

ESTUDIO TÉCNICO-FINANCIERO Y DISEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE
GAS LP POR RED PARA LOS CORREGIMIENTOS DE COSTILLA Y SAN BERNARDO
EN EL MUNICIPIO DE PELAYA-CESAR

CARLOS ANDRES GONZÁLEZ GÚZMAN

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Director

GERMÁN GONZÁLEZ SILVA

Doctor en Ingeniería Química

Codirector

LUIS ENRIQUE PRADILLA VARGAS

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico - Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Dedico este trabajo a Dios, a mi hermosa e incondicional esposa Andrea, a mi hijo Joseph y a mi segunda madre Eugenia. Dedico este trabajo a mi bella alma mater UIS, a mi escuela y a la bella profesión de ingeniero de petróleos que me abre sus brazos y oportunidades.

Agradecimientos

Agradezco a Dios antes que todo. Luego quiero agradecerle por el amor, el apoyo, la motivación, la fuerza, la confianza, los abrazos y palabras siempre reconfortantes y precisas de mi esposa y compañera de vida Andrea Carolina, sin ti llegar a esta meta hubiese sido imposible, ¡Lo logramos!

Gracias a mi director, amigo y profesor Germán González por siempre creer en este trabajo, por su guía, cariño, persistencia, paciencia y excelente disposición durante años para conmigo. Gracias a mi codirector y gran amigo Luis Enrique Pradilla por su enorme apoyo, tiempo y brindarme sus valiosos conocimientos que me ayudaron a construir este libro.

Agradezco a mi hijo Joseph David por su paciencia, su amor y creer siempre en mí. Gracias a mi segunda mamá Eugenia por su cariño, sus palabras alentadoras y su apoyo constante para terminar mi carrera.

Gracias a mis padres Eduardo y Janeth por darme la vida, su amor y las herramientas necesarias para ayudarme a moldear los sueños que me llevaron a este momento. Gracias a mis hermanos Laura y Edwar.

Gracias a mi amada Universidad Industrial de Santander por darme la oportunidad de recibirme y convertirme en su egresado. Gracias a la Escuela de Petróleos y todos los grandes profesores que tuve la fortuna y el privilegio de conocer y aprender de ellos con amor y pasión por la profesión a lo largo de varios y provechosos años.

Por último, gracias a todos los amigos y personas que contribuyeron a que pudiera adquirir los saberes y experiencias suficientes para trabajar en el tema de este libro, uno de los campos que más me gusta, el gas combustible.

Tabla de Contenido

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
2. OBJETIVOS	18
2.1 Objetivo General	18
2.2 Objetivos Específicos.....	18
3. ESTRUCTURA DEL TRABAJO DE GRADO	19
3.1 Estado del arte.....	19
3.2 Conceptos generales.....	19
3.2.1 Descripción general de la zona de interés del proyecto	19
3.2.2 Consecuencias del uso de CIAC en Colombia	20
3.2.3 Evaluación de riesgos del uso de GLP en cilindros en la zona de influencia	22
3.3 Materiales y métodos	23
4. ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO DEL PROYECTO	24
4.1 Oferta y demanda de gases combustibles en Colombia.....	25
4.1.1 Oferta de gas natural en Colombia.....	25
4.1.2 Oferta de GLP en Colombia	29
4.1.3 Demanda de gas natural en Colombia	32
4.1.4 Demanda de GLP en Colombia	33
4.2 Determinación del tipo de mercado relevante del proyecto.....	35
4.3 Proyección de demanda del proyecto	37
4.3.1 Demanda actual del proyecto.....	38
4.3.2 Proyección de demanda del proyecto a 20 años	43

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS LP POR RED.....	5
4.4 Tipos de gas y métodos de comercialización disponibles	46
4.4.1 Gas natural por red proveniente del gasoducto Ballenas - Barrancabermeja	46
4.4.2 GLP por red por medio de tanques estacionarios	47
4.5 Selección del tipo de gas y método de distribución para el proyecto	48
5. DISEÑO DE LAS REDES DE GAS DEL PROYECTO	49
5.1 Diseño de las líneas secundarias y líneas de acometida	49
5.1.1 Normatividad aplicable	50
5.1.2 Consideraciones especiales de diseño y construcción	50
5.1.3 Ecuaciones para el flujo de gas en tuberías	56
5.1.4 Fórmula de Mueller.....	61
5.1.5 Información de entrada para el diseño	61
5.1.6 Trazado y dimensionamiento de las redes externas de Costilla.....	65
5.1.7 Trazado y dimensionamiento de las redes externas de San Bernardo	79
5.2 Diseño de líneas individuales.....	86
5.2.1 Normatividad aplicable	87
5.2.2 Consideraciones especiales de diseño y construcción	87
5.2.3 Fórmula de Renouard Lineal	88
5.2.4 Información de entrada para el diseño	89
5.2.5 Dimensionamiento de una red individual estándar para el proyecto	89
5.3 Dimensionamiento de tanques estacionarios de GLP	92
5.3.1 Demanda máxima horaria	92
5.3.2 Vaporización natural del GLP en tanque	93
5.3.3 Nivel máximo de llenado del tanque	95

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS LP POR RED.....	6
5.3.4 Consumo promedio diario.....	96
5.3.5 Tiempo de recarga y número de tanques estacionarios	96
5.3.6 Ubicación de tanques estacionarios	97
6. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO	99
6.1 Análisis de precios unitarios APU del proyecto	100
6.1.1 APU de las líneas secundarias del proyecto	100
6.1.2 APU de las estaciones de almacenamiento de GLP.....	100
6.1.3 APU de una línea individual residencial estándar para el proyecto.....	103
6.1.4 APU de una línea de acometida y centro de medición residencial	103
6.1.5 Gastos de administración, operación y mantenimiento del proyecto	106
6.2 Viabilidad de la construcción del proyecto.....	107
6.3 Matriz de cofinanciación del proyecto.....	108
6.4 Análisis de precios del GLP, estudio de tarifa y comparativo energético del proyecto	109
6.4.1 Precio nacional regulado del GLP en Colombia.....	109
6.4.2 Precio nacional regulado del GLP en Colombia.....	110
6.4.3 Análisis tarifario.....	111
6.4.4 Comparativo energético	112
7. CONCLUSIONES	114
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	115

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Proyección de producción anual promedio de gas natural en Colombia</i>	27
Tabla 2 <i>Potencial de producción de gas natural por campos</i>	28
Tabla 3 <i>Oferta de GLP en Colombia</i>	30
Tabla 4 <i>Demanda de gas natural por sectores en Colombia</i>	32
Tabla 5 <i>Demanda de GLP en Colombia</i>	35
Tabla 6 <i>Usuarios actualmente potenciales del proyecto</i>	40
Tabla 7 <i>Consumo promedio de gas natural por usuario de Gasnacer S.A. E.S.P.</i>	41
Tabla 8 <i>Potencia promedio asignada para usuarios de Costilla y San Bernardo.</i>	42
Tabla 9 <i>Potencia total actual de Costilla y San Bernardo.</i>	42
Tabla 10 <i>Proyección de demanda residencial a 20 años de Costilla y San Bernardo.</i>	44
Tabla 11 <i>Proyección de demanda comercial a 20 años de Costilla y San Bernardo.</i>	45
Tabla 12 <i>Costos de infraestructura gas natural proveniente de gasoducto</i>	47
Tabla 13 <i>Costos de infraestructura de GLP proveniente de tanques estacionarios.</i>	48
Tabla 14 <i>Determinación del factor de transmisibilidad según tipo de fluido.</i>	58
Tabla 15 <i>Propiedades del GLP</i>	62
Tabla 16 <i>Caudal de GLP de las redes troncales del proyecto</i>	64
Tabla 17 <i>Tabla de pérdidas de presión de la red troncal de Costilla</i>	74
Tabla 18 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 01 de Costilla</i>	75
Tabla 19 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 02 de Costilla</i>	75
Tabla 20 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 03 de Costilla</i>	75

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS LP POR RED.....	8
Tabla 21 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 04 de Costilla.....</i>	76
Tabla 22 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 05 de Costilla.....</i>	76
Tabla 23 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 06 de Costilla.....</i>	76
Tabla 24 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 07 de Costilla.....</i>	77
Tabla 25 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 08 de Costilla.....</i>	77
Tabla 26 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 09 de Costilla.....</i>	77
Tabla 27 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 10 de Costilla.....</i>	78
Tabla 28 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 11 de Costilla.....</i>	78
Tabla 29 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 12 de Costilla.....</i>	78
Tabla 30 <i>Tabla de pérdidas de presión de la red troncal de San Bernardo.....</i>	84
Tabla 31 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 01 de San Bernardo</i>	84
Tabla 32 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 02 de San Bernardo</i>	84
Tabla 33 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 03 de San Bernardo</i>	85
Tabla 34 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 04 de San Bernardo</i>	85
Tabla 35 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 05 de San Bernardo</i>	86
Tabla 36 <i>Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 06 de San Bernardo</i>	86
Tabla 37 <i>Tabla de pérdidas de presión de la línea individual estándar del proyecto.....</i>	90
Tabla 38 <i>Capacidad de tanques estacionarios</i>	94
Tabla 39 <i>Nivel máximo de llenado de tanques estacionarios.....</i>	95
Tabla 40 <i>APU construcción de las líneas secundarias de Costilla</i>	101
Tabla 41 <i>APU construcción de las líneas secundarias de San Bernardo.....</i>	102
Tabla 42 <i>APU construcción de las dos estaciones de almacenamiento de GLP del proyecto ..</i>	103
Tabla 43 <i>APU construcción de una línea individual residencial estándar para el proyecto</i>	104

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS LP POR RED.....9

Tabla 44	<i>APU construcción de una línea de acometida y centro de medición residencial.....</i>	105
Tabla 45	<i>GAOM del proyecto</i>	106
Tabla 46	<i>Flujo de caja total del proyecto</i>	107
Tabla 47	<i>Unidades constructivas aplicables al proyecto y reconocidas en la Resolución 202 de 2013 CREG en valor presente neto a diciembre de 2013.....</i>	108
Tabla 48	<i>Matriz de cofinanciación del proyecto</i>	109
Tabla 49	<i>Determinación de cargo fijo y cargo variable.....</i>	111
Tabla 50	<i>Determinación de costo de tarifa del m³ de GLP para Costilla y San Bernardo.....</i>	112
Tabla 51	<i>Comparativo económico GLP por red vs GLP en cilindros.....</i>	113
Tabla 52	<i>Comparativo energético GLP por red vs GLP en cilindros</i>	113

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Ubicación geográfica de Pelaya</i>	20
Figura 2 <i>Reservas probadas de gas natural en Colombia</i>	26
Figura 3 <i>Proyección de producción anual promedio de gas natural en Colombia</i>	28
Figura 4 <i>Potencial de producción de gas natural por campos</i>	29
Figura 5 <i>Oferta de GLP en Colombia</i>	31
Figura 6 <i>Demanda de gas natural por sectores en Colombia</i>	33
Figura 7 <i>Demanda de GLP en Colombia</i>	34
Figura 8 <i>Localización de Costilla y San Bernardo y el gasoducto Ballena - Barrancabermeja</i> . 36	
Figura 9 <i>Tubería y accesorios de Polietileno para gas</i>	53
Figura 10 <i>Detalle de tubería enterrada de Polietileno</i>	54
Figura 11 <i>Unión a socket de Polietileno para gas</i>	54
Figura 12 <i>Unión a tope de Polietileno para gas</i>	55
Figura 13 <i>Electrofusión de Polietileno para gas</i>	56
Figura 14 <i>Trazado general de las redes externas de Costilla</i>	66
Figura 15 <i>Plano en perspectiva isométrica de la red troncal de Costilla</i>	67
Figura 16 <i>Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 01 de Costilla</i>	68
Figura 17 <i>Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 02 de Costilla</i>	69
Figura 18 <i>Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 03 de Costilla</i>	69
Figura 19 <i>Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 04 de Costilla</i>	70
Figura 20 <i>Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 05 de Costilla</i>	70

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS LP POR RED.....	11
Figura 21 <i>Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 06 de Costilla.....</i>	71
Figura 22 <i>Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 07 de Costilla.....</i>	71
Figura 23 <i>Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 08 de Costilla.....</i>	72
Figura 24 <i>Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 09 de Costilla.....</i>	72
Figura 25 <i>Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 10 de Costilla.....</i>	73
Figura 26 <i>Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 11 de Costilla.....</i>	73
Figura 27 <i>Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 12 de Costilla.....</i>	74
Figura 28 <i>Trazado general de las redes externas de San Bernardo</i>	79
Figura 29 <i>Plano perspectiva isométrica de la red troncal de San Bernardo</i>	80
Figura 30 <i>Plano perspectiva isométrica del anillo de distribución 01 de San Bernardo</i>	81
Figura 31 <i>Plano perspectiva isométrica del anillo de distribución 02 de San Bernardo.....</i>	81
Figura 32 <i>Plano perspectiva isométrica del anillo de distribución 03 de San Bernardo.....</i>	82
Figura 33 <i>Plano perspectiva isométrica del anillo de distribución 04 de San Bernardo.....</i>	82
Figura 34 <i>Plano perspectiva isométrica del anillo de distribución 05 de San Bernardo.....</i>	83
Figura 35 <i>Plano perspectiva isométrica del anillo de distribución 06 de San Bernardo.....</i>	83
Figura 36 <i>Plano perspectiva isométrica de la línea individual residencial estándar del proyecto</i>	90
Figura 37 <i>Detalle constructivo de centro de medición individual medidor G-1.6</i>	91
Figura 38 <i>Detalle constructivo de centro de medición colectivo medidor G-1.6</i>	91
Figura 39 <i>Esquema y componentes principales de un tanque estacionario de GLP</i>	92
Figura 40 <i>Distribución en planta de 3 tanques estacionarios de GLP de 2.000 galones.....</i>	98

Resumen

Título: Estudio técnico-financiero y diseño del sistema de distribución de GLP por red para los corregimientos de Costilla y San Bernardo en el municipio de Pelaya-Cesar.

Autor: Carlos Andrés González Guzmán

Palabras Clave: Tanque estacionario, redes de distribución, gas licuado del petróleo, estudio tarifario, comparativo energético.

Descripción: Este trabajo realizó un estudio técnico, financiero y diseño de un sistema de distribución de gas LP por redes para los corregimientos de Costilla y San Bernardo en el municipio de Pelaya, Cesar. Con base en mejorar la calidad de vida de las personas, disminuir los daños a la salud y el medio ambiente que trae consigo la quema constante de CIAC y mitigar los riesgos de seguridad que se desprenden de la incorrecta manipulación y uso de cilindros de gas, se elaboró un proyecto para suministrar gas combustible por redes a 1.234 viviendas ocupadas o 4.402 habitantes en ambos centros poblados, con proyección de atención de demanda a 20 años. El estudio técnico centró la atención en definir el tipo de gas más conveniente para la región y la forma de comercialización con mejor costo eficiencia para el nuevo mercado relevante especial a atender dentro de las opciones ofrecidas en el mercado. El resultado dedujo que distribuir GLP almacenado en un tanque estacionario por corregimiento era la mejor opción. Se utilizó AutoCAD y Excel en el trazado y dimensionamiento de las líneas secundarias, acometidas, tanques estacionarios y redes individuales de gas, las primeras dos se calcularon mediante la fórmula de Mueller, los tanques según el método propuesto por Carmona y las redes a baja presión mediante la fórmula de Renouard lineal. El diseño permitió recoger información de entrada como cantidades de materiales, tuberías y cuantificación de trabajos de mano de obra civil para elaborar la evaluación financiera de la propuesta, a través del flujo de caja del proyecto, el estudio tarifario y energético de la propuesta y el comparativo energético. Por último, aprovechando los incentivos a este tipo de iniciativas para cumplir los objetivos del Plan de sustitución de leña del gobierno nacional, el proyecto desarrollado sirvió como base para la presentación al banco de proyectos de la UPME, con la finalidad de conseguir la cofinanciación del estado, vía recursos del Sistema General de Regalías.

Abstract

Title: Technical-financial study and design of the LPG distribution system by network for the municipalities of Costilla and San Bernardo in the municipality of Pelaya-Cesar.

Author(s): Carlos Andrés González Guzmán.

Key Words: Stationary tank, distribution networks, liquefied petroleum gas, tariff study, comparative energy.

Description: This work carried out a technical, financial and design study of a LP gas distribution system by networks for the municipalities of Costilla and San Bernardo in the municipality of Pelaya, Cesar. With a view to improving people ' s quality of life, reducing the damage to health and the environment caused by the constant burning of CIAC and mitigating the safety risks arising from the improper handling and use of gas cylinders, a project was drawn up to supply fuel gas through networks to 1,234 occupied dwellings or 4,402 inhabitants in both population centres, with a projection of meeting demand over 20 years. The technical study focused on defining the most suitable type of gas for the region and the most cost-efficient way of marketing for the new special relevant market to be served within the options offered in the market. The result concluded that distributing LPG stored in a stationary tank by correction was the best option. AutoCAD and Excel were used in the drawing and dimensioning of the secondary lines, connected lines, stationary tanks and individual gas networks, the first two were calculated using the Mueller formula, the tanks according to the method proposed by Carmona and the low pressure networks according to the linear Renouard formula. The design allowed the collection of input information such as quantities of materials, pipelines and the quantification of civil labor to prepare the financial evaluation of the proposal, through the project cash flow, the tariff and energy study of the proposal and the energy comparison. Finally, taking advantage of the incentives for this type of initiative to meet the objectives of the National Government's Fuelwood Replacement Plan, the project developed served as the basis for the submission of UPME projects to the bank, with the aim of obtaining co-financing from the State, through resources from the General Royalties System.

INTRODUCCIÓN

Antes de la masificación del uso de gas natural en Colombia, el uso de combustibles sólidos como la madera y el carbón o combustibles líquidos como el cocinol y la gasolina, representaban la mejor alternativa de generación de energía en forma de calor necesaria para la cocción de alimentos y la transformación de materias primas desde el campo hasta las grandes ciudades de Colombia. Estos combustibles, liberaban al quemarse, material particulado y gases de combustión incompleta que confinados en espacios pequeños como una cocina e inhalados por lapsos de tiempo prologados y de manera regular, generaban problemas de salud y respiratorios mayoritariamente mortales para las personas que los aprovechaban. Además, las estufas de gasolina y cocinol y las estufas de leña, eran construidas de manera artesanal, ausentes de medidas de seguridad necesarias para evitar accidentes ni de calidad para emitir gases producto de combustión menos nocivos al medio ambiente (UPME, 2019).

Al día de hoy y producto del esfuerzo de muchos actores por incentivar el uso del gas natural y el GLP a lo largo y ancho del país, los proyectos de expansión y uso extensivo de gases combustibles más amigables con el medio ambiente y la salud de los usuarios, han tomado gran importancia en el país, no solo por mejorar la calidad de vida y del aire, sino por construir alrededor de los usuarios, todo un proyecto de control y monitoreo periódico de las instalaciones de gas, que mantiene el uso seguro del gas por parte de los usuarios y mitiga posibles accidentes (MME, 2024).

Los combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes (CIAC), son aquellos materiales utilizados como fuente de energía para cocción de alimentos en hogares y causan efectos negativos sobre el medio ambiente y la salud de las personas más vulnerables (mujeres, niños y

adultos mayores). Estos combustibles no deseados son la leña, maderas, carbón mineral, carbón de leña, petróleo, gasolina, kerosene, alcohol y materiales de desecho (UPME, 2022).

La necesidad del cambio del uso de los CIAC, parte de la evaluación del contexto actual del territorio, donde se identifica la necesidad urgente de abordar deficiencias en servicios básicos. Desde la perspectiva médica, la disponibilidad de gas para la cocción es crucial para mantener una mejor salud pública. La falta de este recurso podría agravar problemas respiratorios, cardiovasculares y en general de salud relacionados con la contaminación del aire. La no implementación del proyecto tendría efectos adversos a largo plazo en la calidad de vida de la comunidad. Por el contrario, la introducción del servicio público de gas por redes proporcionaría una alternativa más limpia y eficiente, mejorando tanto la salud como el medio ambiente en el área de impacto del proyecto.

Con base en lo anterior, en este trabajo de grado, se realizó el estudio financiero del proyecto con los requisitos mínimos vía banco de proyectos de la UPME, para aplicar a la cofinanciación estatal para suministrar GLP por red y su diseño de líneas de distribución para los corregimientos de Costilla y San Bernardo del municipio de Pelaya a través del Sistema General de Regalías. Para el 2023, los corregimientos de Costilla y San Bernardo contaron con 594 y 640 usuarios de gas potenciales respectivamente (DANE, 2018).

Los proyectos de masificación de gas en Colombia generalmente arrojan costos tarifarios muy elevados para el usuario si se calculan en su totalidad con financiación privada y en especial en zonas rurales dispersas, por esa razón, no son proyectos atractivos sin el apoyo de la inversión estatal. Este tipo de proyectos impacta de forma positiva la calidad de vida de los colombianos, porque va dirigido, según la Resolución 90032 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía a municipios, en especial al sector rural donde exista el mayor índice de necesidades básicas

insatisfechas como en el caso de los corregimientos de Costilla y San Bernardo del Municipio de Pelaya (MME, 2014).

El Sistema General de Regalías tiene destinados recursos para cofinanciar proyectos que contribuyen a la estrategia de masificación y cobertura de gas en Colombia, que a corte del cuarto trimestre de 2023 había llegado a 11.472.983 usuarios en total solo en gas natural (MME, 2024). Sin embargo, no es probable que en el corto y mediano plazo Costilla y San Bernardo se sumen a las cifras de beneficiarios del servicio de gas natural a pesar que se encuentren dentro de la zona de influencia del gasoducto Ballena – Barrancabermeja por el elevado costo en comparación al pequeño tamaño del mercado relevante, así como su ausencia de los planes de expansión de Gasnacer S.A. E.S.P. para los años siguientes (CREG, 2024). La cantidad estimada de usuarios que se beneficiarán del proyecto son 4.202 aproximadamente (DANE, 2018).

Los proyectos de masificación de gas en Colombia generalmente arrojan costos tarifarios muy elevados para el usuario si se calculan en su totalidad con financiación privada y en especial en zonas rurales dispersas, por esa razón, no son proyectos atractivos sin el apoyo de la inversión estatal. Este tipo de proyectos impacta de forma positiva la calidad de vida de los colombianos, porque va dirigido, según la Resolución 90032 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía a municipios, en especial al sector rural donde exista el mayor índice de necesidades básicas insatisfechas como en el caso de los corregimientos de Costilla y San Bernardo del Municipio de Pelaya (MME, 2014).

El Sistema General de Regalías tiene destinados recursos para cofinanciar proyectos que contribuyen a la estrategia de masificación y cobertura de gas en Colombia, que a corte del cuarto trimestre de 2023 había llegado a 11.472.983 usuarios en total solo en gas natural (MME, 2024). Sin embargo, no es probable que en el corto y mediano plazo Costilla y San Bernardo se sumen a

las cifras de beneficiarios del servicio de gas natural a pesar que se encuentren dentro de la zona de influencia del gasoducto Ballena – Barrancabermeja por el elevado costo en comparación al pequeño tamaño del mercado relevante, así como su ausencia de los planes de expansión de Gasnacer S.A. E.S.P. para los años siguientes (CREG, 2024). La cantidad estimada de usuarios que se beneficiarán del proyecto son 4.202 aproximadamente (DANE, 2018).

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

Elaborar el estudio técnico – financiero y el diseño del sistema de distribución de gas LP por red para los corregimientos de Costilla y San Bernardo en el municipio de Pelaya, departamento del Cesar.

2.2 Objetivos Específicos

Realizar el estudio socioeconómico y de viabilidad de tipo de gas a utilizar en la red de suministro de los corregimientos de Costilla y San Bernardo en el municipio de Pelaya, Cesar.

Diseñar la red de distribución de gas, tanques estacionarios de GLP y redes internas de gas de acuerdo a las normativas vigentes.

Elaborar el análisis financiero del proyecto, el estudio tarifario y la comparación energética, de acuerdo a lo establecido por el SGR (Sistema General de Regalías).

3. ESTRUCTURA DEL TRABAJO DE GRADO

3.1 Estado del arte

El (Congreso de Colombia, 1994) expidió la Ley 142, que definió el marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Ámbito en el cual se define el gas natural y al GLP como un servicio público y se crea la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, como la entidad encargada de desarrollar el marco regulatorio y normativo para las actividades asociadas al transporte, distribución y comercialización de estos gases combustibles.

Según el (DANE, 2005), aunque la fuente de gas combustible más conocidas en las ciudades principales para la cocción de alimentos es el gas natural, a su vez no tiene el alcance y la proyección a toda la población colombiana pues quedan desprovistas del suministro los municipios pequeños y/o zonas veredales.

3.2 Conceptos generales

3.2.1 Descripción general de la zona de interés del proyecto

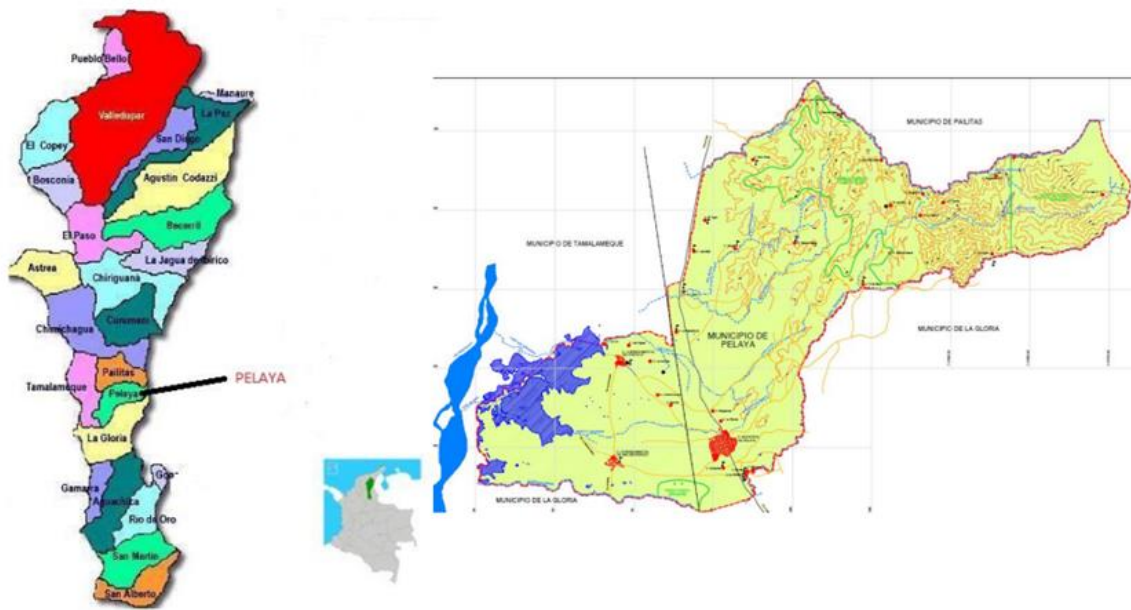
Basado en el Esquema de Ordenamiento Territorial EOT del municipio, se describe a Pelaya como un municipio ubicado en el sur del departamento del Cesar, al noroeste de Colombia. Se fundó como municipio en 1983, hasta entonces era considerado corregimiento del municipio de Tamalameque. Tiene una extensión de 372 km², la mayoría de su extensión es sabana y su clima es cálido con temperatura promedio de 31°C. Limita al norte con el municipio de Pailitas, al sur con La Gloria, al este con el departamento de Norte de Santander y al Oeste con el municipio de Tamalameque. Su cabecera municipal se encuentra a una altura promedio de 50 msnm y se encuentra a 228 km de la capital del departamento, Valledupar. Pelaya está integrado por una

cabecera, dos centros poblados y 34 veredas. Los corregimientos de Costilla y San Bernardo se conforman de 15 y 16 barrios respectivamente (Alcaldía de Pelaya, 2020).

Sin embargo, según (DANE, 2018), la cabecera municipal de Pelaya cuenta con servicio público de gas natural, pero los corregimientos de Costilla y San Bernardo no gozan de este mismo beneficio. En cambio, se usa la leña y el GLP envasado como fuentes principales de energía para cocinar en sus hogares.

Figura 1

Ubicación geográfica de Pelaya



Tomado de Plan municipal para la gestión de riesgo y desastres (p. 5), por Alcaldía Municipal de Pelaya, 2014.

3.2.2 Consecuencias del uso de CIAC en Colombia

Los combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes CIAC, son los más utilizados como fuente de energía para cocción de alimentos en hogares y causan efectos negativos

sobre el medio ambiente y la salud de las personas más vulnerables, entre mujeres, niños y adultos mayores (UPME, 2022). De Igual manera, en Colombia, de la totalidad de hogares CIAC, el 91.51% se localiza en las zonas rurales y de estos el 40.08% cocinan con CIAC y sin acceso a otros sustitutos. El más usado es la leña con el 38.01% de los hogares, 0.86% usan carbón de leña y el 0.92% usan carbón mineral. En el país, se queman anualmente 5.1 millones de toneladas de leña, que representan la emisión de 7.9 millones de toneladas de CO₂ equivalente al medio ambiente.

Según (UPME, 2022) a través del Plan de Sustitución de Leña, 1,6 millones de familias usaban fogones alimentados con combustibles contaminantes de origen sólido como leña y carbón para usos domésticos en 2017. De estos, 1,4 millones representaban familias del sector rural y 0,2 millones familias de zonas urbanas. También afirma que, el 41% de los hogares en situación de extrema pobreza (530.859) dependían de los combustibles sólidos que, en términos de salud pública, representaba la exposición a gases y material particulado de 2,1 millones de personas sin discriminar rango de edad.

A su vez, el (MinSalud, 2017) establece que Para el año 2013, el uso de combustibles sólidos como el carbón y la biomasa, causó en el país 2,89 muertes por cada 100.000 habitantes en infantes de edades inferiores a 5 años, debido a la contaminación del aire. Igualmente, para la misma población, las infecciones respiratorias bajas (bronquitis, neumonía, bronquiolitis y traqueítis) fueron una de las principales causas de mortalidad y se pudo atribuir al uso de combustibles sólidos en un 7.48%. En adultos, la exposición a las consecuencias de quemar combustibles sólidos para uso doméstico, se relacionó con un 18.3% de la aparición de Enfermedad Pulmonar Obstructiva Crónica (EPOC), un 7.9% del cáncer de pulmón diagnosticado,

un 7.48% de las infecciones respiratorias bajas (IRAB), un 7.21% de enfermedades cerebrovasculares y el 5.51% de las enfermedades coronarias.

La (OMS, 2013) dice que en países del nivel socio-económico de Colombia, la exposición de mujeres y niños a las consecuencias del uso de leña y carbón es 25 y 21 veces superior respectivamente a los niveles recomendados por esta organización para proteger la salud.

3.2.3 Evaluación de riesgos del uso de GLP en cilindros en la zona de influencia

Si bien el GLP es un buen sustituto de la leña y en general de cualquier CIAC, porque saca de la ecuación los riesgos de salud y ambientales, introduce en la misma riesgos de seguridad. El GLP embotellado llega al consumidor final a través de una cadena de distribución y comercialización desde la planta envasadora hasta el abastecimiento en puntos de venta o expendios autorizados y en ocasiones, la entrega puerta a puerta en el domicilio del usuario final a través de los camiones repartidores. En Costilla y San Bernardo la disponibilidad de cilindros de gas es escasa e intermitente, esto hace que el recurso tenga baja confiabilidad y motiva a los usuarios recurrentes del GLP a volver a usar CIAC para la cocción de sus alimentos.

Adicional a lo anterior, se ha evidenciado que los cilindros adquiridos en los puntos de expendio autorizados de la zona son transportados en su mayoría en posición horizontal encima de motocicletas y bicicletas. Esto representa problemas de seguridad, teniendo en cuenta que el gas contenido en el envase se encuentra licuado a una presión que oscila entre 120 a 145 psi y según las recomendaciones de seguridad (Consejo Colombiano de seguridad, 2020) deben ser manipulados y transportados en posición vertical y en condiciones que eviten golpes, abolladuras y abombamiento del recipiente y la válvula de presión, incluidos los empaques ubicados en ella, que pueden ser susceptibles al líquido contenido.

En cuanto al uso del cilindro de GLP, es común encontrar reguladores y materiales de conexión en mal estado, no certificados y cuya instalación no es realizada por personal idóneo, propiciando la aparición de fugas, y la mala ubicación del cilindro, dejándolo expuesto al sol o fuentes de calor cercanas.

Tras exponer lo anterior, queda demostrada la necesidad de brindarle a los habitantes de Costilla y San Bernardo una propuesta de servicio público de gas por redes que mitigue los riesgos derivados del uso de CIAC y lleve de manera segura el combustible hasta su estufa y permita realizar inspecciones recurrentes y bajo normativas vigentes a los sistemas de gas de sus hogares.

3.3 Materiales y métodos

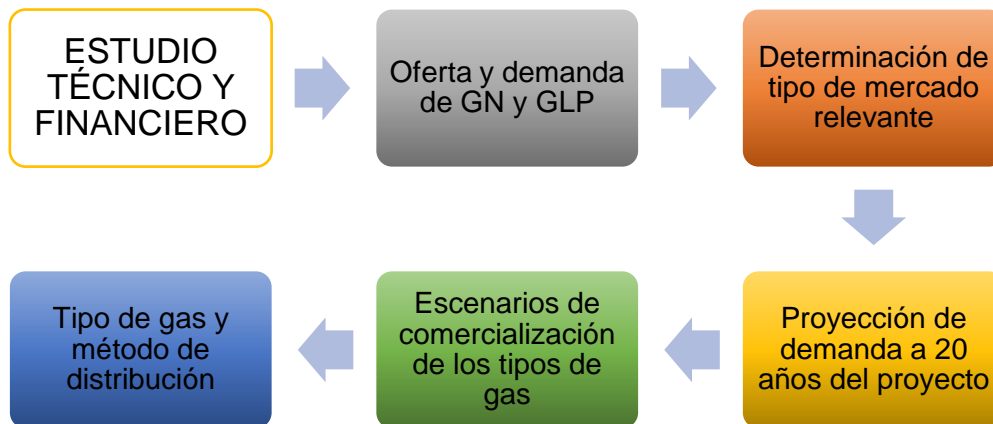
La construcción de la propuesta para abastecer de gas a través de redes a los corregimientos de Costilla y San Bernardo se enfocó en tres partes principales.

El diseño, donde a través del software de dibujo AutoCAD y Excel, se realizaron los trazados de las redes externas e internas, detalles constructivos necesarios, planos isométricos de las redes, cálculos de pérdida de presión para GN y GLP, con el objetivo de obtener información de entrada o insumos para el estudio técnico del proyecto.

El estudio técnico y financiero del proyecto, donde se evaluó la viabilidad técnica en su conjunto, desde la confiabilidad, la tecnología requerida, la logística del suministro del energético y el comparativo del estudio tarifario del GN y el GLP, dentro del contexto de la zona de interés, con la finalidad de elegir el tipo de gas y la técnica de distribución más conveniente para el proyecto.

La elaboración de la propuesta financiera en concordancia con lo solicitado por el SGR para calificar para la obtención de cofinanciación estatal del proyecto.

4. ESTUDIO TÉCNICO Y FINANCIERO DEL PROYECTO



En el estudio técnico y financiero del proyecto, se plantean los diferentes escenarios y métodos disponibles de abordar el problema planteado y se elige la mejor alternativa de solución desde el análisis técnico y económico, entorno a la normativa vigente. Para llevar el servicio público de gas combustible a los hogares de Costilla y San Bernardo, se empezó por analizar la disponibilidad y confiabilidad de los gases combustibles comercializados en Colombia, para conocer a cuáles se tiene acceso en la zona de interés y su panorama de abastecimiento en el mediano y largo plazo. Seguido de la consulta de la normativa vigente del mercado regulado del servicio público del gas, donde se conoció la viabilidad del proyecto desde el marco regulatorio de la CREG, esto define si lo que se está planteando tiene aplicación en la realidad sobre el mercado que se pretende atender. El paso siguiente es evaluar los métodos disponibles de llevar los gases combustibles desde un punto de abastecimiento mayorista, una línea primaria o una estación de GNC hasta el punto de entrada a la red secundaria de ambos centros poblados y evaluar su conveniencia, desde el punto de vista técnico y económico para el proyecto. Luego, se calculó la demanda de potencia requerida por el proyecto para determinar el volumen del mercado actual a atender y una proyección de demanda a 20 años según requerimientos de (CREG, 2013), esto se

usó como insumo para el diseño de las redes de distribución de ambos corregimientos. Por último, y después de evaluar toda la información, se seleccionó el tipo de gas a usar en el proyecto y el método de comercialización del energético para abastecer las redes externas de los centros poblados hasta los usuarios finales del proyecto.

4.1 Oferta y demanda de gases combustibles en Colombia

En esta sección se presentará de forma general el estado y las cifras históricas de consumo, así como las proyecciones oficiales de oferta de los mercados de gas natural y gas licuado del petróleo en el contexto colombiano.

4.1.1 Oferta de gas natural en Colombia

Según la (ANH, 2023), en su Informe de Recursos y Reservas 2022, Colombia contaba con reservas probadas de gas natural de 2.82 TPC, una disminución de 0.35 TPC con respecto a las reservas probadas de 2021. Así mismo, la producción comercial anual de gas natural de 2022 se cuantificó en 0.39 TPC. Lo que bajo la relación R/P, resulta en reservas de gas para 7.2 años.

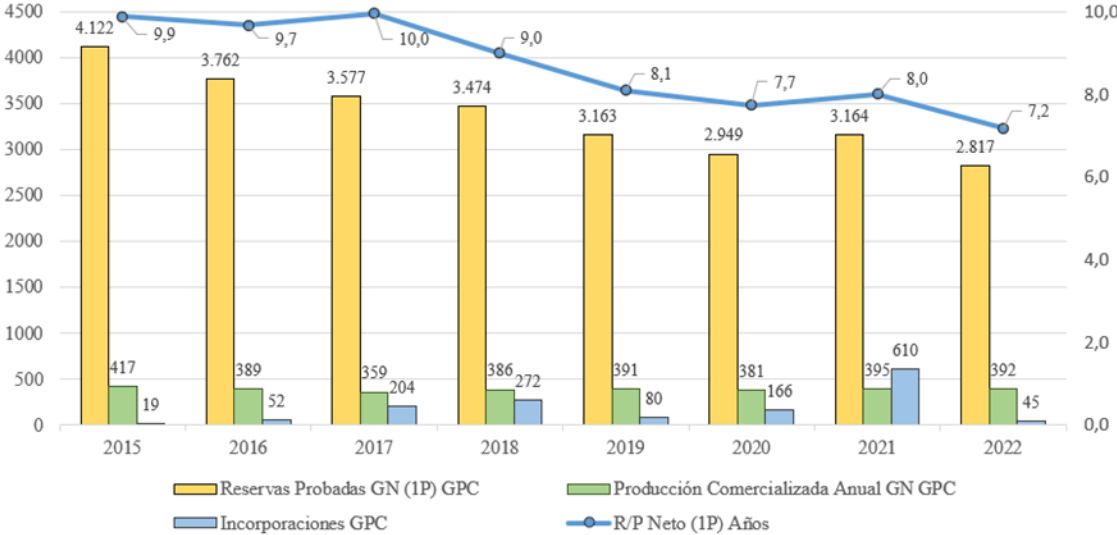
El (GMGNC, 2023) en su Informe anual del mercado de gas natural 2022, afirma que la producción promedio de gas natural en Colombia se ubicó en 1,073 GBTUD, creciendo un 4.94% respecto de 2021.

(PROMIGAS, 2023) a través del Informe del sector de gas natural en Colombia 2023, afirma que, según la ANH, 38 contratos de exploración y 1 de producción de hidrocarburos de 317 contratos vigentes a diciembre de 2022 están suspendidos. De estos, 15 debido a motivos de conflictos sociales y 24 por Planes de Ordenamiento Territorial restrictivos de las actividades petroleras en las zonas de interés y por problemas de orden público. La restricción de la actividad exploratoria afecta directamente la búsqueda de nuevos yacimientos y la adición de nuevas

reservas de gas que aseguren el autoabastecimiento del país. Sin embargo, en el periodo entre julio de 2022 y julio de 2023, se reportaron por parte de las empresas productoras Ecopetrol, Canacol, Hocol y NG Energy el hallazgo de gas natural en 10 pozos exploratorios, en su mayoría producto de contratos firmados con la ANH en la asignación de áreas de 2010 y 2012, que demuestran el esfuerzo de Colombia por seguir buscando recursos energéticos que aumenten la oferta de gas natural de Colombia. Estas adiciones de producción se verán reflejadas en la declaración de producción de la ANH para el año 2023.

Figura 2

Reservas probadas de gas natural en Colombia



Adaptado de Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos 2022-2023, por ANH, 2024.

También, según (GMGNC, 2023), a través de la Declaración de Producción de Gas Natural 2023 – 2032, revela la proyección oficial de producción futura reportada por 251 campos operados por 29 compañías y 1 comercializador importador de GNL en Colombia. En esta proyección, se observa que la declinación de producción de gas nacional reduce al ritmo de 12% hasta el 2026 y

luego del 18% en promedio hasta 2032. El informe clasifica la producción total nacional en tres partes: producción potencial de los campos, producción comprometida bajo contratos de suministro de consumo interno y, por último, la producción total disponible para la venta. En la Tabla 1 se muestra la proyección de producción de gas natural por tipo de producción declarada para los próximos 10 años.

Según la (UPME, 2020), donde explica los componentes de la proyección de producción de los campos gasíferos colombianos a través del último Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural, define la Producción Total Disponible para la Venta – PTDV, como la medida promedio diaria por mes de volúmenes de gas que un productor estará en la capacidad de tener disponible para contratar e ingresar al Sistema Nacional de Transporte bajo las condiciones de yacimiento y operativas actuales o proyectadas de su campo, después de entregar la producción comprometida en contratos de suministro interno y contratos de producción comprometida con las refinerías de Barrancabermeja o Cartagena.

Tabla 1

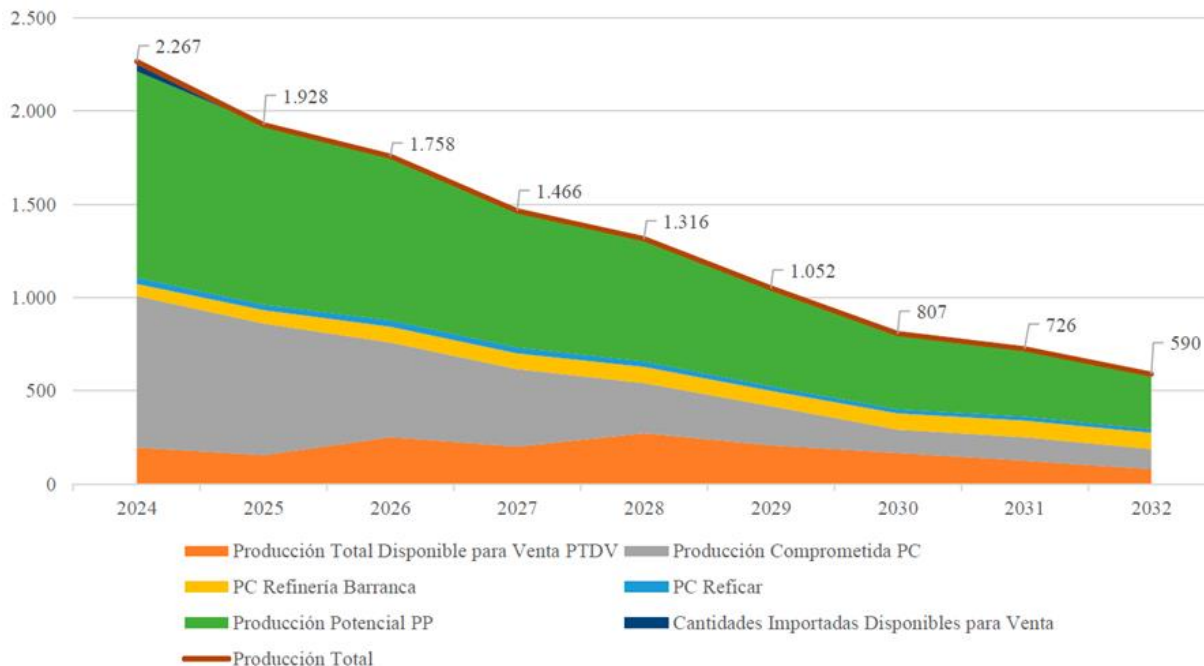
Proyección de producción anual promedio de gas natural en Colombia

Producción de gas en GBTUD	Producción Total Disponible para Venta PTDV	Producción Comprometida PC	PC Refinería Barranca	PC Reficar	Producción Potencial PP	Cantidades Importadas Disponibles para Venta	Producción Total
2024	197	813	64	34	1.109	50	2.267
2025	156	706	71	31	964	0	1.928
2026	252	507	86	34	879	0	1.758
2027	202	415	85	31	733	0	1.466
2028	273	270	87	28	658	0	1.316
2029	209	209	83	25	526	0	1.052
2030	167	126	87	23	404	0	807
2031	126	125	91	21	363	0	726
2032	80	108	88	19	295	0	590

Adaptado de Declaración de producción de gas natural 2023-2032, por BMC, 2023.

Figura 3

Proyección de producción anual promedio de gas natural en Colombia



Adaptado de Declaración de producción de gas natural 2023-2032, por BMC, 2023.

Tabla 2

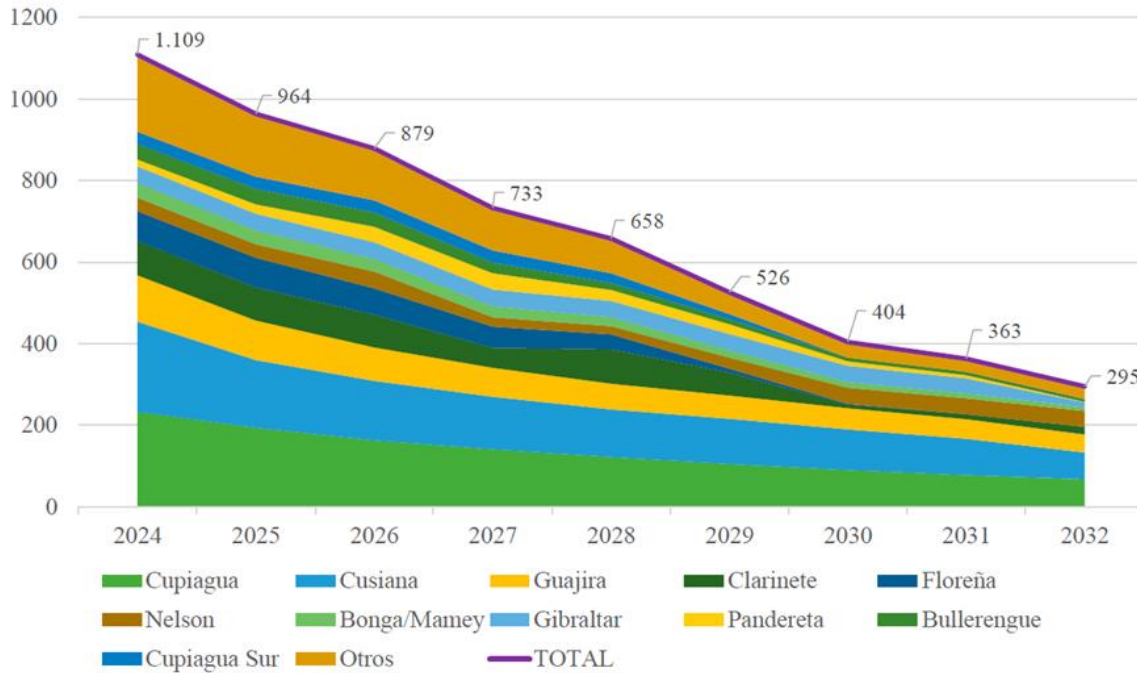
Potencial de producción de gas natural por campos

Producción por campo (GBTUD)	AÑO									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Cupiagua	233	194	163	141	122	105	90	78	67	
Cusiana	221	166	146	129	117	111	100	89	66	
Guajira	114	97	82	71	63	57	52	48	44	
Clarinete	84	81	80	49	84	56	9	12	19	
Floreña	73	73	65	52	37	10	2	0	0	
Nelson	33	33	41	23	20	27	39	39	39	
Bonga/Mamey	36	34	31	27	22	18	14	12	9	
Gibraltar	41	41	41	41	40	40	40	37	12	
Pandereta	17	23	38	40	27	24	11	8	1	
Bullerengue	38	38	35	26	17	12	9	8	7	
Cupiagua Sur	30	30	30	30	24	13	0	0	0	
Otros	188	155	128	107	83	54	38	33	31	
TOTAL	1.109	964	879	733	658	526	404	363	295	

Adaptado de Potencial de producción de gas natural por campos, por BMC, 2023.

Figura 4

Potencial de producción de gas natural por campos



Adaptado de Potencial de producción de gas natural por campos, por BMC, 2023.

4.1.2 Oferta de GLP en Colombia

Según el (MME, 2023) a través de la declaración de producción de GLP 2022–2026, la oferta de GLP en Colombia está compuesta por la oferta nacional y la oferta de importación. La primera la componen Ecopetrol, con la mayor participación y después siete empresas productoras privadas (Tygas, Frontera, Parex, PBI, Petrosantander, Turgas y Surenergy) y la segunda proviene de dos plantas de importación ubicadas en el puerto de Cartagena, una propiedad de la empresa G5, cuyas acciones pertenecen a 5 compañías (Almagas, Chilco, Inversiones del Nordeste, Montagas y Vidagas) y otra perteneciente a Plexaport. Ambos importadores son de naturaleza privada. La participación de cada actor y el escenario de oferta de GLP se presentan en la Tabla 3.

Según (GASNOVA, 2023) establece que, del total de la oferta nacional de GLP al mercado interno colombiano, el 69% proviene de condensado recuperado del procesamiento de gas natural de los campos Apiay, Capachos, Cupiagua, Cusiana y Dina, 25%, de la refinación de crudo de las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena y el restante 6% de los campos propiedad de inversión privada.

Según (GASNOVA, 2023) uno de los problemas más relevantes que ha enfrentado el sector de GLP en Colombia, es la reducción sostenida de la oferta de gas LP que ha tenido durante los últimos 16 años Ecopetrol, a través de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. Dicha producción destinada al consumo en el mercado colombiano, ha pasado de cubrir el 95% del total de la demanda en 2006 a solo el 25% en 2022. Ecopetrol decidió utilizar el GLP producido en las refinerías para autoconsumos que les resulta más rentables. En respuesta al déficit de la demanda creciente del combustible, de 2015 a 2019 Ecopetrol importó GLP, pero luego de 2019, dejó de hacerlo y la responsabilidad de importación del gas licuado pasó a manos de Plexaport y G5, hasta la actualidad. Teniendo en cuenta que, los consumidores de GLP en Colombia, en su mayoría son personas que viven y trabajan en el campo, son de bajos ingresos o pertenecen a etnias culturales, la sustitución de oferta interna por importaciones, cada vez hace que el precio del combustible sea más susceptible a la variación de los precios internacionales y eleve el precio de su fuente de energía.

Tabla 3

Oferta de GLP en Colombia

Cifras en kTon/mes	Ecopetrol	Empresas Privadas	Importación	Total Oferta	Cifras en kTon/mes	Ecopetrol	Empresas Privadas	Importación	Total Oferta
ene-23	68.598	8.011	12.467	89.077	ene-25	54.355	2.046	13.386	69.787
feb-23	56.859	7.374	12.467	76.700	feb-25	46.780	1.984	13.386	62.150
mar-23	53.299	8.000	12.467	73.766	mar-25	53.050	2.039	13.386	68.475
abr-23	51.621	7.785	12.467	71.873	abr-25	51.643	2.016	13.386	67.044
may-23	55.696	7.990	12.467	76.153	may-25	52.599	2.031	13.386	68.016
jun-23	51.570	7.775	12.467	71.812	jun-25	49.892	2.008	13.386	65.286
jul-23	53.754	2.164	12.467	68.385	jul-25	51.746	2.024	13.386	67.156
ago-23	53.440	2.159	12.467	68.065	ago-25	51.623	2.020	13.386	67.028
sep-23	47.344	2.132	12.467	61.943	sep-25	50.075	1.998	13.386	65.459
oct-23	48.605	2.149	12.467	63.221	oct-25	48.229	2.013	13.386	63.628
nov-23	49.315	2.123	12.467	63.904	nov-25	49.150	1.991	13.386	64.527
dic-23	43.125	2.140	12.467	57.731	dic-25	52.681	2.006	13.386	68.073
ene-24	41.645	2.135	13.341	57.121	ene-26	49.822	2.002	13.386	65.210
feb-24	47.002	2.088	13.341	62.431	feb-26	45.629	1.945	13.386	60.960
mar-24	61.118	2.126	13.341	76.585	mar-26	50.261	1.996	13.386	65.643
abr-24	58.851	2.101	13.341	74.293	abr-26	48.398	1.975	13.386	63.759
may-24	59.677	2.117	13.341	75.135	may-26	49.747	1.989	13.386	65.122
jun-24	56.387	2.092	13.341	71.821	jun-26	47.886	1.968	13.386	63.240
jul-24	58.137	2.109	13.341	73.587	jul-26	49.222	1.983	13.386	64.591
ago-24	57.403	2.104	13.341	72.849	ago-26	48.968	1.980	13.386	64.334
sep-24	55.179	2.080	13.341	70.601	sep-26	47.144	1.959	13.386	62.489
oct-24	56.696	2.096	13.341	72.134	oct-26	48.462	1.973	13.386	63.822
nov-24	54.806	2.072	13.341	70.220	nov-26	46.653	1.953	13.386	61.992
dic-24	57.456	2.050	13.341	72.848	dic-26	47.949	1.967	13.386	63.302

Adaptado de Informe Estadístico del GLP 2023, por GASNOVA, 2023.

Figura 5

Oferta de GLP en Colombia



Adaptado de Informe Estadístico del GLP 2023, por GASNOVA, 2023.

4.1.3 Demanda de gas natural en Colombia

Colombia no exporta gas por gasoductos ni licuado a través de puertos marítimos. Todo el gas producido se destina a consumo interno, por ende, toda la demanda de gas natural se compone de la atención a los mercados regulados y no regulados del país. Según la (GMGNC, 2024), el mercado no regulado de gas está conformado por personas naturales o jurídicas cuya demanda es mayor a 100.000 PCD a partir del 2005, y su principal diferencia con el mercado regulado es que el precio del gas puede ser libremente acordado entre comercializador y el usuario final. Para el mercado regulado, según (Congreso de Colombia, 1994), a través de la ley 142, la CREG es la entidad encargada de elaborar las fórmulas tarifarias que rigen el precio del servicio público de gas y de actualizarlas cada 5 años.

Según (PROMIGAS, 2023) a través del Informe del sector de gas natural en Colombia 2023, realiza un análisis de la distribución y comercialización de gas natural en Colombia desde 2018 a 2022. A corte de diciembre de 2022, en Colombia se consumieron 921 MPCD, 3.4% más que en 2021. Además, destaca la disminución en el consumo de gas natural durante el bienio 2020-2021, que saltó de 930 MPCD en 2019 a 895 y 891 MPCD durante 2020 y 2021 respectivamente. Este comportamiento fue causa de dos factores principalmente, la disminución de la demanda industrial y comercial durante la pandemia y la baja demanda del sector termoeléctrico por ausencia del fenómeno del niño. En la Tabla 4 se da a conocer la demanda de gas natural por sectores de consumo desde 2018 hasta 2022.

Tabla 4

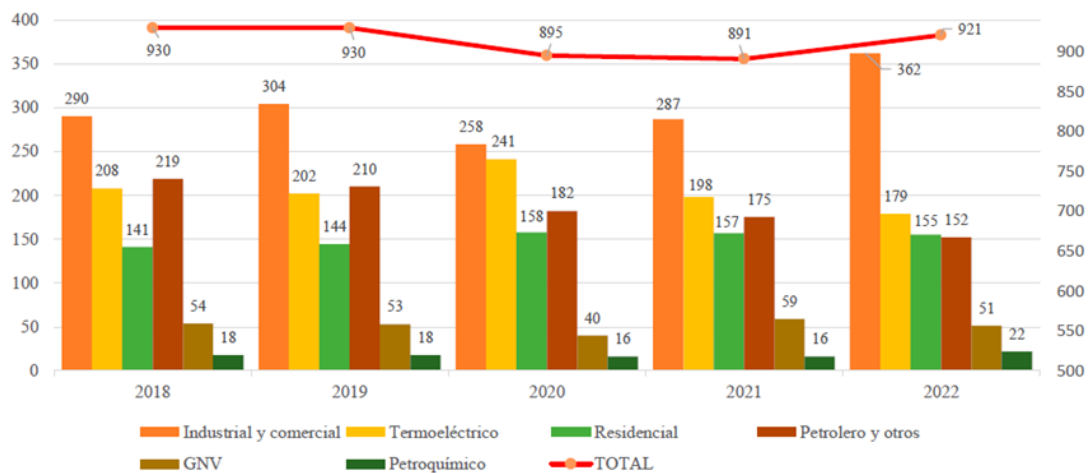
Demanda de gas natural por sectores en Colombia

Consumo por sector en MPCD	2018	2019	2020	2021	2022
Industrial y comercial	290	304	258	287	362
Termoeléctrico	208	202	241	198	179
Residencial	141	144	158	157	155
Petrolero y otros	219	210	182	175	152
GNV	54	53	40	59	51
Petroquímico	18	18	16	16	22
TOTAL	930	931	895	892	921

Adaptado de GASNOVA Informe del sector gas natural. Cifras 2022. Bogotá; 2023

Figura 6

Demanda de gas natural por sectores en Colombia



Adaptado de GASNOVA Informe del sector gas natural. Cifras 2022. Bogotá; 2023

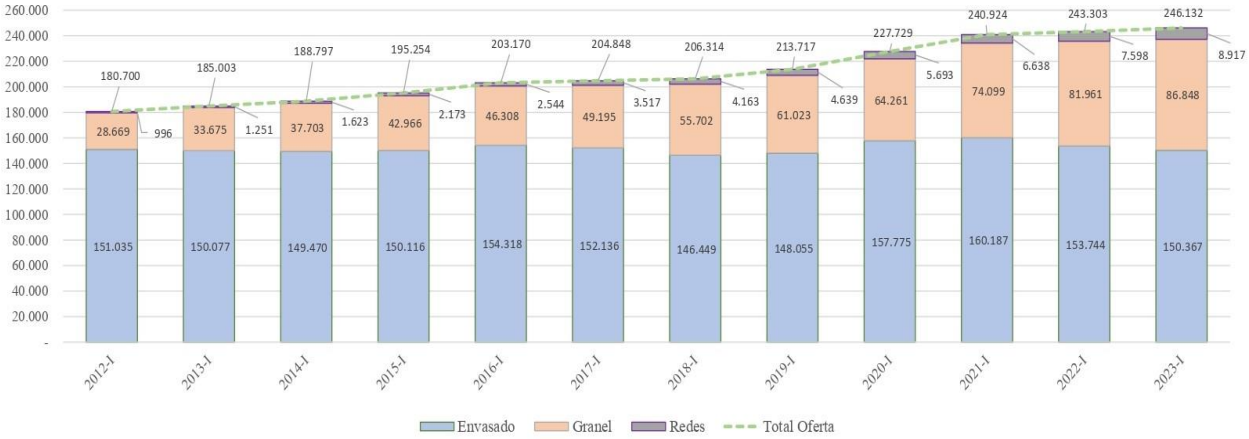
4.1.4 Demanda de GLP en Colombia

Según (GASNOVA, 2023), en su Informe anual del GLP 2022-2023, se presentan los datos históricos de consumo de gas LP en el país, destacando el crecimiento de la demanda desde 45,2 millones de toneladas por mes en promedio consumidos en 2012, hasta 61,3 millones de toneladas mensuales demandadas en 2023. También se puede observar el comportamiento en los diferentes canales de venta del combustible, donde la distribución de GLP en cilindro o envasado ha ido disminuyendo su participación en el mercado, pasando de 83.6% del total consumido en 2012 al

61.3% en 2023. Esta pérdida de demanda de cilindros ha sido sustituida por el crecimiento de la distribución de GLP a granel y por redes, que pasaron de tener una participación de 15.9% y 0.6% del mercado colombiano en 2012 a 35.1% y 3.6% respectivamente en 2023. Estos resultados se atribuyen al esfuerzo del estado en incentivar los proyectos de infraestructura de distribución por redes a través de la cofinanciación de las obras y el subsidio a la tarifa de gas a usuarios que se conecten a este canal de venta a través del Fondo Cuota de Fomento y el Sistema General de Regalías. También, el crecimiento de consumo de GLP a granel, se dio como una respuesta a los problemas de logística y cobertura de gas natural en algunas zonas del país, que terminó por inclinar la balanza hacia el servicio público de GLP por tanques estacionarios.

Figura 7

Demanda de GLP en Colombia



Adaptado de GASNOVA. Informe del sector gas natural. Cifras 2022. Bogotá; 2023

Por el contrario, según (MME, 2013) el programa de subsidios al precio del cilindro de GLP, iniciado desde 2013 solo cobija a 6 departamentos del país (Amazonas, Caquetá, Cauca, Nariño, Putumayo y San Andrés y Providencia), dejando que las fluctuaciones del precio internacional incidan en el encarecimiento del precio del cilindro en todo el territorio colombiano,

sobre todo en los departamentos de mayor consumo, desembocando en una cada vez menor demanda de cilindros de gas en Colombia. En la Tabla 5 se observa la demanda trimestral de gas LP 2012 - 2023.

Tabla 5

Demanda de GLP en Colombia

Cifras en kTon/mes	Envasado	Granel	Redes	Total Demanda	Cifras en Ton/mes	Envasado	Granel	Redes	Total Demanda
2012-I	38.362	7.389	231	45.982	2018-I	35.599	13.067	1.004	49.670
2012-II	37.327	7.263	244	44.835	2018-II	36.952	13.984	1.020	51.955
2012-III	37.772	7.050	255	45.078	2018-III	36.868	14.440	1.075	52.383
2012-IV	37.573	6.967	266	44.806	2018-IV	37.031	14.211	1.064	52.306
2013-I	36.457	6.773	267	43.498	2019-I	34.744	13.741	1.112	49.598
2013-II	38.094	7.747	306	46.146	2019-II	36.968	14.630	1.168	52.766
2013-III	37.938	9.073	316	47.327	2019-III	38.002	15.859	1.159	55.019
2013-IV	37.588	10.082	363	48.033	2019-IV	38.342	16.793	1.200	56.335
2014-I	36.795	9.023	342	46.160	2020-I	37.499	16.278	1.252	55.030
2014-II	37.002	9.120	363	46.485	2020-II	37.101	12.810	1.411	51.322
2014-III	37.262	9.476	428	47.166	2020-III	40.325	17.106	1.512	58.944
2014-IV	38.412	10.084	490	48.986	2020-IV	42.850	18.066	1.518	62.434
2015-I	36.755	9.620	512	46.887	2021-I	41.269	17.664	1.570	60.504
2015-II	37.322	10.515	549	48.386	2021-II	39.317	16.824	1.624	57.766
2015-III	38.317	10.744	591	49.652	2021-III	40.540	20.285	1.723	62.548
2015-IV	37.722	12.087	521	50.329	2021-IV	39.061	19.325	1.721	60.106
2016-I	37.156	10.510	577	48.244	2022-I	38.540	18.764	1.848	59.153
2016-II	38.944	11.328	617	50.890	2022-II	39.756	20.627	1.894	62.277
2016-III	39.308	11.934	670	51.912	2022-III	37.316	20.295	1.933	59.544
2016-IV	38.910	12.535	679	52.124	2022-IV	38.132	22.274	1.923	62.329
2017-I	37.382	12.197	813	50.393	2023-I	36.622	20.310	2.013	58.945
2017-II	38.177	11.831	872	50.881	2023-II	38.490	21.158	2.136	61.785
2017-III	38.110	12.740	912	51.762	2023-III	37.792	21.552	2.351	61.695
2017-IV	38.467	12.427	919	51.813	2023-IV	37.463	23.827	2.417	63.707

Adaptado de GASNOVA. Informe del sector gas natural. Cifras 2022. Bogotá; 2023

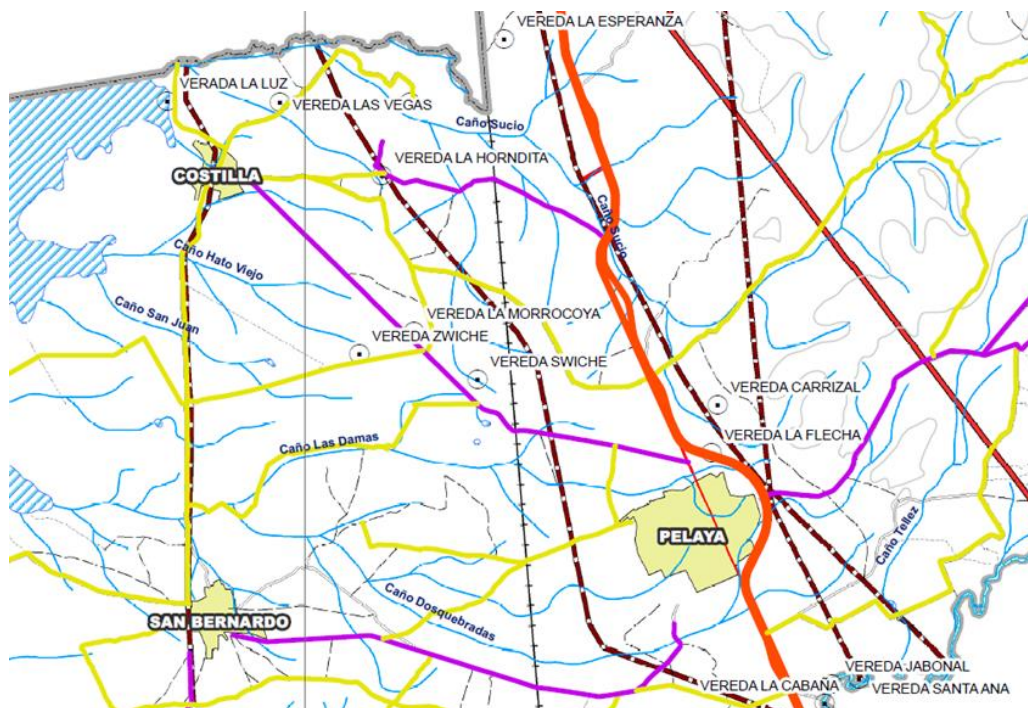
4.2 Determinación del tipo de mercado relevante del proyecto

La (UPME, 2020) a través del Estudio técnico para el abastecimiento de gas natural de Colombia, enfatizó en las limitaciones en el aseguramiento y confiabilidad del servicio de gas natural del país, ratificadas en la Resolución 40304 (MME, 2020). Dentro de los 7 proyectos propuestos, 3 son de especial interés para Pelaya. La bidireccionalidad del gasoducto

Barrancabermeja – Ballena, la bidireccionalidad del tramo Barranquilla – Ballena y la interconexión de ambos. En la actualidad, estos proyectos ya se construyeron y se encuentran en operación. Esto le permite a Pelaya pasar de abastecer su consumo con el gas de los campos de Ballena y Chuchupa únicamente, a contar con el gas que proviene de los llanos orientales, el Valle Inferior del Magdalena y el gas importado a través de Cartagena.

Figura 8

Localización de Costilla y San Bernardo y el gasoducto Ballena - Barrancabermeja



Tomado de Esquema de Ordenamiento Territorial, por Alcaldía Municipal de Pelaya, 2020.

La cabecera municipal del municipio de Pelaya cuenta desde 2017 con servicio de gas natural por redes alimentado por medio de un punto de salida del gasoducto Ballenas-Barrancabermeja según la Resolución 176 (CREG, 2017). La empresa distribuidora del servicio es Gasnacer S.A. E.S.P. y contaba en 2022 con 3906 usuarios conectados según (PROMIGAS, 2023). Por lo tanto y según la (CREG, 2013) a través del numeral 5.3 del artículo 50 de la

Resolución 202 del mismo año, los corregimientos de Costilla y San Bernardo son ser parte del mercado relevante existente de Pelaya y es la empresa quien tendrá que definir si proyecta o no la atención de esos nuevos usuarios a través de sus planes de expansión.

Ahora, según (CREG, 2024) a través de la divulgación de los Planes de expansión, documentos que indican los proyectos de ampliación de redes para llegar a nuevos usuarios informados por cada distribuidor a la CREG para el año en curso, se observa que tanto para el año 2022 como para 2023, la compañía distribuidora de gas natural en Pelaya no incluye los corregimientos de Costilla y San Bernardo en sus planes de expansión de redes.

Finalmente, para efectos de este trabajo, se asumió que Gasnacer S.A. E.S.P. descarta la ampliación de sus redes hacia los centros poblados de Costilla y San Bernardo del municipio de Pelaya. Por lo tanto, según la Resolución 202 (CREG, 2013), estos corregimientos podrán ser parte de un nuevo mercado relevante especial a atender y se podrá plantear un proyecto de masificación de redes para crear el servicio público de gas.

4.3 Proyección de demanda del proyecto

En esta sección se realizó una estimación de la potencia aproximada demandada en el momento de la formulación del proyecto y con la información actualizada disponible para el periodo tarifario 2023, con la finalidad de conocer el volumen del mercado relevante especial de Costilla y San Bernardo y usarlo como insumo para el estudio tarifario del proyecto. Luego, se calculó la demanda estimada del proyecto en un periodo de 20 años, datos solicitados por la CREG para cualquier proyecto de masificación de redes de gas, y valores importantes como información de entrada para el dimensionamiento de las líneas secundarias y líneas de acometidas de ambos centros poblados (CREG, 2013).

4.3.1 Demanda actual del proyecto

Según (Congreso, 1994) en la Ley 142, su artículo 14.33 afirma que “*el usuario o consumidor es considerado como cualquier persona natural o jurídica que goce de la prestación de un servicio público*”. Por esta razón, para efectos de este trabajo, el usuario potencial de gas combustible estará definido por el número de viviendas ocupadas y construcciones dedicadas a fines comerciales y gubernamentales que necesiten del servicio público de gas para el desarrollo de sus actividades misionales, dentro de los centros poblados de Costilla y San Bernardo y se clasificarán en usuario residencial, usuario comercial y usuario institucional.

De acuerdo con el último Censo nacional de población y vivienda, en 2018 el número de viviendas ocupadas totales del municipio de Pelaya era de 5.549, distribuidas de la siguiente forma: 3.881 viviendas en la cabecera municipal, 717 en la zona rural dispersa y 951 en los centros poblados de Costilla y San Bernardo. También, se establece que, en la cabecera de Pelaya para ese mismo año, solo el 75.55% (2.932 viviendas) contaban con el servicio de gas natural por redes, mientras los hogares de la zona rural y los centros poblados no disfrutaban de este servicio público. Por lo tanto, las viviendas ocupadas de los centros poblados de Costilla y San Bernardo conforman la población objetivo del proyecto. La clasificación socioeconómica de todas las viviendas de ambos corregimientos es nivel bajo – bajo o estrato 1, (DANE, 2018).

4.3.1.1 Determinación de usuarios residenciales potenciales

Para cuantificar los usuarios potenciales de gas residenciales en Costilla y San Bernardo en 2023, se partió de los datos de proyección de crecimiento poblacional postpandemia elaborados por (DANE, 2020) para el municipio de Pelaya. Luego, el número de viviendas de los centros poblados se calculó basado en el mismo porcentaje del último censo (DANE, 2018), 17% del total de habitantes. Para determinar la cantidad de viviendas ocupadas se aplicó el factor 3.27 personas

por vivienda (CESORE, 2021). Por último, se distribuyeron las viviendas en 48% para Costilla y 52% para San Bernardo, de igual manera como se distribuyeron en el censo de 2018. En la Tabla 10 se encuentra el cálculo de viviendas por centro poblado desde el año 2023 hasta el 2043. La cantidad de potenciales usuarios residenciales de Costilla y San Bernardo para 2023 fue de 594 y 640 respectivamente.

4.3.1.2 Determinación de usuarios comerciales potenciales

No existe un dato consolidado de los usuarios comerciales potenciales del proyecto, por esa razón se elaboró el cálculo de la demanda comercial de gas por medio de una correlación con la cantidad de clientes comerciales de gas natural de la cabecera de Pelaya. Para esto, se recurrió a los datos de los Informes de gas natural de Promigas. Se pudo determinar que en 2018, habían 15 usuarios comerciales conectados (PROMIGAS, 2019), en 2019, habían 18 (PROMIGAS, 2020), en 2020, el número subió a 19 (PROMIGAS, 2021), en 2021, bajó a 17 usuarios conectados (PROMIGAS, 2022) y para 2022, el número se mantuvo en 17 usuarios comerciales (PROMIGAS, 2023). Estas cifras se compararon con la cantidad proyectada de población de la cabecera de Pelaya en los mismos años, para definir el número de habitantes por cada comercio conectado a gas natural. De esta forma, para 2018 se determinaron 862 habitantes por usuario comercial, 831 para 2019, 814 para 2020, 931 para 2021 y 949 para 2022. La contracción económica nacional luego de 2020 pudo afectar la disminución de usuarios comerciales conectados, fenómeno que se mantuvo durante 2021 y 2022. Para este caso, se asumió a partir de 2023, el crecimiento en usuarios comerciales volvería al ritmo de 1 usuario nuevo por año para la cabecera de Pelaya. La Tabla 11 muestra la proyección de demanda comercial de los centros poblados de Pelaya, correlacionando el mismo crecimiento por cantidad de habitantes de la cabecera con la de Costilla

y San Bernardo, zonas de similar geografía y hábitos de consumo. Finalmente, se determinó que el potencial de usuarios comerciales de Costilla es de 2 y de San Bernardo también es de 2.

4.3.1.3 Determinación de usuarios institucionales potenciales

En lo que refiere a usuarios institucionales, según (Ministerio de Educación, 2024) en cada centro poblado del municipio de Pelaya existe una sola institución educativa que presta sus servicios para nivel preescolar, básica y bachillerato** y según fuente (Ministerio de Salud, 2024) existe un centro de salud Nivel 1 por cada corregimiento††. Esta información permite determinar 4 usuarios potenciales institucionales a la demanda. El consolidado de los usuarios potenciales actuales del proyecto se presenta en la Tabla 6.

Tabla 6

Usuarios actualmente potenciales del proyecto

	Residencial	Comercial	Institucional
Costilla	594	2	2
San Bernardo	640	2	2
TOTAL	1.234	4	4

Fuente: Autor

4.3.1.4 Determinación del caudal promedio por tipo de usuario

Para determinar el consumo de gas por tipo de usuario del proyecto, se toma como referencia el consumo de gas natural facturado por Gasnacer S.A. E.S.P. para el año 2019. La

**<https://sineb.mineducacion.gov.co/bcol/app>

††https://prestadores.minsalud.gov.co/habilitacion/consultas/sedes_reps.aspx?tbhabi_codigo_habilitacion=2055000213

distribuidora presta su servicio en el departamento del Cesar y Magdalena, incluida la cabecera de Pelaya, que para efectos del proyecto es una zona con condiciones sociales, culturales y geográficas similares a las de Costilla y San Bernardo. Basados en el Informe de evaluación integral de prestadores 2019, (Superservicios, 2020) se determinaron los caudales unitarios por tipo de usuario de los clientes residenciales y comerciales de la distribuidora. No hay datos disponibles de los usuarios institucionales, sin embargo, al tener en cuenta que son colegios y centros de salud, se asumió el consumo institucional igual al consumo comercial. El compilado de estos datos se puede ver en la Tabla 7.

Tabla 7

Consumo promedio de gas natural por usuario de Gasnacer S.A. E.S.P.

Tipo Usuario	Suscriptores	Consumo total [m3/año]	Prom consumo unitario [m3/año]	Prom consumo unitario [m3/día]
Residencial Estrato 1	54.425	8.792.230	162	0,44
Comercial	579	1.899.557	3.281	8,99
Institucional	ND	ND	3.281	8,99

Adaptado de Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Evaluación integral de prestadores Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P. 2019 (pag. 29). Bogotá; 2020.

Al analizar el promedio de consumo unitario diario residencial, se podría inferir una incongruencia por que el dato es inferior al caudal nominal por hora de una estufa doméstica de 4 quemadores. Sin embargo, como lo explica (Carmona, 2015), se debe tener en cuenta que el factor de coincidencia es inferior a 1, es decir, que todos los días, la totalidad de usuarios no usan el servicio de gas y los que lo utilizan, no lo hacen a la máxima potencia de sus gasodomésticos ni la misma cantidad de horas.

4.3.1.5 Cálculo de demanda total por tipo de usuario

Ahora, establecido el caudal de gas natural promedio por cada tipo de usuario en la cabecera de Pelaya, se establecieron los mismos volúmenes unitarios para este proyecto más un factor de seguridad del 20%. Seguido, es primordial expresar la demanda de gas en términos de potencia nominal, para esto, se utilizó la ecuación (1)

$$P = 1.2 \left(\frac{PC_{GN} Q_{GN}}{0.0283} \right) \quad (1)$$

Donde P es la potencia promedio por usuario en BTU/día, PC_{GN} es igual a 996.04 BTU/ft³ y representa el poder calorífico bruto real del gas natural de la Guajira, a 14.65 psia y 60°F y Q_{GN} es el caudal de gas natural por usuario en m³/día. Se obtuvieron los resultados expresados en la Tabla 8.

Tabla 8

Potencia promedio asignada para usuarios de Costilla y San Bernardo.

Tipo Usuario	Potencia asignada unitaria [BTU/día]
Residencial Estrato 1	18.583
Comercial	379.692
Institucional	379.692

Fuente: Autor.

En la Tabla 9 se establece la demanda total actual de consumo del proyecto expresado en términos de potencia.

Tabla 9

Potencia total actual de Costilla y San Bernardo.

Potencia en BTU/día	Residencial Estrato 1		Comercial		Institucional	
	Usuarios	Demanda Sector	Usuarios	Demanda Sector	Usuarios	Demanda Sector
Costilla	594	11.038.302	2	759.384	2	759.384
San Bernardo	640	11.893.120	2	759.384	2	759.384
Total por tipo de usuario	1.234	22.931.422	4	1.518.768	4	1.518.768
Demanda Total	25.968.958					

Fuente: Autor.

4.3.2 Proyección de demanda del proyecto a 20 años

Según la (CREG, 2013) en la Resolución 202, explica que el horizonte de demanda para nuevos mercados relevantes de distribución debe proyectarse a 20 años, con la finalidad de simular el comportamiento de las diferentes variables de gastos tanto administrativos como de mantenimiento y los volúmenes esperados que el transportador deberá proveer al distribuidor. También, la demanda año a año coloca un punto de referencia para poder solicitar de parte del distribuidor, cofinanciación estatal en inversiones nuevas al proyecto existente, siempre que superen la cantidad de usuarios conectados contemplados en dicha proyección.

4.3.2.1 Proyección de demanda residencial a 20 años

El (DANE, 2023) ha presentado sus proyecciones de crecimiento demográfico por municipios posterior al Censo de población y vivienda de 2018, donde tiene en cuenta los cambios en la dinámica poblacional que trajo la postpandemia y la migración venezolana a partir del año 2020. Basados en estos datos, se elaboró una tabla de proyección de demanda de gas para usuarios residenciales en términos de la potencia requerida a 20 años en los corregimientos de Costilla y San Bernardo, tomando como referencia dos parámetros relevantes: el porcentaje del total de población de centros poblados asignado a cada corregimiento en cada año será el mismo del 2018

(17%) y el factor de habitantes por vivienda será de 3.27. Lo último, debido a que Cesar es un departamento cuyo rango de habitantes por vivienda está entre 3.1 a 3.5 (DANE, 2018). La proyección de consumo esperado del proyecto se observa en la Tabla 10.

Tabla 10

Proyección de demanda residencial a 20 años de Costilla y San Bernardo.

Periodo Tarifario	Año	Proyección	Proyección	Costilla			San Bernardo		
		Población Pelaya	Centros Poblados	Habitantes	Viviendas	Demanda [BTU/día]	Habitantes	Viviendas	Demanda [BTU/día]
0	2023	23.779	4.042	1.947	594	11.038.302	2.096	640	11.893.120
1	2024	24.170	4.109	1.979	604	11.224.132	2.130	650	12.078.950
2	2025	24.516	4.168	2.007	613	11.391.379	2.161	660	12.264.780
3	2026	24.819	4.219	2.032	620	11.521.460	2.187	668	12.413.444
4	2027	25.110	4.269	2.056	628	11.670.124	2.213	676	12.562.108
5	2028	25.392	4.317	2.079	635	11.800.205	2.238	683	12.692.189
6	2029	25.653	4.361	2.100	641	11.911.703	2.261	690	12.822.270
7	2030	25.892	4.402	2.120	647	12.023.201	2.282	697	12.952.351
8	2031	26.157	4.447	2.142	654	12.153.282	2.305	704	13.082.432
9	2032	26.429	4.493	2.164	661	12.283.363	2.329	711	13.212.513
10	2033	26.649	4.530	2.182	666	12.376.278	2.349	717	13.324.011
11	2034	26.898	4.573	2.202	672	12.487.776	2.370	724	13.454.092
12	2035	27.131	4.612	2.221	678	12.599.274	2.391	730	13.565.590
13	2036	27.364	4.652	2.240	684	12.710.772	2.412	736	13.677.088
14	2037	27.597	4.691	2.259	690	12.822.270	2.432	743	13.807.169
15	2038	27.830	4.731	2.278	696	12.933.768	2.453	749	13.918.667
16	2039	28.063	4.771	2.298	702	13.045.266	2.473	755	14.030.165
17	2040	28.296	4.810	2.317	707	13.138.181	2.494	761	14.141.663
18	2041	28.529	4.850	2.336	713	13.249.679	2.514	768	14.271.744
19	2042	28.762	4.890	2.355	719	13.361.177	2.535	774	14.383.242
20	2043	28.995	4.929	2.374	725	13.472.675	2.555	780	14.494.740

Fuente: Autor

Para efectos del diseño, las tuberías y equipos de distribución de gas deben atender eficientemente la demanda proyectada creciente hasta el periodo tarifario número 20.

4.3.2.2 Proyección de demanda comercial a 20 años

El procedimiento para construir la tabla de proyección de demanda comercial a 20 años se explicó en 4.3.2. La Tabla 11 muestra dicha proyección desde el 2023 hasta el año 2043.

Tabla 11

Proyección de demanda comercial a 20 años de Costilla y San Bernardo.

Periodo Tarifario	Año	Habitantes Cabecera Pelaya	Habitantes por usuario gas Pelaya	Habitantes Costilla	Usuarios Comerciales Costilla	Demanda Costilla [BTU/día]	Habitantes San Bernardo	Usuarios Comerciales San Bernardo	Demanda San Bernardo [BTU/día]
0	2023	16.407	912	1.947	2	759.384	2.096	2	759.384
1	2024	16.637	876	1.979	2	759.384	2.130	2	759.384
2	2025	16.877	844	2.007	2	759.384	2.161	3	1.139.076
3	2026	17.036	811	2.032	3	1.139.076	2.187	3	1.139.076
4	2027	17.226	783	2.056	3	1.139.076	2.213	3	1.139.076
5	2028	17.407	757	2.079	3	1.139.076	2.238	3	1.139.076
6	2029	17.569	732	2.100	3	1.139.076	2.261	3	1.139.076
7	2030	17.712	708	2.120	3	1.139.076	2.282	3	1.139.076
8	2031	17.856	687	2.142	3	1.139.076	2.305	3	1.139.076
9	2032	18.016	667	2.164	3	1.139.076	2.329	3	1.139.076
10	2033	18.148	648	2.182	3	1.139.076	2.349	4	1.518.768
11	2034	18.279	630	2.202	3	1.139.076	2.370	4	1.518.768
12	2035	18.411	614	2.221	4	1.518.768	2.391	4	1.518.768
13	2036	18.543	598	2.240	4	1.518.768	2.412	4	1.518.768
14	2037	18.675	584	2.259	4	1.518.768	2.432	4	1.518.768
15	2038	18.807	570	2.278	4	1.518.768	2.453	4	1.518.768
16	2039	18.939	557	2.298	4	1.518.768	2.473	4	1.518.768
17	2040	19.071	545	2.317	4	1.518.768	2.494	5	1.898.460
18	2041	19.203	533	2.336	4	1.518.768	2.514	5	1.898.460
19	2042	19.335	523	2.355	5	1.898.460	2.535	5	1.898.460
20	2043	19.467	512	2.374	5	1.898.460	2.555	5	1.898.460

Fuente: Autor

4.3.2.3 Proyección de demanda institucional a 20 años

En el panorama colombiano, en corregimientos del tamaño de Costilla y San Bernardo, la oferta de colegios y entidades prestadoras de servicios de salud de primer nivel no acostumbra a crecer al ritmo de los municipios de poblaciones más grandes. Por esta razón, la demanda adicional de cupos escolares suele ser atendida aumentando la capacidad de infraestructura del colegio público existente, así como las necesidades de aumento de atención médica en los puestos de salud suele ser atendida con remodelación del centro de salud existente. Sin embargo, estas ampliaciones no requieren necesariamente de una ampliación de la demanda de gas significativa para el

proyecto. Por esta razón, para definir la proyección de demanda a 20 años del proyecto, solo se aplicará un aumento del 20% del consumo institucional individual actual, quedando en 1.822.522 BTU/día.

4.4 Tipos de gas y métodos de comercialización disponibles

Se plantearon en esta sección la evaluación de tres métodos posibles de abastecimiento de gas combustible para dos tipos de energéticos disponibles en la región de influencia del proyecto. El primero es gas natural por red proveniente de un punto de salida o hot tap del gasoducto Ballenas-Barrancabermeja. El segundo es gas licuado del petróleo por red y suministrado a través de un centro de almacenamiento estacionario de GLP e individual para cada centro poblado. Y el tercero es gas natural por red proveniente de una extensión de la línea secundaria de la cabecera de Pelaya propiedad de la empresa distribuidora Gasnacer S.A. E.S.P.

Según lo explicado en la sección 3.2, el mercado relevante de la empresa distribuidora a cargo de la distribución del gas de la cabecera de Pelaya no tuvo en cuenta en sus planes de expansión llevar sus redes a Costilla y San Bernardo, por ende, la tercera opción se descartó.

4.4.1 Gas natural por red proveniente del gasoducto Ballenas - Barrancabermeja

Para la evaluación de este modelo de suministro de gas natural se asumió que el gasoducto Ballenas – Barrancabermeja cuenta con la disponibilidad de gas disponible para la venta, según la capacidad de volumen de gas natural en capacidad de ser inyectada al Sistema Nacional de Transporte SNT reportada por los productores de gas natural del país. También se tuvo en cuenta que la infraestructura de suministro dentro de cada corregimiento será la misma para gas natural y para GLP, por lo tanto, el factor diferencial fue la determinación de la infraestructura necesaria para llevar el gas natural desde el gasoducto hasta la entrada de cada centro poblado.

Para la construcción de un punto de salida o Hot Tap de 2 pulgadas del gasoducto de 18 pulgadas de diámetro, es necesario realizar la solicitud ante la empresa transportadora a cargo TGI S.A. E.S.P. solicitando una cotización del trabajo requerido y luego la construcción y tendido de tubería necesaria para llevar el gas natural desde el punto de transferencia de custodia hasta la entrada de cada corregimiento. La infraestructura mínima necesaria consta de la construcción del Hot Tap, la estación City Gate donde se realiza la entrega de custodia del gas a la empresa distribuidora, la construcción y tendido de 17 km de red de polietileno de 3 pulgadas de diámetro y la construcción de un cruce de vía férrea y dos cruces aéreos. Según las unidades constructivas reconocidas a valor presente neto por la (CREG, 2013) los costos aproximados se presentan en la Tabla 12.

Tabla 12

Costos de infraestructura gas natural proveniente de gasoducto

RESUMEN DE COSTOS DE HOT TAP E INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL HASTA COSTILLA Y SAN BERNARDO					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNIT	VALOR TOTAL
1	Construcción de punto de salida del gasoducto	EA	1	\$ 67.713.030	\$ 67.713.030
2	Construcción de la estación City Gate (ERPC 01T1)	EA	1	\$ 691.966.897	\$ 691.966.897
3	Construcción tubería 3 pulg PE IPS en ZV (TPE3ZV)	KM	17	\$ 81.856.603	\$ 1.391.562.251
4	Cruce de vía férrea de tubería 3 pulg PE IPS	EA	1	\$ 22.977.900	\$ 22.977.900
5	Cruce aereo de tubería 3 pulg PE IPS	EA	1	\$ 19.148.250	\$ 19.148.250
TOTAL COSTOS DE INFRAESTRUCTURA GAS NATURAL PROVENIENTE DE GASODUCTO					\$ 2.193.368.328

Fuente: Autor

4.4.2 GLP por red por medio de tanques estacionarios

Para efectos del proyecto, también se asumió que los comercializadores minoristas de GLP cuentan con la oferta necesaria para atender la demanda del proyecto y que la infraestructura de suministro dentro de los corregimientos será igual para ambos tipos de gas. Por ende, se

determinaron los costos aproximados de la infraestructura necesaria de almacenamiento y conexión del gas a las líneas secundarias de Costilla y San Bernardo. Dicha infraestructura se compone de la construcción de dos estaciones de almacenamiento y recarga de GLP de 6.000 galones cada uno con sus respectivas facilidades y adecuaciones reglamentadas. El valor aproximado fue el reconocido por las unidades constructivas de la (CREG, 2013) a valor presente neto y establecido en la Tabla 13.

Tabla 13

Costos de infraestructura de GLP proveniente de tanques estacionarios.

RESUMEN DE COSTOS DE ESTACIONES DE ALMACENAMIENTO E INFRAESTRUCTURA DE GLP PARA COSTILLA Y SAN BERNARDO					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNIT	VALOR TOTAL
1	Construcción Estación de GLP 6000 galones (EGLP6000)	EA	2	\$ 564.543.213	\$ 1.129.086.426
TOTAL COSTOS DE INFRAESTRUCTURA GLP PROVENIENTE DE TANQUES ESTACIONARIOS					\$ 1.129.086.426

Fuente: Autor

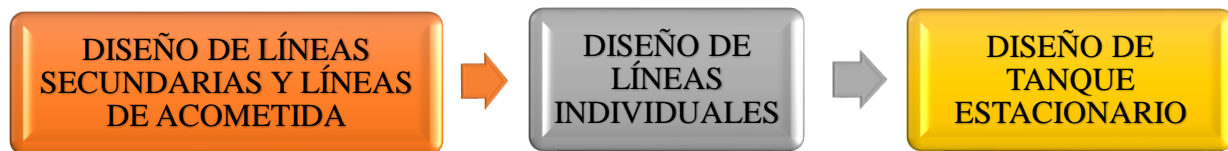
4.5 Selección del tipo de gas y método de distribución para el proyecto

La confiabilidad del gas natural y gas LP en la zona del proyecto es alta. Por ende, la selección del tipo de gas se determinó por el factor económico de la inversión requerida para poderlos comercializar, este costo representa un incremento o ahorro en el presupuesto final del proyecto y la matriz de cofinanciación del mismo, implicando que parte del presupuesto de regalías que podría destinarse a subsidiar costos de la red individual del usuario final se destinen a rubros de construcción de redes y por ende se eleve el porcentaje de inversión que le corresponda pagar a los usuarios. La evaluación y selección se llevó a cabo efectuando una comparación del costo de infraestructura determinado en el capítulo anterior por unidad de potencia o BTU demandado.

Como resultados, para gas natural proveniente de conexión a gasoducto el costo fue de 84.46 COP/BTU y para GLP por tanques estacionarios fue de 43.48 COP/BTU.

El tipo de gas y método de distribución seleccionado para el proyecto fue GLP por red proveniente de tanques estacionarios de almacenamiento.

5. DISEÑO DE LAS REDES DE GAS DEL PROYECTO



5.1 Diseño de las líneas secundarias y líneas de acometida

En esta sección, se realizó el trazado y dimensionamiento de las líneas secundarias y líneas de acometida (en adelante redes externas) para el mercado relevante especial de Costilla y San Bernardo.

Posterior a la evaluación y determinación del uso de GLP por redes para el proyecto, resultado del estudio técnico y financiero, se procedió a identificar el marco normativo y las consideraciones especiales que rigen el diseño con su ecuación de pérdidas de presión para las redes externas. Luego, se determinaron los insumos e información de entrada para el diseño, se realizó el trazado y dibujo de las líneas secundarias, anillos de distribución y líneas de acometida de los centros poblados por medio del software de dibujo AutoCAD. Posteriormente, se elaboró el dimensionamiento de las tuberías con ayuda de Excel. Como producto final, se obtuvieron los planos de Costilla y San Bernardo con su respectivo trazado de tuberías, ubicación de accesorios,

válvulas de control, materiales, diámetros asignados y detalles constructivos importantes, un compilado de pérdidas acumuladas y presiones finales por tramo y una evaluación de costos de obra de la construcción de las redes externas.

5.1.1 Normatividad aplicable

Los requisitos de diseño, materiales, construcción, verificación, condiciones de operación, mantenimiento y control de corrosión de las líneas secundarias y líneas de acometida están dispuestas en la NTC 3728 primera actualización, (ICONTEC, 2001).

Las MPOP o Máxima presión de operación permisible de redes secundarias, líneas de acometida y líneas individuales que transporten gas LP están sujetas a las consideraciones de la NTC 3838, (ICONTEC, 2007).

Las condiciones de fabricación, propiedades de material, espesor de pared, accesorios y pruebas de ensayo de tuberías termoplásticas de polietileno están establecidas en la NTC 1746 cuarta actualización, (ICONTEC, 1999).

5.1.2 Consideraciones especiales de diseño y construcción

5.1.2.1 Alcance del diseño de redes externas

La definición 2.22 de la NTC 3728 primera actualización, acota las líneas secundarias y líneas de acometida para el caso de este trabajo, al conjunto de accesorios, válvulas y tuberías derivadas a partir de la salida del regulador de presión asociado al tanque estacionario de GLP y tiene por destino cada acometida de los usuarios finales. Estas redes se construyen por lo general de tuberías plásticas especiales y operan a media presión, (ICONTEC, 2001).

5.1.2.2 Presión de operación de las redes externas del proyecto

La NTC 3838, numeral 3.2 establece que la máxima presión de operación permitida MPOP para las líneas secundarias, líneas de acometida y líneas matrices exteriores a la edificación que transporten gas LP es de 20,3 psig. (ICONTEC, 2007).

5.1.2.3 Tipo de tubería para las redes externas del proyecto

Los tipos de tubería aceptados por la normatividad colombiana para la construcción de líneas de transporte y distribución de gas combustible son tuberías de acero, tuberías de hierro dúctil y tuberías termoplásticas. Su uso depende de la presión de operación y caudales transportados. Para líneas secundarias, y cuya definición se explicó en 4.2.1.2. la directriz nacional manda el uso de tuberías plásticas especiales. (ICONTEC, 1999).

5.1.2.4 Características de la tubería plástica especial a utilizar en el proyecto

La tubería termoplástica³ de polietileno para conducción de gas combustible se produce en Colombia. El polietileno (PE) se obtiene del proceso de polimerización del etileno en refinerías de petróleo. Para transporte de gas combustible, se clasifica en PE80 o PE de densidad media y PE100 o PE de alta densidad, fabricados según normas PE4710 y PE2406 respectivamente. La diferencia a nivel molecular radica en la ausencia de ramificaciones en la molécula de hexeno-C63 del PE100, lo que lo hace mejorar las propiedades de resistencia hidrostática y resistencia al crecimiento de grietas que ya posee el PE80. La densidad de la tubería de PE es de 0.93 – 0.96 g/cm³, más liviano que el PVC y el aluminio (1.35 g/cm³ y 2.7 g/cm³), resultando en tubos más

³ termoplástico: Propiedad de un elemento plástico que le da la capacidad de ser moldeada o extruida debido al ablandamiento por calor y el enfriamiento por ausencia de calor de manera repetida dentro de una ventana de temperatura establecida. ICONTEC (2019).

ligeros y resistentes a fisuras y rayones generados en el almacenamiento o la instalación en zanjas. La tubería de PE se fabrica por proceso de extrusión continua luego de la adición de energía térmica y mecánica al gránulo sólido de polietileno, mientras los accesorios se fabrican por proceso de inyección mediante un proceso térmico similar al de la tubería, pero enfriados en moldes con las dimensiones requeridas. La presión de trabajo máxima de los tubos y accesorios de PE para gas es de 145 psig, (EXTRUCOL, 2021).

(EXTRUCOL, 2023) plantea las características más importantes de la tubería termoplástica de PE para gas:

- Ductilidad, se elonga hasta 500% su punto inicial, mitigando roturas del tubo durante sismos o deslizamientos de terreno.
- Flexibilidad, se puede curvar o hacer cambios de dirección sin accesorios facilitando su instalación, así mismo permite el prensado o aplastamiento del tubo para cortar el flujo sin sufrir daños significativos durante emergencias o trabajos sobre la red gasificada. Igualmente, permite el alistamiento y transporte en rollos hasta de 4" de diámetro.
- Durabilidad (50 años de vida útil por fabricante)
- Inerte químicamente con el gas que transporta y agentes externos en contacto con pH entre 1.25 y 14, a temperaturas entre -5°C hasta 60°C
- No es susceptible a la corrosión, por eso no necesita de sistemas de protección catódica.
- Resistencia mecánica al transporte de gas, los esfuerzos y las cargas propias del proceso de instalación debido a sus propiedades viscoelásticas.
- Impermeabilidad al gas. La tasa de permeabilidad del PE es $113 \text{ cm}^3/\text{día} * 100 \text{ pulg}^2 * \text{mm de espesor a } 14.7 \text{ psig}$
- Bajas pérdidas de presión por fricción debido a su acabado interior liso, es flexible.

La Figura 9 muestra la tubería y accesorios de polietileno para gas.

Figura 9

Tubería y accesorios de Polietileno para gas.



Tomado de Catálogo de tuberías y accesorios de polietileno para gas (p. 3), por EXTRUCOL, 2021.

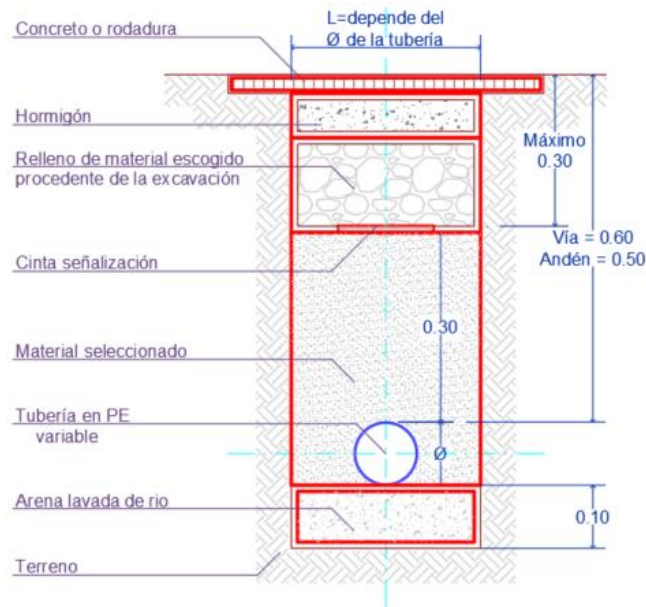
5.1.2.5 Profundidad de la tubería enterrada

Para redes externas, la profundidad entendida como la distancia desde el nivel de terreno en zonas verdes o nivel de piso terminado en andenes hasta el lomo de la tubería plástica no puede ser menor a 50 cm, y en el caso de zonas de tráfico vehicular, no inferior a 60 cm. Si no es posible cumplir con la profundidad recomendada, se puede modificar siempre que se cumplan las recomendaciones del fabricante y se reduzcan los esfuerzos mecánicos a los que está sometida la tubería, (ICONTEC, 2001).

La Figura 10 muestra el detalle de la tubería de polietileno enterrada.

5.1.2.6 Profundidad de la tubería enterrada

La distancia mínima de las redes externas de gas combustible respecto a redes de otros servicios en puntos de cruce debe ser de 10 cm y en recorridos paralelos de 20 cm. Si no es posible cumplir con dichas distancias, se debe interponer entre los distintos servicios, placas o pantallas de materiales dieléctricos como cerámica, fibrocemento, goma, entre otros. (ICONTEC, 2001).

Figura 10*Detalle de tubería enterrada de Polietileno*

Fuente: Autor

5.1.2.7 Tipos de soldadura de la tubería de Polietileno

La tubería de PE logra uniones a través de un proceso de soldadura térmica sin material de aporte, previo sometimiento a calentamiento y fusión del material bajo condiciones establecidas por el fabricante. Existen 4 tipos de uniones por termofusión para Polietileno (EXTRUCOL, 2021).

5.1.2.7.1 Unión a socket

Procedimiento entre la tubería y el accesorio donde ambos se someten a calor uniforme a través de sockets y posterior se introduce la tubería dentro del componente y se forme la unión, como se ilustra en la Figura 11.

Figura 11*Unión a socket de Polietileno para gas*



Tomado de Catálogo de productos para uniones a socket por termofusión, por Colindustria, 2024.

5.1.2.7.2 *Unión a tope*

Procedimiento de unión entre dos tuberías de igual diámetro, generalmente superior a 2”, donde la soldadura se crea a partir de la unión los extremos de los tubos calentados y alineados previamente según procedimiento del fabricante, como se ve en la Figura 12.

Figura 12

Unión a tope de Polietileno para gas



Tomado de Productos para uniones a tope por termofusión., por Colindustria, 2024.

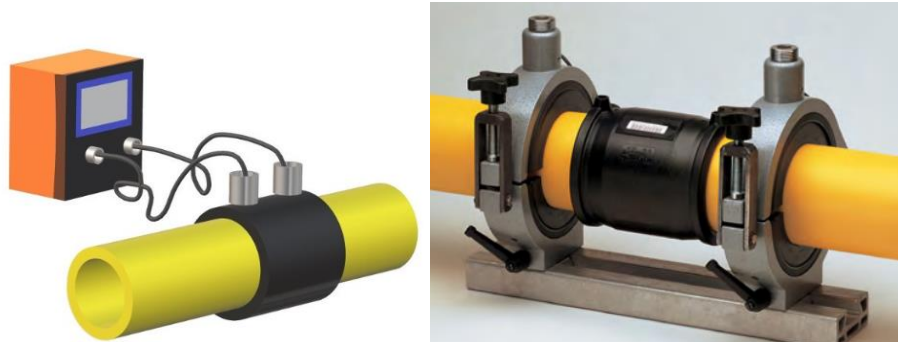
5.1.2.7.3 *Electrofusión*

Proceso realizado entre la tubería y un accesorio especial de electrofusión. Una vez posicionada la tubería dentro del accesorio, este se calienta por acción de la electricidad suministrada por el equipo y transformada en calor a través de la resistencia eléctrica que rodea en

su interior al accesorio, como se observa en la Figura 13. El proceso minimiza los errores humanos y automatiza una parte del procedimiento de soldadura.

Figura 13

Electrofundición de Polietileno para gas



Tomado de Catálogo técnico. Conexiones de electrofundición., por Industrias Tigre, 2022

5.1.3 Ecuaciones para el flujo de gas en tuberías

Cuando un fluido compresible viaja a través de una tubería, disminuye su presión de manera gradual por efecto de la fricción con las paredes del tubo, disminuyendo la densidad y la temperatura del mismo, siempre que no exista transferencia de energía del sistema hacia el fluido. Sin embargo, en las redes de distribución de gas, la temperatura dentro y fuera de la tubería es similar y siempre existe suficiente área de contacto, esto permite haya flujo de energía hacia el sistema que compensa la energía liberada por el gas y el proceso se pueda considerar isotérmico y la densidad se mantenga constante. En el caso de los reguladores, donde el delta de presión no se da de manera gradual sino súbita, no hay transferencia de calor fuera o hacía el sistema, por tanto, la expansión se considera adiabática, (Narváez, 1999).

5.1.3.1 Ecuación general de flujo de fluidos en tuberías

Por su parte, (Naranjo, 2004) considera las siguientes suposiciones para determinar la ecuación general para flujo de fluidos compresibles en tuberías.

- El flujo es horizontal
- Los cambios en la energía cinética se consideran despreciables
- El flujo es isotérmico

La EGF en estado estable se describe a continuación.

$$Q_n = C_g \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{D^5 (P_1^2 - P_2^2)}{fGL\bar{Z}\bar{T}} \right)^{0.5} \quad (2)$$

Donde Q_n es la tasa volumétrica de flujo de gas medida a condiciones base de temperatura y presión T_b y P_b , las presiones P_1 y P_2 son medidas a la entrada y salida de la tubería, C_g es una constante que depende de las unidades de las variables en el sistema de medidas elegido, D y L son el diámetro de la tubería y la longitud, \bar{Z} es el valor promedio del factor de compresibilidad del gas medido a temperatura y presión promedio (\bar{T} y \bar{P}), la gravedad específica es G y f el factor de fricción de Moody.

La temperatura promedio \bar{T} es constante debido a las condiciones isotérmicas del sistema, pero la presión promedio \bar{P} es variable y se debe calcular así:

$$\bar{P} = \frac{2}{3} \left(\frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \right) \quad (3)$$

El cociente $1/\sqrt{f}$ es el factor de transmisibilidad. El factor f de fricción de Moody, depende del número de Reynolds y la rugosidad de la tubería. El número de Reynolds se define como el cociente entre las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas de un fluido, (Naranjo, 2004). Para un gas fluyendo a través de una tubería, la ecuación de Reynolds se describe a continuación.

$$N_{Re} = 0.5134 \left(\frac{P_b}{T_b} \right) \left(\frac{G Q_n}{\mu D} \right) \tag{4}$$

Donde N_{Re} es el número de Reynolds, P_b es la presión en psi, T_b es la temperatura en Rankin, G es la gravedad específica, Q_n es el caudal de gas en SCFD, μ es la viscosidad del gas en lb/ft-s es la densidad del fluido, u la velocidad del fluido y D es el diámetro de la tubería en pulgadas, (Menon, 2015).

Por su parte, (Pedraza, 2012) considera que el si el fluido se encuentra en la zona de flujo parcialmente turbulento (crítico y transitorio), el factor de fricción está asociado con tuberías lisas y dependerá en mayor proporción del número de Reynolds, mientras que, si el fluido se haya en flujo turbulento, el número de Reynolds se considerará constante y el factor de fricción dependerá de la rugosidad relativa del tubo y estará asociado a las tuberías rugosas. La determinación del factor de transmisibilidad en el flujo de tuberías está resumida en la Tabla 14 a través de las ecuaciones de Colebrook-White, (Menon, 2015).

Tabla 14

Determinación del factor de transmisibilidad según tipo de fluido.

FLUJO LAMINAR	FLUJO CRÍTICO	FLUJO EN TRANSICIÓN	FLUJO TURBULENTO
$\frac{1}{\sqrt{f}} = 0,125 N_{Re}^{0,5}$	$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,4142 N_{Re}^{0,15}$	$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,41 - 2 \log \left(\frac{e}{D} + \frac{9,34}{N_{Re} \sqrt{f}} \right)$	$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,41 - 2 \log \left(\frac{e}{D} \right)$
$N_{Re} \leq 2000$	$2000 < N_{Re} \leq 4000$	$4000 \leq N_{Re} \leq \left(200 \frac{D}{e} \right)^{1,16}$	$N_{Re} > \left(200 \frac{D}{e} \right)^{1,16}$

Adaptado de Solución de redes de flujo para gases usando el modelo de balance de nodos y el método de linealización de ecuaciones, por P. C. Narváez, 1999, Revista Ingeniería e Investigación No 44 diciembre.

5.1.3.2 Ecuaciones comunes para flujo de gas en tuberías

Se han desarrollado a lo largo del tiempo diferentes ecuaciones para flujo en tuberías, la mayoría de manera experimental, con el fin de simplificar la EGF reemplazando el valor de la transmisibilidad según sea el caso; valor constante, en función del diámetro de la tubería o en función del número de Reynolds, (Naranjo, 2004).

5.1.3.2.1 Ecuación de Weymouth

Se aplica para flujo turbulento, altas ratas de flujo, presiones elevadas entre 100 y 500 psi y diámetros medios de tubería entre 6 y 12 pulgadas, situación generalmente presentada en líneas primarias. El caudal de gas Q_n se da en SCFD, la presión base P_b y temperatura base T_b se dan en Rankin y psi respectivamente, la eficiencia de la línea E es adimensional, P_1 y P_2 son las presiones de entrada y salida de la línea en psi, la gravedad específica G es adimensional, el diámetro D de la tubería en pulgadas, T es la temperatura del fluido en Rankin, y el factor de compresibilidad del gas Z es adimensional, (Menon, 2015).

$$Q_n = 433.5E \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{GTL_e Z} \right)^{0.5} D^{2.667} \quad (5)$$

La transmisibilidad en este caso está dada por la siguiente expresión en función del diámetro de la tubería. La eficiencia de la línea E es el factor de eficiencia del factor de fricción, cuyo valor es asignado por el diseñador así: 1 para tuberías nuevas y continuas sin curvas; 0.95 cuando existen condiciones óptimas de operación de la tubería y tiempos de uso entre 12 y 18 meses; 0.90 para condiciones de operación aceptables y 0.85 para condiciones de operación desfavorables, (Narváez, 1999).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 11.18(D)^{1/6} \tag{6}$$

5.1.3.2.2 Ecuación de Panhandle

Esta fórmula aplica para flujo parcialmente turbulento, presiones altas mayores a 500 psi y diámetros de tubería mayores a 12 pulgadas, (Narváez, 1999). La ecuación de Panhandle se expresa en las mismas unidades que la ecuación de Weymouth, (Menon, 2015).

$$Q_n = 737E \left(\frac{T_b}{P_b}\right)^{1.02} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{G^{0.961} T L_e Z}\right)^{0.51} D^{2.53} \tag{7}$$

El factor de transmisibilidad en función del número de Reynolds se define en la Ecuación 8.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 16.7E \left(\frac{Q_n G}{D}\right)^{0.01961} \tag{8}$$

5.1.3.2.3 Ecuación de Spitzglass

Esta fórmula aplica para flujo turbulento, presiones menores a 30 psi y diámetros de tubería inferiores a 4 pulgadas, (Narváez, 1999).

$$Q_n = 3.839 \times 10^3 E \left(\frac{T_b}{P_b}\right) \left(\frac{P_1 - P_2}{G T L_e Z \left(1 + \frac{3.6}{D} + 0.03D\right)}\right)^{0.5} D^{2.5} \tag{9}$$

Las unidades corresponden con las ecuaciones previas descritas. La transmisibilidad está expresada en términos del diámetro de tubería. Las constantes C_1 y C_2 dependen de las unidades de las variables en la fórmula, (Naranjo, 2004).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = \left(\frac{100}{1 + \frac{C_1}{D} + C_2 * D}\right)^{0.5} \tag{10}$$

5.1.4 Fórmula de Mueller

Para el proyecto, se utilizó la fórmula de cálculo de pérdidas de Mueller, expresión que también hace parte de las ecuaciones prácticas de flujo a partir de la EGF y aplica para la presión de suministro de redes externas requerida de 20,3 psi. Depende de las presiones absolutas en mbar, la longitud equivalente en m, el diámetro interno en mm, la gravedad específica del gas y da como resultado el caudal en m³/h. (Carmona, 2015). El porcentaje de pérdida de presión máxima acumulada de todo el sistema es 15%.

$$Q_n = 461 \times 10^{-7} \left(\frac{D^{2.725}}{G^{0.425}} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{L} \right)^{0.575} \tag{11}$$

5.1.5 Información de entrada para el diseño

Para el cálculo de pérdidas de presión de la tubería, se reescribió la ecuación de Mueller (Ecuación 12) para encontrar la presión absoluta al final de cada tramo y a su vez definir la presión absoluta inicial de la siguiente sección. Para cada tramo se debe conocer la longitud, incluyendo tubería y medida equivalente de los accesorios, la gravedad específica del gas fluyendo y el caudal transportado en cada sección de tubería. El diámetro está definido por el fabricante según la tubería a instalar, y es el parámetro a variar en la fórmula que define que la presión final y acumulada se mantenga dentro del rango establecido. Una vez se haya conseguido ese objetivo, se habrá dimensionado la tubería de la red externa a instalar en obra.

$$P_2 = \left(P_1^2 - \left(\frac{Q_n G^{0.425}}{461 \times 10^{-7} D^{2.725}} \right)^{1.74} L \right)^{0.5} \tag{12}$$

5.1.5.1 Características del GLP para el diseño

Dependiendo de la presión atmosférica, temperatura y mezcla, la gravedad específica del GLP varía entre 1.7 y 1.9 y el poder calorífico bruto entre 88.000 y 100.000 BTU/gal respectivamente. Las propiedades del GLP se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15

Propiedades del GLP

GLP		
Poder calorífico gas	99.753	BTU/m ³
Poder calorífico líquido	27.232.569	BTU/m ³
Gravedad específica líquido	0,54	
Gravedad específica vapor	1,73	
Presión crítica	591	psia
Temperatura crítica	117,6	°C
Densidad líquido	540,42	kg/m ³
Relación volumen gas/líquido	273	
Volumen específico	0,48	m ³ /kg

Tomado de *Instalaciones hidrosanitarias, de gas y de aprovechamiento de aguas lluvias en edificaciones. 7a edición*, por R. P. Carmona, 2015, ECOE Ediciones.

5.1.5.2 Longitud equivalente de la tubería

La longitud equivalente cuantifica las pérdidas menores del sistema, producto de cambios de dirección, accesorios, bifurcaciones de la tubería y restricciones de flujo como válvulas de control o válvulas de globo, para este caso, las válvulas a usar en el proyecto son de bola de 1/4 de vuelta únicamente. Se logra a través de la equivalencia de la pérdida por accesorio con la pérdida de presión obtenida de un tramo de tubería recta de igual diámetro. Se proponen dos métodos para calcular la longitud equivalente. La primera se basa en consultar el valor asignado en una tabla ya elaborada por tipo de accesorio y diámetro; el procedimiento consiste en definir la cantidad de

accesorios a usar y sumar todas las longitudes equivalentes. El segundo consiste en calcular las pérdidas menores como 1/5 de las pérdidas mayores. (Carmona, 2015). Este último, ofrece condiciones más críticas para el dimensionamiento de la tubería, es decir, la red tendrá un sobredimensionamiento respecto a la primera opción, lo que ofrece un factor de seguridad en el cálculo en el caso que fuese necesario instalar más accesorios de los previstos por condiciones constructivas en la obra. Para el trabajo se usó la segunda opción y se representó mediante la ecuación 13, donde la longitud equivalente L_e y la longitud de la tubería L_t se expresan en m.

$$L_e = 0.2L_t \quad (13)$$

5.1.5.3 Velocidad del gas en la tubería

Para tuberías de gas a media presión, se encuentra establecida una velocidad de flujo no mayor a 20 m/seg, a razón de no afectar el funcionamiento de los equipos o instrumentos de medición y regulación y evitar ruidos excesivos en las tuberías, (Carmona, 2015). Para el caso donde se usen tuberías metálicas, las velocidades de flujo mayores a las recomendadas aumentan la velocidad de erosión de las paredes internas del tubo, trayendo consecuencias por desgaste, fugas en la tubería y arrastre de sólidos que afectan los dispositivos aguas abajo de la línea de flujo. (Vargas & Coral, 2023). El cálculo de la velocidad de flujo está definido por la ecuación 14. La velocidad V se expresa en términos de m/seg, el caudal Q_n en m³/h, la presión absoluta final P en mbar y el diámetro interno de la tubería D en mm.

$$V = 354 \frac{Q_n}{PD} \quad (14)$$

5.1.5.4 Presión absoluta para el diseño

La presión absoluta se compone de la suma de la presión barométrica y la presión manométrica. Para el diseño, la presión manométrica inicial es de 20 psi (1.378 mbar aproximadamente) y la presión barométrica o atmosférica a la altura de Pelaya es de 14.68 psi (1012 mbar).

5.1.5.5 Caudal de GLP para cada corregimiento

Tomando los datos de potencia por usuario de la Tabla 8 se calculó el volumen de GLP por tipo de cliente a través de la Ecuación 15. Donde el caudal Q_n se expresó en m^3/h , la potencia por tipo de usuario P_n en BTU/día y el poder calorífico del gas PC_{GLP} equivalente a 99.753 BTU/ m^3 .

$$Q_n = \frac{P_n}{24PC_{GLP}} \quad (15)$$

Se definieron dos formas para definir la demanda de gas de los centros poblados. Uno dirigido a asignar el caudal de la red troncal y otro para los anillos de distribución. El primero consistió en dimensionar una tubería capaz de transportar la carga del periodo tarifario número 20 calculada para todos los tipos de usuarios en la proyección de demanda de Costilla como se muestra en la Tabla 16, con el fin de garantizar la capacidad de la red troncal para atender el volumen actual y futuro del proyecto. Para este caso, el factor de coincidencia es igual a 1 en todos los tramos.

La segunda forma consistió en definir previamente el número de usuarios que atiende cada una de las derivaciones de las troncales en el primer periodo tarifario, calcular el factor de coincidencia correspondiente y asignar un caudal esperado de consumo por tipo de usuario. Dicho factor es equivalente a 1 para usuarios institucionales y comerciales. El producto resultante es el caudal corregido para cada anillo de distribución.

Tabla 16

Caudal de GLP de las redes troncales del proyecto

Tipo de Usuario	COSTILLA		SAN BERNARDO	
	Potencia total	Caudal GLP total	Potencia total	Caudal GLP total
	BTU/día	m3/h	BTU/día	m3/h
Residencial	13.469.859	5,63	14.499.117	6,06
Comercial	1.759.530	0,73	1.893.681	0,79
Institucional	911.261	0,38	911.261	0,38
Total	16.140.650	6,74	17.304.059	7,23

Fuente: Autor

5.1.5.6 Factor de coincidencia para el diseño

El factor de coincidencia o coeficiente de uso es una expresión matemática que relaciona la máxima demanda probable y la máxima demanda potencial de gas dependiendo del número de usuarios conectados al sistema (Blanco, 2017) Este factor se utiliza en el diseño para corregir el caudal nominal de cada tramo y obtener un caudal más ajustado a la demanda real del anillo de distribución. Para el proyecto, este factor se aplicará solamente a los usuarios residenciales. Para los usuarios comerciales e institucionales y para la determinación del caudal en la red troncal, el coeficiente de uso será igual 1. (Carmona, 2015) lo expresa en la Ecuación 16, donde K es el coeficiente de uso y N es el número de usuarios residenciales.

$$K = \frac{0.9687}{N^{0.1816}} \quad (16)$$

5.1.6 Trazado y dimensionamiento de las redes externas de Costilla

Sobre el plano de Costilla se identificó la ubicación del tanque estacionario de GLP, la red troncal en rojo, 1 poliválvula de control principal (PVTC-01) después del primer elevador a la salida del tanque y 3 más (PVTC-02, 03 y 04) que la seccionan en caso que se requiera por motivos de seguridad y mantenimiento y 12 derivaciones con sus respectivas poliválvulas (PVAC-01 al 12). Cada derivación alimenta una cantidad determinada de manzanas de forma interconectada,

formando anillos de distribución en su mayoría, con la finalidad de mantener el suministro de gas con las menores interrupciones posibles. Los usuarios finales se conectan a los anillos a través de líneas de acometida.

Para observar en detalle el diseño de la troncal y cada anillo de distribución, se realizó el dibujo en perspectiva isométrica de todas las redes. En cada uno se observa la cota de cada tramo de tubería, la cantidad de usuarios por manzana que abastece cada anillo, los diámetros y tipo de tubería usados en cada sección, la ubicación de cada poliválvula y una acometida. Para todo el dibujo de redes externas se usó el software de diseño asistido por computadora AutoCAD. La Figura 14 muestra el trazado de las redes externas para Costilla.

Se diseñó una acometida por anillo de distribución para simplificar los cálculos, su ubicación dependió del punto más crítico o de mayor pérdida acumulada del sistema, garantizando así, que el diámetro y material usado en la acometida con menor presión final puede utilizarse para las acometidas con mayores presiones dentro del mismo anillo. Se asume que la proyección de demanda está representada en la expansión y ocupación de nuevos terrenos a la periferia del corregimiento, por lo tanto, deberá ser atendida a través de nuevos anillos de distribución derivados de la línea troncal. Si la cantidad de usuarios asignada a cada anillo crece, se deberá recalcular las redes existentes para conocer si la nueva demanda puede ser atendida a satisfacción.

Figura 14

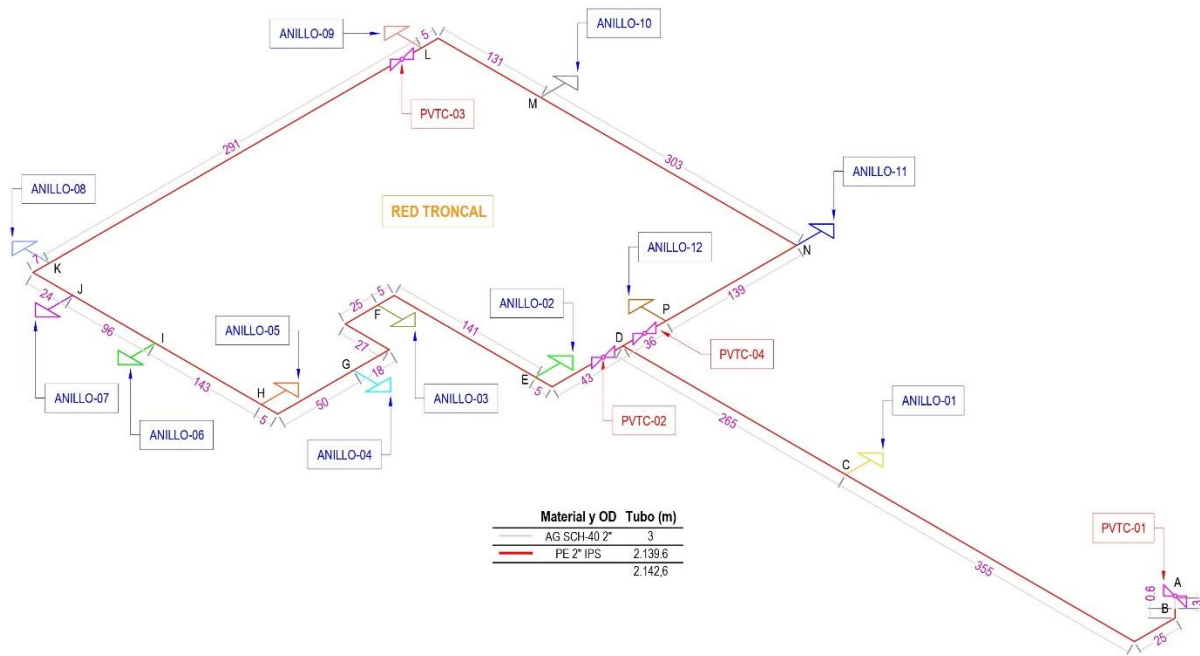
Trazado general de las redes externas de Costilla



Fuente: Autor

A continuación, se muestra cada plano isométrico de las redes externas de Costilla.

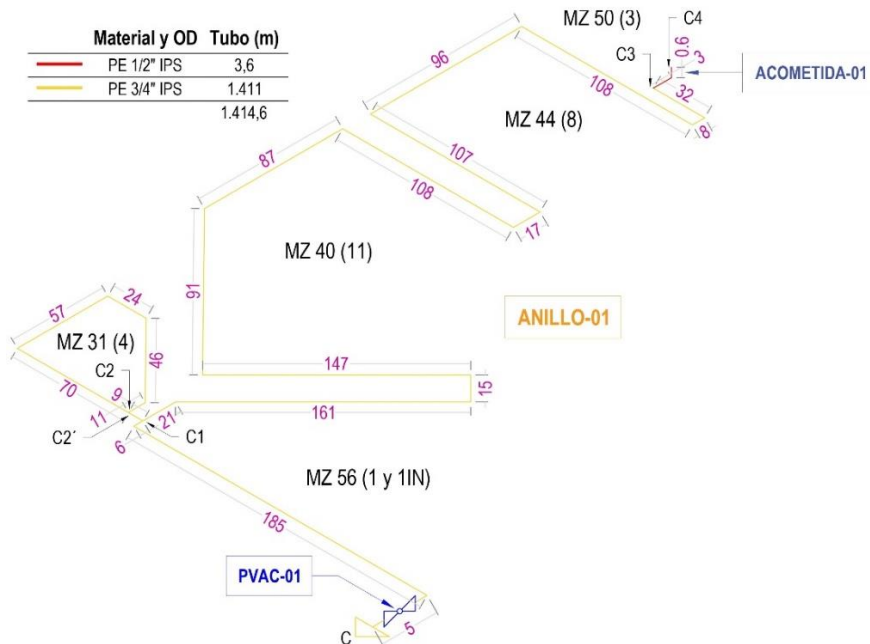
Figura 15
Plano en perspectiva isométrica de la red troncal de Costilla



Fuente: Autor

Figura 16

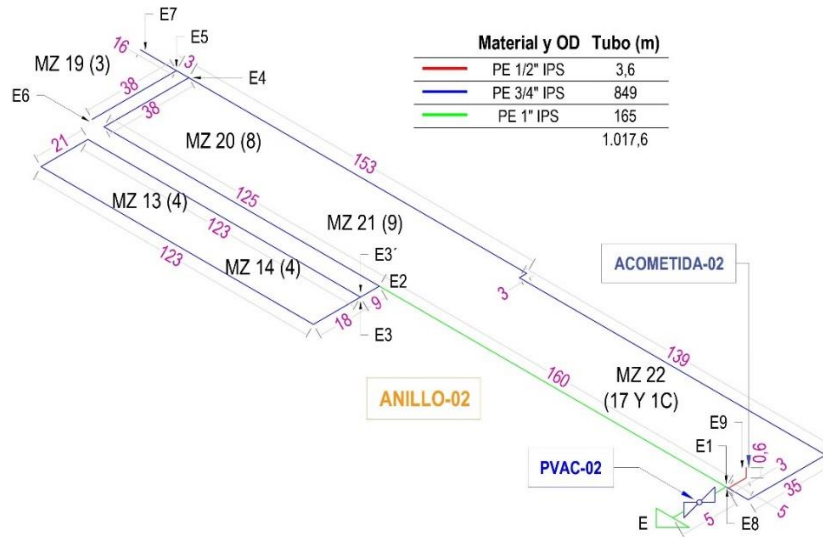
Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 01 de Costilla



Fuente: Autor

Figura 17

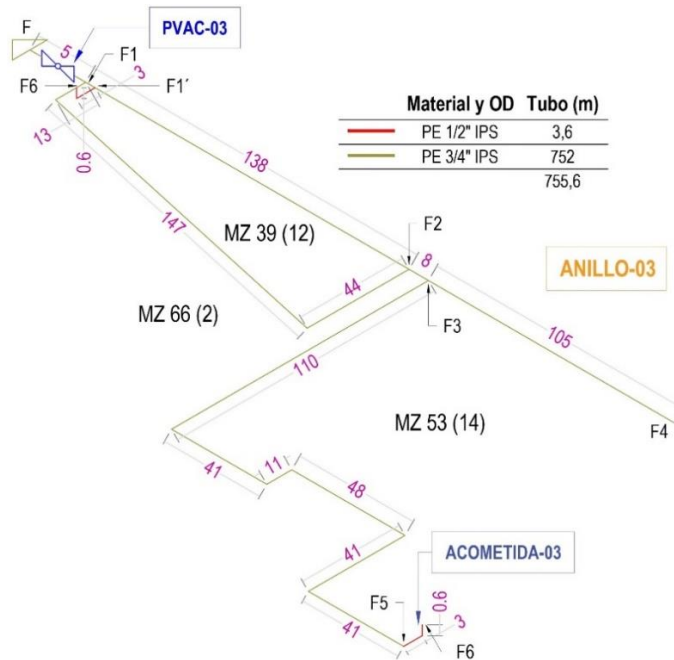
Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 02 de Costilla



Fuente: Autor

Figura 18

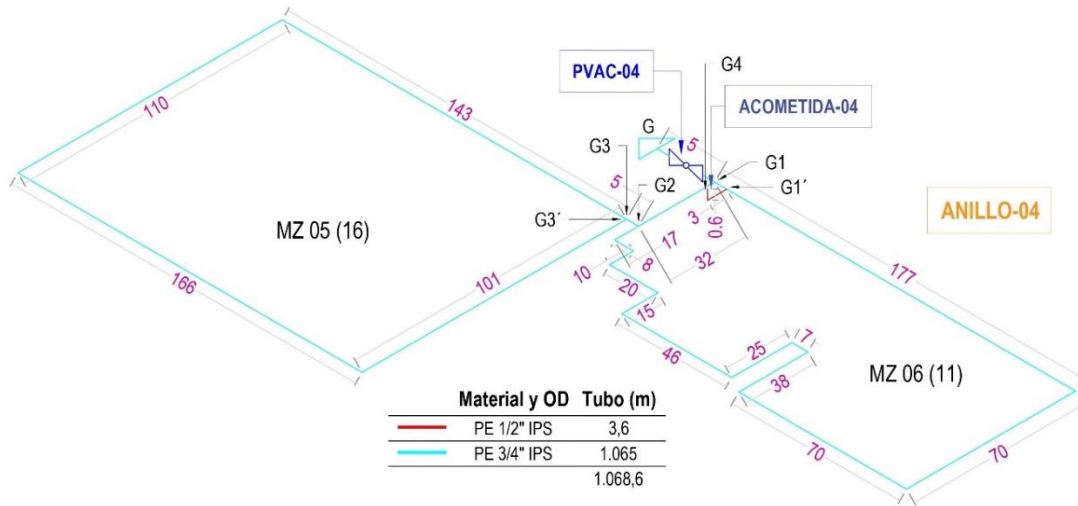
Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 03 de Costilla



Fuente: Autor

Figura 19

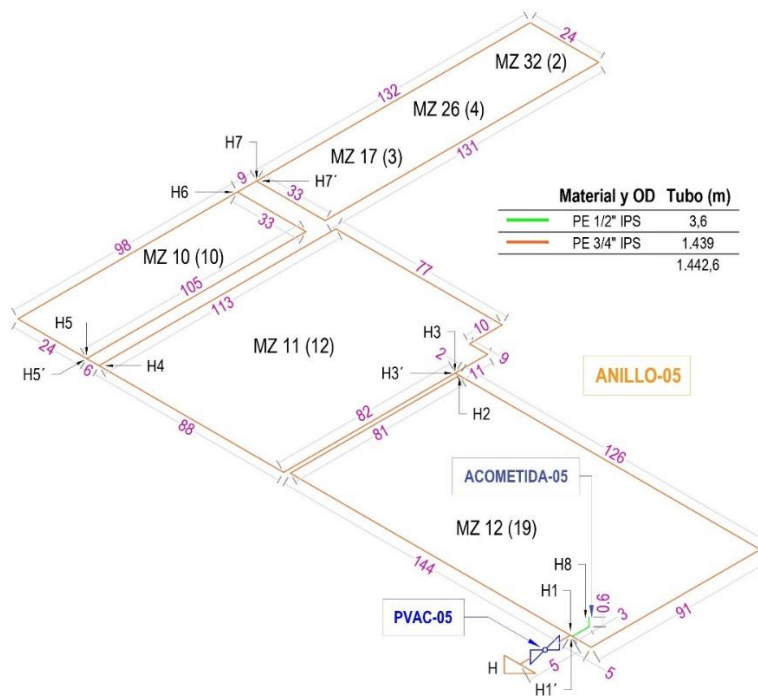
Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 04 de Costilla



Fuente: Autor

Figura 20

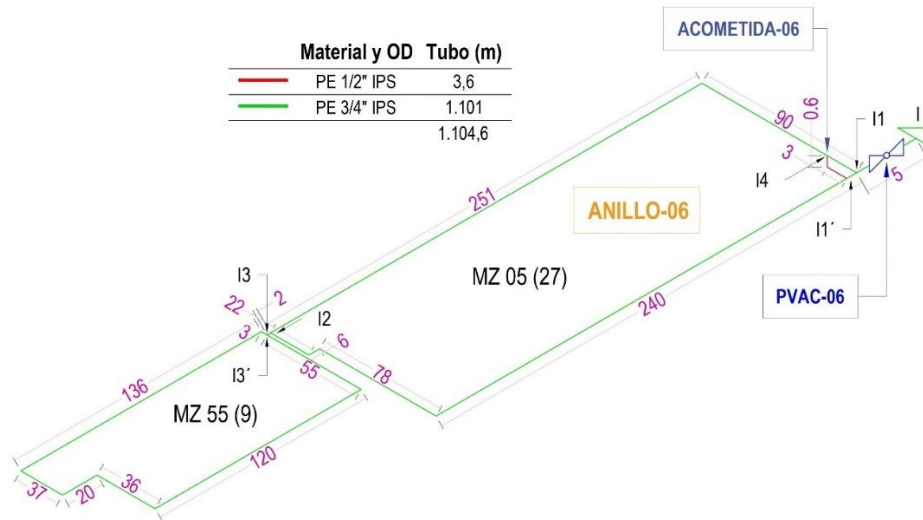
Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 05 de Costilla



Fuente: Autor

Figura 21

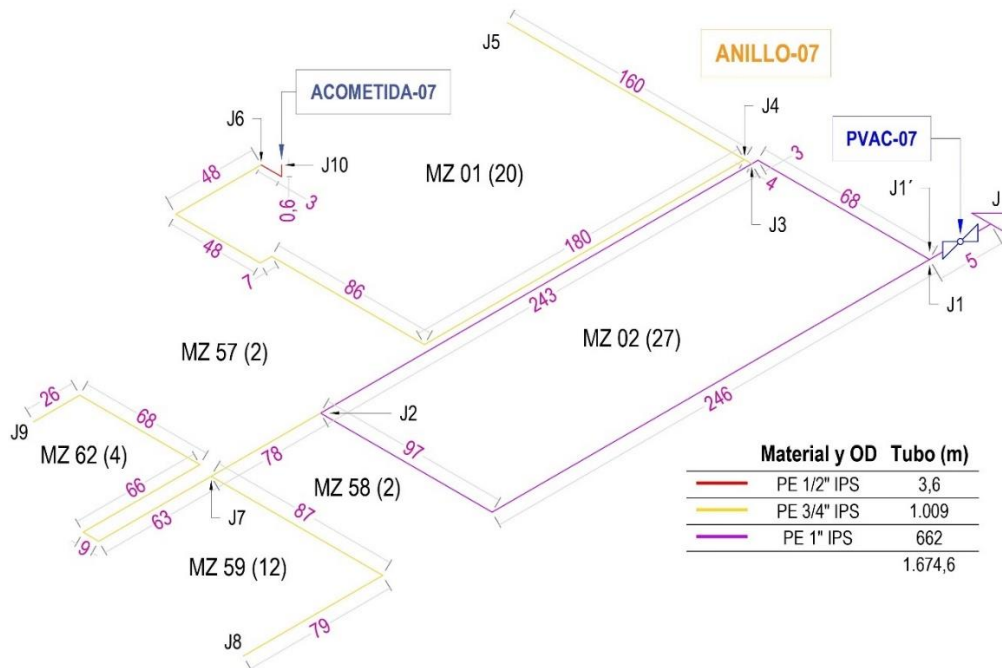
Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 06 de Costilla



Fuente: Autor

Figura 22

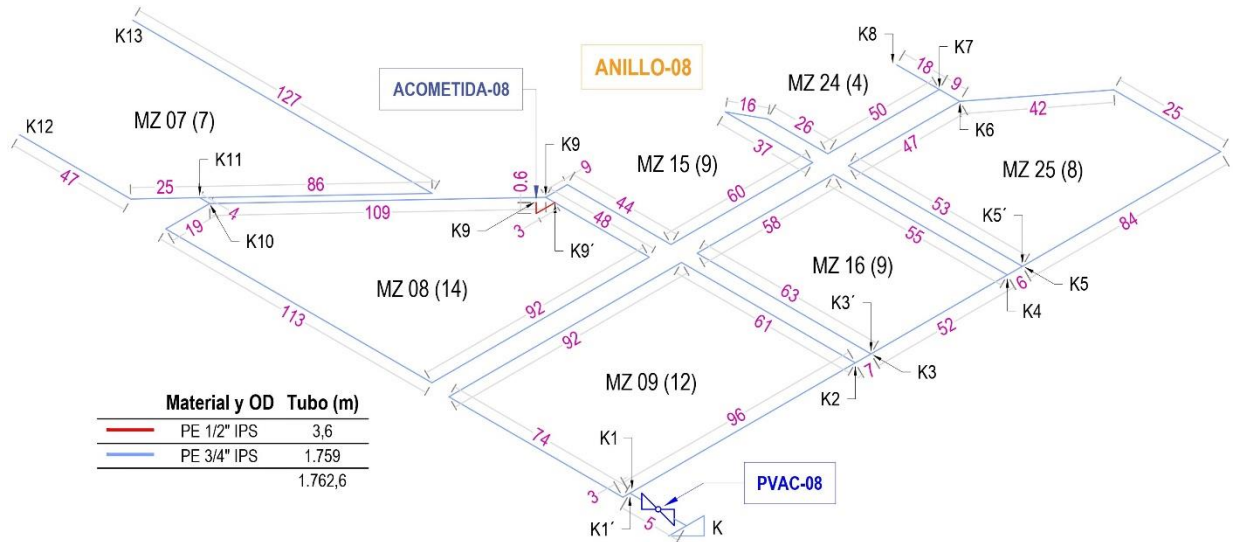
Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 07 de Costilla



Fuente: Autor

Figura 23

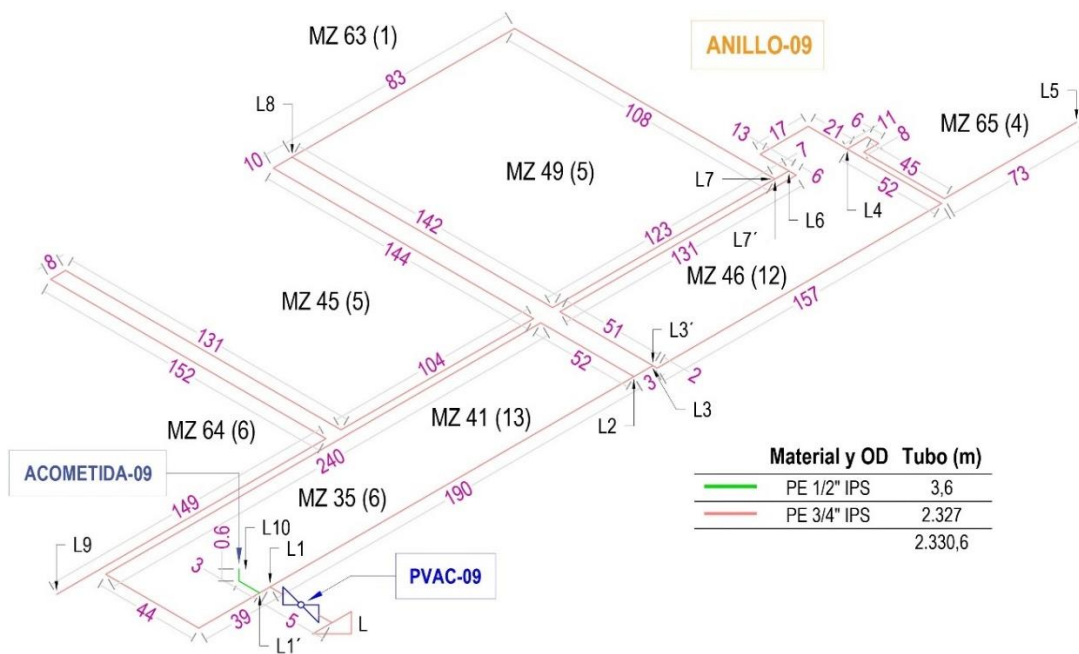
Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 08 de Costilla



Fuente: Autor

Figura 24

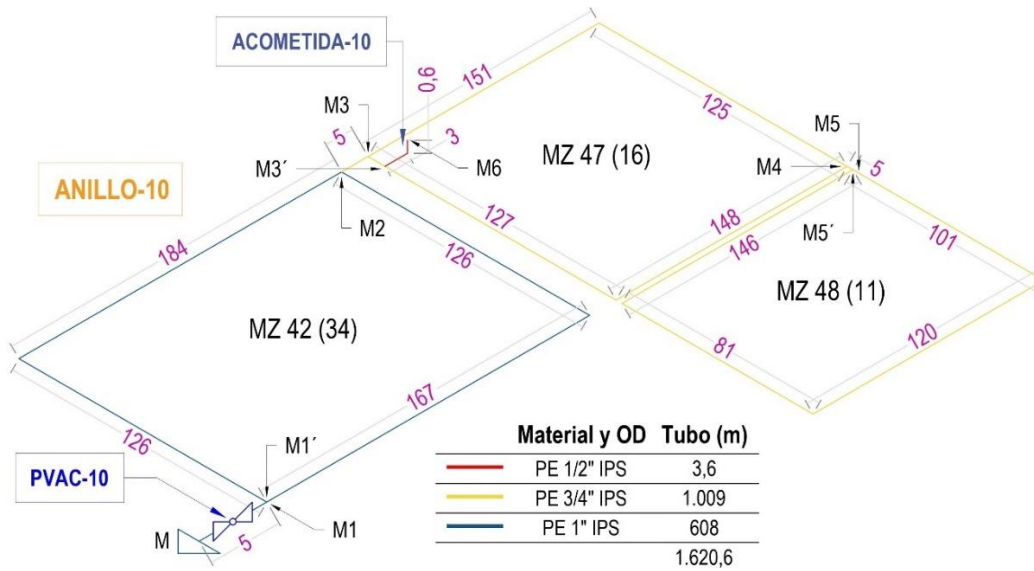
Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 09 de Costilla



Fuente: Autor

Figura 25

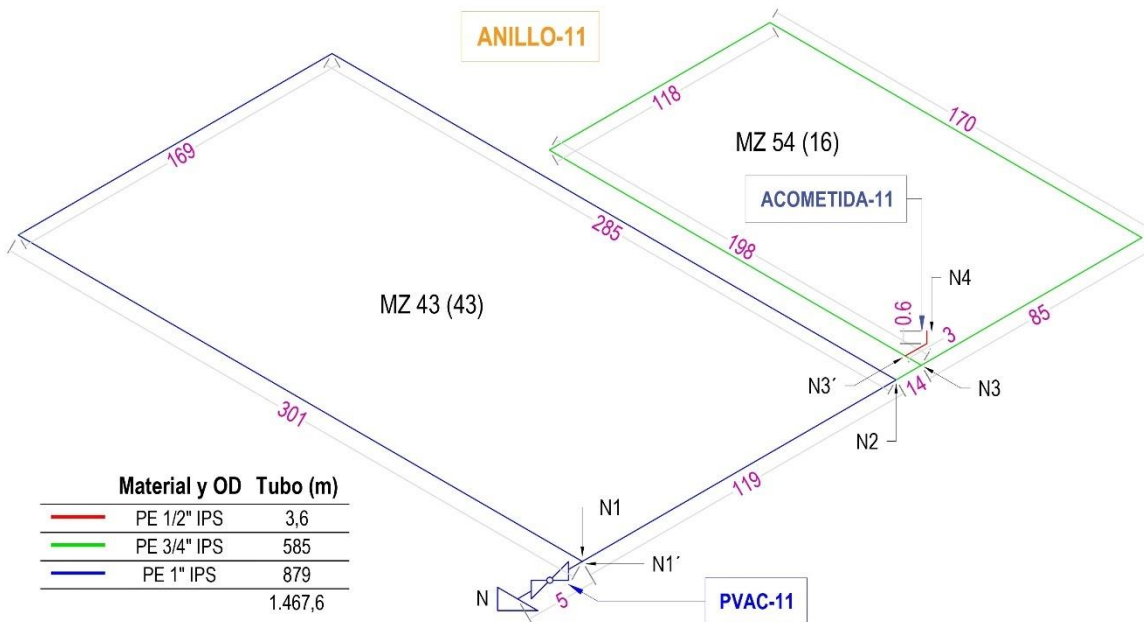
Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 10 de Costilla



Fuente: Autor

Figura 26

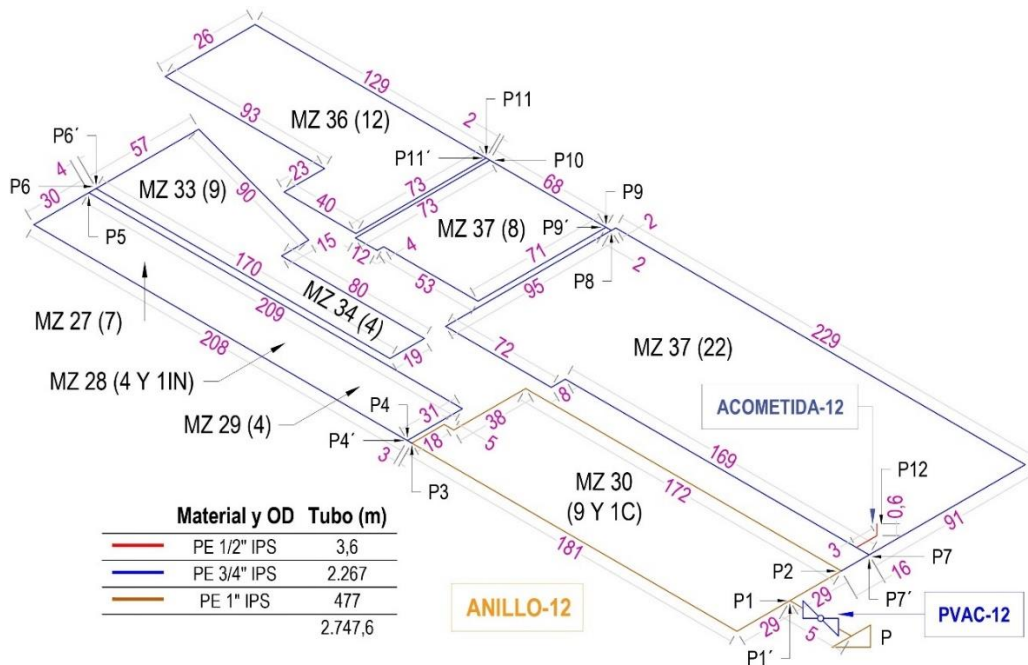
Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 11 de Costilla



Fuente: Autor

Figura 27

Plano en perspectiva isométrica del anillo de distribución 12 de Costilla



Fuente: Autor

A continuación, se muestra cada tabla de pérdidas de presión y dimensionamiento de las redes externas de gas de Costilla.

Tabla 17

Tabla de pérdidas de presión de la red troncal de Costilla

RED TRONCAL - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																			
TRAMO		LONGITUD		Q		Factor Coincidencia	Q diseño M ³ /H	Diámetro		P 1 mbar/m	P 2 mbar	CAIDA DE PRESION		PERDIDA ACUMULADA %	PRESION INICIAL mbar	PRESION FINAL mbar	VELOCIDA D m/s	MATERIAL	
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H			m	mm			pulg	mbar						mbar
A	B	3,0	0,60	3,60	6,74	1,000	6,74	52,48	2"	2390,00	2389,99	0,01	0,00	0,00	1378,00	1377,99	0,39	AG SCH-40 2"	
B	C	380,6	76,12	456,72	6,74	1,000	6,74	49,32	2"	2389,99	2388,69	1,31	0,09	0,10	1377,99	1376,69	0,44	PE IPS 2"	
C	D	265,0	53,00	318,00	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2388,69	2387,87	0,82	0,06	0,15	1376,69	1375,87	0,41	PE IPS 2"	
D	E	48,0	9,60	57,60	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2387,87	2387,72	0,15	0,01	0,17	1375,87	1375,72	0,41	PE IPS 2"	
E	F	146,0	29,20	175,20	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2387,72	2387,27	0,45	0,03	0,20	1375,72	1375,27	0,41	PE IPS 2"	
F	G	70,0	14,00	84,00	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2387,27	2387,05	0,22	0,02	0,21	1375,27	1375,05	0,41	PE IPS 2"	
G	H	55,0	11,00	66,00	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2387,05	2386,88	0,17	0,01	0,23	1375,05	1374,88	0,41	PE IPS 2"	
H	I	143,0	28,60	171,60	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2386,88	2386,44	0,44	0,03	0,26	1374,88	1374,44	0,41	PE IPS 2"	
I	J	96,0	19,20	115,20	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2386,44	2386,14	0,30	0,02	0,28	1374,44	1374,14	0,41	PE IPS 2"	
J	K	31,0	6,20	37,20	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2386,14	2386,05	0,10	0,01	0,29	1374,14	1374,05	0,41	PE IPS 2"	
K	L	291,0	58,20	349,20	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2386,05	2385,15	0,90	0,07	0,35	1374,05	1373,15	0,41	PE IPS 2"	
L	M	136,0	27,20	163,20	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2385,15	2384,73	0,42	0,03	0,38	1373,15	1372,73	0,41	PE IPS 2"	
M	N	303,0	60,60	363,60	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2384,73	2383,79	0,94	0,07	0,45	1372,73	1371,79	0,41	PE IPS 2"	
N	P	139,0	27,80	166,80	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2383,79	2383,36	0,43	0,03	0,48	1371,79	1371,36	0,41	PE IPS 2"	
P	D	36,0	7,20	43,20	6,34	1,000	6,34	49,32	2"	2383,36	2383,25	0,11	0,01	0,49	1371,36	1371,25	0,41	PE IPS 2"	
		2142,6																	

Fuente: Autor

Tabla 18

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 01 de Costilla

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 01 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
C	C1	196,0	39,20	235,20	9,75	0,53	5,19	21,88	3/4"	2388,69	2368,44	20,24	1,47	1,57	1376,69	1356,44	1,72	PE IPS 3/4"
C1	C2	9,0	1,80	10,80	1,29	0,75	0,97	21,88	3/4"	2368,44	2368,39	0,05	0,00	1,57	1356,44	1356,39	0,33	PE IPS 3/4"
C2	C2'	208,0	41,60	249,60	1,29	0,75	0,97	21,88	3/4"	2368,39	2367,22	1,17	0,09	1,66	1356,39	1355,22	0,33	PE IPS 3/4"
C1	C3	998,0	199,60	1197,60	7,11	0,55	3,93	21,88	3/4"	2368,44	2303,83	64,61	4,76	6,33	1356,44	1291,83	1,31	PE IPS 3/4"
C3	C4	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2303,83	2303,82	0,01	0,00	6,33	1291,83	1291,82	0,19	PE IPS 1/2"
1414,6																		

Fuente: Autor

Tabla 19

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 02 de Costilla

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 02 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
E	E1	5,0	1,00	6,00	15,57	0,49	7,56	27,36	1"	2387,72	2387,38	0,34	0,02	0,19	1375,72	1375,38	1,60	PE IPS 1"
E1	E2	160,0	32,00	192,00	15,57	0,49	7,56	27,36	1"	2387,38	2376,39	10,98	0,80	0,99	1375,38	1364,39	1,60	PE IPS 1"
E2	E3	9,0	1,80	10,80	2,59	0,66	1,72	21,88	3/4"	2376,39	2376,26	0,14	0,01	1,00	1364,39	1364,26	0,57	PE IPS 3/4"
E3	E3'	285,0	57,00	342,00	2,59	0,66	1,72	21,88	3/4"	2376,26	2371,96	4,30	0,32	1,31	1364,26	1359,96	0,57	PE IPS 3/4"
E2	E4	163,0	32,60	195,60	15,57	0,49	7,56	21,88	3/4"	2376,39	2343,81	32,58	2,39	3,38	1364,39	1331,81	2,52	PE IPS 3/4"
E4	E5	3,0	0,60	3,60	0,97	0,79	0,77	21,88	3/4"	2343,81	2343,80	0,01	0,00	3,38	1331,81	1331,80	0,26	PE IPS 3/4"
E5	E6	38,0	7,60	45,60	0,65	0,85	0,55	21,88	3/4"	2343,80	2343,72	0,08	0,01	3,38	1331,80	1331,72	0,19	PE IPS 3/4"
E5	E7	16,0	3,20	19,20	0,65	0,85	0,55	21,88	3/4"	2343,80	2343,76	0,03	0,00	3,38	1331,80	1331,76	0,19	PE IPS 3/4"
E4	E1'	335,0	67,00	402,00	15,57	0,49	7,56	21,88	3/4"	2343,81	2275,38	68,43	5,14	8,52	1331,81	1263,38	2,56	PE IPS 3/4"
E1'	E9	3,6	0,72	4,32	1,03	1,00	1,03	16,72	1/2"	2275,38	2275,29	0,08	0,01	8,52	1263,38	1263,29	0,61	PE IPS 1/2"
1017,6																		

Fuente: Autor

Tabla 20

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 03 de Costilla

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 03 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
F	F1	5,0	1,00	6,00	9,05	0,53	4,79	21,88	3/4"	2387,27	2386,82	0,45	0,03	0,23	1375,27	1374,82	1,59	PE IPS 3/4"
F1	F2	204,0	40,80	244,80	9,05	0,53	4,79	21,88	3/4"	2386,82	2368,53	18,29	1,33	1,56	1374,82	1356,53	1,59	PE IPS 3/4"
F2	F1'	138,0	27,60	165,60	9,05	0,53	4,79	21,88	3/4"	2368,53	2356,07	12,46	0,92	2,48	1356,53	1344,07	1,60	PE IPS 3/4"
F2	F3	8,0	1,60	9,60	4,53	0,60	2,71	21,88	3/4"	2368,53	2368,26	0,27	0,02	1,58	1356,53	1356,26	0,91	PE IPS 3/4"
F3	F4	105,0	21,00	126,00	2,91	0,65	1,89	21,88	3/4"	2368,26	2366,38	1,88	0,14	1,72	1356,26	1354,38	0,63	PE IPS 3/4"
F3	F5	292,0	58,40	350,40	3,88	0,62	2,39	21,88	3/4"	2368,26	2360,38	7,88	0,58	2,16	1356,26	1348,38	0,80	PE IPS 3/4"
F1'	F6	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2356,07	2356,06	0,01	0,00	2,48	1344,07	1344,06	0,19	PE IPS 1/2"
755,60																		

Fuente: Autor

Tabla 21

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 04 de Costilla

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 04 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
G	G1	5,0	1,00	6,00	8,73	0,53	4,65	21,88	3/4"	2387,05	2386,63	0,42	0,03	0,24	1375,05	1374,63	1,54	PE IPS 3/4"
G1	G2	32,0	6,40	38,40	8,73	0,53	4,65	21,88	3/4"	2386,63	2383,91	2,72	0,20	0,44	1374,63	1371,91	1,54	PE IPS 3/4"
G2	G1'	503,0	100,60	603,60	8,73	0,53	4,65	21,88	3/4"	2383,91	2340,80	43,11	3,14	3,58	1371,91	1328,80	1,54	PE IPS 3/4"
G2	G3	5,0	1,00	6,00	5,17	0,59	3,03	21,88	3/4"	2383,91	2383,71	0,20	0,01	0,46	1371,91	1371,71	1,01	PE IPS 3/4"
G3	G3'	520,0	104,00	624,00	5,17	0,59	3,03	21,88	3/4"	2383,71	2362,65	21,06	1,54	1,99	1371,71	1350,65	1,01	PE IPS 3/4"
G1'	G4	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2340,80	2340,79	0,01	0,00	3,59	1328,80	1328,79	0,19	PE IPS 1/2"
1068.6																		

Fuente: Autor

Tabla 22

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 05 de Costilla

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 05 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
H	H1	5,0	1,00	6,00	16,16	0,48	7,69	21,88	3/4"	2386,88	2385,86	1,02	0,07	0,30	1374,88	1373,86	2,55	PE IPS 3/4"
H1	H2	225,0	45,00	270,00	16,16	0,48	7,69	21,88	3/4"	2385,86	2339,50	46,36	3,37	3,68	1373,86	1327,50	2,55	PE IPS 3/4"
H2	H1'	222,0	44,40	266,40	16,16	0,48	7,69	21,88	3/4"	2339,50	2292,83	46,66	3,52	7,19	1327,50	1280,83	2,61	PE IPS 3/4"
H2	H3	2,0	0,40	2,40	10,02	0,52	5,20	21,88	3/4"	2339,50	2339,29	0,21	0,02	3,69	1327,50	1327,29	1,76	PE IPS 3/4"
H3	H4	220,0	44,00	264,00	10,02	0,52	5,20	21,88	3/4"	2339,29	2315,99	23,30	1,76	5,45	1327,29	1303,99	1,76	PE IPS 3/4"
H4	H3'	170,0	34,00	204,00	10,02	0,52	5,20	21,88	3/4"	2315,99	2297,83	18,16	1,39	6,84	1303,99	1285,83	1,78	PE IPS 3/4"
H4	H5	6,0	1,20	7,20	6,14	0,57	3,49	21,88	3/4"	2315,99	2315,67	0,32	0,02	5,47	1303,99	1303,67	1,19	PE IPS 3/4"
H5	H6	138,0	27,60	165,60	6,14	0,57	3,49	21,88	3/4"	2315,67	2308,35	7,33	0,56	6,03	1303,67	1296,35	1,19	PE IPS 3/4"
H6	H5'	122,0	24,40	146,40	6,14	0,57	3,49	21,88	3/4"	2308,35	2301,85	6,50	0,50	6,53	1296,35	1289,85	1,20	PE IPS 3/4"
H6	H7	9,0	1,80	10,80	2,91	0,65	1,89	21,88	3/4"	2308,35	2308,18	0,17	0,01	6,05	1296,35	1296,18	0,65	PE IPS 3/4"
H7	H7'	320,0	64,00	384,00	2,91	0,65	1,89	21,88	3/4"	2308,18	2302,30	5,88	0,45	6,50	1296,18	1290,30	0,65	PE IPS 3/4"
H1'	H8	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2292,83	2292,82	0,01	0,00	7,19	1280,83	1280,82	0,19	PE IPS 1/2"
1442.6																		

Fuente: Autor

Tabla 23

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 06 de Costilla

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 06 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
I	I1	5,0	1,00	6,00	11,64	0,51	5,88	21,88	3/4"	2386,44	2385,80	0,64	0,05	0,31	1374,44	1373,80	1,95	PE IPS 3/4"
I1	I2	341,0	68,20	409,20	11,64	0,51	5,88	21,88	3/4"	2385,80	2341,81	43,99	3,20	3,51	1373,80	1329,81	1,95	PE IPS 3/4"
I2	I3	2,0	0,40	2,40	2,91	0,65	1,89	21,88	3/4"	2341,81	2341,77	0,04	0,00	3,51	1329,81	1329,77	0,64	PE IPS 3/4"
I3	I3'	407,0	81,40	488,40	2,91	0,65	1,89	21,88	3/4"	2341,77	2334,40	7,37	0,55	4,06	1329,77	1322,40	0,64	PE IPS 3/4"
I2	I1'	346,0	69,20	415,20	11,64	0,51	5,88	21,88	3/4"	2341,81	2296,31	45,50	3,42	6,93	1329,81	1284,31	1,99	PE IPS 3/4"
I1'	I4	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2296,31	2296,30	0,01	0,00	6,93	1284,31	1284,30	0,19	PE IPS 1/2"
1104.6																		

Fuente: Autor

Tabla 24

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 07 de Costilla

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 07 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																			
TRAMO		LONGITUD			Q		Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H	M ³ /H		mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s		
J	J1	5,0	1,00	6,00	21,66	0,45	9,78	27,36	1"	2386,14	2385,61	0,54	0,04	0,32	1374,14	1373,61	2,07	PE IPS 1"	
J1	J2	343,0	68,60	411,60	21,66	0,45	9,78	27,36	1"	2385,61	2348,52	37,09	2,70	3,02	1373,61	1336,52	2,07	PE IPS 1"	
J2	J3	243,0	48,60	291,60	21,66	0,45	9,78	27,36	1"	2348,52	2321,89	26,63	1,99	5,01	1336,52	1309,89	2,11	PE IPS 1"	
J3	J4	4,0	0,80	4,80	7,11	0,55	3,93	21,88	3/4"	2321,89	2321,62	0,26	0,02	5,03	1336,52	1336,26	1,33	PE IPS 3/4"	
J4	J5	160,0	32,00	192,00	2,91	0,65	1,89	21,88	3/4"	2321,62	2318,70	2,92	0,22	5,25	1336,26	1333,34	0,64	PE IPS 3/4"	
J4	J6	369,0	73,80	442,80	5,17	0,59	3,03	21,88	3/4"	2321,62	2306,30	15,32	1,15	6,18	1336,26	1320,93	1,02	PE IPS 3/4"	
J3	J1'	71,0	14,20	85,20	21,66	0,45	9,78	27,36	1"	2321,89	2314,05	7,84	0,59	5,60	1333,34	1325,50	2,11	PE IPS 1"	
J2	J7	78,0	15,60	93,60	6,46	0,56	3,63	21,88	3/4"	2348,52	2344,13	4,39	0,33	3,35	1333,34	1328,95	1,23	PE IPS 3/4"	
J7	J8	166,0	33,20	199,20	3,88	0,62	2,39	21,88	3/4"	2344,13	2339,61	4,52	0,34	3,69	1320,93	1316,41	0,81	PE IPS 3/4"	
J7	J9	232,0	46,40	278,40	3,56	0,63	2,23	21,88	3/4"	2344,13	2338,54	5,58	0,42	3,77	1328,95	1323,36	0,75	PE IPS 3/4"	
J6	J10	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2306,30	2306,29	0,01	0,00	6,18	1320,93	1320,92	0,19	PE IPS 1/2"	
1674,6																			

Fuente: Autor

Tabla 25

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 08 de Costilla

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 08 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																			
TRAMO		LONGITUD			Q		Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H	M ³ /H		mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s		
K	K1	5,0	1,00	6,00	20,36	0,46	9,30	21,88	3/4"	2386,05	2384,63	1,42	0,10	0,39	1374,05	1372,63	3,08	PE IPS 3/4"	
K1	K2	96,0	19,20	115,20	20,36	0,46	9,30	21,88	3/4"	2384,63	2357,23	27,40	2,00	2,39	1372,63	1345,23	3,09	PE IPS 3/4"	
K2	K1'	227,0	45,40	272,40	20,36	0,46	9,30	21,88	3/4"	2357,23	2291,15	66,08	4,91	7,30	1345,23	1279,15	3,12	PE IPS 3/4"	
K2	K3	7,0	1,40	8,40	16,48	0,47	7,82	21,88	3/4"	2357,23	2355,75	1,49	0,11	2,50	1345,23	1343,75	2,63	PE IPS 3/4"	
K3	K4	52,0	10,40	62,40	16,48	0,47	7,82	21,88	3/4"	2355,75	2344,67	11,08	0,82	3,32	1343,75	1332,67	2,63	PE IPS 3/4"	
K4	K3'	176,0	35,20	211,20	16,48	0,47	7,82	21,88	3/4"	2344,67	2306,77	37,90	2,84	6,17	1332,67	1294,77	2,64	PE IPS 3/4"	
K4	K5	6,0	1,20	7,20	13,58	0,49	6,67	21,88	3/4"	2344,67	2343,69	0,97	0,07	3,39	1332,67	1331,69	2,25	PE IPS 3/4"	
K5	K6	151,0	30,20	181,20	13,58	0,49	6,67	21,88	3/4"	2343,69	2319,09	24,60	1,85	5,24	1331,69	1307,09	2,26	PE IPS 3/4"	
K6	K5'	100,0	20,00	120,00	13,58	0,49	6,67	21,88	3/4"	2319,09	2302,66	16,44	1,26	6,50	1307,09	1290,66	2,28	PE IPS 3/4"	
K6	K7	9,0	1,80	10,80	10,99	0,51	5,61	21,88	3/4"	2319,09	2318,00	1,09	0,08	5,33	1307,09	1306,00	1,92	PE IPS 3/4"	
K7	K8	18,0	3,60	21,60	0,65	0,85	0,55	21,88	3/4"	2318,00	2317,96	0,04	0,00	5,33	1306,00	1305,96	0,19	PE IPS 3/4"	
K7	K9	242,0	48,40	290,40	10,99	0,51	5,61	21,88	3/4"	2318,00	2288,47	29,54	2,26	7,59	1306,00	1276,47	1,92	PE IPS 3/4"	
K9	K10	109,0	21,80	130,80	6,79	0,56	3,78	21,88	3/4"	2288,47	2281,71	6,75	0,53	8,12	1276,47	1269,71	1,31	PE IPS 3/4"	
K10	K9'	272,0	54,40	326,40	6,79	0,56	3,78	21,88	3/4"	2281,71	2264,78	16,94	1,33	9,45	1269,71	1252,78	1,32	PE IPS 3/4"	
K10	K11	4,0	0,80	4,80	2,26	0,68	1,54	21,88	3/4"	2281,71	2281,66	0,05	0,00	8,12	1269,71	1269,66	0,54	PE IPS 3/4"	
K11	K12	72,0	14,40	86,40	1,62	0,72	1,17	21,88	3/4"	2281,66	2281,08	0,58	0,05	8,17	1269,66	1269,08	0,41	PE IPS 3/4"	
K11	K13	213,0	42,60	255,60	1,94	0,70	1,36	21,88	3/4"	2281,66	2279,44	2,22	0,17	8,29	1269,66	1267,44	0,47	PE IPS 3/4"	
K9'	K14	3,6	0,72	4,32	0,32	0,97	0,31	16,72	1/2"	2264,78	2264,77	0,01	0,00	9,45	1252,78	1252,77	0,19	PE IPS 1/2"	
1762,6																			

Fuente: Autor

Tabla 26

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 09 de Costilla

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 09 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																			
TRAMO		LONGITUD			Q		Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H	M ³ /H		mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s		
L	L1	5,0	1,00	6,00	16,48	0,47	7,82	21,88	3/4"	2385,15	2384,10	1,05	0,08	0,43	1373,15	1372,10	2,60	PE IPS 3/4"	
L1	L2	190,0	38,00	228,00	16,48	0,47	7,82	21,88	3/4"	2384,10	2343,85	40,25	2,93	3,36	1372,10	1331,85	2,60	PE IPS 3/4"	
L2	L1'	375,0	75,00	450,00	16,48	0,47	7,82	21,88	3/4"	2343,85	2262,31	81,54	6,12	9,48	1331,85	1250,31	2,64	PE IPS 3/4"	
L2	L3	3,0	0,60	3,60	10,34	0,52	5,34	21,88	3/4"	2343,85	2343,52	0,33	0,02	3,39	1331,85	1331,52	1,81	PE IPS 3/4"	
L3	L4	211,0	42,20	253,20	10,34	0,52	5,34	21,88	3/4"	2343,52	2320,19	23,33	1,75	5,14	1331,52	1308,19	1,81	PE IPS 3/4"	
L4	L5	143,0	28,60	171,60	1,29	0,75	0,97	21,88	3/4"	2320,19	2319,36	0,82	0,06	5,20	1308,19	1307,36	0,33	PE IPS 3/4"	
L4	L6	51,0	10,20	61,20	10,34	0,52	5,34	21,88	3/4"	2320,19	2314,51	5,68	0,43	5,57	1308,19	1302,51	1,83	PE IPS 3/4"	
L6	L3'	188,0	37,60	225,60	10,34	0,52	5,34	21,88	3/4"	2314,51	2293,47	21,04	1,62	7,19	1302,51	1281,47	1,83	PE IPS 3/4"	
L6	L7	7,0	1,40	8,40	5,17	0,59	3,03	21,88	3/4"	2314,51	2314,22	0,29	0,02	5,60	1302,51	1302,22	1,04	PE IPS 3/4"	
L7	L8	191,0	38,20	229,20	5,17	0,59	3,03	21,88	3/4"	2314,22	2306,27	7,95	0,61	6,21	1302,22	1294,27	1,04	PE IPS 3/4"	
L8	L7'	265,0	53,00	318,00	5,17	0,59	3,03	21,88	3/4"	2306,27	2295,21	11,07	0,86	7,06	1294,27	1283,21	1,04	PE IPS 3/4"	
L8	L9	698,0	139,60	837,60	3,56	0,63	2,23	21,88	3/4"	2306,27	2289,15	17,12	1,32	7,53	1294,27	1277,15	0,77	PE IPS 3/4"	
L1'	L10	3,6	0,72	4,32	0,32	0,97	0,31	16,72	1/2"	2262,31	2262,30	0,01	0,00	9,49	1250,31	1250,30	0,19	PE IPS 1/2"	
2330,6																			

Fuente: Autor

Tabla 27

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 10 de Costilla

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 10 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
M	M1	5,0	1,00	6,00	19,72	0,46	9,05	27,36	1"	2384,73	2384,26	0,47	0,03	0,42	1372,73	1372,26	1,92	PE IPS 1"
M1	M2	293,0	58,60	351,60	19,72	0,46	9,05	27,36	1"	2384,26	2356,58	27,68	2,02	2,43	1372,26	1344,58	1,92	PE IPS 1"
M2	M1	310,0	62,00	372,00	19,72	0,46	9,05	27,36	1"	2356,58	2326,93	29,64	2,20	4,64	1344,58	1314,93	1,95	PE IPS 1"
M2	M3	5,0	1,00	6,00	8,73	0,53	4,65	21,88	3/4"	2356,58	2356,15	0,43	0,03	2,47	1344,58	1344,15	1,56	PE IPS 3/4"
M3	M4	276,0	55,20	331,20	8,73	0,53	4,65	21,88	3/4"	2356,15	2332,31	23,84	1,77	4,24	1344,15	1320,31	1,56	PE IPS 3/4"
M4	M3	275,0	55,00	330,00	8,73	0,53	4,65	21,88	3/4"	2332,31	2308,32	23,99	1,82	6,06	1320,31	1296,32	1,58	PE IPS 3/4"
M4	M5	5,0	1,00	6,00	3,56	0,63	2,23	21,88	3/4"	2332,31	2332,19	0,12	0,01	4,25	1320,31	1320,19	0,76	PE IPS 3/4"
M5	M5	448,0	89,60	537,60	3,56	0,63	2,23	21,88	3/4"	2332,19	2321,34	10,85	0,82	5,07	1320,19	1309,34	0,76	PE IPS 3/4"
M3	M6	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2308,32	2308,31	0,01	0,00	6,06	1296,32	1296,31	0,19	PE IPS 1/2"
1620,6																		

Fuente: Autor

Tabla 28

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 11 de Costilla

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 11 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
N	N1	5,0	1,00	6,00	19,07	0,46	8,81	27,36	1"	2383,79	2383,34	0,45	0,03	0,48	1371,79	1371,34	1,87	PE IPS 1"
N1	N2	755,0	151,00	906,00	19,07	0,46	8,81	27,36	1"	2383,34	2314,70	68,64	5,01	5,49	1371,34	1302,70	1,87	PE IPS 1"
N2	N1	119,0	23,80	142,80	19,07	0,46	8,81	27,36	1"	2314,70	2303,70	11,01	0,84	6,33	1302,70	1291,70	1,93	PE IPS 1"
N2	N3	14,0	2,80	16,80	5,17	0,59	3,03	21,88	3/4"	2314,70	2314,12	0,58	0,04	5,33	1302,70	1302,12	1,04	PE IPS 3/4"
N3	N3	571,0	114,20	685,20	5,17	0,59	3,03	21,88	3/4"	2314,12	2290,29	23,84	1,83	7,36	1302,12	1278,29	1,04	PE IPS 3/4"
N3	N4	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2290,29	2290,28	0,01	0,00	7,37	1278,29	1278,28	0,19	PE IPS 1/2"
1467,6																		

Fuente: Autor

Tabla 29

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 12 de Costilla

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 12 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 10%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
P	P1	5,0	1,00	6,00	27,59	0,44	12,09	27,36	1"	2383,36	2382,58	0,78	0,06	0,54	1371,36	1370,58	2,57	PE IPS 1"
P1	P2	29,0	5,80	34,80	27,59	0,44	12,09	27,36	1"	2382,58	2378,07	4,51	0,33	0,87	1370,58	1366,07	2,57	PE IPS 1"
P2	P3	233,0	46,60	279,60	27,59	0,44	12,09	27,36	1"	2378,07	2341,52	36,55	2,68	3,54	1366,07	1329,52	2,57	PE IPS 1"
P3	P1	210,0	42,00	252,00	27,59	0,44	12,09	27,36	1"	2341,52	2308,08	33,44	2,52	6,06	1329,52	1296,08	2,62	PE IPS 1"
P3	P4	3,0	0,60	3,60	10,08	0,53	5,33	21,88	3/4"	2341,52	2341,19	0,33	0,02	3,57	1329,52	1329,19	1,80	PE IPS 3/4"
P4	P5	240,0	48,00	288,00	10,08	0,53	5,33	21,88	3/4"	2341,19	2314,69	26,50	1,99	5,56	1329,19	1302,69	1,80	PE IPS 3/4"
P5	P4	238,0	47,60	285,60	10,08	0,53	5,33	21,88	3/4"	2314,69	2288,11	26,58	2,04	7,60	1302,69	1276,11	1,83	PE IPS 3/4"
P5	P6	4,0	0,80	4,80	4,20	0,61	2,55	21,88	3/4"	2314,69	2314,57	0,12	0,01	5,57	1302,69	1302,57	0,88	PE IPS 3/4"
P6	P6	431,0	86,20	517,20	4,20	0,61	2,55	21,88	3/4"	2314,57	2301,21	13,35	1,03	6,60	1302,57	1289,21	0,88	PE IPS 3/4"
P2	P7	16,0	3,20	19,20	13,58	0,49	6,67	21,88	3/4"	2378,07	2375,52	2,56	0,19	1,06	1366,07	1363,52	2,22	PE IPS 3/4"
P7	P8	322,0	64,40	386,40	13,58	0,49	6,67	21,88	3/4"	2375,52	2323,46	52,05	3,82	4,87	1363,52	1311,46	2,22	PE IPS 3/4"
P8	P7	344,0	68,80	412,80	13,58	0,49	6,67	21,88	3/4"	2323,46	2266,53	56,93	4,34	9,21	1311,46	1254,53	2,28	PE IPS 3/4"
P8	P9	2,0	0,40	2,40	6,46	0,56	3,63	21,88	3/4"	2323,46	2323,35	0,11	0,01	4,88	1311,46	1311,35	1,24	PE IPS 3/4"
P9	P10	68,0	13,60	81,60	6,46	0,56	3,63	21,88	3/4"	2323,35	2319,48	3,87	0,29	5,18	1311,35	1307,48	1,24	PE IPS 3/4"
P10	P9	213,0	42,60	255,60	6,46	0,56	3,63	21,88	3/4"	2319,48	2307,32	12,16	0,93	6,11	1307,48	1295,32	1,24	PE IPS 3/4"
P10	P11	2,0	0,40	2,40	3,88	0,62	2,39	21,88	3/4"	2319,48	2319,43	0,06	0,00	5,18	1307,48	1307,43	0,82	PE IPS 3/4"
P11	P11	384,0	76,80	460,80	3,88	0,62	2,39	21,88	3/4"	2319,43	2308,84	10,59	0,81	5,99	1307,43	1296,84	0,82	PE IPS 3/4"
P7	P12	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2266,53	2266,52	0,01	0,00	9,22	1254,53	1254,52	0,19	PE IPS 1/2"
2747,6																		

Fuente: Autor

5.1.7 Trazado y dimensionamiento de las redes externas de San Bernardo

En el plano de San Bernardo se ha logrado identificar la ubicación precisa del tanque estacionario de Gas Licuado de Petróleo (GLP), así como la red troncal, marcada en color rojo. Se ha establecido la presencia de una poliválvula de control principal (PVTSB-01) ubicada después del primer elevador, a la salida del tanque estacionario, y tres poliválvulas adicionales (PVTSB-02, 03 y 04), las cuales tienen la función de seccionar la red en caso de ser necesario por razones de seguridad o mantenimiento.

Además, se han identificado seis derivaciones, cada una con sus respectivas poliválvulas (PVASB-01 al 06). Cada derivación está diseñada para alimentar un conjunto determinado de manzanas de forma interconectada, configurando anillos de distribución en su mayoría. Las mismas consideraciones que se usaron en Costilla, para los planos isométricos y la ubicación de la línea de acometida crítica, también se aplicaron para San Bernardo.

En caso de incrementar a futuro la cantidad de usuarios asignados a cada anillo, será necesario llevar a cabo una revaluación de las redes existentes, con el objetivo de determinar si la nueva demanda puede ser atendida por el sistema ya dimensionado. En consecuencia, se presentan los planos isométricos y tablas de cada subsistema de la red.

Si la cantidad de usuarios asignada a cada anillo crece, se deberá recalcular las redes existentes para conocer si la nueva demanda puede ser atendida a satisfacción.

Figura 28

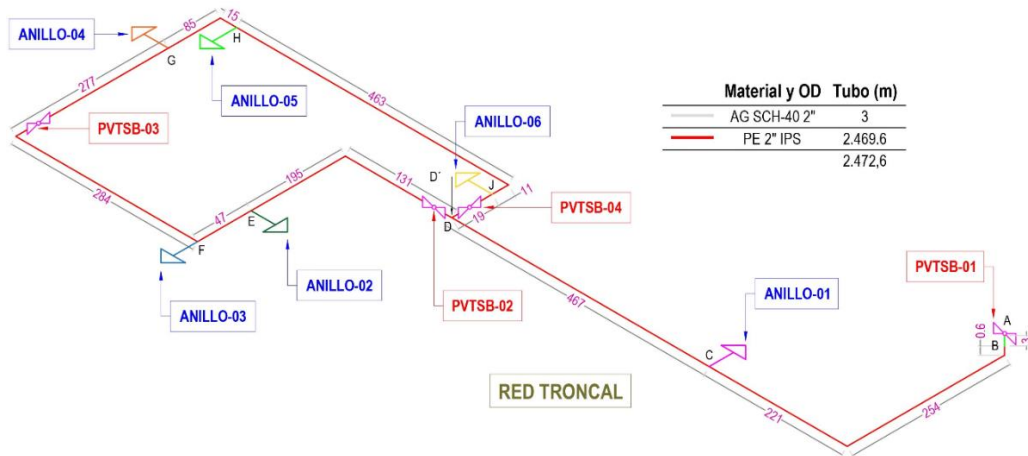
Trazado general de las redes externas de San Bernardo



Fuente: Autor

Figura 29

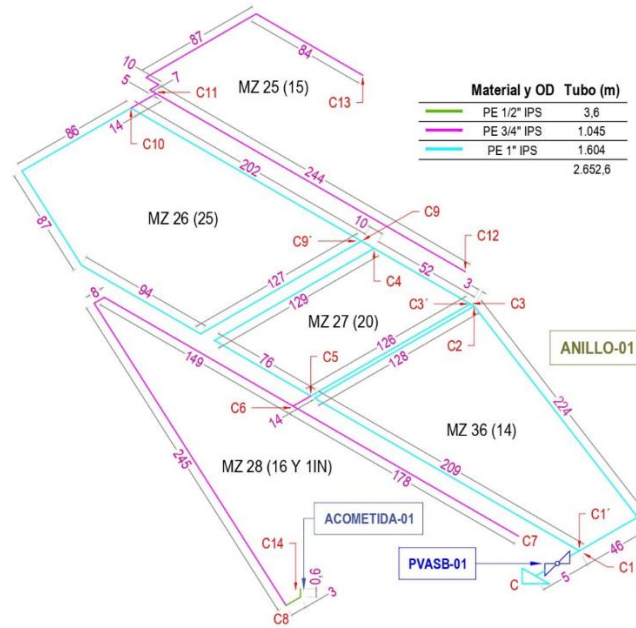
Plano perspectiva isométrica de la red troncal de San Bernardo



Fuente: Autor

Figura 30

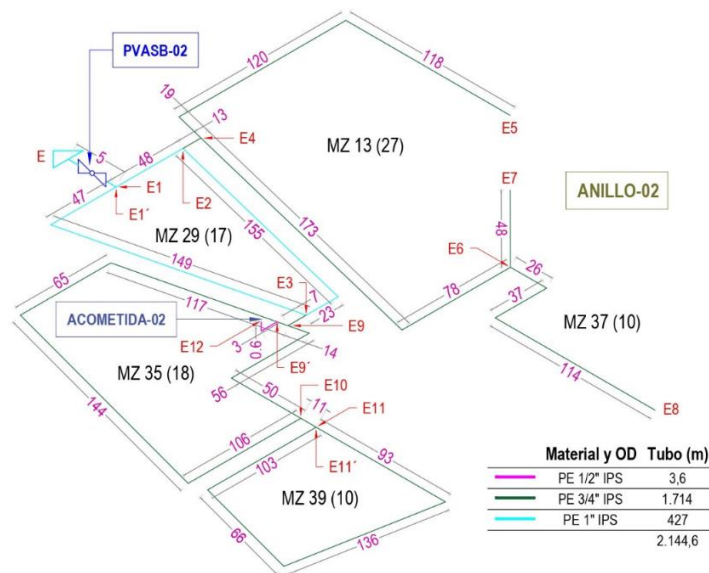
Plano perspectiva isométrica del anillo de distribución 01 de San Bernardo



Fuente: Autor

Figura 31

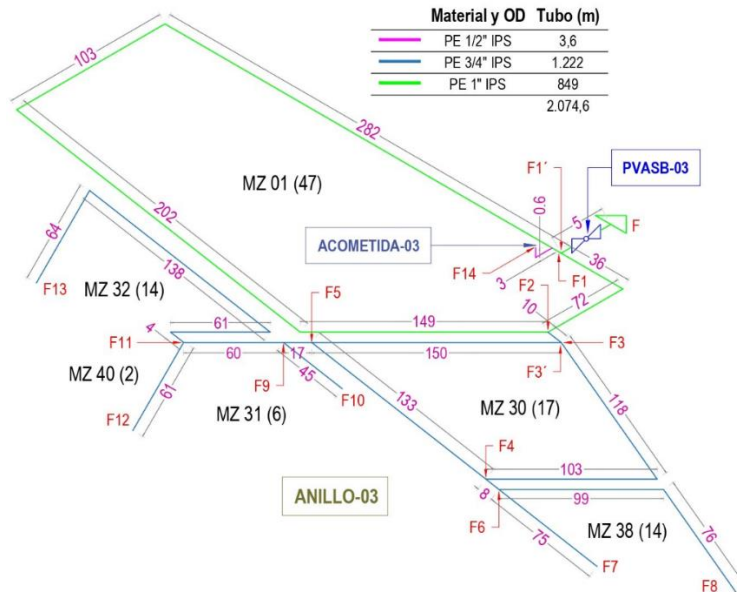
Plano perspectiva isométrica del anillo de distribución 02 de San Bernardo



Fuente: Autor

Figura 32

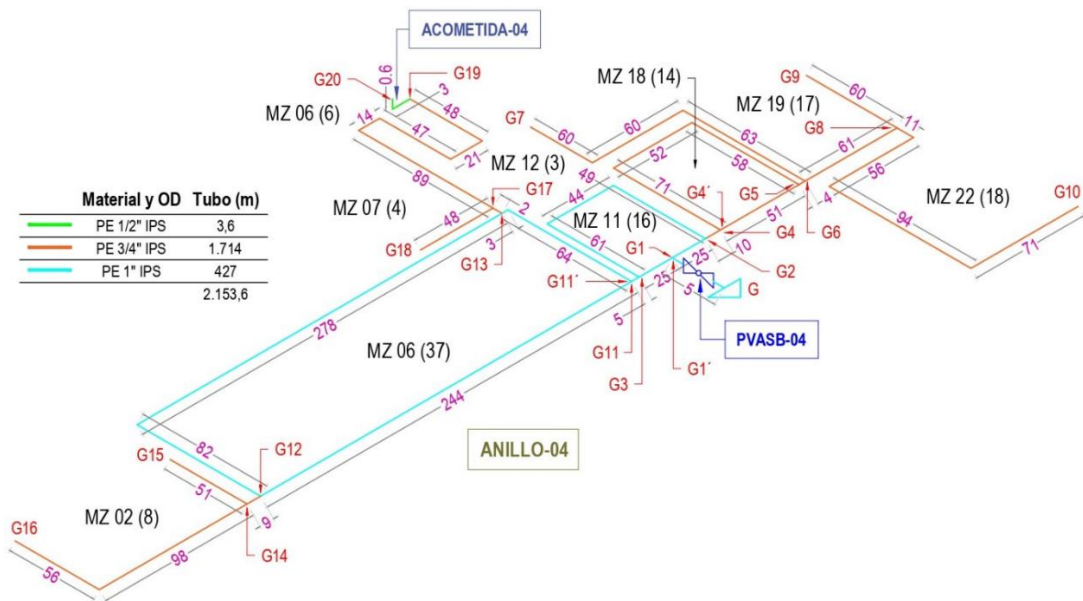
Plano perspectiva isométrica del anillo de distribución 03 de San Bernardo



Fuente: Autor

Figura 33

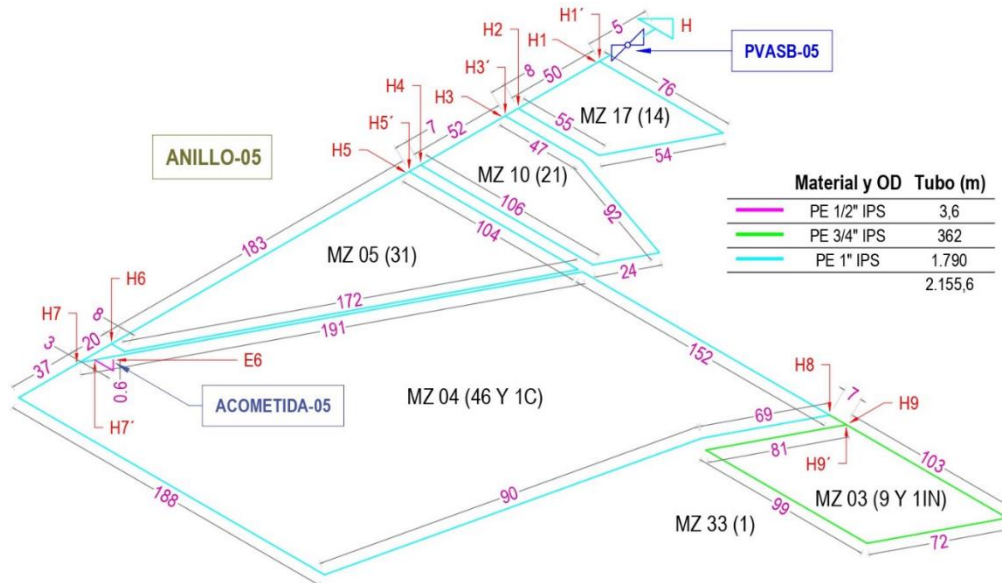
Plano perspectiva isométrica del anillo de distribución 04 de San Bernardo



Fuente: Autor

Figura 34

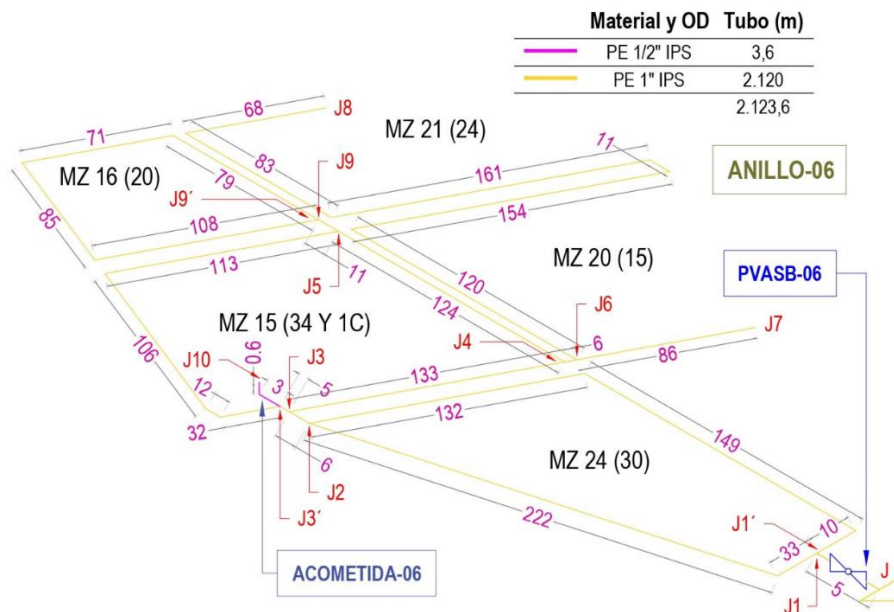
Plano perspectiva isométrica del anillo de distribución 05 de San Bernardo



Fuente: Autor

Figura 35

Plano perspectiva isométrica del anillo de distribución 06 de San Bernardo



Fuente: Autor

A continuación, se muestran las tablas de pérdida de presión de las redes externas de gas de San Bernardo

Tabla 30

Tabla de pérdidas de presión de la red troncal de San Bernardo

RED TRONCAL - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 15%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
A	B	3,0	0,60	3,60	7,17	1,000	7,17	52,48	2"	2390,00	2389,99	0,01	0,00	0,00	1378,00	1377,99	0,41	AG SCH-40 2"
B	C	475,6	95,12	570,72	7,17	1,000	7,17	49,32	2"	2389,99	2388,17	1,82	0,13	0,13	1377,99	1376,17	0,47	PE IPS 2"
C	D	467,0	93,40	560,40	6,28	1,000	6,28	49,32	2"	2388,17	2386,76	1,42	0,10	0,24	1376,17	1374,76	0,41	PE IPS 2"
D	E	326,0	65,20	391,20	6,28	1,000	6,28	49,32	2"	2386,76	2385,76	0,99	0,07	0,31	1374,76	1373,76	0,41	PE IPS 2"
E	F	47,0	9,40	56,40	6,28	1,000	6,28	49,32	2"	2385,76	2385,62	0,14	0,01	0,32	1373,76	1373,62	0,41	PE IPS 2"
F	G	561,0	112,20	673,20	6,28	1,000	6,28	49,32	2"	2385,62	2383,92	1,71	0,12	0,44	1373,62	1371,92	0,41	PE IPS 2"
G	H	100,0	20,00	120,00	6,28	1,000	6,28	49,32	2"	2383,92	2383,61	0,30	0,02	0,46	1371,92	1371,61	0,41	PE IPS 2"
H	J	474,0	94,80	568,80	6,28	1,000	6,28	49,32	2"	2383,61	2382,17	1,44	0,11	0,57	1371,61	1370,17	0,41	PE IPS 2"
J	D'	19,0	3,80	22,80	6,28	1,000	6,28	49,32	2"	2382,17	2382,11	0,06	0,00	0,57	1370,17	1370,11	0,41	PE IPS 2"
2472,6																		

Fuente: Autor

Tabla 31

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 01 de San Bernardo

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 01 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 15%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
C	C1	5,0	1,00	6,00	30,12	0,43	12,89	27,36	1"	2388,17	2387,31	0,87	0,06	0,20	1376,17	1375,31	2,73	PE IPS 1"
C1	C2	270,0	54,00	324,00	30,12	0,43	12,89	27,36	1"	2387,31	2340,03	47,27	3,44	3,63	1375,31	1328,03	2,73	PE IPS 1"
C2	C1'	337,0	67,40	404,40	30,12	0,43	12,89	27,36	1"	2340,03	2279,65	60,38	4,55	8,18	1328,03	1267,65	2,79	PE IPS 1"
C2	C3	3,0	0,60	3,60	25,59	0,44	11,29	27,36	1"	2340,03	2339,61	0,42	0,03	3,66	1328,03	1327,61	2,45	PE IPS 1"
C3	C4	52,0	10,40	62,40	25,59	0,44	11,29	27,36	1"	2339,61	2332,29	7,32	0,55	4,22	1327,61	1320,29	2,45	PE IPS 1"
C4	C5	205,0	41,00	246,00	25,59	0,44	11,29	27,36	1"	2332,29	2303,20	29,09	2,20	6,42	1320,29	1291,20	2,45	PE IPS 1"
C5	C3'	126,0	25,20	151,20	25,59	0,44	11,29	27,36	1"	2303,20	2285,14	18,06	1,40	7,82	1291,20	1273,14	2,49	PE IPS 1"
C5	C6	14,0	2,80	16,80	6,20	0,59	3,63	21,88	3/4"	2303,20	2302,40	0,80	0,06	6,48	1291,20	1290,40	1,25	PE IPS 3/4"
C6	C7	178,0	35,60	213,60	3,61	0,66	2,40	21,88	3/4"	2302,40	2297,44	4,96	0,38	6,87	1290,40	1285,44	0,83	PE IPS 3/4"
C6	C8	402,0	80,40	482,40	6,20	0,59	3,63	21,88	3/4"	2302,40	2279,30	23,11	1,79	8,27	1290,40	1267,30	1,25	PE IPS 3/4"
C4	C9	10,0	2,00	12,00	12,93	0,50	6,41	21,88	3/4"	2332,29	2330,77	1,52	0,12	4,33	1320,29	1318,77	2,18	PE IPS 1"
C9	C10	202,0	40,40	242,40	12,93	0,50	6,41	21,88	3/4"	2330,77	2299,86	30,91	2,34	6,68	1318,77	1287,86	2,18	PE IPS 1"
C10	C9'	394,0	78,80	472,80	12,93	0,50	6,41	21,88	3/4"	2299,86	2238,33	61,52	4,78	11,45	1287,86	1226,33	2,21	PE IPS 1"
C10	C11	14,0	2,80	16,80	4,85	0,59	2,87	21,88	3/4"	2299,86	2299,32	0,53	0,04	6,72	1287,86	1287,32	0,99	PE IPS 3/4"
C11	C12	244,0	48,80	292,80	4,20	0,61	2,55	21,88	3/4"	2299,32	2291,72	7,60	0,59	7,31	1287,32	1279,72	0,88	PE IPS 3/4"
C11	C13	193,0	38,60	231,60	2,59	0,66	1,72	21,88	3/4"	2299,32	2296,32	3,01	0,23	6,95	1287,32	1284,32	0,59	PE IPS 3/4"
C9'	C14	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2279,30	2279,28	0,01	0,00	8,27	1267,30	1267,28	0,19	PE IPS 1/2"
2652,6																		

Fuente: Autor

Tabla 32

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 02 de San Bernardo

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 02 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 15%

TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
E	E1	5,0	1,00	6,00	26,51	0,44	11,53	27,36	1"	2385,76	2385,05	0,72	0,05	0,36	1373,76	1373,05	2,45	PE IPS 1"
E1	E2	48,0	9,60	57,60	26,51	0,44	11,53	27,36	1"	2385,05	2378,17	6,88	0,50	0,86	1373,05	1366,17	2,45	PE IPS 1"
E2	E3	178,0	35,60	213,60	26,51	0,44	11,53	27,36	1"	2378,17	2352,49	25,68	1,88	2,74	1366,17	1340,49	2,46	PE IPS 1"
E3	E1'	196,0	39,20	235,20	26,51	0,44	11,53	27,36	1"	2352,49	2323,88	28,61	2,13	4,87	1340,49	1311,88	2,48	PE IPS 1"
E2	E4	13,0	2,60	15,60	11,96	0,50	6,01	21,88	3/4"	2378,17	2376,44	1,73	0,13	0,99	1366,17	1364,44	2,00	PE IPS 3/4"
E4	E5	257,0	51,40	308,40	5,49	0,58	3,18	21,88	3/4"	2376,44	2365,08	11,36	0,83	1,82	1364,44	1353,08	1,06	PE IPS 3/4"
E4	E6	251,0	50,20	301,20	8,40	0,54	4,51	21,88	3/4"	2376,44	2356,09	20,35	1,49	2,48	1364,44	1344,09	1,50	PE IPS 3/4"
E6	E7	48,0	9,60	57,60	1,29	0,75	0,97	21,88	3/4"	2356,09	2355,81	0,27	0,02	2,50	1344,09	1343,81	0,33	PE IPS 3/4"
E6	E8	177,0	35,40	212,40	3,23	0,64	2,06	21,88	3/4"	2356,09	2352,39	3,70	0,28	2,75	1344,09	1340,39	0,69	PE IPS 3/4"
E3	E9	7,0	1,40	8,40	9,05	0,53	4,79	21,88	3/4"	2352,49	2351,86	0,63	0,05	2,79	1340,49	1339,86	1,61	PE IPS 3/4"
E9	E10	120,0	24,00	144,00	9,05	0,53	4,79	21,88	3/4"	2351,86	2340,95	10,90	0,81	3,60	1339,86	1328,95	1,61	PE IPS 3/4"
E10	E9'	432,0	86,40	518,40	9,05	0,53	4,79	21,88	3/4"	2340,95	2301,27	39,68	2,99	6,59	1328,95	1289,27	1,62	PE IPS 3/4"
E10	E11	11,0	2,20	13,20	3,23	0,64	2,06	21,88	3/4"	2340,95	2340,72	0,23	0,02	3,62	1328,95	1328,72	0,70	PE IPS 3/4"
E11	E11'	398,0	79,60	477,60	3,23	0,64	2,06	21,88	3/4"	2340,72	2332,34	8,38	0,63	4,25	1328,72	1320,34	0,70	PE IPS 3/4"
E9'	E12	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2301,27	2301,26	0,01	0,00	6,59	1289,27	1289,26	0,19	PE IPS 1/2"

2144,6

Fuente: Autor

Tabla 33

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 03 de San Bernardo

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 03 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 15%

TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
F	F1	5,0	1,00	6,00	32,32	0,42	13,57	27,36	1"	2385,62	2384,67	0,95	0,07	0,39	1373,62	1372,67	2,88	PE IPS 1"
F1	F2	108,0	21,60	129,60	32,32	0,42	13,57	27,36	1"	2384,67	2364,08	20,59	1,50	1,89	1372,67	1352,08	2,88	PE IPS 1"
F2	F1'	736,0	147,20	883,20	32,32	0,42	13,57	27,36	1"	2364,08	2218,67	145,41	10,75	12,64	1352,08	1206,67	2,91	PE IPS 1"
F2	F3	10,0	2,00	12,00	17,13	0,47	8,07	21,88	3/4"	2364,08	2361,84	2,24	0,17	2,05	1352,08	1349,84	2,70	PE IPS 3/4"
F3	F4	221,0	44,20	265,20	17,13	0,47	8,07	21,88	3/4"	2361,84	2311,82	50,03	3,71	5,76	1349,84	1299,82	2,71	PE IPS 3/4"
F4	F5	133,0	26,60	159,60	17,13	0,47	8,07	21,88	3/4"	2311,82	2281,18	30,64	2,36	8,12	1299,82	1269,18	2,77	PE IPS 3/4"
F5	F3'	150,0	30,00	180,00	17,13	0,47	8,07	21,88	3/4"	2281,18	2246,13	35,05	2,76	10,88	1269,18	1234,13	2,81	PE IPS 3/4"
F4	F6	8,0	1,60	9,60	4,53	0,60	2,71	21,88	3/4"	2311,82	2311,54	0,27	0,02	5,78	1299,82	1299,54	0,93	PE IPS 3/4"
F6	F7	75,0	15,00	90,00	3,23	0,64	2,06	21,88	3/4"	2311,54	2309,94	1,60	0,12	5,90	1299,54	1297,94	0,71	PE IPS 3/4"
F6	F8	175,0	35,00	210,00	3,56	0,63	2,23	21,88	3/4"	2311,54	2307,27	4,27	0,33	6,11	1299,54	1295,27	0,76	PE IPS 3/4"
F5	F9	17,0	3,40	20,40	7,11	0,55	3,93	21,88	3/4"	2281,18	2280,05	1,13	0,09	8,20	1269,18	1268,05	1,37	PE IPS 3/4"
F9	F10	45,0	9,00	54,00	1,94	0,70	1,36	21,88	3/4"	2280,05	2279,58	0,47	0,04	8,24	1268,05	1267,58	0,47	PE IPS 3/4"
F9	F11	60,0	12,00	72,00	7,11	0,55	3,93	21,88	3/4"	2280,05	2276,07	3,98	0,31	8,52	1268,05	1264,07	1,37	PE IPS 3/4"
F11	F12	61,0	12,20	73,20	2,59	0,66	1,72	21,88	3/4"	2276,07	2275,11	0,96	0,08	8,59	1264,07	1263,11	0,60	PE IPS 3/4"
F11	F13	267,0	53,40	320,40	4,53	0,60	2,71	21,88	3/4"	2276,07	2266,73	9,34	0,74	9,26	1264,07	1254,73	0,95	PE IPS 3/4"
F1'	F14	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2218,67	2218,66	0,01	0,00	12,64	1206,67	1206,66	0,20	PE IPS 1/2"

2074,60

Fuente: Autor

Tabla 34

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 04 de San Bernardo

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 04 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 15%

TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
G	G1	5,0	1,00	6,00	39,76	0,40	16,07	27,36	1"	2383,92	2382,64	1,28	0,09	0,54	1371,92	1370,64	3,41	PE IPS 1"
G1	G2	25,0	5,00	30,00	39,76	0,40	16,07	27,36	1"	2382,64	2376,25	6,39	0,47	1,00	1370,64	1364,25	3,42	PE IPS 1"
G2	G3	154,0	30,80	184,80	39,76	0,40	16,07	27,36	1"	2376,25	2336,52	39,73	2,91	3,91	1364,25	1324,52	3,42	PE IPS 1"
G3	G1'	25,0	5,00	30,00	39,76	0,40	16,07	27,36	1"	2336,52	2330,01	6,51	0,49	4,41	1324,52	1318,01	3,49	PE IPS 1"
G2	G4	10,0	2,00	12,00	16,16	0,48	7,69	21,88	3/4"	2376,25	2374,20	2,05	0,15	1,15	1364,25	1362,20	2,56	PE IPS 3/4"
G4	G5	51,0	10,20	61,20	16,16	0,48	7,69	21,88	3/4"	2374,20	2363,72	10,48	0,77	1,92	1362,20	1351,72	2,57	PE IPS 3/4"
G5	G4'	181,0	36,20	217,20	16,16	0,48	7,69	21,88	3/4"	2363,72	2326,14	37,58	2,78	4,70	1351,72	1314,14	2,58	PE IPS 3/4"
G5	G6	4,0	0,80	4,80	11,64	0,51	5,88	21,88	3/4"	2363,72	2363,21	0,52	0,04	1,96	1351,72	1351,21	1,97	PE IPS 3/4"
G6	G7	183,0	36,60	219,60	5,17	0,59	3,03	21,88	3/4"	2363,21	2355,75	7,45	0,55	2,51	1351,21	1343,75	1,01	PE IPS 3/4"
G6	G8	61,0	12,20	73,20	9,05	0,53	4,79	21,88	3/4"	2363,21	2357,70	5,51	0,41	2,37	1351,21	1345,70	1,60	PE IPS 3/4"
G8	G9	60,0	12,00	72,00	2,59	0,66	1,72	21,88	3/4"	2357,70	2356,78	0,91	0,07	2,43	1345,70	1344,78	0,58	PE IPS 3/4"
G8	G10	232,0	46,40	278,40	5,82	0,57	3,33	21,88	3/4"	2357,70	2346,49	11,21	0,83	3,20	1345,70	1334,49	1,12	PE IPS 3/4"
G3	G11	5,0	1,00	6,00	18,42	0,46	8,56	27,36	1"	2336,52	2336,09	0,44	0,03	3,95	1324,52	1324,09	1,86	PE IPS 1"
G11	G12	244,0	48,80	292,80	18,42	0,46	8,56	27,36	1"	2336,09	2314,75	21,33	1,61	5,56	1324,09	1302,75	1,86	PE IPS 1"
G12	G13	360,0	72,00	432,00	18,42	0,46	8,56	27,36	1"	2314,75	2282,91	31,84	2,44	8,00	1302,75	1270,91	1,88	PE IPS 1"
G13	G11'	67,0	13,40	80,40	18,42	0,46	8,56	27,36	1"	2282,91	2276,94	5,97	0,47	8,47	1270,91	1264,94	1,91	PE IPS 1"
G12	G14	9,0	1,80	10,80	2,59	0,66	1,72	21,88	3/4"	2314,75	2314,62	0,14	0,01	5,57	1302,75	1302,62	0,59	PE IPS 3/4"
G14	G15	51,0	10,20	61,20	0,97	0,79	0,77	21,88	3/4"	2314,62	2314,42	0,20	0,01	5,58	1302,62	1302,42	0,26	PE IPS 3/4"
G14	G16	154,0	30,80	184,80	2,26	0,68	1,54	21,88	3/4"	2314,62	2312,64	1,97	0,15	5,72	1302,62	1300,64	0,53	PE IPS 3/4"
G13	G17	2,0	0,40	2,40	2,20	0,61	2,55	21,88	3/4"	2282,91	2282,85	0,06	0,00	8,01	1270,91	1270,85	0,89	PE IPS 3/4"
G17	G18	48,0	9,60	57,60	0,65	0,85	0,55	21,88	3/4"	2282,85	2282,75	0,10	0,01	8,01	1270,85	1270,75	0,19	PE IPS 3/4"
G17	G19	219,0	43,80	262,80	3,88	0,62	2,39	21,88	3/4"	2282,85	2276,72	6,13	0,48	8,49	1270,85	1264,72	0,83	PE IPS 3/4"
G19	G20	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2276,72	2276,71	0,01	0,00	8,49	1264,72	1264,71	0,19	PE IPS 1/2"

2153,6

Fuente: Autor

Tabla 35

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 05 de San Bernardo

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 05 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 15%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
H	H1	5,0	1,00	6,00	41,49	0,40	16,80	27,36	1"	2383,61	2382,23	1,38	0,10	0,56	1371,61	1370,23	3,57	PE IPS 1"
H	H2	50,0	10,00	60,00	41,49	0,40	16,80	27,36	1"	2382,23	2368,42	13,82	1,01	1,57	1370,23	1356,42	3,57	PE IPS 1"
H2	H1	185,0	37,00	222,00	41,49	0,40	16,80	27,36	1"	2368,42	2316,58	51,84	3,82	5,39	1356,42	1304,58	3,59	PE IPS 1"
H2	H3	8,0	1,60	9,60	36,96	0,41	15,30	27,36	1"	2368,42	2366,53	1,89	0,14	1,71	1356,42	1354,53	3,27	PE IPS 1"
H3	H4	52,0	10,40	62,40	36,96	0,41	15,30	27,36	1"	2366,53	2354,24	12,29	0,91	2,62	1354,53	1342,24	3,27	PE IPS 1"
H4	H3	269,0	53,80	322,80	36,96	0,41	15,30	27,36	1"	2354,24	2289,60	64,64	4,82	7,44	1342,24	1277,60	3,29	PE IPS 1"
H4	H5	7,0	1,40	8,40	30,17	0,43	12,99	27,36	1"	2354,24	2352,99	1,25	0,09	2,71	1342,24	1340,99	2,80	PE IPS 1"
H5	H6	183,0	36,60	219,60	30,17	0,43	12,99	27,36	1"	2352,99	2320,12	32,87	2,45	5,16	1340,99	1308,12	2,80	PE IPS 1"
H6	H5	284,0	56,80	340,80	30,17	0,43	12,99	27,36	1"	2320,12	2268,17	51,95	3,97	9,14	1308,12	1256,17	2,84	PE IPS 1"
H6	H7	20,0	4,00	24,00	20,15	0,47	9,40	27,36	1"	2320,12	2318,06	2,06	0,16	5,32	1308,12	1306,06	2,05	PE IPS 1"
H7	H8	384,0	76,80	460,80	20,15	0,47	9,40	27,36	1"	2318,06	2278,13	39,94	3,06	8,38	1306,06	1266,13	2,06	PE IPS 1"
H8	H7	343,0	68,60	411,60	20,15	0,47	9,40	27,36	1"	2278,13	2241,85	36,27	2,86	11,24	1266,13	1229,85	2,10	PE IPS 1"
H8	H9	7,0	1,40	8,40	4,26	0,64	2,72	21,88	3/4"	2278,13	2277,88	0,24	0,02	8,40	1266,13	1265,88	0,95	PE IPS 3/4"
H9	H9'	355,0	71,00	426,00	4,26	0,64	2,72	21,88	3/4"	2277,88	2265,46	12,42	0,98	9,38	1265,88	1253,46	0,95	PE IPS 3/4"
H7'	H10	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2241,85	2241,84	0,01	0,00	11,24	1229,85	1229,84	0,20	PE IPS 1/2"
2155,6																		

Fuente: Autor

Tabla 36

Tabla de pérdidas de presión del anillo de distribución 06 de San Bernardo

ANILLO DE DISTRIBUCIÓN 06 - PÉRDIDA MÁXIMA ACUMULADA = 15%																		
TRAMO		LONGITUD			Q	Factor Coincidencia	Q diseño	Diámetro	Diámetro	P 1	P 2	CAIDA DE PRESION	PERDIDA TRAMO	PERDIDA ACUMULADA	PRESION INICIAL	PRESION FINAL	VELOCIDAD	MATERIAL
DE	A	TUBO	ACCESORIOS	TOTAL	M ³ /H		M ³ /H	mm	pulg	mbar/m	mbar	mbar	%	%	mbar	mbar	m/s	
J	J1	5,0	1,00	6,00	40,78	0,40	16,49	27,36	1"	2382,17	2380,83	1,33	0,10	0,67	1370,17	1368,83	3,50	PE IPS 1"
J1	J2	255,0	51,00	306,00	40,78	0,40	16,49	27,36	1"	2380,83	2311,77	69,06	5,05	5,71	1368,83	1299,77	3,51	PE IPS 1"
J2	J1'	291,0	58,20	349,20	40,78	0,40	16,49	27,36	1"	2311,77	2256,34	55,43	4,26	9,98	1299,77	1244,34	3,62	PE IPS 1"
J2	J3	6,0	1,20	7,20	31,09	0,43	13,22	27,36	1"	2311,77	2310,65	1,12	0,09	5,80	1299,77	1298,65	2,90	PE IPS 1"
J3	J4	133,0	26,60	159,60	31,09	0,43	13,22	27,36	1"	2310,65	2285,60	25,05	1,93	7,73	1298,65	1273,60	2,90	PE IPS 1"
J4	J5	124,0	24,80	148,80	31,09	0,43	13,22	27,36	1"	2285,60	2261,99	23,60	1,85	9,58	1273,60	1249,99	2,94	PE IPS 1"
J5	J3'	263,0	52,60	315,60	31,09	0,43	13,22	27,36	1"	2261,99	2211,10	50,90	4,07	13,65	1249,99	1199,10	2,97	PE IPS 1"
J4	J6	6,0	1,20	7,20	12,61	0,50	6,28	27,36	1"	2285,60	2285,29	0,31	0,02	7,75	1273,60	1273,29	1,39	PE IPS 1"
J6	J7	86,0	17,20	103,20	1,29	0,75	0,97	27,36	1"	2285,29	2285,11	0,17	0,01	7,77	1273,29	1273,11	0,22	PE IPS 1"
J6	J8	597,0	119,40	716,40	12,28	0,50	6,15	27,36	1"	2285,29	2255,27	30,01	2,36	10,11	1273,29	1243,27	1,37	PE IPS 1"
J5	J9	11,0	2,20	13,20	6,46	0,56	3,63	27,36	1"	2261,99	2261,77	0,22	0,02	9,60	1249,99	1249,77	0,82	PE IPS 1"
J9	J9'	343,0	68,60	411,60	6,46	0,56	3,63	27,36	1"	2261,77	2254,82	6,95	0,56	10,15	1249,77	1242,82	0,82	PE IPS 1"
J3'	J10	3,6	0,72	4,32	0,32	1,00	0,32	16,72	1/2"	2211,10	2211,09	0,01	0,00	13,65	1199,10	1199,09	0,20	PE IPS 1/2"
2123,6																		

Fuente: Autor

5.2 Diseño de líneas individuales

La red interna o línea individual está comprendida entre la salida del medidor de gas de un usuario y los puntos de salida para la conexión de cada artefacto que funciones con gas combustible (ICONTEC, 2006). La conforman tuberías, accesorios y válvulas instaladas dentro o fuera de la vivienda de acuerdo a la normatividad vigente y cuya función es transportar de forma segura el gas combustible desde el centro de medición y regulación hasta su consumo en el quemador de

cada gasodoméstico. En el proyecto, se diseñará una línea individual de gas estándar para los usuarios residenciales.

5.2.1 Normatividad aplicable

Los parámetros o criterios de diseño y construcción de redes internas de GLP para usuarios residenciales están contemplados en la NTC 2505 cuarta actualización. (ICONTEC, 2006).

La máxima presión de operación permisible (MPOP) de las tuberías usadas para transportar GLP dentro de las zonas comunes y privadas de una edificación o vivienda están descritas en la NTC 3838 (ICONTEC, 2007).

Las condiciones mínimas para garantizar la ventilación de recintos donde se ubiquen artefactos que funcionen con GLP para usuarios residenciales están señaladas en la NTC 3631 segunda actualización (ICONTEC, 2011).

La tubería multicapa o PE-AL-PE, sus accesorios y válvulas deben cumplir con los requisitos establecidos en la NTC 6015 (ICONTEC, 2013).

5.2.2 Consideraciones especiales de diseño y construcción

El diseño propuesto para las redes internas del proyecto está enfocado en una propuesta de tubería multicapa PE-AL-PE instalada de manera visible y anclada, dentro de una camisa de protección autoextinguible que la protege de daño mecánico y la luz solar directa. Esta forma facilita el proceso constructivo, ahorrando tiempo y costos asociados a obra civil en muros y pisos de las viviendas, con la garantía de no afectar ningún elemento estructural de la edificación y facilitar la inspección y verificación a la totalidad de la tubería en posteriores revisiones periódicas programadas.

Las tuberías no pueden pasar por dormitorios y baños a menos que el tramo de tubería sea continuo y encamisado en todo su recorrido. De igual manera, al ser el GLP un gas más denso que el aire se debe evitar la instalación de tuberías y gasodomésticos en sótanos y semisótanos que no cuenten con ventilación directa al exterior. Cada gasodoméstico debe contar con una válvula de corte individual ubicada dentro del mismo recinto, de fácil identificación, operación, acceso y en un lugar fuera de la zona de cocción, (ICONTEC, 2006).

La máxima presión de operación de las líneas individuales residenciales del proyecto es de 35 mbar (0.55 psia) y podrá llegar a 140 mbar (2.03 psia) siempre que exista un regulador de presión asociado que restrinja la presión a la presión requerida por el fabricante del gasodoméstico en el punto de salida.

5.2.3 *Fórmula de Renouard Lineal*

La ecuación práctica de Renouard lineal para el cálculo de pérdidas de presión en tuberías que transportan gas es ideal para condiciones de bajos caudales, diámetros pequeños y bajas presiones de trabajo (≤ 50 mbar), (Rojas & De la Cruz, 2022).

Si bien las ecuaciones de Pole y Polyflo también aplican para redes a baja presión, se usó esta ecuación por dos motivos: la longitud equivalente es igual a 0.20 la longitud de tubería y el porcentaje de pérdida de presión máxima permitida acumulada es del 20% o 7 mbar, según el autor. La Ecuación 16 representa la expresión de Renouard lineal, donde H es la pérdida de carga en mbar/m, d_r es la densidad relativa del GLP, L es la longitud total en m, Q_n es el caudal de GLP en m^3/h y D es el diámetro de la tubería en mm (Carmona, 2015).

$$H = 23200 \frac{Q_n^{1.82}}{D^{4.82}} d_r L \quad (16)$$

5.2.4 Información de entrada para el diseño

La velocidad del gas dentro de la tubería no puede ser mayor a 20 m/s y se calcula de la misma forma que para las líneas secundarias, descrita en 4.1.5.3.

El caudal para el primer tramo de tubería será de 2,5 m³/h, el máximo volumen que puede medir el caudalímetro residencial G-1.6. A partir del segundo tramo el flujo de gas será el caudal esperado asignado para un usuario residencial para una potencia promedio de 9,45 kW/h, es decir 0,32 m³/h de GLP, el mismo dato usado para el cálculo de demanda para los anillos de distribución del proyecto.

La densidad relativa del GLP es la relación entre la masa por unidad de volumen de GLP gaseoso y la masa por unidad de volumen de aire a condiciones normales. La densidad del gas combustible depende principalmente de su composición, para este caso se asignó un promedio de 1,88 kg/m³ para GLP, resultando en una densidad relativa de 1,52 a 25°C y 1 atm de presión.

5.2.5 Dimensionamiento de una red individual estándar para el proyecto

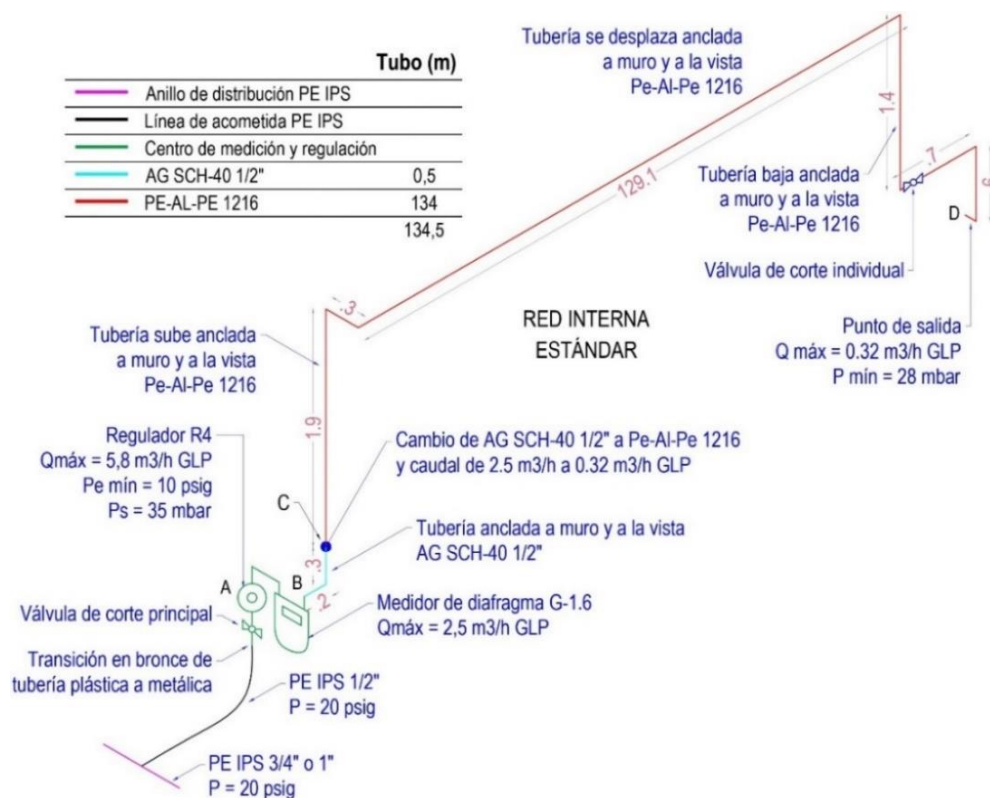
Con ayuda del software de dibujo asistido por computadora AutoCAD se dibujó la perspectiva isométrica de una red interna de gas para una vivienda cuya altura promedio es de 2,7 metros de piso a techo, posee un solo punto de salida para gasodoméstico con válvula de corte ubicada sobre mesón de la cocina, a 1,2 m de altura y a 30 cm de distancia de la zona de cocción.

La finalidad del diseño fue calcular la red más extensa posible con una tubería PE-AL-PE de 12 mm de diámetro interno y ± 16 mm de diámetro externo, a condiciones de carga, diámetro y densidad relativa del gas constantes. Con este planteamiento, el constructor puede deducir el límite de longitud de tubería que le permite construir sin tener problemas con la presión de entrega en el punto de salida, sin cambiar el material y diámetro del tubo. En cambio, si la longitud de la

instalación resulta ser mayor, se deberá cambiar a un diámetro de mayor capacidad de flujo y recalcular la instalación; el mismo caso donde la cantidad de puntos de salida o la carga instalada del usuario es más grande de lo previsto. A continuación, se presentan los resultados del diseño de red interna propuesto.

Figura 36

Plano perspectiva isométrica de la línea individual residencial estándar del proyecto



Fuente: Autor

Tabla 37

Tabla de pérdidas de presión de la línea individual estándar del proyecto

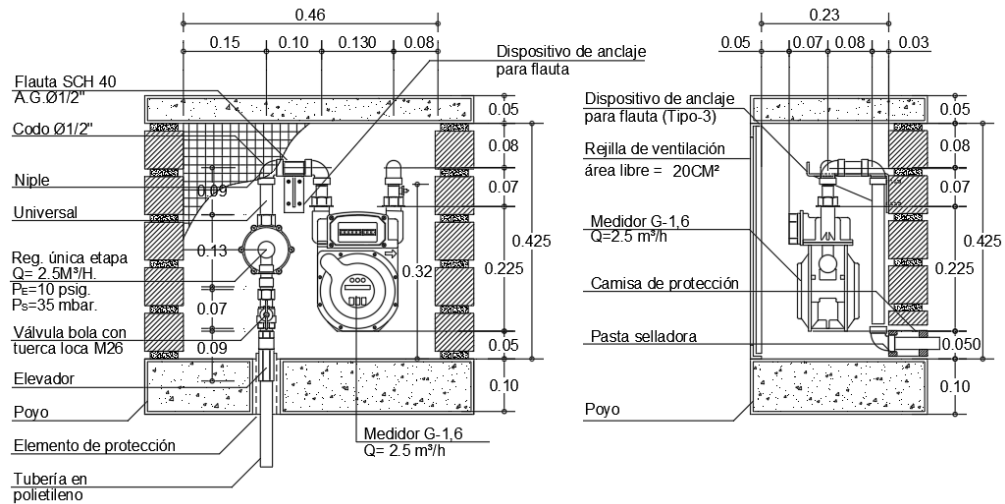
ECUACIÓN DE RENOARD LINEAL - RED INTERNA ESTÁNDAR - MÁXIMA PERDIDA ACUMULADA PERMITIDA 20%															
Material	Tramo	De	Tubo	Longitud		Q	Diámetro		J	H	H	H ac	Presión mbar		Velocidad
				Le 20%	Total		m ³ /h	mm					pulg	mbar/m	
NA	A B			Pérdida estimada al paso por el centro de medición						2,00	5,71	5,71	35,00	33,00	NA
AG SCH-40 1/2"	B C	0,50	0,10	0,60	2,50	15,76	1/2	0,32	0,19	0,57	6,29	33,00	32,81	4,01	
PEALPE 1216	C D	134,00	26,80	160,80	0,32	12,00	1/2	0,03	4,48	13,66	19,94	32,81	28,33	0,89	
			134,50												

Fuente: Autor

Como resultado, se encontró que, bajo las condiciones planteadas, la longitud de tubería PE-AL-PE 1216 para la cual la presión final de la red interna en el punto de salida cumple los parámetros de diseño podrá ser 134 m máximo.

Figura 37

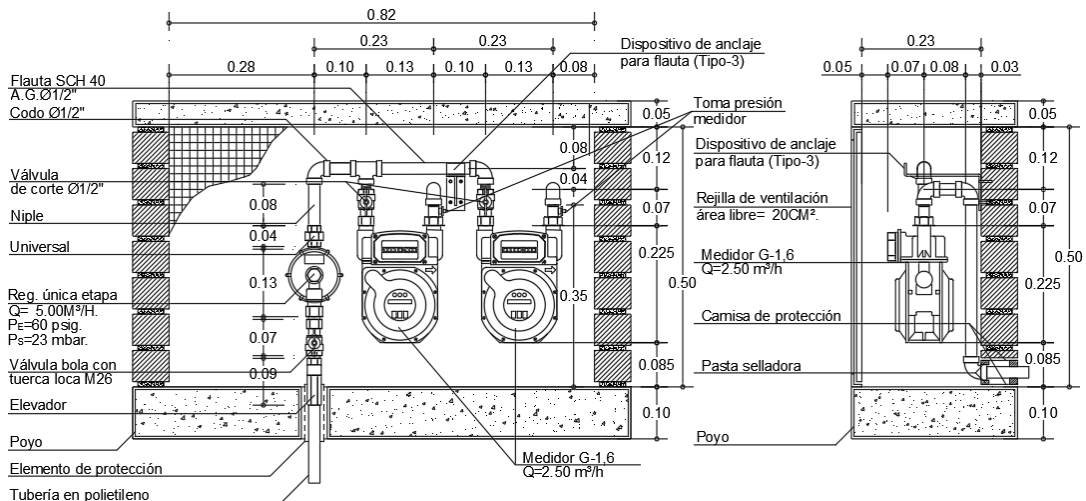
Detalle constructivo de centro de medición individual medidor G-1.6



Fuente: Autor

Figura 38

Detalle constructivo de centro de medición colectivo medidor G-1.6



Fuente: Autor

5.3 Dimensionamiento de tanques estacionarios de GLP

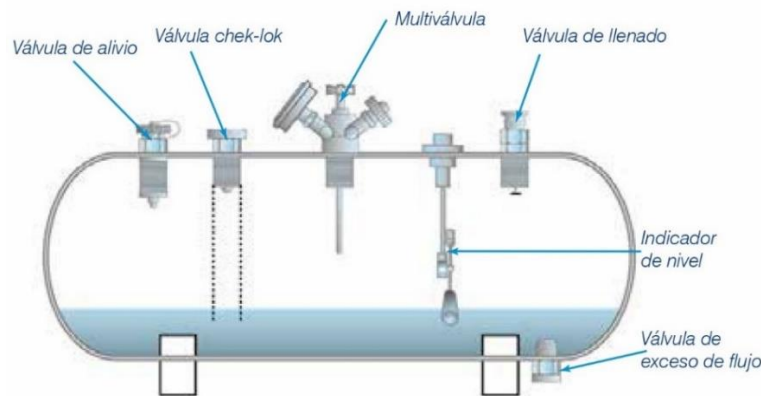
Un tanque estacionario de GLP es un recipiente hermético fabricado en acero, suministrado por un comercializador minorista y que almacena gas LP líquido a temperatura ambiente, con la capacidad de alimentar desde una línea secundaria de gas hasta una red individual de un usuario residencial, comercial o industrial, por medio de la vaporización natural del líquido contenido. La ubicación del tanque estacionario es fija y su recarga se realiza a través de inyección o trasiego de un camión cisterna hacia el tanque. A diferencia del cilindro o botella de GLP que puede ser transportado y su llenado se realiza en plantas de envase del combustible (NORGAS, 2020). La capacidad de volumen contenido de los tanques estacionarios que puede ir desde 50 hasta 5.000 galones (CODEGAS, 2024). La Figura 39 muestra un tanque estacionario y sus partes principales.

5.3.1 Demanda máxima horaria

Según (Carmona, 2015), la demanda máxima horaria está definida por la suma de los caudales de diseño esperados por tipo de usuario. Pero, basados en los consumos reales de Pelaya consignados en la Tabla 7 y usados como insumo para el cálculo de la proyección de demanda a 20 años y el diseño de las redes troncales de ambos corregimientos, se utilizaron estos últimos datos para determinar la potencia total esperada en la hora de mayor consumo de cada corregimiento, con el fin de no sobredimensionar la capacidad de los tanques y por ende elevar los costos del proyecto. Basados en la Tabla 16 se obtuvieron demandas totales de 672.528 BTU/h y 721.003 BTU/h para Costilla y San Bernardo respectivamente.

Figura 39

Esquema y componentes principales de un tanque estacionario de GLP



Tomado de Manejo seguro de gas LP en tanques estacionarios (p. 4), por NORGAS, 2020.

5.3.2 Vaporización natural del GLP en tanque

Cuando se altera la condición de presión inicial del tanque al momento de abrir la válvula de corte principal y dejar fluir el gas hacía la línea troncal, el GLP contenido en estado líquido ebulle naturalmente transformando el calor transferido desde el exterior a través de las paredes del tanque para cambiar de fase. Este proceso se conoce como vaporización natural del gas LP y se puede dar con mayor o menor facilidad dependiendo de dos factores principales, la temperatura ambiente y área de contacto del líquido con las paredes o “área mojada”, dada por el porcentaje de llenado del tanque (Venegas, Ayabaca, Celi, & Rocha, 2018).

La vaporización dentro del tanque se calculó a condiciones críticas de llenado y temperatura. Cuanto más vacío se encuentre el tanque y menor sea la temperatura ambiente, las condiciones para el cambio de fase del GLP contenido se hacen más difíciles. Por ende, se estableció calcular la vaporización con un porcentaje de llenado del 30% de la capacidad total y una temperatura externa de 18°C, simulando un día muy frio en la zona de influencia del proyecto. La ecuación (17) expresa la vaporización H en BTU/h, el diámetro D y la longitud del tanque L

en pulgadas. El factor de vaporización C es adimensional y equivale a 225 para la temperatura externa indicada (Carmona, 2015).

$$H = (D)(L)(C) \quad (17)$$

Tabla 38

Capacidad de tanques estacionarios

Volumen	Diámetro	Longitud total	Distancia a muros
Galones	Pulgadas	Pulgadas	Metros
117	28	48,43	3
280	37	73	3
450	37	109	3
600	42	114	8
1030	42	186	8
1250	42	222	8
1460	42	258,5	8
2000	42	220,47	8
1790	54	198	16
2140	54	234	16
2500	54	270	16
2750	72	180	16
3390	72	216	16
4020	72	252	16
4800	84	228	16
5340	88	223	16
11260	86,61	469,29	16

Tomado de *Instalaciones hidrosanitarias, de gas y de aprovechamiento de aguas lluvias en edificaciones. 7a edición*, por R. P. Carmona, 2015, ECOE Ediciones.

Se seleccionó el tanque de 2.000 galones para cada centro poblado, cuyas dimensiones son de 42 pulgadas de diámetro y 220,47 pulgadas de longitud total, según la Tabla 38. El cálculo de la vaporización dio como resultado 2.083.442 BTU/h.

Comparando el resultado obtenido con la vaporización del tanque, se puede concluir que la capacidad de vaporización natural de un tanque de 2.000 galones a condiciones críticas puede atender a cabalidad la demanda máxima horaria en cada centro poblado.

5.3.3 Nivel máximo de llenado del tanque

El nivel máximo de llenado es el límite máximo de la capacidad total del tanque de GLP que se le puede suministrar por el camión cisterna en el proceso de inyección o recarga del recipiente para su correcto funcionamiento. Este porcentaje de llenado dependerá de dos factores principales, la gravedad específica y la temperatura del GLP suministrado (Carmona, 2015). La gravedad específica es de 0,54 según la Tabla 15 y la temperatura es de 21°C para la fase líquida del combustible. Bajo los parámetros mencionados y en base a la Tabla 39, el nivel máximo de llenado que puede contener el tanque estacionario de 2.000 galones es de 92% de su capacidad total.

Tabla 39

Nivel máximo de llenado de tanques estacionarios

Gravedad específica		Temperatura de la fase líquida (°C)										
De	A	-29	-23	-18	-12	-7	-1	4	10	15	21	27
0,496	0,503	78	79	80	81	82	83	85	86	88	89	91
0,504	0,51	79	80	81	82	83	84	86	87	88	90	91
0,511	0,519	80	81	82	83	84	85	86	87	89	90	92
0,52	0,527	81	82	82	83	85	86	87	88	89	91	92
0,528	0,536	81	82	83	84	85	86	87	88	90	91	92
0,537	0,544	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	93
0,545	0,552	83	84	84	85	86	87	88	90	91	92	93
0,553	0,56	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93
0,561	0,568	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94
0,569	0,576	85	86	86	87	88	89	90	91	92	93	94
0,577	0,584	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95
0,585	0,592	86	87	88	88	89	90	91	92	93	94	95

Tanques estacionarios mayores a 1200 galones. Nivel máximo de llenado de líquido en %.

Tomado de *Instalaciones hidrosanitarias, de gas y de aprovechamiento de aguas lluvias en edificaciones. 7a edición*, por R. P. Carmona, 2015, ECOE Ediciones.

5.3.4 Consumo promedio diario

El consumo promedio diario consiste en determinar el volumen medio de GLP líquido que cada corregimiento demanda diariamente en galones. Se calculó el cociente entre la sumatoria de la potencia diaria en el periodo tarifario 0 calculada en la Tabla 9 entre el poder calorífico del GLP fase líquida, establecidas en la Tabla 15 y equivalente a 27.232.569 BTU/m³. La ecuación (18) describe el consumo promedio diario C_{PD} en gal/día, la demanda diaria D_{MD} en BTU/día, y el poder calorífico del GLP líquido P_C en BTU/m³.

$$C_{PD} = 264,17 \frac{D_{MD}}{P_C} \quad (18)$$

En el periodo tarifario 0, la demanda diaria de Costilla es de 12.557.070 BTU/día con un consumo promedio diario de 121,81 gal/día; y la demanda diaria de San Bernardo es de 13.411.888 BTU/día con un consumo promedio diario de 130,10 gal/día.

5.3.5 Tiempo de recarga y número de tanques estacionarios

La importancia de conocer el tiempo de recarga de cada tanque estacionario del proyecto está en definir el volumen de GLP y la frecuencia de despacho que se le debe reportar al distribuidor minorista para garantizar la oferta del combustible. Para este proyecto, se determinó que la recarga de cada tanque debe realizarse máximo cada 27 días, con el fin de garantizar el suministro de gas a los usuarios finales por un tiempo prolongado previendo algún suceso que inhabilite la vía de acceso a los corregimientos e impida la llegada del camión cisterna a realizar el trasiego a los tanques, además de disminuir los costos mensuales de transporte y puesta en sitio del combustible, logrando obtener un precio por metro cúbico más económico de parte del distribuidor minorista.

En la ecuación (19) se define el tiempo de recarga T_R igual a 27 días, el nivel máximo de llenado M_{LL} equivalente a 0,92, la capacidad del tanque C_T de 2.000 galones, el consumo promedio diario C_{PD} en gal/día y el número de tanques n (Carmona, 2015).

$$T_R = (M_{LL} - 0,3) \frac{nC_T}{C_{PD}} \quad (19)$$

Despejando el número de tanques se tiene la ecuación (20).

$$n = \frac{T_R C_{PD}}{(M_{LL} - 0,3) C_T} \quad (20)$$

Para Costilla $n = 2,65$ y para San Bernardo $n = 2,83$. Tanto para Costilla como para San Bernardo se deben instalar 3 tanques de 2.000 galones para alimentar cada centro poblado.

El tiempo de recarga máximo de los 3 tanques de 2.000 galones hasta el momento que alcancen el nivel crítico de llenado del 30% de su capacidad se calculó usando la ecuación (19), encontrando $T_{Rmáx} = 30,5$ días para Costilla y $T_{Rmáx} = 28,6$ días.

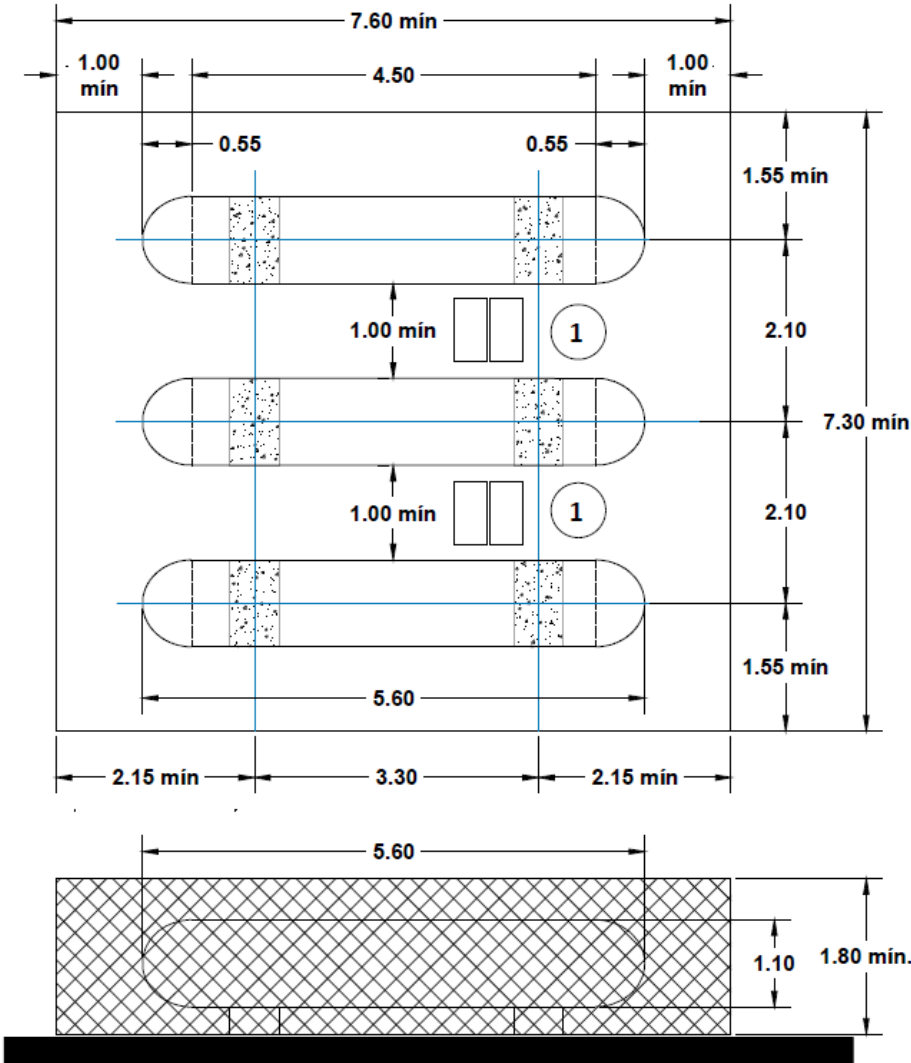
5.3.6 Ubicación de tanques estacionarios

Los tanques estacionarios del proyecto se diseñaron para instalación de manera superficial, a una distancia mínima de linderos vecinales, edificaciones o muros colindantes de 7,6 metros y separados uno del otro 1 metro de distancia entre paredes externas de ambos recipientes. Los tanques no se pueden ubicar en el interior, semisótanos y sótanos de ninguna edificación. El área debe estar provista de ventilación natural al mismo nivel del tanque, nunca mediante ductos de ventilación natural o mecánica. La altura del encerramiento debe garantizar 1.8 metros y debe construirse en malla eslabonada, de tal forma que el material utilizado no interrumpa la ventilación natural del área de tanques. Al contemplar el encerramiento del área para el almacenamiento de GLP con muros, estos solo podrán cerrar la mitad del perímetro siempre que no superen los 0,7

metros de altura, garantizando la libre circulación del aire dentro del espacio. En general, la ubicación de tanques estacionarios debe cumplir los parámetros descritos en el artículo 30 de la Resolución 805050 (MME, 1997). La figura 40 muestra la distribución en planta y dimensiones mínimas del área de ubicación de los 3 tanques estacionarios de 2000 galones que se diseñaron para cada corregimiento del proyecto.

Figura 40

Distribución en planta de 3 tanques estacionarios de GLP de 2.000 galones



Fuente: Autor

6. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO



El procedimiento empleado para determinar el costo de construcción del proyecto y su viabilidad consistió en realizar el análisis de precios unitarios del proceso constructivo de las líneas secundarias, las estaciones de almacenamiento de GLP, las redes internas de los usuarios residenciales, las líneas de acometida y los gastos de administración, operación y mantenimiento del proyecto. Luego se realizó el comparativo con las unidades constructivas reconocidos y homologadas por la CREG a valor presente neto del 31 de diciembre de 2023 como fecha base (CREG, 2013). Si los costos del proyecto superan lo dispuesto por la CREG, el proyecto no será viable en su construcción con el diseño planteado.

Luego se determinó la matriz de cofinanciación del proyecto, el cargo fijo y cargo variable de factura para determinar el estudio de tarifa del proyecto y el comparativo económico y energético del GLP por red vs el GLP en cilindros.

6.1 Análisis de precios unitarios APU del proyecto

6.1.1 APU de las líneas secundarias del proyecto

Para determinar el costo de la construcción de las líneas secundarias de Costilla y San Bernardo, se determinaron las cantidades de obra, los precios de mano de obra por destajo, los costos de fabricación de cajas y cruces, el alquiler y compra de herramienta y equipos, el valor de la interventoría y la utilidad esperada por esta parte del proyecto en cada corregimiento como se muestran en la Tabla 40 y Tabla 41.

Se puede evidenciar que el APU de Costilla es mayor al APU de San Bernardo a pesar de que el primero cuenta con menor cantidad de usuarios a conectar que el segundo. Lo anterior sucede principalmente por la menor densidad poblacional de Costilla, llevando a instalar más de 4 km de tubería adicional que en San Bernardo para llevar la red a los usuarios ubicados en la periferia del centro poblado con todo el gasto por metro lineal tendido que requiere.

6.1.2 APU de las estaciones de almacenamiento de GLP

Para determinar el costo tanto de los tanques estacionarios de GLP como de las locaciones adecuadas para su instalación, funcionamiento, recarga y conexión al sistema de distribución de Costilla y San Bernardo, se calculó el precio promedio de la construcción de 2 estaciones de almacenamiento, cada una albergando 3 tanques estacionarios de 2000 galones, para un total de 6000 galones de GLP líquido, por parte de una compañía especializada que se subcontratará previa presentación de cotizaciones y propuestas. También se calcularon los costos de administración aproximados incluyendo un costo aproximado de pólizas, un porcentaje de imprevistos, el costo asociado a las labores de interventoría y la utilidad esperada del proceso constructivo. El APU se muestra en la Tabla 42.

Tabla 40

APU construcción de las líneas secundarias de Costilla

APU CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS SECUNDARIAS DE COSTILLA						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNIT	VALOR TOTAL	
1 Materiales líneas secundarias						
1,1	Tubería Polietileno 1/2" IPS	ML	494	\$ 2.813	\$ 1.389.622	
1,2	Tubería Polietileno 3/4" IPS	ML	15.573	\$ 3.635	\$ 56.607.855	
1,3	Tubería Polietileno 1" IPS	ML	2.791	\$ 5.705	\$ 15.922.655	
1,4	Tubería Polietileno 2" IPS	ML	2.140	\$ 18.640	\$ 39.889.600	
1,5	Transitoma de AG SCHI-40 2" A PE 2"	EA	1	\$ 310.873	\$ 310.873	
1,6	Poliválvula 3/4" IPS	EA	7	\$ 193.558	\$ 1.354.906	
1,7	Poliválvula 1" IPS	EA	5	\$ 227.358	\$ 1.136.790	
1,8	Poliválvula 2" IPS	EA	4	\$ 622.322	\$ 2.489.288	
1,9	Tee Polietileno 2" IPS tope	EA	13	\$ 43.231	\$ 562.003	
1,10	Reducción Polietileno 2" x 1" IPS tope	EA	5	\$ 27.920	\$ 139.600	
1,11	Reducción Polietileno 2" x 3/4" IPS tope	EA	7	\$ 23.635	\$ 165.445	
1,12	Tee Polietileno 3/4" socket	EA	49	\$ 6.152	\$ 301.448	
1,13	Tee Polietileno 1" socket	EA	4	\$ 10.936	\$ 43.744	
1,14	Tee Polietileno 1" x 3/4" IPS socket	EA	8	\$ 9.056	\$ 72.448	
1,15	Tee Polietileno 1" x 1/2" IPS socket	EA	102	\$ 9.056	\$ 923.712	
1,16	Tee Polietileno 3/4" x 1/2" IPS socket	EA	392	\$ 5.809	\$ 2.277.128	
1,17	Tapón Polietileno 1/2" socket	EA	494	\$ 3.760	\$ 1.857.440	
1,18	Tapón Polietileno 3/4" socket	EA	14	\$ 5.638	\$ 78.932	
1,19	Unión Polietileno 3/4" socket	EA	104	\$ 6.664	\$ 691.856	
1,20	Unión Polietileno 1" socket	EA	28	\$ 6.152	\$ 171.702	
1,21	Cinta señalización	ML	20.998	\$ 300	\$ 6.299.400	
1,22	Arena fina	M3	330	\$ 83.500	\$ 27.577.382	
1,23	Cemento gris	KG	216.738	\$ 640	\$ 138.712.581	
1,24	Reposición Asfalto	M3	7	\$ 50.000	\$ 341.250	
1,25	Gravilla	M3	495	\$ 85.000	\$ 42.109.176	
Total Materiales					\$	341.426.837
2 Mano de obra líneas secundarias						
2,1	Excavación en andén para PE 3/4" IPS	ML	15.794	\$ 8.000	\$ 126.352.000	
2,2	Excavación en andén para PE 1" IPS	ML	2.791	\$ 8.500	\$ 23.723.500	
2,3	Excavación en andén para PE 2" IPS	ML	2.140	\$ 10.000	\$ 21.400.000	
2,4	Excavación en vía para PE 3/4" IPS	ML	273	\$ 8.000	\$ 2.184.000	
2,5	Compactación y reposición de andén	ML	20.725	\$ 7.000	\$ 145.075.000	
2,6	Compactación y reposición de vía	ML	273	\$ 10.000	\$ 2.730.000	
2,7	Soldaduras de PE tope y prueba hermética	EA	105	\$ 10.000	\$ 1.054.000	
2,8	Soldaduras de PE socket y prueba hermética	EA	2.448	\$ 2.000	\$ 4.896.920	
Total Mano de Obra					\$	327.415.420
3 Cajas y cruces (Material y mano de obra)						
3,1	Caja de inspección	EA	1	\$ 5.099.568	\$ 5.099.568	
3,2	Caja para poliválvula	EA	12	\$ 713.698	\$ 8.564.376	
3,3	Cruce de alcantarilla	EA	2	\$ 1.391.798	\$ 2.783.596	
Total Caja y Cruces					\$	16.447.540
4 Compra y alquiler herramienta y equipo						
4,1	Kit herramienta menor cuadrilla técnicos	EA	4 x 8 meses	\$ 200.000	\$ 6.400.000	
4,2	Alquiler plancha y herramienta termofusión socket	EA	1 x 6 meses	\$ 900.000	\$ 5.400.000	
4,3	Alquiler carro alineador y plancha termofusión top	EA	1 x 2 meses	\$ 1.100.000	\$ 2.200.000	
4,4	Alquiler vehículo transporte material con gasolina	EA	1 x 8 meses	\$ 2.500.000	\$ 20.000.000	
Total compra y alquiler herramienta y equipo					\$	34.000.000
5 Interventoría Líneas Secundarias						
5		EA	1	6,5 % APU	\$ 46.753.837	
6 Imprevistos 5%, Utilidad 5%						
6		EA	1	10% APU	\$ 76.604.363	
TOTAL CONSTRUCCIÓN LÍNEAS SECUNDARIAS COSTILLA					\$	842.647.998

Fuente: Autor

Tabla 41

APU construcción de las líneas secundarias de San Bernardo

APU CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS SECUNDARIAS DE SAN BERNARDO					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNIT	VALOR TOTAL
1	Materiales líneas secundarias				
1,1	Tubería Polietileno 1/2" IPS	ML	481	\$ 2.813	\$ 1.353.053
1,2	Tubería Polietileno 3/4" IPS	ML	6.057	\$ 3.635	\$ 22.017.195
1,3	Tubería Polietileno 1" IPS	ML	7.217	\$ 5.705	\$ 41.172.985
1,4	Tubería Polietileno 2" IPS	ML	2.470	\$ 18.640	\$ 46.040.800
1,5	Transitoma de AG SCH-40 2" A PE 2"	EA	1	\$ 310.873	\$ 310.873
1,7	Poliválvula 1" IPS	EA	6	\$ 227.358	\$ 1.364.148
1,8	Poliválvula 2" IPS	EA	4	\$ 622.322	\$ 2.489.288
1,9	Tee Polietileno 2" IPS tope	EA	7	\$ 43.231	\$ 302.617
1,10	Reducción Polietileno 2" x 1" IPS tope	EA	6	\$ 27.920	\$ 167.520
1,12	Tee Polietileno 3/4" socket	EA	20	\$ 6.152	\$ 123.040
1,13	Tee Polietileno 1" socket	EA	24	\$ 10.936	\$ 262.464
1,14	Tee Polietileno 1" x 3/4" IPS socket	EA	9	\$ 9.056	\$ 81.504
1,15	Tee Polietileno 1" x 1/2" IPS socket	EA	328	\$ 9.056	\$ 2.970.368
1,16	Tee Polietileno 3/4" x 1/2" IPS socket	EA	153	\$ 5.809	\$ 888.777
1,17	Tapón Polietileno 1/2" socket	EA	481	\$ 3.760	\$ 1.808.560
1,18	Tapón Polietileno 3/4" socket	EA	19	\$ 5.638	\$ 107.122
1,19	Unión Polietileno 3/4" socket	EA	40	\$ 6.664	\$ 269.092
1,20	Unión Polietileno 1" socket	EA	72	\$ 6.152	\$ 443.990
1,21	Cinta señalización	ML	16.225	\$ 300	\$ 4.867.500
1,22	Arena fina	M3	280	\$ 83.500	\$ 23.421.032
1,23	Cemento gris	KG	184.072	\$ 640	\$ 117.806.388
1,24	Reposición Asfalto	M3	7	\$ 50.000	\$ 355.000
1,25	Gravilla	M3	421	\$ 85.000	\$ 35.762.654
	Total Materiales				\$ 304.385.970
2	Mano de obra líneas secundarias				
2,1	Excavación en andén para PE 3/4" IPS	ML	6.254	\$ 8.000	\$ 50.032.000
2,2	Excavación en andén para PE 1" IPS	ML	7.217	\$ 8.500	\$ 61.344.500
2,3	Excavación en andén para PE 2" IPS	ML	2.470	\$ 10.000	\$ 24.700.000
2,4	Excavación en vía para PE 3/4" IPS	ML	284	\$ 8.000	\$ 2.272.000
2,5	Compactación y reposición de andén	ML	15.941	\$ 7.000	\$ 111.587.000
2,6	Compactación y reposición de vía	ML	284	\$ 10.000	\$ 2.840.000
2,7	Soldaduras de PE tope	EA	73	\$ 10.000	\$ 727.000
2,8	Soldaduras de PE socket	EA	2.333	\$ 2.000	\$ 4.666.200
	Total Mano de Obra				\$ 258.168.700
3	Cajas y cruces (Material y mano de obra)				
3,1	Caja de inspección	EA	1	\$ 5.099.568	\$ 5.099.568
3,2	Caja para poliválvula	EA	6	\$ 713.698	\$ 4.282.188
3,3	Cruce de alcantarilla	EA	2	\$ 1.391.798	\$ 2.783.596
	Total Caja y Cruces				\$ 12.165.352
4	Compra y alquiler herramienta y equipo				
4,1	Kit herramienta menor cuadrilla técnicos	EA	4 x 8 meses	\$ 200.000	\$ 6.400.000
4,2	Alquiler plancha y herramienta termofusión socket	EA	1 x 6 meses	\$ 900.000	\$ 5.400.000
4,3	Alquiler carro alineador y plancha termofusión tope	EA	1 x 2 meses	\$ 1.100.000	\$ 2.200.000
4,4	Alquiler vehículo transporte material con gasolina	EA	1 x 8 meses	\$ 2.500.000	\$ 20.000.000
	Total compra y alquiler herramienta y equipo				\$ 34.000.000
5	Interventoría Líneas Secundarias	EA	1	6,5 % APU	\$ 39.566.801
6	Imprevistos 5%, Utilidad 5%	EA	1	10% APU	\$ 64.828.682
TOTAL CONSTRUCCIÓN LÍNEAS SECUNDARIAS SAN BERNARDO					\$ 713.115.505

Fuente: Autor

Tabla 42

APU construcción de las dos estaciones de almacenamiento de GLP del proyecto

APU CONSTRUCCIÓN DE ESTACIONES DE ALMACENAMIENTO DE GLP DE COSTILLA Y SAN BERNARDO					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNIT	VALOR TOTAL
1	Construcción 2 estaciones 6.000 galones				
1,1	Tanque GLP 2000 galones	EA	6	\$ 40.013.688	\$ 240.082.128
1,2	Sistema regulación + filtración	EA	2	\$ 16.450.700	\$ 32.901.400
1,3	Sistema contraincendio	EA	2	\$ 4.245.342	\$ 8.490.684
1,4	Descargadero	EA	2	\$ 3.051.340	\$ 6.102.680
1,5	Iluminación y sistema eléctrico	EA	2	\$ 10.613.355	\$ 21.226.710
1,6	Bases de concreto	EA	6	\$ 13.449.897	\$ 80.699.382
1,7	Cerramiento	EA	2	\$ 35.509.077	\$ 71.018.154
1,8	Obra civil	EA	2	\$ 15.389.365	\$ 30.778.730
	Total Construcción 2 estaciones 6.000 galones				\$ 491.299.868
2	Costos de Administración	EA	2	\$ 12.545.608	\$ 25.091.216
3	Imprevistos	EA	1	4% APU	\$ 20.655.643
4	Interventoría tanques	EA	1	6,5% APU	\$ 33.565.420
5	Utilidad	EA	1	5% APU	\$ 28.530.607
TOTAL APU ESTACIONES DE ALMACENAMIENTO DE GLP DE COSTILLA Y SAN BERNARDO					\$ 599.142.755

Fuente: Autor

6.1.3 APU de una línea individual residencial estándar para el proyecto

Los costos aproximados a la construcción de una instalación interna residencial de 15 metros lineales, trazada a la vista y anclada, con un nicho empotrado y resanado en gris, de un solo punto de salida como se diseñó previamente y cuyo valor debe ser asumido por el usuario y financiado por la empresa distribuidora se discrimina en la Tabla 43.

6.1.4 APU de una línea de acometida y centro de medición residencial

Los derechos de conexión consisten en los gastos necesarios en que incurre la empresa distribuidora en conectar a un usuario a la línea secundaria o anillo de distribución, incluyendo

medidor, regulador, demás accesorios y mano de obra necesaria (CREG, 2011). Este valor establecido por la CREG se discrimina en la Tabla 44.

Tabla 43

APU construcción de una línea individual residencial estándar para el proyecto

APU CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA INDIVIDUAL RESIDENCIAL ESTÁNDAR PARA COSTILLA Y SAN BERNARDO						
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNIT	VALOR TOTAL	
1 Materiales Línea Individual						
1,1	Tubería PE-AL-PE 1216 mecánico	ML	15	\$ 2.600	\$ 39.000	
1,2	Racor macho PE-AL-PE 1216 mecánico	EA	2	\$ 5.860	\$ 11.720	
1,3	Racor hembra PE-AL-PE 1216 mecánico	EA	2	\$ 5.860	\$ 11.720	
1,4	Codo AG SCH-40 1/2"	EA	4	\$ 2.750	\$ 11.000	
1,5	Codo calle AG SCH-40 1/2"	EA	1	\$ 2.750	\$ 2.750	
1,7	Niple AG SCH-40 1/2" x 10 cm	EA	2	\$ 5.950	\$ 11.900	
1,8	Niple AG SCH-40 1/2" x 20 cm	EA	1	\$ 11.350	\$ 11.350	
1,9	Niple AG SCH-40 1/2" x 30 cm	EA	1	\$ 19.050	\$ 19.050	
1,10	Válvula de bola 1/4 de vuelta maneral amarillo gas	EA	1	\$ 28.900	\$ 28.900	
1,12	Tapón AG SCH-40 1/2"	EA	2	\$ 2.000	\$ 4.000	
1,13	Manguera de conexión sedal certificada 1 MT	EA	1	\$ 24.000	\$ 24.000	
1,14	Teflón para gas	EA	0,5	\$ 2.900	\$ 1.450	
1,15	Sellante anaeróbico fuerza media	EA	0,33	\$ 18.900	\$ 6.237	
1,16	Conduflex corrugado 1/2"	EA	15	\$ 1.000	\$ 15.000	
1,17	Rejilla malla eslabonada centro de medición sencill	EA	1	\$ 80.000	\$ 80.000	
1,18	Anclaje plástico doble con tornillo y chazo 3/4"	EA	14	\$ 850	\$ 11.475	
1,19	Pintura anticorrosiva color amarillo	EA	0,25	\$ 7.190	\$ 1.798	
1,22	Mortero 1:3	M3	0,03	\$ 536.022	\$ 15.947	
Total Materiales					\$	307.296
2 Mano de obra línea individual residencial						
2,1	Técnico instalador certificado por competencias	DIA	0,5	\$ 129.918	\$ 64.959	
2,2	Ayudante	DIA	0,5	\$ 65.297	\$ 32.648	
2,3	Obrero	DIA	0,5	\$ 65.297	\$ 32.648	
Total Mano de Obra					\$	130.256
3 Compra y alquiler herramienta y equipo						
3,1	Kit herramienta menor cuadrilla técnicos	DIA	0,5	\$ 2.500	\$ 1.250	
3,2	Taladro y pulidora	DIA	0,5	\$ 3.750	\$ 1.875	
3,3	Alquiler vehículo transporte material con gasolina	DIA	0,5	\$ 16.667	\$ 8.333	
Total compra y alquiler herramienta y equipo					\$	11.458
5	Costos Admin 20%, Imprev 10%, Utilidad 5%	EA	1	35 % APU	\$	157.154
6	Certificado de Conformidad Res 90902 2016	EA	1	\$ 45.000	\$	45.000
TOTAL CONSTRUCCIÓN LÍNEA INDIVIDUAL RESIDENCIAL ESTANDAR					\$	651.164

Fuente: Autor

Tabla 44*APU construcción de una línea de acometida y centro de medición residencial*

APU CONSTRUCCIÓN ACOMETIDA Y CENTRO DE MEDICIÓN RESIDENCIAL PARA COSTILLA Y SAN BERNARDO					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNIT	VALOR TOTAL
1	Materiales Acometida y Centro de Medición				
1,1	Tubería Polietileno 1/2" IPS	ML	3	\$ 3.598	\$ 10.794
1,2	Unión Polietileno 1/2" IPS	EA	1	\$ 4.309	\$ 4.309
1,3	Manguera de riego 2"	EA	0,5	\$ 2.866	\$ 1.433
1,4	Arena de relleno	M3	0,075	\$ 83.500	\$ 6.263
1,5	Cinta señalización	ML	3	\$ 300	\$ 900
1,6	Arena fina	M3	0,05	\$ 83.500	\$ 4.208
1,7	Cemento gris	KG	5	\$ 640	\$ 2.964
1,8	Gravilla	M3	0,08	\$ 85.000	\$ 6.426
1,9	Medidor tipo diafragma G1.6 Qmáx. 2,5 m3/h	EA	1	\$ 169.946	\$ 169.946
1,10	Regulador R4 Humcar NPT 1/2"	EA	1	\$ 39.468	\$ 39.468
1,11	Válvula acometida 120 psi con semiuniversal 1/2"	EA	1	\$ 25.074	\$ 25.074
1,12	Teflón para gas	EA	0,33	\$ 9.056	\$ 2.988
1,13	Sellante anaeróbico fuerza media	EA	0,20	\$ 9.056	\$ 1.811
1,14	Conectores medidor M26	EA	2	\$ 4.691	\$ 9.382
1,15	Codo calle SCH-40 1/2"	EA	2	\$ 3.648	\$ 7.296
1,17	Pintura anticorrosiva color amarillo	EA	0,25	\$ 7.190	\$ 1.798
1,18	Poyo	M3	0,01	\$ 536.022	\$ 5.360
	Total Materiales				\$ 300.420
2	Mano de obra línea individual residencial				
2,1	Técnico instalador certificado por competencias	DIA	0,5	\$ 129.918	\$ 64.959
2,2	Ayudante	DIA	0,5	\$ 65.297	\$ 32.648
2,3	Obrero	DIA	0,5	\$ 65.297	\$ 32.648
	Total Mano de Obra				\$ 130.256
3	Compra y alquiler herramienta y equipo				
3,1	Kit herramienta menor cuadrilla técnicos	DIA	0,5	\$ 2.917	\$ 1.458
3,2	Taladro y pulidora	DIA	0,5	\$ 3.750	\$ 1.875
3,3	Alquiler plancha y herramienta termofusión socket	DIA	0,5	\$ 6.250	\$ 3.125
3,4	Alquiler vehículo transporte material con gasolina	DIA	0,5	\$ 16.667	\$ 8.333
	Total compra y alquiler herramienta y equipo				\$ 14.792
4	Costos Admin 20%, Imprev 10%, Utilidad 5%	EA	1	35 % APU	\$ 155.913
5	Certificado de Conformidad Res 90902 2016	EA	1	\$ 45.000	\$ 45.000
TOTAL CONSTRUCCIÓN LÍNEA INDIVIDUAL RESIDENCIAL ESTANDAR					\$ 646.381

Fuente: Autor

6.1.5 Gastos de administración, operación y mantenimiento del proyecto

Estos rubros adicionales a la construcción del proyecto representan todos los costos directos e indirectos asociados al funcionamiento de la compañía en la prestación del servicio de gas a los usuarios. Aquí están definidos los gastos asociados a salarios de personal esencial, pólizas del proyecto, dotaciones, gastos de representación y gastos de la apertura y funcionamiento de una oficina de atención y bodega de materiales, entre otros costos, y se definieron en la Tabla 45.

Tabla 45*GAOM del proyecto*

GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO REDES DE GAS DE COSTILLA Y SAN BERNARDO							
ITEM	DESCRIPCIÓN	DURACIÓN MESES	CANTIDAD	% DEDICACIÓN	VALOR MENSUAL	PRESTACIONES MENSUALES	VALOR TOTAL
1 Gastos de Administración (A)							
Gastos administrativos							
1,1	Ingeniero director de obra	10	1	50%	\$ 9.000.000	\$ 4.421.400	\$ 134.214.000
1,2	Ingeniero residente	10	2	100%	\$ 4.000.000	\$ 1.965.067	\$ 119.301.333
1,3	SISO	10	1	100%	\$ 2.600.000	\$ 1.459.543	\$ 40.595.433
1,4	Conductor	10	1	100%	\$ 1.300.000	\$ 820.897	\$ 21.208.967
1,5	Secretaria	12	1	100%	\$ 2.600.000	\$ 1.459.543	\$ 48.714.520
1,6	Aseador	12	1	100%	\$ 1.300.000	\$ 820.897	\$ 25.450.760
1,7	Contador	12	1	100%	\$ 2.000.000	\$ 982.533	\$ 35.790.400
Gastos financieros y de operación							
1,8	Pólizas del contrato	12	1	100%	\$ 2.259.474	NA	\$ 27.113.688
1,9	Arriendo oficina + bodega	12	1	100%	\$ 1.000.000	NA	\$ 12.000.000
1,10	Servicios públicos	12	1	100%	\$ 390.000	NA	\$ 4.680.000
1,11	Servicios de vigilancia privada	12	1	100%	\$ 647.716	NA	\$ 7.772.592
1,12	Aseo, papelería y cafetería	12	1	100%	\$ 268.235	NA	\$ 3.218.820
1,13	Alquiler camioneta	10	1	100%	\$ 2.500.000	NA	\$ 25.000.000
1,14	Gastos de representación	12	1	100%	\$ 1.641.885	NA	\$ 19.702.620
1,15	Dotaciones	12	74	100%	\$ 72.000	NA	\$ 63.936.000
Total Gastos de Administración							\$ 588.699.133
2 Imprevistos (I)					5,00%		\$ 29.434.957
TOTAL AOM							\$ 618.134.090

Fuente: Autor

6.2 Viabilidad de la construcción del proyecto

Después de discriminar todos los costos aproximados del diseño del proyecto, se evaluó conforme a los ingresos que están permitidos percibir del proyecto por la reglamentación vigente, el flujo de caja del proyecto. En la *Tabla 46* se puede ver un resumen del flujo de caja total del proyecto.

Tabla 46

Flujo de caja total del proyecto

RESUMEN DE COSTOS ASOCIADOS A LA CONSTRUCCIÓN DE LAS REDES DE GAS LP PARA COSTILLA Y SAN BERNARDO					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR UNIT	VALOR TOTAL
1	Construcción de las líneas secundarias de Costilla	EA	1	\$ 842.647.998	\$ 842.647.998
2	Construcción de las líneas secundarias de San Bernardo	EA	1	\$ 713.115.505	\$ 713.115.505
3	Construcción de las estaciones de almacenamiento GLP	EA	1	\$ 599.142.755	\$ 599.142.755
4	Construcción de las redes internas residenciales	EA	1.234	\$ 651.164	\$ 803.535.924
5	Construcción de acometida y centro de medición Resid	EA	1.234	\$ 646.381	\$ 797.633.638
6	Costos Administrativos, operativos y de mantenimiento	EA	1	\$ 618.134.090	\$ 618.134.090
TOTAL VALOR DEL PROYECTO					\$ 4.374.209.910

Fuente: Autor

Con base en la (CREG, 2013), se elaboró el flujo de caja para el proyecto. Para esto, se determinaron las cifras en valor presente neto al periodo tarifario inmediatamente anterior de acuerdo a la variación anual del IPC, es decir, a 2023. Luego, se establecieron las medidas según unidades para cada ítem del flujo de caja y se realizó la comparación de precios reales del proyecto con los presupuestos máximos establecidos por el ente regulador. El cargo por conexión está regulado por el artículo 108.2 de la Resolución 0057 (CREG, 1996) y estableció el valor de los derechos de conexión en 140.000 pesos incluido la acometida y el medidor para la vigencia 1996. El cargo se actualizará con el IPC anual cada año. Para la vigencia 2023, el coste de los derechos

de conexión es de 839.176 pesos. Las unidades constructivas reconocidas por la CREG y valores máximos a remunerar se muestran en la Tabla 47.

Tabla 47

Unidades constructivas aplicables al proyecto y reconocidas en la Resolución 202 de 2013

CREG en valor presente neto a diciembre de 2013

UNIDADES CONSTRUCTIVAS - RESOLUC CREG 202 DE 2013		PRECIOS A DIC 2012	PRECIOS A DIC 2023	CANTIDAD	VALOR TOTAL
CODIGO	DESCRIPCIÓN	S/Km	S/m	ML	
TPE3/4AS	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Calzada Asfalto	\$ 63.931.093	\$ 112.814	557,00	\$ 62.837.277,00
TPE2CO	Tubería de Polietileno de 2 pulg. en Calzada Concreto	\$ 74.117.560	\$ 130.789	4.210,00	\$ 550.621.601,00
TPE1/2ACO	Tubería de Polietileno de 1/2 pulg. en Anden Concreto	\$ 43.503.092	\$ 76.766	975,00	\$ 74.847.065,00
TPE3/4ACO	Tubería de Polietileno de 3/4 pulg. en Anden Concreto	\$ 44.249.592	\$ 78.084	21.073,00	\$ 1.645.453.725,00
TPE1ACO	Tubería de Polietileno de 1 pulg. en Anden Concreto	\$ 46.478.027	\$ 82.016	10.008,00	\$ 820.814.493,00
Subtotal Redes de Distribución				36.823,00	\$ 3.154.574.161,00
CODIGO	EQUIPO DE CALIDAD	\$ DIC 2012	\$ DIC 2023	CANTIDAD	VALOR TOTAL
PC01	Caja de Inspección	\$ 3.264.548,00	\$ 5.760.671	2,00	\$ 11.521.343,00
Subtotal Equipo de Calidad					\$ 11.521.343,00
CODIGO	ESTACIONES DE ALMACENAMIENTO DE GLP	\$ DIC 2012	\$ DIC 2023	CANTIDAD	VALOR TOTAL
EGLP6000	Estación de GLP 6000 galones	\$ 319.924.246,00	\$ 564.543.213	2,00	\$ 1.129.086.425,63
Subtotal Estación de Almacenamiento de GLP					\$ 1.129.086.425,63
CODIGO	RESOLUCIÓN CREG 057 DE 1996	\$ DIC 1996	\$ DIC 2023	CANTIDAD	VALOR TOTAL
NA	Cargo por conexión usuario residencial	\$ 140.000,00	\$ 839.176	1.234,00	\$ 1.035.543.184,00
Subtotal Cargos por Conexión					\$ 1.035.543.184,00
CODIGO	RESOLUCIÓN CREG 059 DE 2012		\$ APU 2023	CANTIDAD	VALOR TOTAL
NA	Valor línea individual residencial estándar		\$ 651.164	1.234,00	\$ 803.536.376,00
Subtotal líneas Individuales Residenciales Estándar					\$ 803.536.376,00
VALOR TOTAL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN					\$ 6.134.261.489,63

Fuente: Autor

Se demostró que el proyecto es viable en su construcción, debido a que el flujo de caja máximo reconocido por la CREG es mayor a los costos de construcción y operación de las redes de gas para los corregimientos de Costilla y San Bernardo, es decir, que es posible el retorno de la totalidad del dinero invertido para la construcción del proyecto.

6.3 Matriz de cofinanciación del proyecto

La propuesta para cofinanciar el proyecto donde los actores principales son el estado, a través de la gobernación del Cesar con una participación del 87% de fondos provenientes del SGR

y el municipio de Pelaya con una participación del 2,7% con recursos propios, la empresa privada con una inversión del 9.1% y los usuarios finales con un porcentaje del 1.2% del costo total del proyecto apalancados por la financiación de la empresa distribuidora, es la propuesta presentada al SGR para impulsar el proyecto de masificación de redes de gas como política de estado y mejoramiento de la calidad de vida de los 1.234 hogares ocupados de Costilla y San Bernardo y su crecimiento demográfico de 20 años. En la Tabla 48 se muestra a detalle la matriz de cofinanciación del proyecto.

Tabla 48

Matriz de cofinanciación del proyecto

ESQUEMA DE COFINANCIACION					
ÍTEM	FASES	DESCRIPCIÓN	APORTANTE	Porcentaje de Participación	Valor Total
1	Infraestructura de Distribución	Construcción Redes de Distribución y almacenamiento de GLP	COFINANCIACIÓN GOBERNACIÓN DEL CESAR	85,00%	\$ 2.255.181.146
			EMPRESA PRIVADA	15,00%	\$ 397.973.144
		SUBTOTAL REDES DE DISTRIBUCION			100,00%
2	Conexiones Domiciliarias	INSTALACIONES DOMICILIARIAS ESTRATO 1			
		Subsidio Derechos de Conexión Estrato 1	COFINANCIACIÓN GOBERNACIÓN DEL CESAR	53,28%	\$ 853.163.638
		Red Interna Estrato 1	COFINANCIACIÓN GOBERNACIÓN DEL CESAR	43,55%	\$ 697.273.869
		Red Interna Estrato 1	USUARIOS - FINANCIADO POR EMPRESA PRIV	3,17%	\$ 50.732.055
		SUBTOTAL INSTALACION DOMICILIARIA			100,00%
3	Interventoría	Interventoría Técnica, Administrativa y Financiera	MUNICIPIO DE PELAYA	100,00%	\$ 119.886.058
		SUBTOTAL INTERVENTORÍA			100,00%
TOTAL COFINANCIACION					
COFINANCIACION GOBERNACIÓN DEL CESAR - REGALÍAS				87,0%	\$ 3.805.618.653
COFINANCIACION MUNICIPIO DE PELAYA INTERVENTORIA				2,7%	\$ 119.886.058
COFINANCIACION EMPRESA PRIVADA - RED DE DISTRIBUCION				9,1%	\$ 397.973.144
COFINANCIACION USUARIOS FINANCIADOS POR EMPRESA PRIVADA				1,2%	\$ 50.732.055
TOTAL PROYECTO				100,0%	\$ 4.374.209.910

Fuente: Autor

6.4 Análisis de precios del GLP, estudio de tarifa y comparativo energético del proyecto

6.4.1 Precio nacional regulado del GLP en Colombia

Según (GASNOVA, 2023) el precio internacional del propano ha estado estrechamente ligado al precio del crudo WTI, siendo este aproximadamente el 55% del precio del barril. La sobreoferta de crudo abarata el precio del propano, mientras los bajos inventarios y poca oferta de

petróleo lo encarece en proporción. En la misma dirección, el precio internacional del propano viene dirigido por tres factores principalmente: geopolítica, disminución o aumento de la capacidad de refinación y oferta mundial. Ejemplo de lo anterior, es que, entre diciembre de 2020 y marzo de 2022, el precio internacional del propano y butano Mont Belvieu tuvo un incremento de 121.5% y 97.7%, ubicándose en 1.43 USD/gal y 1.74 USD/gal respectivamente, debido a la creciente demanda de China para su industria petroquímica y la baja oferta mundial. Desde marzo de 2022 a junio de 2023, el precio internacional ha tenido un comportamiento a la baja, de alrededor del 61% llegando a 0.54 USD/gal para el propano y 0.64 USD/gal para el butano, gracias entre otros factores, al aumento en los inventarios de Estados Unidos, según la EIA. Este comportamiento del precio internacional impacta el precio regulado del GLP en Colombia.

6.4.2 Precio nacional regulado del GLP en Colombia

El precio del GLP en Colombia se ha visto beneficiado durante el 2023 de dos acontecimientos principales: La disminución del precio internacional del propano y el butano y la revaluación de la moneda local desde noviembre de 2022. La TRM ha pasado de 4,788 COP/USD en diciembre de 2022 a 4,231 COP/USD en junio de 2023. Al final del mismo periodo de tiempo, el precio del GLP en el interior del país estuvo rondando los 1,000 COP/kg y en la costa los 1,500 COP/kg (GASNOVA, 2023).

En el mismo informe, se afirma que uno de los retos más importantes para el mercado del GLP en Colombia es la elasticidad del consumo al precio del energético. Por ejemplo, mientras en junio de 2021, el precio del GLP era de 1,421 COP/gal con una demanda de 2,046 Ton/día, a medida que el precio internacional aumentaba y en consecuencia el precio regulado también lo hacía, en diciembre de 2021 el galón nacional se valoraba en 2,550 COP y la demanda interna de GLP se contrajo hasta 1,877 Ton/día (GASNOVA, 2023). Por esta razón, el gobierno nacional a

través de Ecopetrol, otorgó un descuento del 30% al precio a partir de enero hasta junio de 2022 con la finalidad de reducir el precio del cilindro y recuperar la demanda perdida. En el primer semestre de 2022, este beneficio tuvo un efecto de aumento en la demanda de 3.1% respecto al mismo periodo del año anterior y una reducción en el valor del cilindro en promedio del 13%.

La elasticidad de la demanda en el país viene dada porque el mercado recurrente del GLP está en usuarios con baja capacidad de pago y generalmente en zonas rurales sin acceso al gas natural, esto hace que, ante un incremento del precio del cilindro, el usuario pase a sustituir el energético por otro más barato como la leña u otro CIAC.

6.4.3 Análisis tarifario

El análisis de tarifa consiste en determinar el precio de la factura promedio de gas que el usuario final residencial paga al distribuidor. Se debe determinar el cargo fijo y el cargo variable de la factura a partir del precio del combustible por parte del distribuidor minorista. El precio del GLP se compone del valor del combustible y el precio del transporte y puede variar de manera mensual.

Tabla 49

Determinación de cargo fijo y cargo variable

Mes / 2024	Compras GLP				Transporte GLP					p %	D _m (\$/m ³)	fpc _m	C _v _m (\$/m ³)	C _c _m (\$/m ³)	Cargo variable		Cargo fijo Cuf _m (\$/factura)		
	G _m (\$/m ³)	p	F _v	G _m (\$/kg)	PMS m-l (\$)	C _{glp} m-l (Kg)	T _m (\$/m ³)	p	F _v						I _m (\$/kg)	T _c (\$/kg)		TV _m glp (\$/kg)	CU _v _m (\$/m ³)
MARZO	1.526	2,0345	1	750,00			1.729	2,0345	1	850,00		0,035	2.630,00	1,00	0,00	0,00	6.003,32	3.099,42	3.099,42

Conceptos según Resoluciones CREG 137 de 2013, 127 de 2013, 008 de 2014 y 180 de 2009

Fuente: Autor

El SGR a través de los fondos departamentales destinados a proyectos de cofinanciación para masificación de redes de distribución de gas permite cubrir o subsidiar al usuario estrato 1 con un porcentaje de la construcción de la red interna y el estado a través de otros fondos de

solidaridad y amparados normativamente pueden ayudar al usuario final de GLP por red con el 50% del valor del consumo mensual.

Tabla 50

Determinación de costo de tarifa del m³ de GLP para Costilla y San Bernardo

ITEM	DESCRIPCION	ESTRATO 1
1	VALOR FACTURA SIN SUBSIDIOS	\$ 40.185,95
2	COSTO HUNDIDO POR APORTE	-\$ 10.318,91
3	COSTO HUNDIDO POR APORTES	
4	SUBTOTAL	\$ 29.867,04
5	FONDO DE SOLIDARIDAD, SUBSIDIOS Y	\$ 20.092,98
6	TOTAL VALOR FINAL FACTURA A PAGAR POR EL USUARIO	\$ 9.774,07

Consumo Promedio (M3/MES) (1)	6,72
Consumo de Subsistencia (M3/MES) (2)	7,26
Valor metro cúbico de gas (\$/M3) (3)	\$ 6.003,32
Subsidio Estrato 1 (4)	50%
Cargo Fijo (\$/factura) (5)	\$ 3.099,4
Mvjm estrato 1	\$ 5.981,95

Fuente: Autor

6.4.4 Comparativo energético

Es importante demostrar que el costo beneficio del proyecto es favorable económicamente y energéticamente para el usuario y el subsidiario. Se realiza un análisis de costos energéticos comparativos entre el GLP en cilindro y el GLP por red con el fin de demostrar que el cambio de energético, mejora la calidad de vida y economía de los usuarios y tiene un impacto positivo que garantice la recurrencia de las poblaciones de Costilla y San Bernardo en el consumo y disfrute del GLP por red.

Tabla 51

Comparativo económico GLP por red vs GLP en cilindros

ESTRATO	VALOR SERVICIO MES SIN SUBSIDIOS	VALOR SERVICIO MES CON SUBSIDIO FSSRI	VALOR SERVICIO MES CON SUBSIDIO FSSRI Y FONDO GAS	VALOR SERVICIO MES GAS PROPANO CILINDROS
	\$/MES/USUARIO	\$/MES/USUARIO	\$/MES/USUARIO	\$/MES/USUARIO
ESTRATO 1	\$ 40.185,95	\$ 20.092,98	\$ 9.774,07	\$ 67.942,00
CILINDRO 40 lbs CONSUMO GLP CILINDRO 40 LBS GLP	59.080,00 1,15 8,609	\$/UNID CILINDROS/MES GALONES	mar-23	

Fuente: Autor

Tabla 52

Comparativo energético GLP por red vs GLP en cilindros

	GLP POR REDES		GLP CILINDROS	
PODER CALORIFICO	2516	BTU/PC	2516	BTU/PC
	0,0876	MBTU/M3	0,0876	MBTU/M3
	22082,98	Kcal/M3	22082,98	Kcal/M3
COSTO /Kcal	0,2719	\$/Kcal	0,3108	\$/Kcal
	GLP POR REDES		GLP POR CILINDRO	
BTU/PC	2.516,00	BTU/PC	2.516,00	
VALOR (\$/M3)	6.003,32	VALOR GALON (CILINDRO 40 LB) (\$/GALON)	6.862,59	
VALOR (\$/BTU)	0,06757	VALOR (\$/BTU)	0,078311	VALOR (\$/BTU)

Fuente: Autor

7. CONCLUSIONES

Los proyectos de masificación de redes de gas en los centros poblados de las zonas rurales del país a este momento solo se pueden llevar a cabo si existe la cofinanciación de parte del estado en más de un 80%. Esto representa un reto para encontrar un modelo que haga posible el cierre financiero de los proyectos en las zonas apartadas del país y motive a las empresas distribuidoras a llevar sus redes a las zonas rurales de menor densidad poblacional.

Para optimizar el diseño de las redes secundarias, es importante elegir entre la segmentación de los anillos de distribución a un número determinado de usuarios conectados, que permita usar diámetros de tubería pequeños, o abarcar muchos usuarios por anillo, aumentando el diámetro de tubería a usar, pero reduciendo la cantidad de anillos de distribución por troncal.

En el análisis técnico se realizó una comparación entre gas natural conectado a gasoducto y GLP por redes, el costo para una población menor a 10.000 habitantes que cuente con acceso a ambos energéticos con alta confiabilidad como en el caso de este proyecto, en la mayoría de casos se inclinará hacia la segunda opción. Pero, se debería incluir en el análisis realizado el costo del gas natural virtual o GNC y así revisar sus posibilidades y fortalezas en este tipo de proyectos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alcaldía de Pelaya. (02 de Junio de 2020). *Esquema de Ordenamiento Territorial 2020*. Obtenido de <https://pelayacesar.micolombiadigital.gov.co/planes/esquema-de-ordenamiento-territorial-2020>

ANH. (24 de Mayo de 2023). *Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos 2022*. Obtenido de https://www.anh.gov.co/documents/21617/Informe_de_Reservas__y_Recurso_s_Contingentes_de_Hidrocarburos_2022_pfMyhzQ.pdf

Blanco, J. E. (2017). *Guía para el diseño integral de sistemas de distribución de gas natural para edificaciones residenciales, comerciales e industriales*. Bogotá D.C.: Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito.

Carmona, R. P. (2015). *Instalaciones hidrosanitarias, de gas y de aprovechamiento de aguas lluvias en edificaciones. 7a edición*. Bogotá: ECOE Edificaciones.

CODEGAS. (2024). *Codegas de Colombia. Venta de tanques estacionarios de GLP*. Obtenido de <https://codegascolombia.com/ventas-tanques/>

Congreso. (11 de Julio de 1994). *Ley 142 de 1994*. Obtenido de http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html

Congreso de Colombia. (11 de Julio de 1994). *Ley 142 de 1994. Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones*. Obtenido de http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html

CREG. (30 de Julio de 1996). *Resolución 0057 de 1996. Por la cual se establece el marco regulatorio para el servicio público de gas combustible por red y para sus actividades*

- complementarias.* Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0057_1996.htm
- CREG. (Enero de 2011). *Concepto 4568 de 2011.* Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0004568_2011.htm#:~:text=El%20derecho%20de%20conexi%C3%B3n%20son,por%20cierto%20es%20pues%20es
- CREG. (18 de Diciembre de 2013). *Resolución 202 de 2013.* Obtenido de <https://www.suin-juriscal.gov.co/viewDocument.asp?id=4021701#>
- CREG. (18 de Diciembre de 2013). *Resolución 202 de 2013. Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de distribución de gas combustible por redes de tubería y se dictan otras disposiciones.* Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0202_2013.htm
- CREG. (04 de Diciembre de 2017). *Resolución 176 de 2017.* Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0176_2017.htm
- CREG. (2024). *Reporte de planes de expansión de redes 2022.* Obtenido de <https://creg.gov.co/publicaciones/15658/planes-de-expansion-2022/>
- DANE. (2005). *Censo general 2005.* Obtenido de <http://systema59.dane.gov.co/bincol/RpWebEngine.exe/Portal?BASE=BASECG2005AMP&lang=esp>
- DANE. (2018). *Censo Nacional de Población y Vivienda.* Obtenido de <http://systema59.dane.gov.co/bincol/RpWebEngine.exe/Portal?BASE=CNPVBASE4V2&lang=esp>

- DANE. (Marzo de 2023). *Proyecciones de población. Indicadores demográficos*. Obtenido de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion>
- EXTRUCOL. (2021). *Catálogo de tuberías y accesorios de polietileno para gas*. Obtenido de https://extrucol.com/wp-content/uploads/2021/06/CAT_GAS.pdf
- EXTRUCOL. (2021). *Manual de instalación de tubería y accesorios de polietileno y PE-AL-PE para la conducción de gas*. Obtenido de [https://extrucol.com/wp-content/uploads/2021/09/Manual-de-Instalacio%CC%81n-Tuberi%CC%81a-y- Accesorios-de-polietileno-y-PEALPE-para-la-conduccio%CC%81n-de-gas.pdf](https://extrucol.com/wp-content/uploads/2021/09/Manual-de-Instalacio%CC%81n-Tuberi%CC%81a-y-Accesorios-de-polietileno-y-PEALPE-para-la-conduccio%CC%81n-de-gas.pdf)
- EXTRUCOL. (2023). *Procedimeinto de unión por termofusión a tope con equipo hidráulico tubería para gas*. Obtenido de https://extrucol.com/wp-content/uploads/2023/11/IT02_1-PROCEDIMIENTO-TERMOFUSION-TOPE-HIDRAULICO-GAS-1.pdf
- GASNOVA. (2023). *Informe anual del GLP 2022 - 2023*. Obtenido de <https://www.gasnova.co/wp-content/uploads/2023/08/InformeGLP2022-2023v2.pdf>
- GASNOVA. (2023). *Informe Estadístico del GLP 2023*. Obtenido de <https://www.gasnova.co/informes-estadisticos/>
- GMGNC. (Marzo de 2023). *Informe anual. Mercado de gas natural 2022*. Obtenido de <https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2023-03/Informe%20anual%202022.pdf>
- GMGNC. (2024). *Usuario no regulado de gas natural*. Obtenido de <https://www.bmcbec.com.co/registro-ante-el-gestor/participantes/usuario-no-regulado>
- ICONTEC. (17 de Marzo de 1999). *NTC 1746. Plásticos. Tubos y accesorios termoplásticos para conducción de gases a presión*. Obtenido de <https://sites.google.com/view/gasnaturalnormasymasnc/normas-tecnicas/ntc-1746>

ICONTEC. (28 de Noviembre de 2001). *NTC 3728. Gasoductos. Líneas de transporte y redes de distribución de gas.* Obtenido de

https://www.academia.edu/25307104/NORMA_T%3%89CNICA_NTC_COLOMBIANA_3728_GASODUCTOS_L%3%8DNEAS_DE_TRANSPORTE_Y_REDES_DE_DISTRIBUCI%3%93N_DE_GAS

ICONTEC. (24 de Mayo de 2006). *NTC 2505 Cuarta Actualización. Instalaciones para suministro de gas combustible destinadas a usos residenciales y comerciales.* Obtenido de

https://www.ugc.edu.co/pages/juridica/documentos/institucionales/NTC_2505_Instalaciones_Suministro_De_Gas.pdf

ICONTEC. (24 de Octubre de 2007). *NTC 3838. Gasoductos. Presiones de operación permisibles para el transporte, distribución y suministro de gases combustibles.* Obtenido de

<https://es.scribd.com/document/472301931/NTC-3838-Tercera-actualizacion>

ICONTEC. (14 de Diciembre de 2011). *NTC 3631. Segunda actualización. Ventilación de recintos interiores donde se instalan artefactos que emplean gases combustibles para uso doméstico, comercial e industrial.* Obtenido de

<https://es.scribd.com/doc/313744331/NTC-3631-segunda-actualizacion-pdf>

ICONTEC. (28 de Agosto de 2013). *NTC 6015. Sistemas de tuberías plásticas. Sistemas de tuberías multicapas para instalaciones de gas en interiores con una presión de operación máxima de hasta 500 kPa (5 bar).* Obtenido de

<https://es.scribd.com/document/405349097/Ntc6015-Tuberia-Multicapas-2013>

Menon, E. S. (2015). *Transmission pipeline calculations and simulations manual.* Obtenido de [https://app-knovel-](https://app-knovel-com.bibliotecavirtual.uis.edu.co/web/view/khtml/show.v/rcid:kpTPCSM002/cid:kt00U8P)

[com.bibliotecavirtual.uis.edu.co/web/view/khtml/show.v/rcid:kpTPCSM002/cid:kt00U8P](https://app-knovel-com.bibliotecavirtual.uis.edu.co/web/view/khtml/show.v/rcid:kpTPCSM002/cid:kt00U8P)

LM1/viewerType:khtml/root_slug:transmission-pipeline/url_slug:front-matter?&b-toc-cid=kpTPCSM002&b-toc-root-slug=transmission-pipeline&b-toc-title=Transmi

MinSalud. (Abril de 2017). *El uso de estufas eficientes y su impacto en la promoción de la salud en el contexto colombiano*. Obtenido de <https://www.minsalud.gov.co/sites/rid/Lists/BibliotecaDigital/RIDE/DE/PES/papeles-salud-estufas-mejoradas-no-11.pdf>

MME. (17 de Marzo de 1997). *Resolución 805050 de 1997. Por la cual se dicta el reglamento técnico al cuál debe someterse el almacenamiento, manejo, comercialización mayorista y distribución de GLP*. Obtenido de <https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Otras-5.html>

MME. (07 de Octubre de 2013). *Decreto 2195 de 2013. Por el cual se establece el otorgamiento de subsidios al consumo de GLP distribuido por cilindros*. Obtenido de <https://www.suin-juriscal.gov.co/viewDocument.asp?id=1416554>

MME. (13 de Enero de 2014). *Resolución 90032 de 2014*. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_90032_2014.htm

MME. (2023). *Declaración de producción de gas licuado de petróleo 2022 - 2026*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-licuado-de-petr%C3%B3leo/>

MME. (2024). *Estadísticas de gas combustible. Cobertura nacional gas combustible por red*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/estad%C3%ADsticas-gas-combustible/>

- MME. (2024). *Gas Licuado del Petróleo*. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-licuado-de-petr%C3%B3leo/>
- Naranjo, A. A. (2004). *Transporte y distribución de gas*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín.
- Narváez, P. C. (1999). Solución de redes de flujo para gases usando el modelo de balance de nodos y el método de linealización de ecuaciones. *Revista Ingeniería y Investigación N° 44 Diciembre, 7*.
- NORGAS. (Marzo de 2020). *Manejo seguro de gas LP en tanques estacionarios*. Obtenido de <https://norgas.com.co/wp-content/uploads/2020/03/Cartilla-Granel.pdf>
- Pedraza, Y. C. (2012). *Estudio del comportamiento de la presión en una red de distribución de gas natural*. Obtenido de <https://manglar.uninorte.edu.co/bitstream/handle/10584/9182/111211.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- PROMIGAS. (2019). *Informe del sector gas natural. Cifras 2018*.
- PROMIGAS. (2020). *Informe del sector gas natural. Cifras 2019*.
- PROMIGAS. (2021). *Informe del sector gas natural. Cifras 2020*.
- PROMIGAS. (2022). *Informe del sector gas natural. Cifras 2021*.
- PROMIGAS. (2023). *Informe del sector gas natural. Cifras 2022*.
- Rojas, A. M., & De la Cruz, H. (2022). *Análisis y evaluación experimental de la ecuación de Renouard para la caída de presión en flujo de gases*. Huancayo, Perú: Universidad Nacional del Centro del Perú.

Superservicios. (2020). *Evaluación integral de prestadores Gas Natural del Cesar S.A. E.S.P.* 2019. Bogotá.

UPME. (09 de Diciembre de 2019). *Estudio para la formulación de un programa actualizado de sustitución progresiva de leña para el sector residencial en Colombia.* Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Plan_sustitucion_progresiva_Lena.pdf

UPME. (Julio de 2020). *Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural.* Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf

UPME. (Noviembre de 2022). *Plan nacional de sustitución de leña.* Obtenido de https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Tomo_I_Formulacion_PNSL_dic2.pdf

Vargas, L. M., & Coral, A. C. (2023). Aplicaciones del límite de velocidad erosional en sistemas de tuberías de pozos monofásicos y bifásicos basado en API RP 14E. *Tesis Pregrado Universidad Industrial de Santander*, 139.

Venegas, V. D., Ayabaca, S. C., Celi, O. S., & Rocha, H. J. (2018). Optimización dimensional de un sistema comercial de GLP. *XXII Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica de Madrid*, 7.