto a este Informe, en la hoja "Act_Datos".

Posteriormente, para el cálculo de los costos de O&M se consideraron las actividades anteriores, a las que se les asignó una frecuencia promedio y tiempo de ejecución, los elementos de red de las instalaciones que se requieren para llevar a cabo dichas actividades, y que se obtienen de la modelación de la empresa eficiente, así como la cuadrilla que debe realizar la actividad con su respectivo tiempo de traslado. Asimismo, las cuadrillas contempladas para efectos de operación y mantenimiento consideran recursos humanos, vehículos de traslado, equipos y herramientas. Se consideran también los materiales, partes y piezas consumidas en cada actividad, así como excavaciones, roturas y reposición de pavimentos donde corresponda.

Cabe señalar que en el caso del Técnico Mecánico 2, cuyas características y particularidades hacen que sea el cargo de mayor utilización, éste se consideró como parte del personal interno y sus funciones no fueron tercerizadas. Este mismo criterio se utilizó con el técnico soldador, pues al tratarse de una labor altamente compleja y estratégica se asignó dentro del personal interno de la empresa eficiente y su labor no fue tercerizada.

Considerando la conformación del personal de las cuadrillas, las horas laborales útiles, tiempos de traslado, ejecución y tiempos de comunicación, kit de herramientas y equipos, etc. el resultado de los costos de operación y mantenimiento es el siguiente:

**Tabla 22: Costos de OyM - 2023
(no incluye personal interno)**

Comuna	Unidad	Valor
Punta Arenas	M\$/año	64.530
Puerto Natales	M\$/año	27.639
Porvenir	M\$/año	13.397

Los detalles del modelo de cálculo de los costos de O&M se pueden encontrar en el Anexo 10-Recursos Humanos y Opex adjunto a este informe.

5.3 Determinación de Costos de Atención a Clientes de la Empresa Eficiente

Para la determinación de los costos de atención a clientes de la empresa eficiente, se modelaron tanto la atención comercial presencial, como la atención telefónica y una sucursal de atención virtual.

En el caso de la atención comercial, en primer lugar, se homologó tanto la cantidad como el emplazamiento de la empresa real para las oficinas comerciales. En segundo lugar, se determinaron estándares de calidad de atención presencial y telefónica, así como tiempos máximos de espera y nivel de confianza. En tercer lugar, se determinó el volumen de atenciones comerciales presenciales y telefónicas y el volumen de atenciones para la hora cargada. La anterior información permite dimensionar la cantidad de personal necesario, así como los módulos disponibles para las atenciones comerciales presenciales.

El detalle del modelamiento de las atenciones tanto presenciales como telefónicas y de sucursal virtual se encuentra en el Anexo 10-Recursos Humanos y Opex adjunto a este informe.

Tabla 23: Cuadro Resumen Resultados Atención de Clientes

Ítem	Unidad	PA	PN	PO
Agentes Atención y Recaudación	empleados	4	2	2
Tótems de Autoatención	Un	3	1	1
Ejecutivos Atención Telefónica	empleados	4		
Costo IVR	M\$/año	1.426		
Sucursal Virtual	M\$/año	14.876		

NA: Los ejecutivos de atención telefónica, así como el IVR se encuentran centralizados en Punta Arenas.

En cuanto a los costos asociados al ciclo comercial, es decir, lectura, reparto, facturación y recaudación, los resultados fueron los siguientes:

Tabla 24: Costos Externos Asociados al Ciclo Comercial

Ítem	Unidad	PA	PN	PO
Lectura y Reparto de Medidores	M\$/año	236.195	19.861	9.444
Insumo Boletas y Facturas	M\$/año	9.716	1.849	446
Recaudación Externa	M\$/año	74.831	14.243	3.438

5.4 Dimensionamiento Instalaciones Bienes Muebles e Inmuebles

Se dimensionaron y valorizaron los bienes muebles e inmuebles, descontando asignaciones por GLP. Para estos efectos, se consideró el dimensionamiento de inmuebles, el costo de inversión en habilitación y amoblado de oficinas, los precios de arriendo y compra de terrenos y edificios, aseo, mantenimiento, vigilancia de edificios, equipos de bodegas y centros de despacho, terrenos, tecnologías de información y sistemas de telecomunicaciones, microinformática, una central telefónica y SCADA. Los resultados de la modelación de estas partidas son los siguientes:

**Tabla 25: Resumen de Costos de Inversión Bienes Muebles e Inmuebles
Año 2023**

Ítem	Unidad	Valor
Sistemas TI Macro HW	M\$	60.850
Sistemas TI Macro SW	M\$	1.307.748
SCADA	M\$	235.510

Item	Unidad	Valor
Habilitación de Oficinas	M\$	999.962
Microinformática	M\$	44.393
Stock Equipos, Materiales Bodegas	M\$	141.238
Central Telefónica	M\$	13.597
Terrenos	M\$	154.403
TOTAL	M\$	2.957.700

Para mayor detalle de la metodología de dimensionamiento y valorización ver Anexo 10 – Recursos Humanos y OPEX adjunto a este informe.

5.5 Determinación de otros Bienes y Servicios de la Empresa Eficiente

En relación con otros bienes y servicios necesarios para la empresa eficiente tales como dietas del directorio, asesorías, auditoría financiera y asesorías tarifarias, diseño memorial anual, gastos notariales, judiciales y bancarios, tributos (patentes comerciales y contribuciones), seguros sobre activos, otros seguros, publicidad, materiales de uso general y operaciones, mantenimiento de compresores y consumo de odorizador, se presenta a continuación su valorización.

Tabla 26: Resumen Otros BBySS
(2023)

Item	Unidad	Total
Dietas del Directorio	M\$/Año	61.364
Asesorías y Servicios Externos	M\$/Año	294.673
Asesoría Proceso Fijación Tarifaria	M\$/Año	27.288
Auditoría Financiera Anual	M\$/Año	10.730
Diseño Memoria Anual	M\$/Año	656
Gastos Nотariales, Judiciales y Bancarios	M\$/Año	1.071
Patentes Municipales	M\$/Año	433.368
Contribuciones BBRR	M\$/Año	3.658
Seguros	M\$/Año	63.593
Publicidad	M\$/Año	99.955
Soporte TI	M\$/Año	188.517
Materiales de Operación y Uso General	M\$/Año	136.995
Consumo de Odorizador	M\$/Año	160.275
OPEX Compresores	M\$/Año	3.291
Almacenamiento Puerto Natales	M\$/Año	84.912
Turno Pasivo de emergencia	M\$/Año	36.558
Mantenimiento Equipos	M\$/Año	4.285
Aseo, mantenimiento y vigilancia instalaciones	M\$/Año	96.217
Arriendo m2 Comercial	M\$/Año	6.060
Total Otros BB y SS		1.713.467

6. PLAN DE EXPANSIÓN Y SU CONTRIBUCIÓN AL VAD

Revisada la información presentada por la empresa concesionaria y teniendo en consideración lo señalado en el Estudio de Costos para la elaboración del presente informe, se concluyó que el plan de expansión presentado por la empresa para su zona de concesión (Región de Magallanes y de la Antártica Chilena), obedece más bien a una estimación del incremento de las redes de distribución en función del crecimiento natural de la demanda, en lugar de un plan de expansión propiamente tal, de acuerdo a lo indicado en el artículo 143 del Reglamento de Chequeo y Tarifación. De esta forma, para este informe se consideró que solo existe crecimiento vegetativo, el cual ya fue considerado dentro del modelamiento de la empresa eficiente, y no un plan de expansión, a cuyas obras se deba asignar un Valor Agregado de Distribución particular para ser incorporado en las fórmulas tarifarias del respectivo decreto tarifario, en los términos indicados en el inciso tercero del artículo 40-Q de la Ley.

7. VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

En el presente capítulo se determina el VAD a partir del CTLP de la empresa eficiente para la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, teniendo en cuenta los siguientes insumos:

- Los costos de inversión de la empresa eficiente²¹.
- Los costos de explotación²² de la empresa eficiente.
- Tasa de costo de capital igual a 6%, de conformidad a lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 314, de 29 de abril de 2022, que “Aprueba Informe Técnico que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas y lo dispuesto en la Resolución Exenta CNE N° 320, de 2 de mayo de 2022, que “Actualiza Tasa de Costo de Capital en su componente de tasa libre de riesgo, de conformidad a lo dispuesto en el inciso final del artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.”.
- El impuesto a las utilidades de 27%.
- Las vidas útiles señaladas en las Bases Técnicas y Administrativas del Estudio de Costos.
- Un valor de incobrables de 0,6% de los ingresos.
- Depreciación y valor remanente de las inversiones.
- Inversiones adicionales cuando se agota la vida útil económica (reinversiones).
- Aportes de terceros.

Con lo anterior, se calcularon los costos totales de largo plazo, habiendo calculado previamente el valor presente de los costos de inversión y de explotación. La ecuación utilizada se muestra a continuación:

Ecuación 1: Costo Total de Largo Plazo

$$CTLP = \frac{(I - VR) - (IAT - VRAT) + G + IMP}{1 - incob}$$

En donde:

- I: Valor Presente de Costos de Inversión.
VR: Valor Presente del Valor Remanente de la Inversión.

²¹ Descontando los recursos compartidos por el servicio de comercialización de GLP o actividades activables.

²² Ibid.

IAT: Valor Presente Descuento Aportes de Terceros.
VRAT: Valor Presente de Valor Remanente Descuento Aporte de Terceros.
G: Valor Presente de Costos de Explotación.
IMP: Valor Presente de Impuestos a las Utilidades.
Incob: Porcentaje de Incobrables.

Considerando lo anterior, el resultado para el CTLP fue:

Tabla 27: Valor CTLP* (\$)

Inversión	VR	Inv. Aport.	VR Aport.	Gastos	Impuestos	CTLP
140.144.169.183	41.916.416.215	35.271.136.229	11.679.140.825	51.491.915.800	6.065.087.348	132.192.760.713

*Este valor no incluye el valor por incobrables.

Finalmente, el VAD fue el siguiente:

Tabla 28: Valor VAD Región de Magallanes y la Antártica Chilena (\$/m3)

CTLP (\$) ²³	m3	VAD (\$/m3)
132.994.927.393	5.054.197.711	26,3138

El detalle del cálculo del costo total de largo plazo se encuentra en el Anexo 12 – Valor Agregado de Distribución de este informe.

8. FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

Se propone la siguiente fórmula de indexación por componente del VAD:

Ecuación 2: Fórmula de Indexación

$$Componente_t = Componente_{e_0} * \left(\alpha \frac{IPC_t}{IPC_0} + \beta \frac{CPI_t}{CPI_0} \times \frac{D_t}{D_0} \right) * t$$

IPC : Índice de precios al consumidor, índice general, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

CPI : Consumer Price Index (All Urban Consumers), publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del Gobierno de los Estados Unidos de América (Código BLS: CUUR0000SA0), correspondiente al segundo mes anterior a aquel mes en que las tarifas resultantes serán aplicadas

D : Tipo de cambio observado para el dólar de los Estados Unidos de América, publicado por el Banco Central de Chile, "Dólar Observado". Se utilizará el promedio aritmético del tercer y segundo mes anterior a aquel en que las tarifas serán aplicadas.

²³ Incluye la tasa de incobrables.

t : Es el factor de la tasa de impuesto a las utilidades, que se aplicará de acuerdo lo reportado. Tabla 31.
Concordantemente con lo anterior, se han determinado los valores base que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 29: Valores base indexadores

Parámetro	Valor Base	Mes
IPC ₀	113,51	Noviembre de 2021
CPI ₀	277,948	Noviembre de 2021
D ₀	813,285	Promedio Oct-21 y Nov-21

Los valores de los índices son los vigentes a la fecha de referencia del Estudio de Costos, es decir, al 31 de diciembre de 2021. Los parámetros α y β son los ponderadores del IPC y CPI*D respectivamente, los que se determinan como la proporción de costos de cada componente del VAD que está relacionada con insumos o bienes de capital nacionales e importados.

Los resultados se muestran en el siguiente cuadro:

Tabla 30: Parámetros de Indexación por Componente

IPC	CPIxDólar
α	β
0,7127	0,2873

Adicionalmente, y para efectos de indexar por el impuesto a las utilidades, se consideró la aplicación de los siguientes factores de ajustes:

Tabla 31: Factores de Ajuste por Tasa de Impuestos a las Utilidades

Tasa de impuestos	Total
19,0%	0,9836
20,0%	0,9855
21,0%	0,9874
22,0%	0,9894
23,0%	0,9914
24,0%	0,9935
25,0%	0,9956
26,0%	0,9978
27,0%	1,0000
28,0%	1,0023
29,0%	1,0047
30,0%	1,0071
31,0%	1,0096
32,0%	1,0122
33,0%	1,0148
34,0%	1,0176

En caso de indexar por tasas intermedias, se utiliza la interpolación lineal de los parámetros.

9. DETERMINACIÓN DEL VALOR DEL GAS AL INGRESO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (VGISD)

La empresa concesionaria mantiene un contrato vigente de suministro de gas natural con ENAP, empresa que provee de gas natural a la concesionaria en los siguientes puntos: Puente Cabo Negro en Punta Arenas, Estación Tranquilo y Estación Esperanza en Puerto Natales, Estación Alto Clarencia en Porvenir, y a clientes aledaños al gasoducto de ENAP Pecket-Esperanza, específicamente en Tehuelche, Morro Chico, Palermo, Invernada y Domaíke. Con fecha 30 de diciembre de 2020, ENAP y Empresas Gasco S.A. suscribieron el “Nuevo Contrato de Suministro de Gas Natural Región de Magallanes y Antártica Chilena”, en adelante “Nuevo Contrato”, en el que la empresa concesionaria se comprometió a comprar de ENAP gas natural para su posterior distribución y venta en las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y otras localidades de la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena. Posteriormente, con fecha 22 de febrero de 2022, las referidas partes suscribieron una Adenda al Nuevo Contrato, siendo estas las condiciones contractuales vigentes entre la empresa concesionaria y ENAP.

En este Nuevo Contrato, se estableció una estructura de precio como la siguiente:

$$\text{Precio Gas Natural} = \begin{cases} (PGAS + TBT - BSP) & \text{primeros } 25.000 \text{ m}^3\text{/mes} \\ (PGAS + TBT - BSP * G) & \text{sobre } 25.000 \text{ m}^3\text{/mes} \end{cases}$$

En donde,

PGAS	=	Precio Base del Gas (62,2113 \$/m ³ E a dic-21)
TBT	=	Tarifa Base de Transporte (17,6466 \$/m ³ E a dic-21)
BSP	=	Bonificación sobre el Precio (34,2069 \$/m ³ E a dic-21)
G	=	1: si los clientes finales son GNC, 0: si no son clientes GNC

La estructura del precio es por cliente a nivel de medidor y aplica sobre todos los consumos de la Empresa Concesionaria independiente del tipo de cliente, de la comuna o ubicación, o del punto de entrega de ENAP. Como se puede observar de la estructura anterior, todos los clientes con consumo menor o igual a 25.000 m³S tienen un precio menor (al percibir una bonificación (BSP)) respecto de aquellos clientes que consumen más, excluidos los clientes GNC. Así también, los clientes de GNC reciben la bonificación independiente de su nivel de consumo. Las facturas de cobro indican dos precios, el primero correspondiente al precio del gas bonificado (PGAS+TBT-BSP) y el segundo al precio no bonificado (PGAS+TBT).

A diciembre de 2021, el precio de venta del gas natural suministrado por ENAP a Gasco Magallanes fue el siguiente:

Precio del Gas Natural (Bonificado)	=	45,6510 \$/m ³ E
Precio del Gas Natural (no Bonificado)	=	79,8579 \$/m ³ E

De acuerdo con el referido contrato, el precio del gas suministrado por ENAP se indexa exclusivamente al IPC. Específicamente, para la determinación del precio en el mes t, se utiliza el precio del mes anterior (t-1) ajustado por la variación del IPC entre 2 períodos anteriores. Dada la disponibilidad de los índices al momento del ajuste, los períodos considerados son el (t-2) y (t-3), y el resultado se redondea a 4 decimales. En términos matemáticos el precio en el mes t se determina con la siguiente fórmula:

$$Precio_t = Precio_{t-1} * \left(\frac{IPC_{t-2}}{IPC_{t-3}} \right)$$

Adicionalmente, y teniendo en cuenta que la Adenda al Nuevo Contrato contempla cláusulas que modifican el valor del precio base antes mencionado, pero que no es posible anticipar la materialización de las condiciones que modifican dicho valor, se debe incorporar dentro de la fórmula tarifaria aplicable al VGISD la consideración de dichas cláusulas, toda vez que corresponda. De esta manera, la incorporación de dichas cláusulas en la fórmula del VGISD se gatillará sólo cuando existan facturas que así lo respalden. En particular, se considerarán aquellas disposiciones contractuales relacionadas a los costos que resulten de ejecutarse las cláusulas de gas tomado en exceso sobre CMD o CMD Plus y el cobro derivado de la cláusula “Take or Pay” del contrato. La estimación y mecanismo de aplicación de este delta de precios se incluirá en la propuesta tarifaria que la CNE realice al Ministerio de Energía, de acuerdo a lo señalado en el artículo 40-Q de la Ley de Servicios de Gas.

10. COSTOS DE LOS SERVICIOS AFINES DE LA EMPRESA EFICIENTE

10.1 Definiciones

Los servicios afines que fueron valorizados de acuerdo con las Bases técnicas y administrativas del Estudio de Costos son los siguientes:

1. Corte de servicio de gas
2. Corte de servicio de gas desde matriz de distribución
3. Reposición o reconexión por servicio de gas suspendido
4. Reposición o reconexión por servicio de gas suspendido desde matriz de distribución
5. Instalación de empalme
6. Traslado o retiro de empalme
7. Retiro temporal y reinstalación del medidor
8. Presupuesto para retiro o traslado de empalme
9. Presupuesto para traslado de medidor
10. Verificación simple de medidor
11. Verificación de medidor con medidor referencial
12. Envío de factura o boleta a otra dirección o ciudad
13. Cambios de datos personales
14. Emisión de duplicado de boleta
15. Prueba de Hermeticidad en red interior

La descripción de cada uno de estos servicios se muestra en el Anexo 1B – Definiciones de Servicios Afines al final de este informe.

10.2 Proyección de demanda de Servicios Afines

Para la mayoría de los servicios afines sólo se cuenta con información de demanda de unos cuatro a cinco años y, respecto de varios de ellos, no tienen o han tenido poca demanda. Luego, para efectos de hacer la proyección se consideró lo siguiente:

- La demanda de servicios afines crece en función del número de clientes en cada comuna, por tanto, se utilizó como variable pivote, por cliente estimado, al promedio de los cuatro años informados, excluyendo aquellas demandas informadas en cero.
- Para efectos de este informe y, a falta de mejores antecedentes que apliquen en la zona y a la empresa concesionaria, se considera que al menos habrá un servicio al año por cada tipo de servicio afín.

El resultado utilizando la metodología descrita anteriormente se muestra en la tabla a continuación:

**Tabla 32: Proyección de Demanda de Servicios Afines
2023-2038**

#	Tipo de Servicio Afín	Unidad	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
1	Corte de servicio de gas	Cortes al año	8.005	8.100	8.192	8.283	8.371	8.457	8.540	8.619	8.693	8.764	8.830	8.891	8.948	9.002	9.057	9.112
2	Corte de servicio de gas desde matriz de distribución	Cortes al año	23	23	24	24	24	24	24	25	25	25	25	25	25	26	26	26
3	Reconexión por servicio de gas suspendido	Reconexiones al año	5.813	5.883	5.952	6.019	6.084	6.148	6.210	6.268	6.323	6.375	6.423	6.468	6.509	6.548	6.588	6.628
4	Reconexión por servicio de gas suspendido desde matriz de distribución	Reconexiones al año	11	11	11	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
5	Instalación de empalme	Instalaciones al año	914	925	936	947	957	967	977	986	995	1.003	1.011	1.018	1.025	1.031	1.037	1.044
6.1	Traslado o retiro de empalme (Traslado)	Traslados al año	50	51	51	52	53	53	53	54	54	55	55	56	56	56	57	57
6.2	Traslado o retiro de empalme (Retiro)	Retiros al año	57	58	59	59	60	61	61	62	63	63	64	64	64	65	65	66

#	Tipo de Servicio Afín	Unidad	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
7	Retiro temporal y reinstalación del medidor	Retiros al año	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
8	Presupuesto para retiro o traslado de empalme	Presupuestos al año	148	150	151	153	154	156	157	158	160	161	162	163	164	165	166	167
9	Presupuesto para traslado de medidor	Presupuestos al año	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
10	Verificación simple de medidor	Verificaciones simples al año	254	256	259	261	264	266	269	271	273	275	277	279	281	282	284	286
11	Verificación de medidor con medidor referencial	Verificaciones con medidor referencial al año	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
12	Envío de factura o boleta a otra dirección o ciudad	Envíos al año	1.835	1.853	1.872	1.890	1.908	1.926	1.943	1.960	1.975	1.990	2.004	2.018	2.031	2.044	2.056	2.069
13	Cambios de datos personales	Solicitudes cursadas al año	802	812	822	832	841	850	859	867	875	883	890	896	902	907	913	918

#	Tipo de Servicio Afín	Unidad	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
14	Emisión duplicado de boleta	Boletas duplicadas al año	618	625	632	639	645	651	657	662	668	672	677	681	685	689	692	696
15	Prueba de Hermeticidad en red interior	Pruebas realizadas al año	20	21	21	21	21	21	22	22	22	22	22	22	22	23	23	23

10.3 Determinación de Actividades Asociadas a la Prestación de Servicios Afines

Las actividades asociadas a la prestación de los servicios se derivan de su descripción, y se pueden clasificar de acuerdo con los siguientes conceptos:

- Atención Comercial: Corresponde a la atención del requerimiento de un cliente y su registro en los sistemas de la empresa eficiente.
- Actividades Administrativas: Corresponden a la gestión de coordinación de la ejecución del servicio, así como su posterior facturación y cobro, ya sea a través de la boleta de servicios o directamente.
- Actividades Técnicas: Corresponden a la ejecución en terreno o en oficina de las tareas inherentes al servicio afín requerido, por parte de un técnico calificado para estas labores. Además, incluyen el traslado de éste a terreno. Se especifican en detalle para cada servicio en el modelo de cálculo de Anexo 10 – Recursos Humanos y OPEX que se adjunta a este informe.

10.4 Determinación de Costos de Inversión y Explotación por Servicio Afín

Sobre la base de las actividades determinadas por servicio afín, se determinaron los recursos necesarios para su desarrollo:

Actividades Comerciales y Administrativas

Los recursos asociados a actividades comerciales y administrativas han sido dimensionados y valorizados para la empresa eficiente, y contemplan en este dimensionamiento los requerimientos de los servicios afines. Por lo tanto, los costos de estas actividades no se incluyen.

A excepción de lo anterior, están las horas-persona destinadas exclusivamente a las siguientes actividades:

- Obtención de copia de boleta
- Clasificación de factura o boleta con envío especial
- Cambio de datos personales en sistema, presencial

Actividades Técnicas

El dimensionamiento y valorización de los recursos asociados a las actividades técnicas de servicios afines, se realiza de conformidad a la misma metodología utilizada para las actividades de operación y mantenimiento de la red, y se pueden ver en detalle en el Anexo 10 – Recursos Humanos y OPEX de este informe. Dada su baja complejidad, todas estas tareas son realizadas por el “Técnico Mecánico 3” (Cuadrilla 11).

La excepción a lo anterior corresponde al servicio de Instalación de Empalme, puesto que los costos asociados a este servicio afín han sido incluidos dentro del cálculo del VAD, por lo que no existen recursos adicionales a efectos de la prestación de este servicio.

Costos Asociados a los Recursos Adicionales

El cuadro siguiente resume la valorización de los costos asociados a los recursos adicionales necesarios para la prestación de los servicios afines:

Tabla 33: Costos de Recursos Adicionales para Servicios Afines

Item	Unidad	TOTAL
Remuneraciones	M\$/año	31.816
Herram. y Equipo	M\$/año	5.244
Vehículos	M\$/año	15.530
Combustible	M\$/año	3.021
Materiales	M\$/año	20.861
Total Costos	M\$/año	76.473

10.5 Costos unitarios de los Servicios Afines

Finalmente, los costos unitarios de los servicios afines son los que se presentan a continuación:

Tabla 34: Costos unitarios de los servicios afines

N°	Tipo de Servicio Afín	Unidad	Costo Unitario
1	Corte de servicio de gas	\$/evento	3.925
2	Corte de servicio de gas desde matriz de distribución	\$/evento	121.131
3	Reconexión por servicio de gas suspendido	\$/evento	3.805
4	Reconexión por servicio de gas suspendido desde matriz de distribución	\$/evento	121.126
5	Instalación de empalme **	\$/evento	
6.1	Traslado o retiro de empalme - Traslado	\$/evento	188.315
6.2	Traslado o retiro de empalme - Retiro	\$/evento	118.373
7	Retiro temporal y reinstalación del medidor	\$/evento	9.678
8	Presupuesto para retiro o traslado de empalme	\$/evento	6.612
9	Presupuesto para traslado de medidor	\$/evento	6.593
10	Verificación simple de medidor	\$/evento	3.726
11	Verificación de medidor con medidor referencial	\$/evento	5.281
12	Envío de factura o boleta a otra dirección o ciudad	\$/evento	81
13	Cambios de datos personales	\$/evento	161
14	Emisión duplicada de boleta	\$/evento	161
15	Prueba de Hermeticidad en red interior	\$/evento	6.865

**Debido a que existen varios subtipos de empalme, los costos unitarios de este servicio afín se presentan por separado.

Tabla 35: Costos unitarios para los distintos subtipos de empalme en red primaria

Subtipo	Flujo (m3/h)	Costo Unitario \$
1.1	6	377.093
1.2 / 1.3 / 1.4	42 - 140	397.857
1.5	400	457.751
1.6	700	613.579
1.7	1.100	817.154
1.8 / 1.9	3.000 – 5.600	817.973
1.10	10.000	1.151.472
1.11	23.000	987.379

Tabla 36: Costos unitarios para los distintos subtipos de empalme en red secundaria

Subtipo	Flujo (m3/h)	Costo Unitario \$
2.1	6	241.223
2.2 / 2.3 / 2.4	42 - 140	284.883
2.5	400	648.358
2.6	700	658.122
2.7	1,100	789.245
2.8 / 2.9	3.000 – 5.600	793.096
2.10	10.000	1.004.380

Tabla 37: Costos unitarios para los distintos subtipos de empalme en red terciaria

Subtipo	Flujo (m3/h)	Número de Pisos	Departamentos por Piso	Costo Unitario \$
3.1	6			156.579
3.2 / 3.3 / 3.4 / 3.5 / 3.6 / 3.7 / 3.8	10 - 140			201.510
3.9	180	hasta 5	hasta 5	1.229.192
3.10	180	hasta 5	6 a 7	1.348.288
3.11	180	hasta 5	8	1.407.836
3.12	180	hasta 5	9 a 10	1.586.480
3.13	180	hasta 5	11 a 16	2.003.316
3.14	180	6 a 10	hasta 5	1.586.480
3.15	180	6 a 10	6 a 7	1.884.220
3.16	180	6 a 10	8	2.003.316
3.17	180	6 a 10	9 a 10	2.301.057
3.18	180	6 a 10	11 a 16	3.194.277
3.19	400			338.571

Subtipo	Flujo (m3/h)	Número de Pisos	Departamentos por Piso	Costo Unitario \$
3.20	700			342.669
3.21	1.100			348.822
3.22	1.270	hasta 5	hasta 5	1.293.913
3.23	1.270	hasta 5	6 a 7	1.413.009
3.24	1.270	hasta 5	8	1.472.557
3.25	1.270	hasta 5	9 a 10	1.651.201
3.26	1.270	hasta 5	11 a 16	2.068.037
3.27	1.270	6 a 10	hasta 5	1.651.201
3.28	1.270	6 a 10	6 a 7	1.948.941
3.29	1.270	6 a 10	8	2.068.037
3.30	1.270	6 a 10	9 a 10	2.365.777
3.31	1.270	6 a 10	11 a 16	3.258.997
3.32	10.000			355.910

Anexo 1 DEFINICIONES SERVICIOS AFINES

1. Corte de servicio de gas

Corresponde al corte de servicio desde el medidor, incluyendo la instalación de sello. Este servicio no debe incluir inspecciones previas ni provisión alguna de materiales, salvo los necesarios para la prestación específica del servicio.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de cortes al año, por tanto, el cobro del servicio se realizará en \$/evento.

2. Corte de servicio de gas desde matriz de distribución

Corresponde al corte de servicio de gas desde matriz de distribución efectuando la desconexión desde la matriz de gas o acometida, cuando el cliente o consumidor niega el acceso a la llave de servicio y en los demás casos señalados en la normativa vigente.

Este servicio no debe incluir inspecciones ni provisión alguna de materiales, salvo los necesarios para la prestación específica del servicio. No incluye tampoco el pago de derecho municipal, derechos de vialidad, cruces y paralelismos con ferrocarriles y otros derechos, los cuales deben ser cobrados directamente al cliente o consumidor. El servicio sí incluye rotura y reposición de pavimento, excavaciones y rellenos. Su unidad de cuantificación es la cantidad de cortes al año, por tanto, el cobro del servicio se realizará en \$/evento.

3. Reposición o reconexión por servicio de gas suspendido

Corresponde a la reposición o reconexión del servicio de gas cuando ha sido suspendido por morosidad, actos irregulares del cliente o instalaciones fuera de norma que representen un riesgo para la seguridad de las personas, cosas u otros. Este servicio debe ser solicitado por el cliente o consumidor (se entenderá que es solicitado por el cliente o consumidor con el solo pago de la cuenta por servicios de gas o servicios afines morosa). Incluye sacar el sello puesto en el momento de corte del servicio. No debe incluir inspecciones ni provisión alguna de materiales, salvo los necesarios para la prestación específica del servicio. Por su parte, sí se debe incluir la atención comercial (procesamiento de la solicitud del cliente).

Su unidad de cuantificación es la cantidad de reconexiones al año y por tanto, el cobro del servicio se realizará en \$/evento.

4. Reposición o reconexión de servicio de gas suspendido desde matriz de distribución

Corresponde a la reposición o reconexión del servicio de gas suspendido desde la matriz de distribución. Este servicio debe ser solicitado por el cliente o consumidor (se entenderá que es solicitado por el cliente o consumidor con el solo pago de la cuenta por servicios de gas o servicios afines morosa). Este servicio incluye la atención comercial, es decir, el procesamiento de la solicitud del cliente.

No debe incluir inspecciones ni provisión alguna de materiales, salvo los necesarios para la prestación específica del servicio, así como la rotura y reposición de pavimentos cuando se requiera. Tampoco debe incluir en la tarifa el pago de derecho municipal, derechos de vialidad, cruces y paralelismos con ferrocarriles

y otros derechos, los cuales deben ser cobrados directamente al cliente o consumidor. El servicio incluye rotura y reposición de pavimento, excavaciones y rellenos.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de reconexiones al año, por tanto, el cobro del servicio se realizará en \$/evento.

5. Instalación de empalme

Corresponde a los trabajos de instalación de empalme de propiedad del cliente. Se deben considerar los valores correspondientes a materiales y montaje, la obra se ejecuta a solicitud del cliente. Este servicio incluye todos aquellos costos de materiales, mano de obra, rotura y reposición de pavimento, excavaciones y rellenos y otros, además de la atención comercial para el procesamiento de la solicitud del cliente.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de instalaciones al año, por tanto, el cobro del servicio se realizará en \$/empalme.

Para este servicio se han determinado subtipos, de acuerdo con las siguientes particularidades:

- Tipo de red a la que se conectan
- Capacidad en m³/h
- Cantidad de pisos (para empalmes a edificios)
- Cantidad de departamentos por piso (para empalmes a edificios)

Específicamente:

Nivel de Red	Subtipo	Flujo (m ³ /h)	Número de Pisos	Deptos. por Piso
Primaria	1.1/1.2/1.3/1.4	6 - 140	N/A	N/A
	1.5	400	N/A	N/A
	1.6	700	N/A	N/A
	1.7	1.100	N/A	N/A
	1.8/1.9	3.000 – 5.600	N/A	N/A
	1.10	10.000	N/A	N/A
	1.11	23.000	N/A	N/A
Secundaria	2.1	6	N/A	N/A
	2.2/2.3/2.4	42 - 140	N/A	N/A
	2.5	400	N/A	N/A
	2.6	700	N/A	N/A
	2.7	1.100	N/A	N/A
	2.8/2.9	3.000 – 5.600	N/A	N/A
	2.10	10.000	N/A	N/A
Terciaria	3.1	6	N/A	N/A
	3.2/ 3.3/ 3.4/ 3.5/ 3.6/ 3.7/ 3.8	10 - 140	N/A	N/A
	3.9	180	hasta 5	hasta 5

Nivel de Red	Subtipo	Flujo (m3/h)	Número de Pisos	Deptos. por Piso
	3.10			6 a 7
	3.11			8
	3.12			9 a 10
	3.13			11 a 16
	3.14			hasta 5
	3.15			6 a 7
	3.16			8
	3.17			9 a 10
	3.18			11 a 16
	3.19			400
	3.20	700	N/A	N/A
	3.21	1.100	N/A	N/A
	3.22	1.270	hasta 5	hasta 5
	3.23			6 a 7
	3.24			8
	3.25			9 a 10
	3.26			11 a 16
	3.27		hasta 5	
	3.28		6 a 7	
	3.29		8	
3.30	9 a 10			
3.31	11 a 16			
3.32	10.000	N/A	N/A	

Nota: Las capacidades indicadas en m3/h corresponden al límite superior del subtipo.

6. Traslado o retiro de empalme

- a) Traslado de empalme: Corresponde a los trabajos de traslado de empalme de propiedad del cliente.
- b) Retiro de empalme: Corresponde a los trabajos de retiro definitivo del empalme de propiedad del cliente.

Se consideran los valores correspondientes a materiales y montaje para inhabilitar el empalme que se da de baja y de preparación de instalación de nuevo empalme, en caso de traslado. Esta obra se ejecuta a solicitud del cliente. Estos servicios sí incluyen la atención comercial, es decir, el procesamiento de la solicitud del cliente.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de traslados al año, por tanto, el cobro se realizará en \$/evento.

7. Retiro temporal y reinstalación del medidor

Corresponde al retiro temporal y reinstalación del medidor a solicitud del cliente o el consumidor con autorización del cliente. Este servicio incluye la atención comercial, particularmente el procesamiento de la solicitud del cliente o consumidor. No incluye verificación del medidor, provisión del mismo, ni otros materiales que no sean sellos u otros imprescindibles para la prestación del servicio.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de retiros al año, por tanto, el cobro del servicio se realizará en \$/evento.

8. Presupuesto para retiro o traslado de empalme

Corresponde a una visita técnica y la elaboración de un presupuesto para retiro o traslado de empalme de propiedad del cliente, según corresponda, a solicitud del cliente. Este servicio incluye el envío por medio electrónico de dicho presupuesto, y no su envío físico en formato impreso. También, incluye la atención comercial (procesamiento de la solicitud del cliente).

Su unidad de cuantificación es la cantidad de presupuestos al año y el cobro se realizará en \$/evento.

9. Presupuesto para traslado de medidor

Corresponde a una visita técnica y la elaboración de un presupuesto para el traslado del medidor por modificación del empalme, a solicitud del cliente. Este servicio incluye el envío por medio electrónico de dicho presupuesto, y no su envío físico en formato impreso. También incluye la atención comercial (procesamiento de la solicitud del cliente).

10. Verificación simple de medidor

Corresponde a la revisión del medidor, a solicitud del cliente o consumidor, para verificar el correcto funcionamiento del equipo. Si el medidor tiene un desperfecto, el servicio no tiene cobro para el cliente o consumidor. Este servicio incluye la atención comercial (procesamiento de la solicitud del cliente). No incluye la reparación ni provisión de un nuevo medidor, ni ningún material salvo los estrictamente necesarios para la prestación del servicio.

11. Verificación de medidor con medidor referencial

Es la revisión del medidor, a solicitud del cliente o consumidor, para verificar el correcto funcionamiento del equipo. Consiste en la conexión en serie de medidor referencial con un quemador en un extremo. Se compara la lectura del medidor referencial con la lectura del medidor del cliente así como el porcentaje de diferencia que corresponde al error del medidor. Si el medidor tiene un desperfecto, el servicio no tiene cobro para el cliente o consumidor.

Este servicio incluye la atención comercial (procesamiento de la solicitud del cliente). No incluye la reparación ni provisión de un nuevo medidor, ni ningún material salvo los estrictamente necesarios para la prestación del servicio.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de verificaciones con medidor referencial al año. El cobro se realizará en \$/evento.

12. Envío de factura o boleta a otra dirección o ciudad

Es la remisión, a solicitud del cliente o consumidor, de la factura o boleta a otra dirección distinta a la registrada. También se aplica al envío de copia de la factura legalizada a la dirección ya registrada.

Este servicio incluye el envío de boleta o factura a destino nacional mediante un servicio postal público o privado. El servicio no incluye envío por medio electrónico.

13. Cambios de datos personales

Es la modificación, a solicitud del cliente o consumidor, cuando éste sea quien haya solicitado el servicio de gas, de sus datos personales registrados.

Este servicio incluye exclusivamente los costos asociados a la actualización manual de los registros en sistemas. Este servicio lo puede realizar sin costo el cliente o consumidor actualizando permanentemente sus datos a través de la interfaz web o en módulos de autoatención. La empresa deberá mantener alguna de estas alternativas a disposición del público.

14. Emisión duplicado de boleta

Es la emisión de duplicado de boleta, sea en copia física o por medio electrónico, a solicitud del cliente o consumidor. El cliente o consumidor puede obtener un duplicado en forma electrónica, ya sea a través de la interfaz web o en módulos de autoatención sin costo. La empresa deberá mantener alguna de estas alternativas a disposición del público.

15. Prueba de Hermeticidad en red interior

Corresponde a una prueba neumática que se realiza desde el medidor para corroborar el adecuado funcionamiento de las instalaciones interiores, a solicitud del cliente o del consumidor.

Este servicio incluye la atención comercial (procesamiento de la solicitud del cliente). No incluye la reparación de la instalación interior ni otros materiales que no sean los estrictamente necesarios para la provisión del servicio.

Su unidad de cuantificación es la cantidad de pruebas realizadas al año. El cobro se realizará en \$/evento.

ARTÍCULO SEGUNDO: Notifíquese la presente resolución a los participantes inscritos en el Registro de Participación Ciudadana del segundo proceso de fijación de tarifas del servicio de gas y servicios afines aplicable a la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena y, a la empresa concesionaria sujeta a fijación de tarifas Empresas Gasco S.A., Unidad de Negocios Gasco Magallanes, mediante correo electrónico.

ARTÍCULO TERCERO: De conformidad a lo dispuesto en el artículo 40-P de la Ley de Servicios de Gas, comuníquese la presente resolución, y sus antecedentes, al Ministerio de Energía.

Anótese, archívese y publíquese en el sitio web de la CNE.

SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

AOM/MFH/MOC/PRS/CRA/JJB/DPM/GSV

DISTRIBUCIÓN:

1. Participantes del Registro de Participación Ciudadana
2. Empresas Gasco S.A., Unidad de Negocios Gasco Magallanes
3. Ministerio de Energía
4. Departamento Jurídico CNE
5. Departamento Hidrocarburos CNE
6. Departamento Regulación Económica CNE
7. Of. de Partes CNE