

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERIA DE PROCESOS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA PETROQUIMICA



TESIS

**PLANTA SATELITAL DE REGASIFICACIÓN DE GAS
NATURAL PARA USO DOMICILIARIO EN EL DISTRITO DE SAN
JERÓNIMO – CUSCO
(ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD)**

PRESENTADO POR:

Br. ROGER MAMANI APAZA

Br. GERMAN CONDORI MERMA

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL
DE INGENIERO PETROQUÍMICO**

ASESOR:

Mgt. ALCIDES CASTILLO PEÑA

CUSCO - PERÚ

2026



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

INFORME DE SIMILITUD

(aprobado por resolución Nro. CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, Asesor: Ing. ALCIDES CASTILLO PEÑA quien aplica el Software de similitud al trabajo de tesis titulada: PLANTA SATELITAL DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL PARA USO DOMICILIARIO EN EL DISTRITO DE SAN JERONIMO – CUSCO (ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD).

Presentado por: MAMANI APAZA ROGER DNI N°: 48046491

Presentado por: CONDORI MERMA GERMAN DNI N°: 76384360

Para optar el título profesional de INGENIERO PETROQUÍMICO. Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 01 veces, mediante el sistema Software Antiplagio, conforme al Art. 6° del **reglamento para uso de sistema antiplagio en la UNSAAC**, y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 8%.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a título profesional, tesis.

Porcentaje	Evaluación y acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No se considera plagio	X
Del 11 al 30%	Devolver al usuario para las correcciones	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento mite un informe a la autoridad académica para que tome las acciones correspondientes. Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a la Ley.	

Por tanto, en mi condición de asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y adjunto las primeras páginas del reporte de Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 07 de julio del 2026


Post firma: Alcides Castillo Peña
Nro. De DNI 23846357
ORCID: 0000-0002-4806-1107

Se adjunta:

- Reporte generado por el Sistema Anti plagio.
- Enlace del reporte generado por el Sistema Antiplagio: oid:27259:605268572

Roger Mamani Apaza

PLANTA SATELITAL DE REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL PARA USO DOMICILIARIO EN EL DISTRITO DE SAN JERÓNIMO

 Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:605268572

Fecha de entrega

6 jul 2026, 10:45 p.m. GMT-5

Fecha de descarga

6 jul 2026, 11:02 p.m. GMT-5

Nombre del archivo

TESIS ROGER.pdf

Tamaño del archivo

4.3 MB

228 páginas

42.161 palabras

227.277 caracteres

8% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Coincidencias menores (menos de 10 palabras)
- Trabajos entregados

Fuentes principales

- 7%  Fuentes de Internet
- 2%  Publicaciones
- 0%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alerta de integridad para revisión

-  **Texto oculto**
15 caracteres sospechosos en N.º de página
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.

Presentación

Señor decano de la Facultad de Ingeniería de Procesos de la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.

De conformidad con el reglamento de Grados y Títulos vigente de la Facultad de Ingeniería de Procesos, de la Escuela Profesional de Ingeniería Petroquímica, presentamos a vuestra consideración la tesis titulada:

“Planta satelital de regasificación de gas natural para uso domiciliario en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián – Cusco (estudio de prefactibilidad)”. Para optar al título profesional de Ingeniero Petroquímico.

Introducción

Proveer de una energía más limpia, de manera segura y eficiente será esencial para el desarrollo sostenible de los distritos de San Jerónimo y San Sebastián. En este contexto, el gas natural como fuente de energía se ha consolidado como una opción más viable económica y ambientalmente a comparación de otras energías como el GLP, leña y carbón. La creciente demanda de energía para uso domiciliario, sumada la necesidad de expandir y diversificar fuentes de energía como el uso de gas natural, ha generado un interés particular en la implementación de soluciones innovadoras como la instalación de plantas satelitales de regasificación de GNL en las zonas donde no existe aún gasoductos disponibles. En este marco, resulta fundamental resaltar la importancia de la masificación de gas natural como una oportunidad estratégica para garantizar una energía más limpia, segura y continuo. Además, este proceso permite la modernización de la infraestructura energética y la transición hacia un modelo de desarrollo sostenible.

El objetivo principal de este estudio es demostrar la viabilidad del proyecto para la instalación de una planta de regasificación de GNL y abastecer de gas natural a los distritos de San Jerónimo y San Sebastián, ubicados en la provincia y región del Cusco, lo cual plantea regasificar el GNL mediante vaporizadores atmosféricos. En el estudio se analizaron diferentes aspectos como, estudio de la demanda de GNL, oferta de GNL con sus respectivas proyecciones futuras, también se incluye estudio de precios de las energías sustitutos con respecto a GN, ingeniería del proyecto donde se define los balances de energía y materia, el tamaño de la planta tomando en cuenta la demanda actual y futura de GNL, con sus respectivos equipos necesarios para llevar el proceso de regasificación, también se incluye el estudio medio ambiental considerando los posibles impactos negativos y positivos, y finalmente, se hace una evaluación económica y financiera según

los indicadores como el VANF, VANE, TIRE, TIRF, PRI y B/C con el objetivo de analizar la viabilidad de proyecto plateado.

INDICE

Introducción	iii
Glosario de términos	xxii
CAPITULO I	1
GENERALIDADES DEL PROYECTO DE PREFACTIBILIDAD	1
1.1. Resumen	1
1.2. Justificación	2
1.3. Objetivo general	4
1.4. Objetivos específicos	4
1.5. Antecedentes	5
1.5.1. Antecedentes Internacionales	5
1.5.2. Antecedentes Nacionales	7
CAPITULO II	10
ESTUDIO DE MERCADO	10
2.1. Estudios de la demanda de GN y GNL	10
2.1.1. Estimación de la demanda de GN	10
2.1.2. Viviendas conectables de servicio de gas natural	10
2.1.3. Usuarios potenciales de gas natural	12
2.1.4. Proyección de demanda de GN y GNL	15
2.1.5. Primer plan de conexiones de GN	17
2.2. Estudio de oferta de GNL y GN	19

2.2.1. Oferta de GNL	19
2.2.2. Oferta de GN.....	19
2.3. Proyección de oferta de GNL y GN	20
2.3.1. Proyección de oferta de GNL	20
2.3.2. Proyección de oferta de GN	22
2.4. Mercado potencial de GN	23
2.5. Estudio de precios	24
2.5.1. Precios de GLP	24
2.5.2. Precio de GN.....	25
2.5.3. El precio final estimado de GN.....	28
2.6. Canales de distribución de GLP y GN	30
2.6.1. Canales de distribución de GLP.....	30
2.6.2. Canal de distribución para GN.....	31
CAPITULO III.....	33
ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA.....	33
3.1. Macro localización	33
3.2. Micro localización.....	34
3.3. Criterios de localización de Planta Satelital de Regasificación (PSR).....	36
3.3.1. Disponibilidad de materia prima PSR.....	36
3.3.2. Cercanía al mercado.....	36

3.3.3.	Disponibilidad de vías de acceso hacia PSR.....	37
3.3.4.	Disponibilidad de terreno para la construcción de PSR.....	38
3.3.5.	Analices de la compatibilidad de terreno.....	39
3.3.6.	Seguridad técnica.....	40
3.3.7.	Factibilidad de operación.....	41
3.3.8.	Plan de desarrollo urbano.....	41
3.3.9.	Mapa de peligro por inundaciones.....	42
3.3.10.	Mapa de riesgo sísmico.....	43
3.3.11.	Disponibilidad de energía eléctrica para PSR.....	44
3.3.12.	Disponibilidad de recursos hídricos para PSR.....	45
3.3.13.	Disponibilidad de servicios para PSR.....	46
CAPÍTULO IV.....		48
ESTUDIO DE TAMAÑO DE LA PLANTA.....		48
4.1.	Tamaño de la Planta Satelital de Regasificación (PSR) de GNL.....	48
4.2.	Relación de tamaño y disponibilidad de GNL.....	48
4.3.	Relación de tamaño y tecnologías disponibles para la regasificación de GNL.....	49
4.4.	Relación de tamaño y financiamiento.....	50
4.1.	Relación de tamaño y la demanda disponible.....	50
4.2.	Relación de tamaño y capacidad instalada.....	50
4.3.	Relación de tamaño y tecnologías para vaporizadores.....	50

4.4. Relación tamaño y autonomía del tanque	52
4.4.1. Contingencia en relación a la autonomía del tanque	52
CAPITULO V	54
ESTUDIO DE INGENIERÍA	54
5.1. Diagrama de bloques de procesos	54
5.2. Diagrama de flujo de proceso de PSR.....	54
5.3. Descripción funcional y dimensionamiento de los módulos de la PSR.	58
5.3.1. Módulo de descarga de GNL.	58
5.3.2. Módulo de almacenamiento de GNL.....	59
5.3.3. Cálculo de capacidad de almacenamiento de GNL	60
5.3.4. Cálculo de número de cisternas para abastecer la planta.....	68
5.3.5. Módulo de vaporización.	69
5.3.6. Módulo de intercambiador de calor y calderas.	73
5.4. Cálculo de potencia para la caldera.....	74
5.4.1. Cálculo de potencia requerida para la caldera	74
5.4.2. Cálculo de potencia total.....	75
5.5. Cálculo de caudal de GN requerido para una caldera.	76
5.5.1. Cálculo de caudal de diseño de la bomba de agua caliente.	78
5.5.2. Módulo de filtrado, regulación, medición y odorización.....	78
5.6. Selección de equipos para ERM.....	80

5.6.1.	Dimensionamiento del espesor de cuerpo de filtro.....	80
5.6.2.	Selección de reguladores para ERM.....	89
5.6.3.	Elección de medidor para ERM.....	94
5.7.	Unidad correctora de volumen.....	98
5.8.	Selección de válvulas de alivio	99
5.9.	Sistema de odorización.....	103
5.9.1.	Cálculo de la unidad de odorización.....	104
5.9.2.	Módulo de control.....	107
5.10.	Cálculo de diámetro de tubería de conexión del tanque al vaporizador	109
5.10.1.	Cálculo de caudal de GNL	109
5.10.2.	Cálculo de área de sección de la tubería	110
5.10.3.	Cálculo de diámetro de diseño interior de la tubería.....	110
5.10.4.	Cálculo de velocidad de GNL con el diámetro seleccionado.....	112
5.11.	Tuberías de interconexión del vaporizador a ERM.....	113
5.11.1.	Cálculo de diámetro de las tuberías.....	113
5.11.2.	Cálculo de longitud equivalente de la tubería	116
5.11.3.	Cálculo de presión en la tubería vaporizador – válvula de corte general.....	117
5.11.4.	Caída de presión en el tramo vaporizador - regulador	118
5.11.5.	Caída de presión en el tramo regulador - válvula de corte general.....	118
5.12.	Cálculo de espesor de tuberías.....	120

5.12.1.	Cálculo de espesor de tubería para el tramo de vaporizadores a regulador	123
5.12.2.	Cálculo de espesor de tubería para el tramo regulador a válvula de corte general 123	
5.13.	Sistema de red de distribución de GN domiciliaria.....	124
5.14.	Diseño de ingeniería de la red de distribución de GN	125
5.14.1.	Determinación de la pérdida de carga	127
5.15.	Seguridad de proceso en la planta satelital de regasificación de GNL.....	129
5.16.	Volumen del cubeto para derrames.	129
5.17.	Cálculo de numero de extintores necesarios.....	130
5.17.1.	Análisis de HAZOP preliminar	130
5.18.	Balance de materia.....	131
5.18.1.	Balance de materia para la caldera	132
5.18.2.	Flujo másico de gas natural.....	132
5.18.3.	Ecuaciones de combustión de gas natural	134
5.18.4.	Cálculo de productos de combustión de la caldera	135
5.19.	Balance de energía.....	138
5.19.1.	Balance de energía para vaporizador atmosférico.....	138
5.19.2.	Cálculo de flujo de masa de aire para vaporizar el GNL	141
5.19.3.	Balance de energía para vaporizador de agua caliente.....	141
5.19.4.	Cálculo de flujo de agua necesario para que aporte el calor necesario	142

5.19.5. Balance de energía para la caldera	144
CAPITULO VI.....	150
ESTUDIO DE LA ORGANIZACIÓN	150
6.1. Estructura organizativa.....	150
6.2. Funciones y responsabilidades	151
6.2.1. Gerente general	151
6.2.2. Responsable de operaciones y mantenimiento	151
6.2.3. Asistentes de operaciones y mantenimiento	152
6.2.4. Responsable de HSQ.....	152
6.2.5. Cuadrillas de atención de emergencias	152
6.2.6. Cuadrillas especializadas de atención de emergencias	152
6.2.7. Planeamiento logístico y presupuesto	152
6.2.8. Responsable de comunicaciones.....	153
6.2.9. Atención al cliente	153
6.2.10. Contador	153
6.2.11. Área legal	153
CAPITULO VII.	154
ESTUDIO MEDIO AMBIENTAL.....	154
7.1. Marco normativo	154
7.1.1. Ley N°26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos	154

7.1.2.	Ley N°27446, Ley de Sistema Nacional de Evaluación de Impacto ambiental ...	154
7.1.3.	Ordenanza Regional N°258-2024-CR/GRC	154
7.1.4.	Ordenanza Municipal N°012-2018-MDSJ	155
7.2.	Zona de influencia.....	155
7.3.	Descripción del medio ambiente	155
7.3.1.	Entorno físico.....	155
7.3.2.	Entorno biológico.....	156
7.3.3.	Entorno socio cultural	156
7.4.	Matriz de LEOPOLD	158
7.5.	Plan de monitoreo ambiental.....	161
7.5.1.	Monitoreo de la calidad de aire.....	161
7.5.2.	Monitoreo de ruido ambiental.....	162
7.5.3.	Monitoreo de la calidad de agua	163
CAPITULO VIII.....		165
ESTUDIO DE INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO		165
8.1.	Inversiones en activos fijos tangibles de PSR	165
8.2.	Inversiones en activos fijos intangibles de PSR.....	167
8.3.	Capital de trabajo de PSR.....	167
8.4.	Resumen de inversiones para PSR	168
8.5.	Financiamiento para el proyecto de PSR	169

8.6. Estructura de pagos de financiamiento.....	170
8.7. Plan de inversiones para PSR.....	171
CAPITULO IX.....	173
ESTUDIO DE PRESUPUESTO DE EGRESOS E INGRESOS	173
9.1. Ingresos	173
9.2. Egresos	173
9.2.1. Costo de transporte de GNL	173
9.2.2. Costo de GNL en la planta de PERU LNG.....	174
9.2.3. Impuestos a la Renta (IR)	174
9.2.4. Tasas de interés y costo promedio ponderado	174
9.2.5. Cálculo de flujo de caja económico	175
9.2.6. Cálculo de flujo de caja financiero	176
CAPITULO X.....	179
EVALUACIÓN ECONÓMICA	179
10.1. Horizonte de evaluación	179
10.2. Valor actual neto (VANE y VANF)	179
10.3. Tasa interna de retorno (TIRE y TIRF)	180
10.4. Periodo de recuperación de la inversión (PRI).....	180
10.5. Relación costo beneficio.....	181
10.6. Análisis de sensibilidad de VAN, TIR y B/C	182

10.6.1.	Sensibilidad a la variación de precio final de GN	182
10.6.2.	Sensibilidad a la tasa de interés efectiva anual	184
10.6.3.	Sensibilidad a la demanda efectiva	185
CONCLUSIONES		186
RECOMENDACIONES		188
BIBLIOGRAFIA		189
ANEXOS		196

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Cantidad de viviendas en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián.....	10
Tabla 2	Viviendas conectables en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián	11
Tabla 3	Factor de penetrabilidad de GN en el Perú	12
Tabla 4	Usuarios potenciales de GN en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián	13
Tabla 5	Resumen de cálculos de consumo de GN realizado por ESAN.....	14
Tabla 6	Consumo promedio de GN por vivienda	14
Tabla 7	Número de usuarios potenciales al año 30.....	17
Tabla 8	Plan de conexiones estimadas por año, hasta 2054.....	18
Tabla 9	Proyección de demanda de GNL y GN a 2054.....	18
Tabla 10	Oferta de GNL a nivel nacional	19
Tabla 11	Oferta de gas natural al año 2024	20
Tabla 12	Variación porcentual promedio de oferta de GNL	21
Tabla 13	Proyección de la oferta de GNL hasta el año 2054.....	22
Tabla 14	Variación porcentual promedio de oferta de GN.....	22
Tabla 15	Proyección de la oferta de GN al año 2054	23
Tabla 16	Demanda insatisfecha de GN.....	24
Tabla 17	Precios de GLP de 10 Kg en la ciudad del cusco	25
Tabla 18	Pliego tarifario para GN en la concesión Sur Oeste desde 2019 al 2024	26
Tabla 19	Pliego tarifario fijado para los distritos de San Jerónimo y San Sebastián.....	26
Tabla 20	Precio final de gas natural.....	29
Tabla 21	Rangos de calificación de servicios de telecomunicaciones.....	47
Tabla 22	Producción de GNL en la planta Melchorita, de mayo a diciembre del año 2023	48

Tabla 23	Tecnologías disponibles para proceso de regasificación de GNL	49
Tabla 24	Comparación técnico económico de tecnologías de vaporizadores.....	51
Tabla 25	Análisis de contingencias en relación a la autonomía del tanque	53
Tabla 26	Tecnologías utilizadas para la descarga en la concesión Suroeste	58
Tabla 27	Tipos de aislamiento para almacenamiento de GNL	59
Tabla 28	Condiciones para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de GNL.....	61
Tabla 29	Resumen de valores calculados para el tanque de almacenamiento	67
Tabla 30	Tipo de tanque de almacenamiento de GNL.....	67
Tabla 31	Tabla de distancia de seguridad	68
Tabla 32	Comparación de tecnologías de vaporización de GNL.....	70
Tabla 33	Tabla de parámetros técnicos de los vaporizadores atmosféricos	73
Tabla 34	Resumen de valores calculados de la potencia requerida para las calderas.....	76
Tabla 35	Régimen de operación estacional e intermitente para la caldera	77
Tabla 36	Datos de diseño para filtros, según ASME	81
Tabla 37	Valores seleccionados para el diseño de filtro para ERM	81
Tabla 38	Valores calculados para el espesor de cuerpo de filtro en función de radio interno....	83
Tabla 39	Valores calculados para el espesor de cuerpo de filtro en función de radio externo ...	84
Tabla 40	Valores calculados de espesor requerido para cabezal elipsoidal.....	85
Tabla 41	Valores calculados para el espesor de la junta circunferencial.....	87
Tabla 42	Resumen de valores calculados para los espesores del filtro.....	89
Tabla 43	Datos para la selección del regulador	90
Tabla 44	Datos del catálogo de fabricante de coeficiente de caudal	91
Tabla 45	Cuadro de resumen cálculos de selección de reguladores para el PSR	93

Tabla 46	Datos requeridos para el dimensionamiento del medidor para ERM	94
Tabla 47	Condiciones de operación para elección de medidor para ERM	94
Tabla 48	Capacidad de condiciones de funcionamiento nominal de medidores	97
Tabla 49	Valores seleccionados para el medidor.....	97
Tabla 50	Factor de corrección debido a sistema de unidades	100
Tabla 51	Coeficiente de descarga (Kd).....	101
Tabla 52	Propiedad de gases y vapores	101
Tabla 53	Orificios normalizados según API 526	103
Tabla 54	Características técnicas requeridas del sistema de odorización	104
Tabla 55	Resumen de valores calculados para unidad de odorización	105
Tabla 56	Datos para dimensionamiento de la bomba para el sistema de odorización.....	106
Tabla 57	Datos técnicos de la bomba LEWA MAH.....	106
Tabla 58	Tabla de selección de diámetros	111
Tabla 59	Resumen valores cálculos de tubería para la fase líquida de PSR.....	113
Tabla 60	Valores nominales del fabricante para la tubería SCH 40	115
Tabla 61	Parámetros diseño de la tubería	119
Tabla 62	Resumen de valores calculados para el diseño	119
Tabla 63	Factor de diseño clase F de trazado	121
Tabla 64	Factor de junta longitudinal E.....	121
Tabla 65	Factor de disminución por temperatura para tuberías de acero.	122
Tabla 66	Propiedades mecánicas – ASTM a 53 grado B (S).....	122
Tabla 67	Valores seleccionados de espesor de tuberías requerida.....	122
Tabla 68	Tabla de resistencia de tuberías según ASTM 53	124

Tabla 69	Valores calculados de resistencia de tuberías	124
Tabla 70	Parámetros y condiciones de operación definidos	128
Tabla 71	Resumen del HAZOP preliminar de la PSR de GNL	131
Tabla 72	Composición de GNL regasificado.....	133
Tabla 73	Balance de materia para la caldera.....	137
Tabla 74	Capacidad calorífica promedio de gases de combustión	147
Tabla 75	Cantidad de personal requerida para la operación de PSR	151
Tabla 76	Cuadro de identificación de posibles impactos ambientales.....	157
Tabla 77	Persistencia en el tiempo del impacto ambiental	158
Tabla 78	Intervalos de calificación para la matriz de LEOPOLD	159
Tabla 79	Matriz de LEOPOLD	160
Tabla 80	Parámetros y frecuencia de monitoreo de calidad de aire.....	162
Tabla 81	Parámetros y frecuencia de monitorio de ruido ambiental	163
Tabla 82	Inversiones en activos fijos tangibles	165
Tabla 83	Inversión en activos fijos intangibles.....	167
Tabla 84	Resumen de capital de trabajo de PSR	168
Tabla 85	Resumen de inversiones para PSR.....	169
Tabla 86	Financiamiento para PSR.....	169
Tabla 87	Condiciones de financiamiento.....	170
Tabla 88	Estructura de pagos del financiamiento	171
Tabla 89	Plan de inversiones para el proyecto de PSR.....	172
Tabla 90	Presupuesto de Ingresos y egresos	177
Tabla 91	VANE y VANF para el proyecto.....	179

Tabla 92	Análisis de TIRE y TIRF del proyecto	180
Tabla 93	Periodo de recuperación de la inversión	181
Tabla 94	Relación costo beneficio para el proyecto de PSR	181
Tabla 95	Sensibilidad al precio final de GN	183
Tabla 96	Sensibilidad a la tasa de interés efectiva anual	184
Tabla 97	Sensibilidad a la demanda efectiva	185

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Viviendas proyectadas según el modelo matemático	16
Figura 2	Canales de distribución de GLP en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián.....	30
Figura 3	Canal de comercialización propuesto para GN	31
Figura 4	Mapa de ubicación del distrito de San Jerónimo, Cusco.....	34
Figura 5	Ubicación geográfica del sector Pillao Matao, San Jerónimo, Cusco.....	35
Figura 6	Disponibilidad de vías de acceso hacia PSR	38
Figura 7	Disponibilidad de terreno en sector de Pillao Matao	39
Figura 8	Mapa de peligro por inundaciones del distrito de San Jerónimo	43
Figura 9	Mapa de sismos del distrito de San Jerónimo	44
Figura 10	Disponibilidad de energía eléctrica	45
Figura 11	Diagrama de bloques de proceso	54
Figura 12	Diagrama de flujo de proceso de PS	56
Figura 13	Representación del tanque de almacenamiento de GNL.....	60
Figura 14	Vaporizadores atmosféricos	71
Figura 15	Representación gráfica del módulo de ERM.....	79
Figura 16	Especificaciones técnicas de la unidad correctora de volumen.....	99
Figura 17	Diagrama representativa del módulo de control.....	109
Figura 18	Esquema general de red de distribución de GN	125
Figura 19	Grafica esquemática de balance de materia para caldera.	132
Figura 20	Grafica esquemática de balance de energía para vaporizador atmosférico	140
Figura 21	Esquema grafica de balance de energía para el intercambiador tubo y coraza	144
Figura 22	Esquema grafica de balance de energía para el caldero	149

Figura 23	Estructura organizativa para la operación de PSR	150
Figura 24	Pliego tarifario de GN de 2019 a 2024.....	182

Glosario de términos

PSR: Planta Satélite de Regasificación.

GNL: Gas Natural Licuado.

GN: Gas Natural.

GLP: Gas Licuado de Petróleo.

VAN: Valor Actual Neto.

TIR: Tasa Interno de Retorno.

PRI: Periodo de Recuperación de Inversión.

B/C: Relación de Beneficio Costo.

FISE: Fondo de Inclusión Social Energético.

NFPA: Asociación Nacional de Protección Contra Incendios.

INEI: Instituto Nacional de Estadística e Informática.

MINEM: Ministerio de Energía y Minas.

Gpc: Giga pies cúbicos.

MMpcd: Millones de pies cúbicos diarios.

Q_{total} : flujo de calor necesario que requiere el GNL para ser regasificado.

U : coeficiente global de transferencia de calor del vaporizador.

A : área de intercambio de calor requerida para vaporizar el GNL.

$\ln(\Delta T)$: diferencia media logarítmica de temperatura en el vaporizador.

Q_{vap} : calor de vaporización de GNL.

Q_{cal} : calor de calentamiento.

m_{GNL} : Flujo másico de GNL.

λ_{vap} : Calor latente de vaporización.

Sm^3 : Estándar metro cubico.

NTP: Norma Técnica Peruana.

INACAL: Instituto Nacional de Calidad.

ASTM: Sociedad Americana para Pruebas y Materiales.

ASME: Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.

SCH: (Schedule - Cedula) es espesor de la pared de la tubería.

ERM: Estación de regulación y medición.

Rangueabilidad: capacidad de un instrumento para medir con precisión un rango de valores, desde el mínimo hasta el máximo.

CAPITULO I

GENERALIDADES DEL PROYECTO DE PREFACTIBILIDAD

1.1. Resumen

El presente proyecto desarrolla un análisis a nivel de prefactibilidad para la construcción e instalación de una Planta Satelital de Regasificación (PSR), destinada al abastecimiento de Gas Natural (GN) a los hogares de los distritos de San Jerónimo y San Sebastián, ubicados en la provincia y región del Cusco. El objetivo principal es sustituir el uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) como fuente de energía principal, promoviendo el acceso de la población a un suministro de energía más económica y segura mediante tuberías instaladas directamente a cada domicilio.

El análisis se fundamenta en la demanda insatisfecha actual y en la proyección del periodo de operación de proyecto. Los resultados preliminares permiten dimensionar los módulos de la planta satelital de regasificación. Asimismo, se presentan proyecciones de la demanda al año 30 que ascienden a 32 181 usuarios potenciales, con un consumo promedio de 1 947.00 Sm³/hora de gas natural. Estas proyecciones dependen de la evolución de la demanda, política energética y condiciones del mercado.

En cuanto al aspecto económico financiero, la inversión estimada asciende a \$4 199 530.66, con financiamiento de 60% de capital externo y 40% de capital propio. Los indicadores financieros en escenario de prefactibilidad obtenidos son: VANE de S/ 41 921.79, TIRE de 16%, VANF de S/ 2 496 897.16, TIRF igual a 18%, PRI 29 años y B/C de 2.48 con condiciones del sistema financiero (IR 29.5%, Kd 14%, Ke 15%, WACC 12.3%). El precio de gas natural es S/ 67.48, con consumo promedio de 22 Sm³/mes por vivienda.

Palabras clave: Planta Satélite de Regasificación, Gas Natural, Gas Natural Licuado, Ranguabilidad, Estación de regulación y medición.

1.2. Justificación

Desde la perspectiva económica, el uso de gas natural en frente a energías tradicionales como el GLP, leña o el carbón, resulta más competitivo, generando ahorros significativos en la economía de cada hogar. Un hogar típico en el sector residencial consume en promedio dos balones de GLP de 10 kg por mes, con un costo de 50 a 60 soles cada uno. En contraste, con la conexión domiciliaria de gas natural, considerando un consumo de $22 \text{ Sm}^3/\text{mes}$, con un costo mensual de 35 a 40 soles, representando un ahorro de hasta 35%. En un horizonte de 10 años, esto equivaldría a más de 3 500 soles de ahorro acumulado por familia, según (OSINERGMIN, 2022).

Según los precios reportados en el aplicativo facilito de OSINERGMIN (2024), la distribución de gas natural mediante tuberías a cada domicilio disminuirá los costos en el transporte, almacenamiento, que se ve reflejado en precio final de cada usuario, ya que en la actualidad el combustible de uso común como es el caso de GLP se debe almacenar y distribuir mediante vehículos motorizados, toda esta logística conlleva un gasto adicional al precio final del consumidor, según INEI (2018), en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián existen 25 039 viviendas conectables.

Desde la perspectiva técnica, la implementación del proyecto facilitará la diversificación de la matriz energética, este además reducirá la dependencia de energías como GLP, energía eléctrica, leña, carbón, entre otros. Fortaleciendo la seguridad energética regional. Además, el proyecto constituye una línea base para futuros planes de expansión y promueve el acceso a un combustible más limpio, seguro y eficiente.

Desde el punto de vista logístico, el Gas Natural Licuado (GNL), por sus propiedades de licuefacción, facilita el transporte, almacenamiento al reducir su volumen aproximadamente 600 veces, REPSOL (2024). Según el reporte diario de PERÚ LNG al OSINERGMIN en el primer

trimestre del 2024, la empresa PERU LNG ha procesado 56 123.6 MMPC de gas natural y se despacharon un total de 43 495.66 m³ de GNL para la distribución a las plantas de regasificación existentes en el país. El transporte y distribución lo realizan las empresas como LLAMAGAS, QUAVII y PETROPERU (OSINERGMIN, 2024).

Ambientalmente, la sustitución de combustibles como el GLP, energía eléctrica, leña, carbón por gas natural genera impactos favorables para el medio ambiente, debido a que el gas natural posee menor número de átomos de carbonos, produciendo 20% a 30% menos de CO₂ en la combustión (Grupo Naturgy, 2020).

Finalmente, el proyecto se enmarca en las políticas nacionales de masificación de gas natural impulsadas por el MINEM y respaldadas por el FISE cuyo objetivo es ampliar el acceso a energía limpia y asequible a nivel regional. De esta forma, el proyecto no solo representa un beneficio local para los distritos de San Jerónimo y San Sebastián, sino que integra a la estrategia nacional de descentralización y sostenibilidad energética.

1.3. Objetivo general

Formular un proyecto de inversión a nivel de prefactibilidad para la puesta en operación de una planta satelital de regasificación de GNL para uso residencial en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián, Cusco, Perú.

1.4. Objetivos específicos

- ✓ Realizar el estudio de mercado de gas natural y su demanda potencial futura con una proyección a 30 años para el proyecto de PSR.
- ✓ Realizar el estudio técnico de localización e ingeniería del proyecto de PSR.
- ✓ Realizar el estudio económico y financiero para el proyecto de PSR.
- ✓ Realizar la evaluación económico y financiero utilizando indicadores como el VAN, TIR, PRI y B/C para el proyecto de PSR.

1.5. Antecedentes

1.5.1. Antecedentes Internacionales

En el trabajo de Ramirez et al. (2023), titulado “Regasificación de gas natural licuado a gas natural gaseoso, como alternativa tecnológica a la escasez de producción y abastecimiento en Colombia”, en este trabajo los autores identificaron que el incremento sostenido de la demanda residencial, industrial y vehicular ha reducido la autonomía energética del país, proyectándose una disponibilidad limitada de reservas en el corto plazo. Ante este escenario, analizaron la viabilidad técnica, económica y ambiental de importar GNL para su posterior transformación a estado gaseoso mediante una planta de regasificación. el estudio comparó diversas tecnologías, concluyendo que el vaporizador de rejilla abierta (ORV) representa la opción más eficiente debido a su bajo consumo energético, confiabilidad operativa y aprovechamiento del agua del mar como fuente térmica. Asimismo, se menciona las cantidades de emisión de CO₂, CO, NO_x, SO_x, partículas y mercurio, comparando los diferentes combustibles como el carbón, petróleo y gas natural, en el cual se concluye que la planta de regasificación de GNL genera impactos negativos moderados. Además, concluyen que la regasificación de GNL constituye una solución factible y sostenible para reforzar la seguridad energética, diversificar la matriz de abastecimiento y garantizar la continuidad del suministro en regiones con déficit de gas natural.

En el trabajo de Zapata (2021), titulado “Análisis de Prefactibilidad Técnico Económico de una Planta de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado” de la Escuela Politécnica Nacional de Ecuador, desarrolló el estudio con el propósito de establecer la viabilidad de la infraestructura para mejorar el abastecimiento energético en su área de estudio de costas de Ecuador. Asimismo, el autor analizó el proceso de regasificación, cadena logística asociada al transporte y las tecnologías comúnmente utilizadas en las plantas de regasificación de GNL, donde

menciona vaporizadores de rack abierto, vaporizadores de combustión sumergida, vaporizadores de intercambio de tubo y coraza, vaporizadores de fluidos intermedios y vaporizadores ambientales atmosféricos utilizados para transformar el GNL a su estado gaseoso. En el estudio se determinó que la implementación de una planta de regasificación demanda una inversión inicial considerable, debido principalmente a los costos de infraestructura, tanques criogénicos y equipos de vaporización. De igual forma, mediante un análisis económico, el autor identificó que los mayores costos operativos están vinculados al transporte de GNL, mientras que los costos de operación y mantenimiento de la planta son más reducidos. Finalmente, la investigación concluye que la instalación de una planta de almacenamiento y regasificación de GNL es técnica y económicamente viable, constituyéndose en una alternativa estratégico para asegurar la continuidad del suministro energético.

Según el trabajo realizado por Aguilar (2020), titulado “Diseño y dimensionamiento de planta satélite de gas natural licuado (GNL) y sus instalaciones secundarias”, la cual se centra en el diseño de planta de regasificación de gas natural licuado en la localidad de Anguilas, Región de Murcia, España. Este trabajo abarca aspectos técnicos de licuefacción, infraestructura necesaria para almacenamiento, regasificación y sistemas de seguridad. El proyecto destaca por su análisis de mercado energético, localización, normativas de instalación y de seguridad. En conjunto, el trabajo demuestra que una planta satélite correctamente diseñada puede garantizar un suministro seguro, estable y eficiente de gas natural a poblaciones sin red canalizada, constituyendo una alternativa técnicamente sólida y económicamente viable para la expansión de uso del GNL.

Según el trabajo realizado por Loayza (2020), titulado “Evaluación de transporte de GNL para exportación a ciudad de Puno – Perú, por gasoductos virtuales contrastando con la exportación de GLP”, de la Universidad Mayor de San Andrés, Bolivia. En este estudio se identifica la

demanda insatisfecha de GN en la región del sur del Perú, también se realizó la comparación de los volúmenes en estado líquido de gas natural licuado (GNL) y GLP de manera que su transporte sea viable técnica y económicamente. El estudio analiza el proceso de la cadena logística de GNL; licuefacción, almacenamiento, carga, transporte criogénico y descarga en la zona de destino. Se evalúa los distintos modos de transporte, concluyendo que el traslado terrestre mediante camiones cisterna criogénicos constituyen la opción más adecuada para las condiciones geográficas y operativas de corredor Sur Peruano. Finalmente, el estudio concluye que la implementación de un sistema de transporte regular de GNL permite mejorar la seguridad energética de la región, reducir costos para los usuarios y fomentar un desarrollo económico y sostenible.

1.5.2. Antecedentes Nacionales

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM), en su informe sobre el proceso de masificación de gas natural en la región del Cusco, tuvo como objetivo expandir el acceso al uso de gas natural mediante la licitación para la infraestructura energética. La metodología del proyecto contempló un diseño técnico de una red de gasoducto de 25.18 kilómetros de longitud y una planta satelital de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL). A mediados de 2024, se entregaron los terrenos disponibles para la construcción de una planta satelital de regasificación en el sector de Huayllapampa, distrito de San Jerónimo, Cusco. Además, según FISE (2024) se otorgó la buena pro al CONSORCIO PA-FARMIN, según la licitación N° 2023-VII, “Licitación para Participar en el Proyecto Especial de Masificación de Gas Natural en la Región Cusco”.

CAMISEA (2024) en su informe sobre los impactos de los yacimientos de Gas de Camisea en la matriz energética del país, cuyo objetivo es resaltar los mecanismos de transporte de gas natural hacia las zonas donde no existe ductos de gas. Actualmente el gas natural se abastece

mediante transporte virtual de GNL y GNC. El informe concluye que el transporte virtual resulta ser eficiente para masificar el gas natural a las zonas con condiciones geográficas complejas. Esto evidencia la existencia de alternativas de transporte de gas natural a zonas con infraestructura limitada.

PROMIGAS (2023), en su reporte anual del sector de gas natural en el Perú, realizó un análisis de las reservas de gas natural al cierre del año 2022, el objetivo fue cuantificar la capacidad de reserva y producción de gas natural para evaluar la viabilidad de expandir los planes de masificación. Según al reporte, al año 2022 el Perú registraba 8.775 Gpc de gas natural como reservas probadas, el cual representó 74% de las reservas totales. La producción fiscalizada alcanzó 1.326 MMpcd, siendo el nivel más alto de los últimos 5 años mostrando un crecimiento anual de 2% promedio. Estos datos reflejan la estabilidad y el crecimiento del sector en la industria de gas natural en el Perú. Las reservas de gas natural son indicadores de suministro sostenible para la masificación GN.

(PETROPERU, 2023), en su informe de gestión operativa de la concesión Suroeste, menciona las ventajas de transporte de GNL de manera virtual. Cuyo objetivo es ampliar la masificación de gas natural en el sur del país. El informe menciona que existen plantas satelitales de regasificación que abastecen sectores residenciales e industriales, ubicados en los departamentos de Moquegua, Tacna y Arequipa. Donde el GNL es transportado mediante camiones cisternas criogénicas, resultando ser una alternativa eficiente debido a los volúmenes que se maneja en el transporte, ya que el gas natural puede reducirse aproximadamente 600 veces en su volumen, a temperatura de -162°C . Finalmente, concluye que este tipo de transporte resulta recomendable para zonas que no cuentan con acceso al gas natural mediante ductos.

Según el trabajo realizado por Paliza (2022), titulado “Estudio de la demanda de consumo de gas natural para la mejora del aspecto socioeconómico – sostenible de la ciudad de Huancavelica”, de la Universidad Nacional de Huancavelica, Perú. El presente trabajo parte del contexto energético nacional, en el cual la masificación de gas natural se plantea como una estrategia clave para reducir los costos energéticos, mejorar la competitividad y fortalecer la sostenibilidad ambiental. El estudio aplica una metodología cuantitativa para estimar la demanda disponible de gas natural para mejorar las condiciones socioeconómicas de dicha ciudad. En el estudio realizado se evalúa la demanda de los usuarios potenciales de gas natural para uso vehicular, residencial y comercial, considerando variables como crecimiento poblacional, patrones de consumo, disponibilidad de la infraestructura y proyecciones económicas. Además, se realizó el cálculo de capacidad de tanque de almacenamiento para GNL y vaporizadores necesarios con una proyección de 20 años. Los resultados muestran que la incorporación del gas natural permitiría una reducción significativa en los gastos energéticos de los hogares y actividades económicas, favoreciendo la sustitución de combustibles más costosos y contaminantes como el GLP y Diesel. Además, se identificó una oportunidad de crecimiento económico derivado de la expansión de red de distribución, la creación de empleos y el impulso a nuevas actividades productivas. En conclusión, demuestra que la disponibilidad de gas natural representa un factor determinante para la mejora socioeconómica sostenible.

CAPITULO II

ESTUDIO DE MERCADO

La propuesta de sustituir combustibles utilizadas actualmente debe incluir un estudio de precios detallado. Asimismo, el estudio de mercado debe analizar los canales de comercialización de GN, de manera que el producto esté disponible en el domicilio del consumidor cuando este lo requiera. El suministro de gas natural domiciliario mediante tuberías es una propuesta innovadora frente a los combustibles tradicionales, como el uso de GLP (Carrillo et al., 2020).

2.1. Estudios de la demanda de GN y GNL

2.1.1. Estimación de la demanda de GN

La demanda de gas natural se estimó en función a la cantidad de viviendas con registro de actividad. Para lo cual, se tomó como referencia los datos históricos de crecimiento en número de viviendas en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián, como se detalla en la tabla 1.

Tabla 1

Cantidad de viviendas en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián

Año	2018	2020	2022	2024	2030
Distrito de San Jerónimo	9 617	9 847	10 013	10 182	10 632
Distrito de San Sebastián	20 499	20 990	21 344	21 704	22 789
Total	30 116	30 837	31 357	31 886	33 430

Fuente: Municipalidad Provincial del Cusco (2020)

2.1.2. Viviendas conectables de servicio de gas natural

Para determinar la cantidad de viviendas conectables se consideró viviendas que cumplen las condiciones exigidas por PGN (2025), Promoción de Uso de Gas Natural en los hogares peruanos y CALIDDA (2024) como referencia.

En la sección de requisitos de PGN y CALIDDA se hacen referencia las características que una vivienda debe cumplir para solicitar servicio de gas natural domiciliario, entre ellas se menciona:

- ✓ La vivienda debe estar en una zona con una red de gas natural.
- ✓ Disponer de una área o ambiente adecuado para la colocación de los puntos de conexión.
- ✓ La vivienda debe ser de material noble, madera o adobe, los mismo no deberán estar en construcción. De ser posible, la vivienda es recomendable que sea de material noble.

En los distritos de San Jerónimo y San Sebastián existen construcciones de material noble, adobe, madera, quinchá, esteras, piedra con cemento y otros. Para este proyecto se consideró como conectables, construcciones de material noble y adobe.

Según los datos de INEI (2018), el 99.4% de viviendas en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián son de material noble y adobe, en efecto, las viviendas conectables serán numéricamente igual al 99.4% de la cantidad de viviendas con registro de actividad, que viene a ser 31 695 viviendas conectables, como se detalla en la tabla 2.

Tabla 2

Viviendas conectables en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián

Lugar	Cantidad de viviendas con registro de actividad	Viviendas conectables (99.4%)
Distrito de San Sebastián	21 704	21 574
Distrito de San Jerónimo	10 182	10 121
Total	31 886	31 695

2.1.3. Usuarios potenciales de gas natural

Para determinar la cantidad de usuarios potenciales de gas natural es necesario tener en cuenta el factor de penetrabilidad de gas natural. Considerar este factor ayuda a estimar cantidades más reales de usuarios potenciales de gas natural teniendo en cuenta que existen límites internos y externos que restringen el acceso del 100% de las viviendas conectables al servicio de gas natural bajo condiciones geográficas, económicas y técnicas.

- ✓ Topografía del terreno y la densidad poblacional
- ✓ La competitividad (precio final de gas natural, política energética y precios del sustituto de gas natural).
- ✓ Costos de acceder al nuevo servicio de gas natural (cultura energética, infraestructura nueva, manejo de riesgos y financiamientos).
- ✓ Cercanía a la red principal, condiciones de la vivienda y capacidad de la red.

Según PROMIGAS (2023), el factor de penetrabilidad alcanzó el 72% en 2022 y 75% al año 2023. Por su parte, CALIDDA (2025) indica que el factor de penetrabilidad al año 2024 fue de 79%. Los reportes correspondientes se detallan en la tabla 3.

Tabla 3

Factor de penetrabilidad de GN en el Perú

Año	2022	2023	2024
Factor de penetrabilidad	72%	75%	79%

Según la tabla 3, el factor de penetrabilidad al año 2024 es de 79%, este valor se toma como referencia para realizar los cálculos de usuarios potenciales de gas natural. El porcentaje indica

que los usuarios potenciales de GN serán numéricamente igual a 79% de las viviendas totales conectables, como se detalla en la tabla 4.

Tabla 4

Usuarios potenciales de GN en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián

Lugar	Viviendas conectables	Considerando un factor de penetrabilidad del 79%
Distrito de San Sebastián	21 574	17 043
Distrito de San Jerónimo	10 121	7 996
Total	31 695	25 039

Para estimar la demanda actual de Gas Natural (GN) y Gas Natural Licuado (GNL) en el lugar del proyecto se tomó como referencia el estudio elaborado por ESAN (2019), *“Masificación de Gas Natural, Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali”*. Según dicho estudio, el consumo promedio de gas natural se estimó utilizando los datos de Encuesta de Recursos y Consumo de Usuarios de Energía (ERCUE) aplicada por OSINERGMIN. Además, estos resultados fueron complementados por ESAN (2019) mediante encuestas telefónicas a usuarios residenciales a fin de determinar la cantidad de horas al día de uso por artefacto. El resultado obtenido ya incorpora el promedio nacional de 4 a 5 personas por vivienda según INEI (2023). El resumen de cálculos de consumo de GN realizadas por ESAN (2019) se detalla en la tabla 5.

Tabla 5*Resumen de cálculos de consumo de GN realizado por ESAN*

Actividad	KCAL/h	Factor uso	Resumen Consumo					
			Hrs	KCAL/GN	KCAL/GN	m ³ /día	Día/mes	m ³ /mes
Cocción	1 200	0.6	6	4 320	9 500	0.46	30	14
Terma	3 200	0.2	4	2 560	9 500	0.28	30	8
Total	-	-	-	-	-	-	-	22

Fuente: (ESAN 2019), el factor de uso típico para cocinas 0.5 – 0.7, termas 0.2 - 0.4, el factor de uso (fu) = uso efectivo/uso máximo (0<fu<1), 1m³ de GN = 9 500 KCAL, KCAL/GN = KCAL*fu*Hrs.

Según la tabla 5, para las localidades incluidas en el presente proyecto, donde la energía sustituta se emplea principalmente para cocción y terma, el consumo promedio por cada vivienda es de 22 Sm³/mes, como se detalla en la tabla 6.

Tabla 6*Consumo promedio de GN por vivienda*

Características de consumo	Sm ³ /mes por cada vivienda
Cocción y terma	22

La Demanda Actual de Gas Natural (DAGN) se determina teniendo en cuenta a los Usuarios Potenciales (UP) y el Consumo Promedio de Gas Natural (CPGN) por vivienda, según la ecuación (1).

$$DAGN = UP * CPGN \quad (1)$$

$$DAGN = 25\,039 * 22 \frac{m^3}{mes}$$

$$DAGN = 550\,858 \frac{m^3}{mes}$$

Mientras la Demanda Actual de Gas Natural Licuado (DAGNL) se obtiene mediante la división entre 600 veces GN licuefactado hasta su estado criogénico, dado que, 1m^3 de GNL en estado líquido es equivalente aproximadamente a 600 m^3 de gas natural en estado gaseoso a 1atm y 15°C . Según la ecuación (2) se tiene la DAGNL.

$$DAGNL = \frac{DAGN}{600} \quad (2)$$

$$DAGNL = \frac{550\,858 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}}{600}$$

$$DAGNL = 918.1 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

2.1.4. Proyección de demanda de GN y GNL

La proyección de la demanda se realizó en función a la cantidad de usuarios potenciales actuales, tasa de crecimiento poblacional (viviendas) y los años a proyectar. Según la Municipalidad Provincial del Cusco (2020), la tasa de crecimiento poblacional (viviendas) en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián es de 0.84%.

Para determinar la proyección de viviendas se han tomado tres escenarios:

1. Escenario con el modelo geométrico

$$P_t = P_0 * (1 + r)^t \quad (3)$$

2. Escenario con crecimiento constante, modelo aritmético

$$P_t = P_0 * (1 + t * r) \quad (4)$$

3. Escenario con crecimiento exponencial

$$P_t = P_0 * e^{r*t} \quad (5)$$

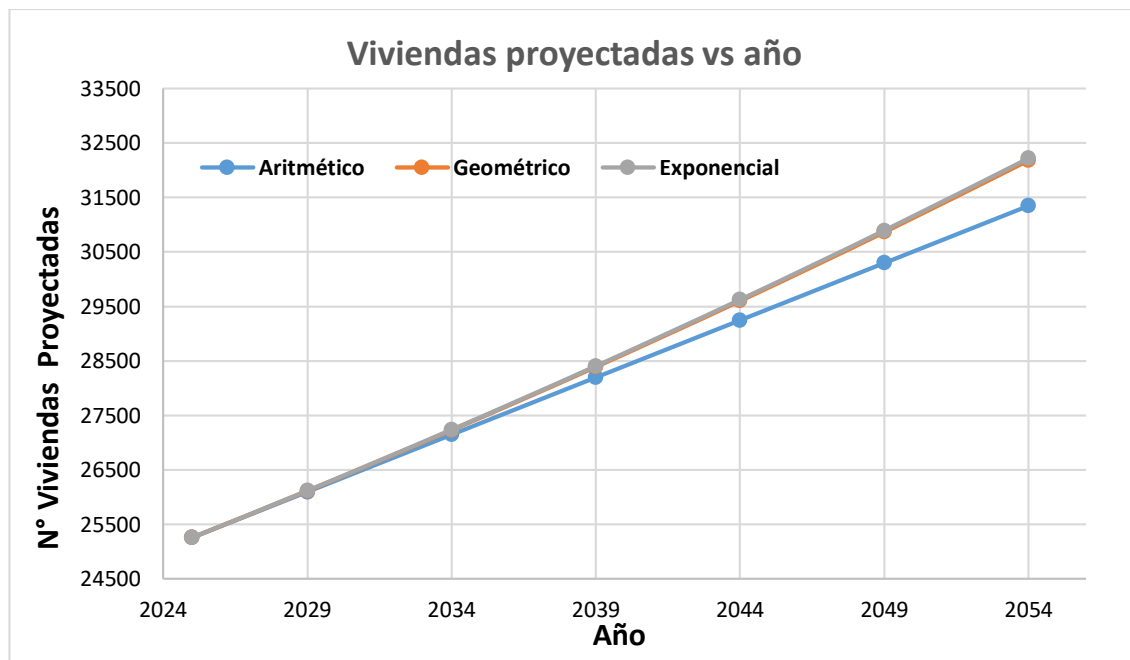
Donde:

P_t : Número de viviendas proyectados al año objetivo, P_0 : número de usuarios potenciales en el año actual, r : tasa de crecimiento poblacional (viviendas) y t : tiempo.

Las proyecciones se realizaron considerando como dato inicial 25 039 viviendas conectables en el año cero, tal como se ha detallado en la tabla 6. Bajo estos escenarios se obtuvieron las gráficas que se presentan en la figura 1.

Figura 1

Viviendas proyectadas según el modelo matemático



De la figura 1, se observa que la proyección con el modelo aritmético indica un crecimiento constante en el tiempo; sin embargo, este enfoque puede subestimar la demanda a lo largo del tiempo proyectado.

Por otro lado, La proyección exponencial tiende a un crecimiento ligeramente acelerado a comparación de la proyección geométrico, lo cual puede generar datos sobreestimados a lo largo del tiempo.

Para estimar la proyección de usuarios potenciales, se empleó el modelo geométrico, considerando un escenario de crecimiento poblacional moderado. Asimismo, la expansión de la red de gas natural se ejecutará de manera planificada, conforme al plan quinquenal presentado por el concesionario.

Cabe precisar que la implementación de la planta de regasificación implica una inversión elevada, en efecto, la vida útil del proyecto estimado debe garantizar la viabilidad técnica y económica. En consecuencia, la proyección de usuarios potenciales se ha realizado para un horizonte de 30 años, como se detalla en la tabla 7.

Tabla 7

Número de usuarios potenciales al año 30

Año	2024	2025	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Viviendas	25 039	25 249	26 108	27 224	28 386	29 599	30 863	32 181

2.1.5. Primer plan de conexiones de GN

Para el presente proyecto se prevé comenzar con 3 000 conexiones tomando como referencia a la Concesión Sur Oeste que comprende (Arequipa, Ilo y Moquegua) descrita en OSINERGMIN (2014). La mencionada concesión inició sus operaciones en el año 2017 con 4 216

usuarios conectados y al año 2022 registraba 12 895 usuarios conectados. El primer plan de conexiones propuesta para el presente proyecto se presenta en la tabla 8.

Tabla 8

Plan de conexiones estimadas por año, hasta 2054.

Años	2025	2034	2044	2054
Conexiones	3 000	13 000	23 000	32 181

La demanda proyectada de GNL y GN se estimó en función al número de Usuarios Potenciales (UP), de acuerdo con el primer plan de conexiones, y del Consumo Promedio de Gas Natural (CPGN), mediante las ecuaciones (6) y (7).

$$\text{Consumo de GN} = \text{UP} * \text{CPGN} \quad (6)$$

$$\text{Consumo de GNL} = \frac{\text{Consumo de GN}}{600} \quad (7)$$

Tabla 9

Proyección de demanda de GNL y GN a 2054

Años	2025	2034	2044	2054
Consumo de GN (Sm ³ /mes)	66 000	286 000	506 000	707 982
Consumo de GNL (m ³ /mes)	110	476.67	843.33	1 179.97

Nota: Sm³/mes = estándar metro cubico por mes

Como se detalla en la tabla 9, al año 30 se estimó un consumo promedio de 1 179.97 m³/mes de GNL y 707 982 Sm³/mes de GN que corresponde al año 2054. Para el siguiente

proyecto, el GNL será abastecido desde la Planta Melchorita, en caso de que la mencionada planta no lograra cubrir la demanda estimada, el suministro de GNL será importado.

2.2. Estudio de oferta de GNL y GN

2.2.1. Oferta de GNL

En el Perú, PERÚ LNG es la única empresa que realiza el proceso de licuefacción de gas natural para abastecer al mercado interno y para exportar al mercado externo. Los datos históricos de la oferta de GNL a nivel nacional se da a conocer en OSINERGMIN (2024a), como se muestra en la tabla 10.

Tabla 10

Oferta de GNL a nivel nacional

Año	GNL (m ³ /día)
2016	26 275.46
2017	25 162.13
2018	23 579.03
2019	24 869.97
2020	24 481.94
2021	16 534.39
2022	22 689.43
2023	23 043.87
2024	23 241.23

Fuente: (OSINERGMIN, 2024a)

2.2.2. Oferta de GN

A nivel nacional, las empresas que ofertan el gas natural son CALIDDA, QUAVII, CONTUGAS y PETROPERU según PROMIGAS (2025). El reporte de la oferta de GN se presenta en la tabla 11.

Tabla 11*Oferta de gas natural al año 2024*

Año	Oferta de GN (MMpcd)
2020	1 300
2021	1 200
2022	1 400
2023	1 500
2024	1 500

Fuente: (PROMIGAS, 2025)

2.3. Proyección de oferta de GNL y GN**2.3.1. Proyección de oferta de GNL**

La proyección de la oferta de GNL en el ámbito del proyecto se estimó a partir de la oferta nacional de GNL descrita en la tabla 10. Para realizar los cálculos se utilizó el modelo de variación porcentual promedio de acuerdo con la formula (8).

$$\%Variación = \frac{V_t - V_{t-1}}{V_{t-1}} * 100\% \quad (8)$$

Dónde: V_t : Consumo de GNL en el año base, V_{t-1} : Consumo de GNL al año objetivo

Tabla 12*Variación porcentual promedio de oferta de GNL*

Año	GNL (m3/día)	%Variación
2016	26 275.46	-
2017	25 162.13	-4.24%
2018	23 579.03	-6.29%
2019	24 869.97	5.47%
2020	24 481.94	-1.56%
2021	16 534.39	-32.46%
2022	22 689.43	37.23%
2023	23 043.87	1.56%
2024	23 241.23	0.86%
Promedio porcentual		0.07%

De acuerdo con la tabla 12, la variación promedio porcentual es casi nulo, lo cual indica que la demanda entre los años 2016 y 2024 se ha mantenido estable. Sin embargo, en el año 2021 se evidencia una caída fuerte, seguida de una recuperación abrupta en el año 2022. Además, según los datos más recientes, la oferta de GNL también se ha estabilizado. El cálculo se ha realizado mediante la ecuación (9).

$$C_f = C_0 * (1 + r)^t \quad (9)$$

Dónde: C_f : consumo de GNL en año proyectado al año objetivo, C_0 : consumo de GNL en año actual, r : variación promedio porcentual de consumo y t : tiempo.

Tabla 13*Proyección de la oferta de GNL hasta el año 2054*

Año	Oferta de GNL (m ³ /día)
2025	23 257.71
2029	23 323.76
2034	23 406.58
2039	23 489.69
2044	23 573.10
2049	23 656.81
2054	23 740.81

Los resultados que se muestran en la tabla 13, se calcularon mediante la ecuación 9. Lo cual presenta una proyección constante de la oferta de GNL hasta el año 2054. Es previsible que al paso de los años puedan incrementarse el número de plantas de regasificación, por consiguiente, se traduciría en un mayor crecimiento de la oferta proyectada.

2.3.2. Proyección de oferta de GN

La proyección de la oferta de GN en el área del proyecto se estimó a partir de la oferta de GN descrita en la tabla 11, mediante la fórmula (9), con una variación porcentual promedio igual a 4.03% detallada en la tabla 14. La proyección de la oferta de GN se presenta en la tabla 15.

Tabla 14*Variación porcentual promedio de oferta de GN*

Año	Oferta de GN (MMpcd)	%Variación
2020	1 300	-
2021	1 200	-7.69%
2022	1 400	16.67%
2023	1 500	7.14%
2024	1 500	0.00%
Promedio porcentual		4.03%

Tabla 15*Proyección de la oferta de GN al año 2054*

Año	Oferta de GN (MMpcd)
2025	1 560.44
2029	1 827.55
2034	2 226.63
2039	2 712.86
2044	3 305.26
2049	4 027.02
2054	4 906.39

De acuerdo con la tabla 15, la oferta de gas natural mantendrá una tendencia creciente hasta el año 2054; en efecto, continuará expandiéndose independientemente al tipo de suministro, ya sea mediante gas virtual o por ductos.

2.4. Mercado potencial de GN

El mercado potencial de GN se determinó a partir de la diferencia entre la demanda total estimada, que viene a ser 25 039 usuarios potenciales, según la tabla 9 y la oferta disponible en la zona de influencia del proyecto (0 Sm³/mes) de gas natural. En efecto, la demanda insatisfecha resulta numéricamente igual al consumo promedio estimado de los usuarios potenciales, multiplicado por el consumo promedio de gas natural, que asciende a 22 Sm³/mes. Los resultados se detallan en la tabla 16.

Tabla 16*Demanda insatisfecha de GN*

Usuarios potenciales	Demanda insatisfecha de GN (Sm ³ /mes)
25 039	550 858.00

Nota: Sm³/mes = Estándar metro cubico por mes

2.5. Estudio de precios

El análisis de precios se ha desarrollado en base al precio de la energía sustituta al gas natural. Conforme a los estudios de mercado realizados en el ámbito de los proyectos de distribución de gas natural en las concesiones de Lima, Callao, Norte y Sur Oeste, se ha identificado al Gas Licuado de Petróleo (GLP) como la fuente principal energética sustituta. En consecuencia, el análisis de precios para este proyecto se fundamenta en la comparación de precios de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y Gas Natural (GN).

2.5.1. Precios de GLP

De acuerdo con el reporte de precios de combustibles líquidos y GLP a nivel de usuario final MINEM (2025), el precio promedio de GLP de 10 Kg en la ciudad del Cusco se sitúa en S/.55.15, al primer trimestre del año 2025. Este valor incluye los costos de producción, envasado, distribución, comercialización, el Impuesto General a las Ventas (IGV); así como, las utilidades. Los datos del reporte se presentan en la tabla 17.

Tabla 17*Precios de GLP de 10 Kg en la ciudad del cusco*

Año	Mínimo	Promedio	Máximo
2020	S/ 38.00	S/ 41.00	S/ 44.00
2021	S/ 43.08	S/ 47.78	S/ 52.48
2022	S/ 44.00	S/ 56.00	S/ 68.00
2023	S/ 55.00	S/ 57.50	S/ 60.00
2024	S/ 43.60	S/ 54.30	S/ 65.00
2025	S/ 44.80	S/ 55.15	S/ 65.50

Fuente: (MINEM, 2025)

El precio de GLP en el Perú depende de los precios internacionales y por los costos asociados al transporte del gas natural desde Camisea hasta la planta de fraccionamiento ubicada en la región de Ica, así como por su retorno hacia la ciudad de Cusco. Además, es importante considerar que el Perú importa aproximadamente el 30% de GLP.

2.5.2. Precio de GN

El precio final de gas natural se establece en función a los costos de producción y las utilidades proyectadas. Estos componentes están definidos mediante un marco regulatorio por OSINERGMIN (2024), cuyo objetivo es garantizar la competitividad tarifaria frente a otras energías sustitutas, como el Gas Licuado de Petróleo (GLP).

Para fines del presente proyecto, el pliego tarifario se ha establecidos en referencia al reporte de datos correspondientes a los años 2019, 2020, 2021, 2022, 2023 y 2024 de la concesión Sur Oeste PETROPERU (2025). Como se observa en la tabla 18, la variación en los precios de GN es mínima, la cual fortalece la confiabilidad del dato empleado para establecer el precio de GN en el lugar del proyecto.

Tabla 18

Pliego tarifario para GN en la concesión Sur Oeste desde 2019 al 2024

Año	Precio de GN S.//sm³	Recargo FISE S.//sm³	Transporte virtual S.//sm³	Margen comercial S.//mes	Margen promoción S.//mes	Margen distribución S.//mes
2019	0.59	0.00653	0.47	1.542	13.63	0.19
2020	0.64	0.00701	0.51	1.606	14.20	0.2
2021	0.71	0.00794	0.58	1.803	15.93	0.23
2022	0.75	0.00755	0.61	2.083	18.41	0.26
2023	0.80	0.00747	0.66	2.185	19.31	0.27
2024	0.79	0.00734	0.64	2.027	17.92	0.25

Fuente: (PETROPERU, 2025).

Considerando los datos más recientes correspondientes al año 2024 presentados en la tabla 18, se establece el pliego tarifario para el distrito de San Jerónimo y San Sebastián, la cual se detalla en la tabla 19.

Tabla 19

Pliego tarifario fijado para los distritos de San Jerónimo y San Sebastián

Concepto	Tarifa
Tipo de usuario	Regulado
Categoría tarifaria	A
Rango de consumo (m ³)	0-100
Precio de GN (S.//Sm ³)	0.79
Tarifa por servicio de transporte (transporte virtual) (S.//Sm ³)	0.64
Tarifa por servicio de distribución (margen de distribución) (S.//Sm ³)	0.25
Margen de comercialización	
Margen de comercialización (S.//mes)	2.00
Margen de promoción (S.//mes)	9.8
Recargo FISE (S.//Sm ³)	0.00734
Otros cargos	
Cargo por acometida tope S./ 515.17	400.00
Derecho de conexión tope, categoría A, S./ 452.51	400.00
Costo de instalación interna tope S./ 1723.00	1100.00

(PETROPERU, 2025)

Según lo descrito en la tabla 19, los usuarios estarán con tarifa regulada, en categoría tarifaria de tipo A, para un rango de consumo por vivienda de 0 m³ a 100 m³ de GN.

El precio de gas natural: Precio de GNL procesada en la planta de licuefacción de PERÚ LNG, que viene a ser S/ 0.79 por m³ (PETROPERU, 2025).

Tarifa por servicio de transporte: Tarifa que incluye (I) el transporte de gas natural desde las instalaciones del productor de gas natural a través del ducto de transporte operada por la empresa TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ S.A., hasta las instalaciones de la planta de licuefacción de PERÚ LNG y (II) el flete por el transporte de GNL desde la planta de PERÚ LNG hasta la planta de regasificación en el distrito de San Jerónimo, Cusco, que viene a ser S/ 0.64 por m³ (PETROPERU, 2025).

Margen de distribución: Comprende los costos eficientes de inversión, operación y mantenimiento incurrido por el concesionario para el desarrollo del sistema de distribución de la concesión, descontando los costos del área de comercialización, que viene a ser S/ 0.25 estándar por m³ (PETROPERU, 2025).

Margen de comercialización: Comprende los costos del área comercial del concesionario necesaria para la facturación del servicio y los costos de operación y mantenimiento asociados a la atención comercial de los clientes, entre otros, que viene a ser S/ 2.00 por mes (PETROPERU, 2025).

Margen de promoción: Este concepto consiste en una alícuota de pago por los costos de la acometida y derecho de conexión de los consumidores del primer plan de conexiones de la concesión, que viene a ser S/ 9.8 por mes (PETROPERU, 2025).

Recargo FISE: Aporte obligatorio al Fondo de Inclusión Social Energético, que viene a ser S/ 0.0073 estándar por m³ (PETROPERU, 2025).

Acometida: Es un conjunto de accesorios que incluye la tubería de conexión a la vivienda, medidor, regulador, caja de protección, accesorios y válvulas de protección, lo cual tendrá un costo estimado de S/ 400.00 (PETROPERU, 2025).

Derecho de conexión: Es el pago único que se realiza para acceder al servicio de gas natural, el cual tendrá un costo estimado de S/ 400.00 (PETROPERU, 2025).

Instalaciones internas: Comienza desde la acometida hacia el interior del predio y dentro del mismo, y el costo de la instalación interna estimado es de S/ 1100.00 (PETROPERU, 2025).

Es importante mencionar que el derecho de conexión y la acometida están sujetos a regulación por parte de OSINERGMIN (2024). Por otro lado, los costos asociados a las instalaciones internas son costos no regulados, los costos antes mencionados suelen ser financiados previo acuerdo entre el usuario y el concesionario.

En caso los usuarios opten por esta modalidad, se considerará una Tasa de Interés Anual (TEA) del 12%, con un plazo de financiamiento de hasta 96 meses, conforme a los márgenes establecidos por OSINERGMIN (PETROPERU, 2025).

2.5.3. El precio final estimado de GN

De acuerdo con PETROPERU (2025), el precio final de gas natural está asociado a los costos de producción de gas natural regasificado, dentro de los cuales se incluye los costos de GNL, recargo FISE, costo por transporte virtual, costos por margen de comercialización, costos por margen de promoción, costos por margen de distribución, Impuesto General a las Ventas (IGV). Así como los cargos, e intereses de financiamiento.

Considerando estos factores previamente descritos, para fines del presente proyecto se establece un precio base de S/ 67.48 por consumo de 22 m³/mes de gas natural estimados en el capítulo de estudio de mercado, el precio final de gas natural se detalla en la tabla 20.

Tabla 20

Precio final de gas natural

Detalles de facturación	Consumo /Importe	Consumo /Importe
Cantidad promedio de consumo (m ³)	1	22
Precio de gas natural (S./sm ³)	0.79	17.38
Servicio de transporte		
Costo medio de transporte (S./sm ³)	0.64	14.08
Servicio de distribución		
Margen de Distribución de gas natural (variable) (S./sm ³)	0.25	5.5
Margen de Comercialización (fijo) (S./mes)	2.00	2.00
Otros conceptos		
Interés margen de promoción (S./mes)	9.08	9.08
Interés financiación IGV (S./mes)	0.55	0.55
Subtotal (S./mes)	13.31	48.59
Impuesto general a las ventas IGV 18% (S./mes)	2.40	8.75
Otros cargos no afectos		
Cuota financiación IGV Mp (S./mes)	1.54	1.54
Cuota margen de promoción (S./mes)	8.60	8.6
Recargo FISE (S./mes)	0.0073	0.0073
Valor total (S./mes)	25.90	67.48

Nota: El precio y los costos asociados para 1 m³ de GN fueron extraídos de un recibo de una vivienda en la ciudad de Arequipa, en referencia a ello se ha fijado el precio para un consumo de 22 m³ de GN estimados.

Donde:

Interés margen de promoción, Este concepto cubre el costo de las instalaciones iniciales, como instalaciones internas, acometidas, derechos de conexión. Cuando estos conceptos son financiados se aplica el interés según el plazo de recuperación.

Interés financiación IGV, Cuando el costo de la instalación, acometida y/o conexión es financiado, el IGV asociado también puede ser fraccionado en varias cuotas y es el interés que se aplica por el IGV (18%) aplicado al margen de promoción financiado.

La cuota margen de promoción, es la cuota mensual destinada para recuperar el monto financiado del margen promocional.

Cuota financiación IGV Margen de promoción (Mp), La cuota mensual estimada para la recuperación de IGV financiado correspondiente al margen de promoción.

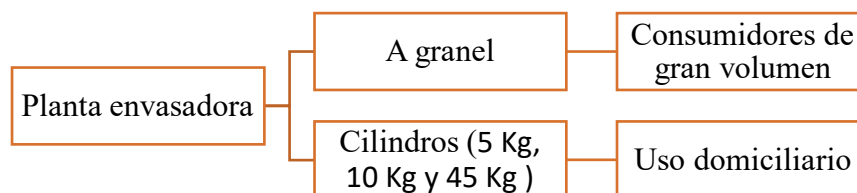
2.6. Canales de distribución de GLP y GN

2.6.1. Canales de distribución de GLP

En los distritos de San Jerónimo y San Sebastián la energía comúnmente utilizada en el sector residencial es el Gas Licuado de Petróleo (GLP), los cuales se comercializan en cilindros de 5Kg, 10Kg, 45Kg y a granel, este último se comercializa a través de un tanque a presión, montado sobre una cisterna y está dirigido a consumidores de gran volumen. El esquema de canal de distribución de Gas Licuado de Petróleo (GLP) se detalla en la figura 2.

Figura 2

Canales de distribución de GLP en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián



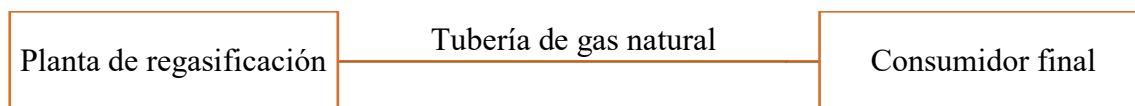
Además, este canal de distribución tiene dependencia absoluta de vías de comunicación disponibles, locales de almacenamiento de cilindros de GLP, productores, envasadores y transportistas. Además, dentro de la logística se debe considerarse la seguridad frente a posibles fugas durante el almacenamiento y transporte. Todos estos factores contribuyen en el incremento del precio final de GLP, el cual es fijado por cada distribuidor en función de su margen de ganancia esperada.

2.6.2. Canal de distribución para GN

El canal de distribución para gas natural comprende en la entrega de gas natural regasificado mediante una conexión directa hacia las viviendas, brindando un servicio de manera continuo. El tipo de canal propuesto se presenta en la figura 3.

Figura 3

Canal de comercialización propuesto para GN



En comparación al canal de distribución de GLP, el suministro de GN no requiere vías de acceso vehicular, ya que el suministro se realiza mediante tuberías de manera continua. Además, el precio de gas natural está regulado, permitiendo precios más baratos y estables. Otro aspecto importante para considerar es la seguridad, dado que la presión en las instalaciones internas es aproximadamente 0.23 mbar, lo que disminuye significativamente el riesgo de explosiones.

Otro factor importante para considerar es la aceptabilidad del cambio en la matriz energética, la cual podría verse afectado negativamente por los costos de conexión o la desconfianza hacia la nueva tecnología introducida. Para mitigar estos riesgos, se establece una

tasa de interés acorde con las condiciones del mercado financiero. El canal de distribución propuesto presenta mayores ventajas a comparación de GLP; además, la elección se sustenta en las experiencias exitosas en otras regiones del país como Tacna, Arequipa y Moquegua cercanas al lugar del proyecto.

CAPITULO III

ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA

Según Díaz et al., (2022) la localización de un proyecto se refiere a la ubicación de una unidad productora de manera que permita alcanzar una rentabilidad máxima y minimizar los costos unitarios. En complemento a lo mencionado anteriormente, Cevallos et al., (2022) señala que una localización óptima permite alcanzar niveles máximos de producción y generar mayores beneficios. Para ello, es necesario determinar el área geográfica general (macro localización) y posteriormente la selección del lugar específico (micro localización). Asimismo, Bocangel Weydert et al., (2021) destaca que la selección de lugar debe basarse en un diagnóstico integral considerando los factores como: la cercanía al mercado, las vías de comunicación, la disponibilidad de terreno, los servicios de energía, los recursos hídricos disponibles y acceso a los servicios como a internet y telefonía, entre otros.

3.1. Macro localización

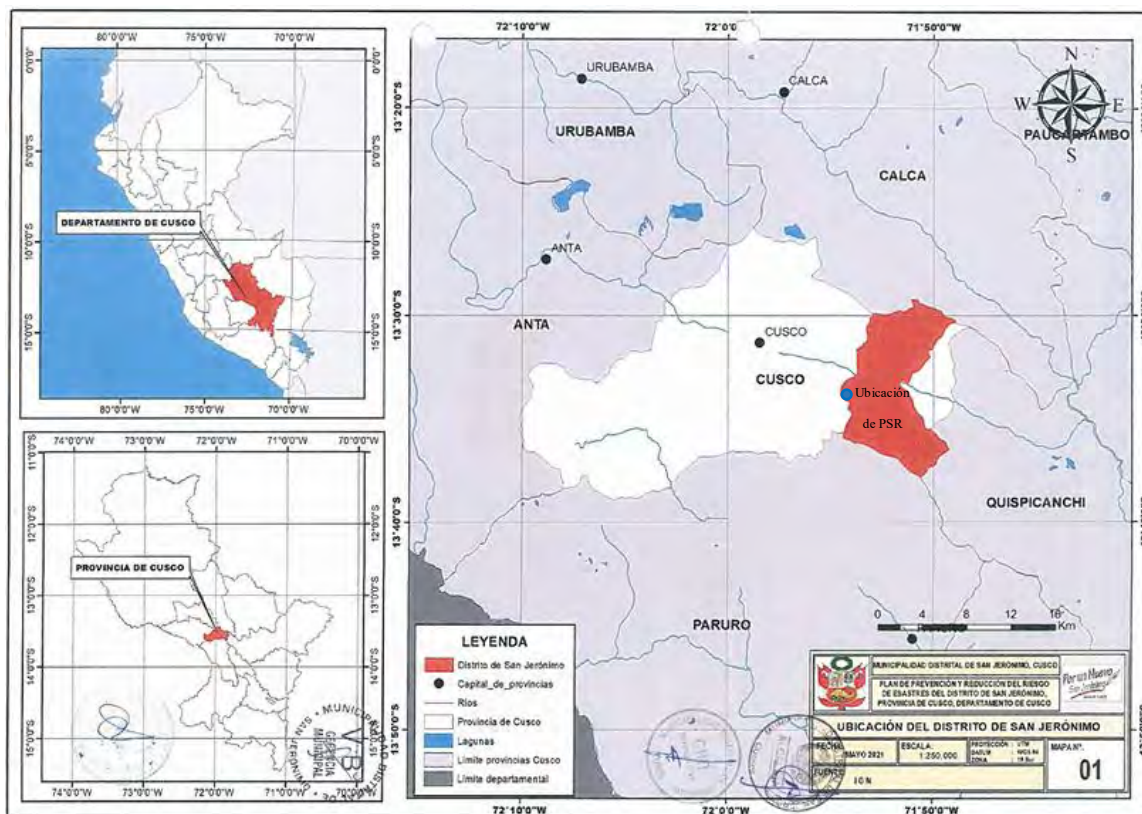
Según Cevallos et al., (2022) para determinar la macro localización existen varios métodos como la evaluación cualitativa, método cuantitativo y método semicuantitativo.

Para el presente proyecto se estableció el distrito de San Jerónimo, ubicado en la región de Cusco, como la ubicación para la instalación de la Planta Satélite de Regasificación (PSR). El análisis correspondiente se ha desarrollado empleando el método cualitativo.

La región Cusco se encuentra ubicada en el sur de Perú, con una superficie de 71 986.50 Km², lo que representa el 5.6% del territorio nacional. Limita al norte con las regiones de Ucayali, al sur con Arequipa y Puno, al oeste con Ayacucho y Junín, y al este con Madre de Dios. Además, la región de Cusco está conformada por trece provincias y 112 distritos según INEI, (2018). En la figura 4 se muestra el mapa de ubicación geográfica de la región de Cusco.

Figura 4

Mapa de ubicación del distrito de San Jerónimo, Cusco



Fuente: (OGRD San Jeronimo, 2022)

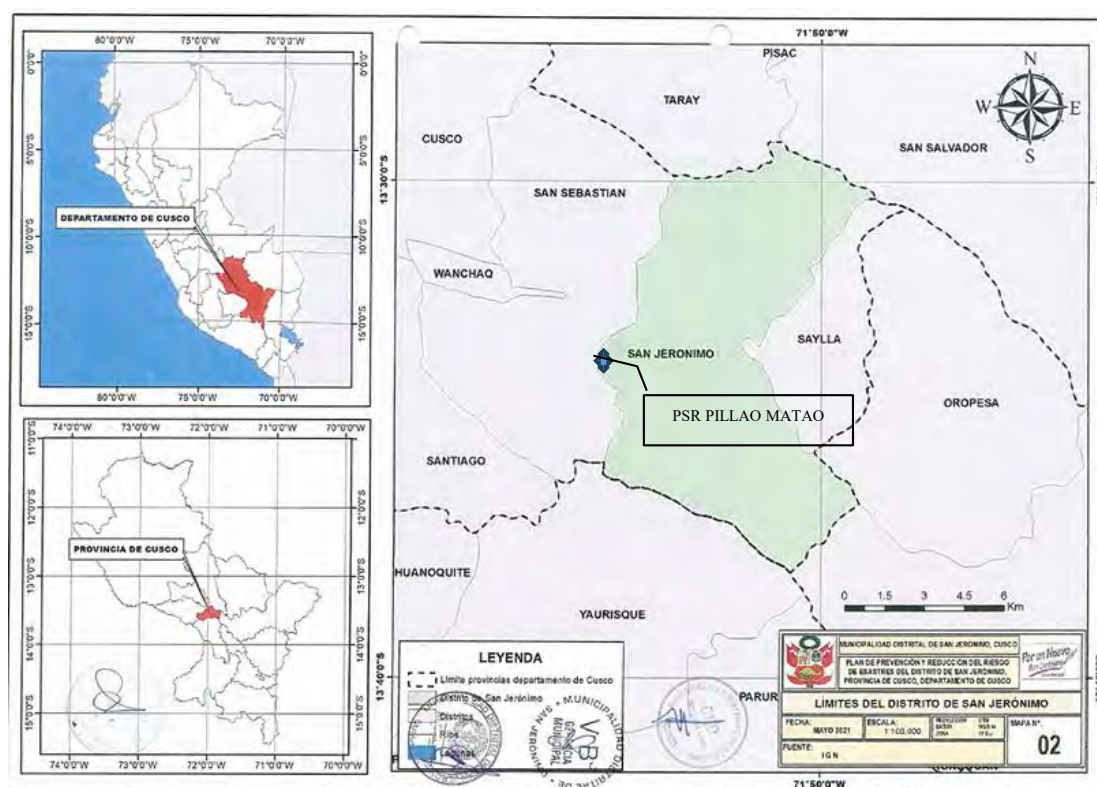
3.2. Micro localización

La Planta Satélite de Regasificación (PSR) se localizará exactamente en el sector de Pillao Matao, perteneciente al distrito de San Jerónimo colindante con el distrito de San Sebastián, este lugar se ha considerado estratégico debido a su cercanía al mercado objetivo, la existencia de vías de comunicación adecuadas (accesos vehiculares y conectividad regional), tiene disponibilidad de terreno con características topográficas favorables para construcción de la planta satelital de regasificación, así como la existencia de servicios básicos como energía eléctrica y agua.

Además, el sector presenta condiciones ambientales adecuadas que minimizan el impacto ecológico del proyecto, dado que se encuentra fuera de áreas naturales y zonas de riesgo geológico. Esta localización también permite una eficiencia logística para el transporte del GNL y garantiza una operación segura y sostenible. En la figura 5 se presenta la ubicación geográfica del sector Pillao Matao, distrito de San Jerónimo.

Figura 5

Ubicación geográfica del sector Pillao Matao, San Jerónimo, Cusco



Fuente: (OGRD San Jerónimo, 2022)

3.3. Criterios de localización de Planta Satelital de Regasificación (PSR)

3.3.1. Disponibilidad de materia prima PSR

La Planta Satelital de Regasificación (PSR) será abastecida mediante un sistema de traslado virtual, a través de camiones cisterna criogénicos, desde la planta de la empresa PERÚ LNG, ubicada en la Pampa Melchorita (Ica). Este esquema logístico ha sido diseñado para asegurar un suministro continuo y confiable de Gas Natural Licuado (GNL) hacia la planta ubicada en el sector de Pillao Matao del distrito de San Jerónimo.

La capacidad de carga de cada cisterna es de aproximadamente 52.5 m³ de GNL, equivalente a 31 500.00 m³ de gas natural en estado gaseoso. Se estima una frecuencia de despacho de 1 camión por día, en función de la demanda proyectada y el plan de expansión del servicio en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián.

3.3.2. Cercanía al mercado

Para el presente proyecto la planta se encuentra ubicada dentro del ámbito de distribución de gas natural en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián. La cercanía de mercado es uno de los factores que impacta directamente en los costos logísticos y operación. Las ventajas económicas consideradas se mencionan a continuación.

Reducción de costo de transporte: la proximidad al punto de distribución minimiza los gastos asociados con el transporte del gas natural regasificado desde la PSR hasta los usuarios finales, esto reduce el costo por kilómetro recorrido y los tiempos de entrega.

Menor inversión en infraestructura: la corta distancia disminuye la necesidad de construir largas extensiones de tuberías, lo que a su vez reduce los costos de materiales, instalación y mantenimiento.

Impacto positivo en los precios finales: estos ahorros se pueden trasladar al precio del gas

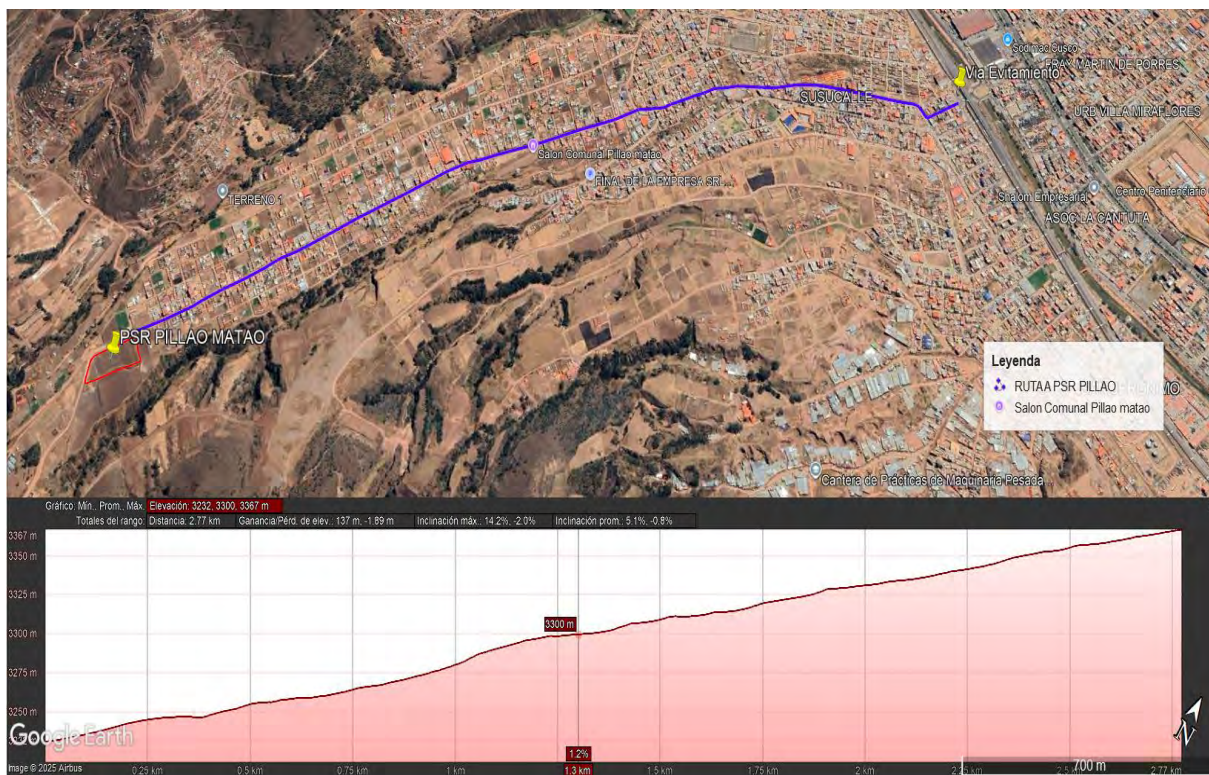
natural para los consumidores finales, haciendo más competitivo frente a otras fuentes de energía.

3.3.3. Disponibilidad de vías de acceso hacia PSR

Actualmente, la localidad de Pillao Matao cuenta con vías de acceso habilitadas que permiten el ingreso directo hasta el terreno donde se desarrollará el proyecto. El acceso principal está conformado por una vía no asfaltada (carretera con lastre) en buenas condiciones de transitabilidad, apta para el ingreso de vehículos livianos y pesados. Estas infraestructuras viales son fundamentales para garantizar la viabilidad del proyecto, ya que facilitan el transporte de materiales, equipos, personal y GNL como se menciona a continuación:

- a) Transporte de materiales y equipos: durante la etapa de construcción, las carreteras permiten el traslado eficiente de maquinarias pesadas, estructuras, equipos y componentes de la PSR.
- b) Acceso para el personal Técnico: el fácil acceso al sector asegura que los ingenieros, técnicos y trabajadores puedan desplazarse al sitio de manera rápida y constante.
- c) Movilidad de gas natural licuado (GNL): en la etapa de operación estas rutas serán crucial para el transporte del GNL hacia la planta, garantizando la continuidad del suministro y el mantenimiento periódico de la infraestructura.

En la figura 6 se presenta una fotografía in situ de la vía de acceso hacia la Planta Satelital de Regasificación (PSR) con un recorrido de 2.77 km de longitud desde la vía evitamiento, con una elevación de 137 m, inclinación máxima de 14.2% e inclinación promedio de 5.2%.

Figura 6*Disponibilidad de vías de acceso hacia PSR**Fuente: Google Earth,***3.3.4. Disponibilidad de terreno para la construcción de PSR**

El área del proyecto cuenta con un terreno de 4 000 m², ubicado en el sector de Pillao Matao, con coordenadas latitud: 13°33'45.67"S y longitud: 71°54'58.69"O en el distrito de San Jerónimo, destinado para la construcción de la planta satelital de regasificación que abastecerá de gas natural a los distritos de San Jerónimo y San Sebastián. La disponibilidad del terreno se muestra en la figura 7.

Figura 7

Disponibilidad de terreno en sector de Pillao Matao



Fuente: Google Earth,

3.3.5. Análisis de la compatibilidad de terreno

El análisis de compatibilidad del terreno se realizó considerando las condiciones físicas, ambientales y normativas del área de estudio ubicada en la zona de Pillao Matao, en el distrito de San Jerónimo, donde se proyecta la instalación de la Planta Satelital de Regasificación (PSR). La evaluación se orienta a verificar las cualidades del predio para implementación de la infraestructura energética de acuerdo con los criterios técnicos establecidos por la normativa vigente.

Desde el punto de vista de la topografía, el terreno presenta una pendiente mínima y una morfología predominantemente plana, condiciones que favorecen la ejecución de los trabajos de nivelación, cimentación e instalación de equipos. Asimismo, estas características permiten

optimizar el diseño geométrico de las estructuras proyectadas, reducir el volumen de movimiento de tierras y mejorar las condiciones de estabilidad y seguridad operacional.

Respecto a la compatibilidad de suelos, el terreno presenta condiciones geotécnicas favorables para la instalación de la infraestructura proyectada, observándose un suelo con capacidad portante adecuada y características estables para la ejecución de cimentaciones superficiales, previo cumplimiento de las recomendaciones establecidas en el estudio geotécnico correspondiente. Asimismo, no se identificaron evidencias de inestabilidad física, asentamientos críticos ni zonas con susceptibilidad significativa a deslizamientos dentro del área de proyecto.

En relación con la compatibilidad normativa y permisos, el área seleccionado es compatible con el uso previsto para infraestructuras energética, conforme a los instrumentos de planificación territorial y regulación urbana aplicable en el distrito de San Jeronimo, del mismo modo, al implementación del proyecto estará sujeta a la obtención de las autorizaciones, permisos y opiniones técnicas correspondientes por parte de las entidades competentes, incluyendo permisos municipales, ambientales y de seguridad exigidos por la normativa vigente en la etapa de factibilidad del proyecto. En consecuencia, de acuerdo con la evaluación efectuada, el terreno reúne condiciones técnicas y normativas adecuadas para la instalación de la planta satelital de regasificación, cumpliendo con los criterios de compatibilidad requeridos para el desarrollo del proyecto.

3.3.6. Seguridad técnica

La ubicación y configuración del terreno permiten implementar adecuadamente las medidas de seguridad, accesos para atención de emergencias y áreas destinadas a sistemas de protección. Asimismo, las condiciones físicas del predio favorecen la instalación segura de equipos criogénicos, tuberías y sistemas auxiliares, reduciendo riesgos asociados a la operación y

mantenimiento de la infraestructura. La distribución proyectada contempla criterios de seguridad industrial y operativa conforme a la normativa técnica aplicable para instalaciones de gas natural.

3.3.7. Factibilidad de operación

El terreno presenta condiciones favorables para la operación continua y mantenimiento de la infraestructura proyectada, debido a su accesibilidad, disponibilidad de espacio y facilidad para la circulación de unidades de abastecimiento y personal operativo. Asimismo, la topografía del área facilita la implementación de plataformas operativas y sistemas complementarios requeridos para el funcionamiento de la planta satelital de regasificación. estas condiciones permiten garantizar la continuidad operativa, el acceso para inspección y desarrollo seguro de mantenimiento preventivo y correctivo.

3.3.8. Plan de desarrollo urbano

El proyecto de la planta satelital de regasificación se articula de manera estratégica con los lineamientos del plan de desarrollo urbano de la provincia de cusco, específicamente en el eje de equipamiento e infraestructura de servicios. La propuesta no solo se limita a una instalación técnica, sino que se integra en el modelo de crecimiento urbano hacia los sectores de los distritos de San Jerónimo y San Sebastián, donde el PDU proyecta una mayor consolidación habitacional e industrial. Desde perspectiva normativa, se analizó el cumplimiento de los siguientes objetivos del planeamiento territorial:

- **Masificación energética y sostenibilidad:** la PSR materializa la política de descentralización de servicios básicos, permitiendo que sectores en expansión tengan acceso a una matriz energética más limpia y económica, alineándose con las metas de sostenibilidad ambiental urbana establecidas en el plan desarrollo urbano.

- **Fortalecimiento del nodo de servicios:** al ubicarse en el sector de Pillao Matao, la planta refuerza la infraestructura de soporte del distrito, transformando una zona de expansión en un punto de distribución eficiente que reduce la dependencia de fuentes de energía externas y optimizar la logística de transporte de combustibles dentro de los distritos de San Jerónimo y San Sebastián.
- **Compatibilidad con la estructura vial:** la localización seleccionada aprovecha la jerarquía vial existente, respetando los derechos de vía y las proyecciones de conectividad regional mencionadas en el PDU, lo que garantiza que el flujo de camiones cisterna criogénicas no interfiera con la dinámica de movilidad residencial local.

3.3.9. Mapa de peligro por inundaciones

De acuerdo con los reportes de OGRD San Jeronimo, (2022), la zona presenta alta pluviosidad entre los meses de diciembre a marzo, sin embargo, el sector de Pillao Matao no se encuentra en área de inundación ni desbordes del riachuelo Pillao Matao. Asimismo, según el mapa de peligro por inundaciones del distrito de San Jerónimo, el terreno destinado para el proyecto no se ubica en zona clasificadas con niveles de peligro alto o muy alto, tal como se muestra en la figura 8.

Figura 8

Mapa de peligro por inundaciones del distrito de San Jerónimo



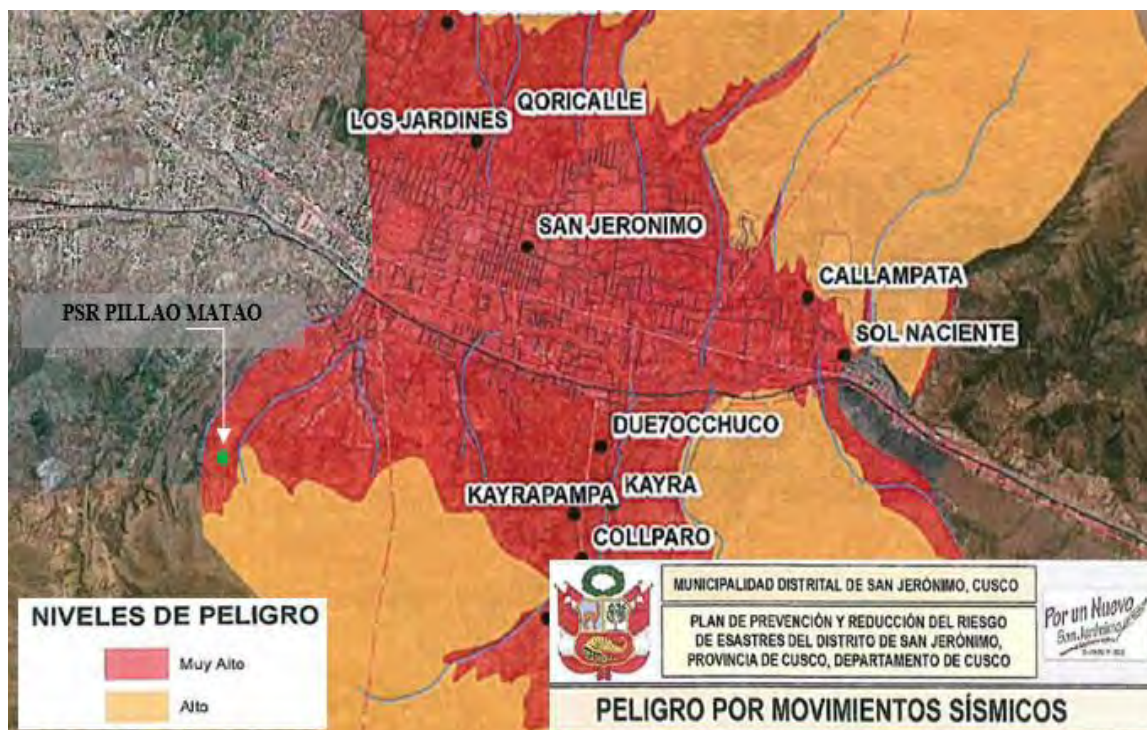
Fuente: (OGRD San Jerónimo, 2022)

3.3.10. Mapa de riesgo sísmico

Según el mapa de riesgo sísmico del distrito de San Jerónimo, el sector Pillao Matao se encuentra en una zona de sismicidad alta debido a la falla de Tambomachay, lo cual exige que la infraestructura de la PSR considere criterios de diseño antisísmico conforme a la norma técnica E.030 del Reglamento Nacional de Edificaciones (RNE), como se muestra en la figura 9.

Figura 9

Mapa de sismos del distrito de San Jerónimo



Fuente: (OGRD San Jeronimo, 2022)

3.3.11. Disponibilidad de energía eléctrica para PSR

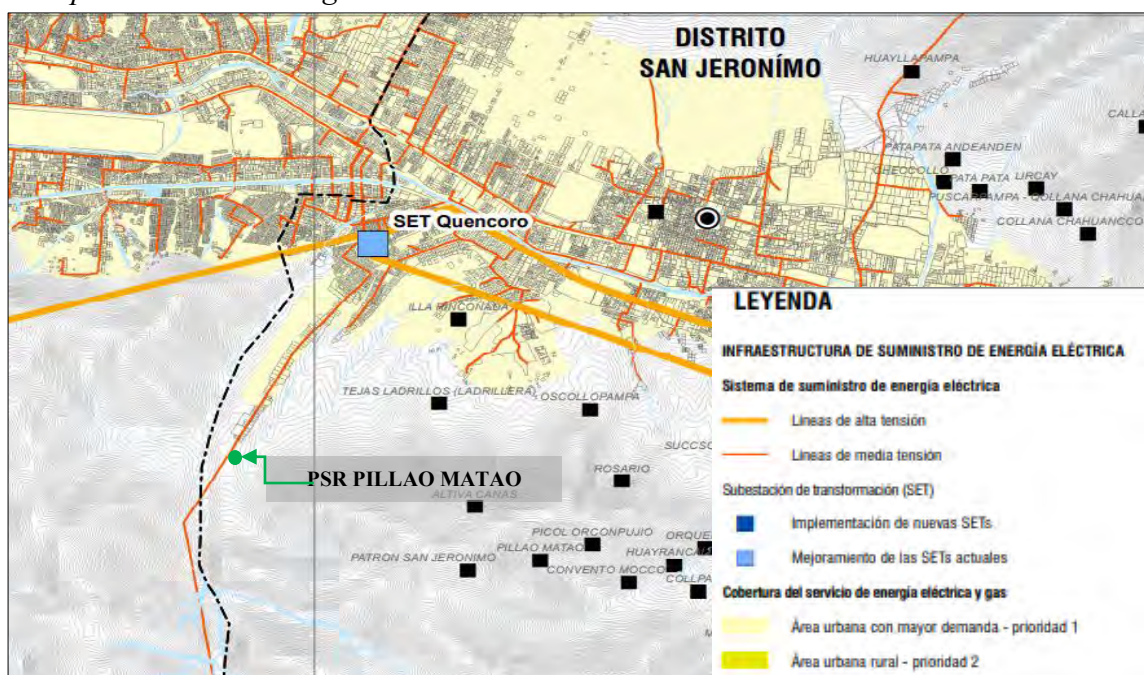
La disponibilidad de energía y potencia instalada es un factor crítico para garantizar una operación continua, segura y eficiente de la Planta Satelital de Regasificación (PSR) en el sector de Pillao Matao del distrito de San Jerónimo.

Como se puede visualizar en la figura 10, el sector de Pillao Matao cuenta con sistema de suministro de energía eléctrica de media tensión, lo cual, representa una ventaja significativa para la localización del proyecto. La existencia de infraestructura eléctrica cercana permite reducir costos de conexión y facilita la implementación de sistema de respaldo.

El acceso confiable a energía eléctrica es indispensable, ya que de ello dependerá el funcionamiento del equipo de sistemas de control, instrumentación, iluminación y sistemas auxiliares de seguridad.

Figura 10

Disponibilidad de energía eléctrica



Fuente: (Municipalidad Provincial del Cusco, 2020)

3.3.12. Disponibilidad de recursos hídricos para PSR

La disponibilidad de recursos hídricos en el sector de Pillao Matao constituye un componente esencial tanto para la etapa de construcción como para la operación de la Planta Satelital de Regasificación (PSR). el suministro de agua es necesario para actividades como limpieza, enfriamiento de equipos, servicios higiénicos y sistemas de protección contra incendios, entre otros.

Actualmente, el 85% de distrito de San Jerónimo es abastecida por el sistema de distribución de agua potable proveniente del sistema Vilcanota, administrada por la empresa SEDA CUSCO. El 15% restante del distrito es atendido por la Municipalidad distrital de San Jerónimo, mediante sistema de captación de aguas subterráneas y/o manantes.

La existencia de estos sistemas en la zona evidencia la disponibilidad de recursos hídricos, lo cual favorece la implementación del proyecto. No obstante, será necesario coordinar con las entidades competentes para la gestión del suministro, verificar la capacidad de abastecimiento y de ser necesario, evaluar soluciones complementarias como la perforación de pozos o la construcción de reservorios.

3.3.13. Disponibilidad de servicios para PSR

La disponibilidad de servicios básicos en el distrito de San Jerónimo representa un factor clave para asegurar tanto la construcción como la operación eficiente de la Planta Satelital de Regasificación (PSR). Estos servicios incluyen telecomunicaciones, conectividad y otros recursos esenciales para el funcionamiento continuo de los sistemas de control, monitoreo remoto y coordinación logística.

De acuerdo con los indicadores publicados por OSIPTEL, la cobertura y calidad de los servicios móviles en el distrito de San Jerónimo presentan valores aceptables para los requerimientos del proyecto. El indicador de calidad de servicio móvil alcanza un 68.79%, calificado dentro del rango “adecuado”. En cuanto a la calidad de voz para llamadas móviles, el distrito muestra un desempeño destacado con un valor de 83.28%. asimismo, la calidad del servicio de internet móvil registra un valor de 59.13%, considerado adecuado para la transmisión de datos y comunicaciones operativas.

Estos niveles de conectividad que se detalla en la tabla 21, que respaldan la viabilidad técnica de la instalación de la PSR, ya que permiten garantizar el funcionamiento de los sistemas automatizados, las comunicaciones entre operadores y centros de control, así como el soporte en tiempo real para la operación y mantenimiento de la planta.

Tabla 21

Rangos de calificación de servicios de telecomunicaciones

Rango	Calificación
0 – 49%	Oportunidad de mejora
50% - 89%	Adecuado
90% - 100%	Destacado

Fuente: OSIPTEL (2021)

CAPÍTULO IV

ESTUDIO DE TAMAÑO DE LA PLANTA

4.1. Tamaño de la Planta Satelital de Regasificación (PSR) de GNL

El tamaño de la planta está directamente relacionado con la demanda potencial de gas natural en el área del proyecto. Según las proyecciones al año 30, se estimó un total 32 181 usuarios potenciales. En función a ello, el tamaño óptimo estimado de la Planta Satelital de Regasificación (PSR) debe ser capaz de abastecer dicha demanda en Sm^3/hora de Gas Natural.

4.2. Relación de tamaño y disponibilidad de GNL

Según el reporte de PERU LNG (2024), en el Perú existe una única planta de producción de GNL, para abastecer el mercado interno y externo. La planta pertenece a la empresa PERU LNG y está ubicada en la zona denominada “Pampa Melchorita”, en el km 163 de la carretera Panamericana Sur, entre las ciudades de Lima e Ica. La planta tiene una producción anual de $5\,543\,616.20\text{ m}^3/\text{año}$ de GNL, como se detalla en la tabla 22.

Tabla 22

Producción de GNL en la planta Melchorita, de mayo a diciembre del año 2023

Mes	Producción promedio ($\text{m}^3/\text{día}$)	Producción promedio (m^3/mes)
Mayo	21 910.21	438 204.20
Junio	25 833.19	516 663.80
Julio	14 669.14	293 382.80
Agosto	10 077.16	201 543.20
Setiembre	26 761.41	535 228.20
Octubre	21 164.69	423 293.80
Noviembre	19 187.81	383 756.20
Diciembre	27 042.11	540 842.20
Total	277 180.81	5 543 616.20

Fuente: (OSINERGMIN, 2023)

4.3. Relación de tamaño y tecnologías disponibles para la regasificación de GNL

La disponibilidad de tecnologías existentes en el mercado constituye un criterio clave para establecer el tamaño de la planta en función a la demanda de gas natural. Para lo cual se han identificado los equipos disponibles en el mercado con las condiciones de operación requeridas para la planta, como se detalla en la tabla 23.

Tabla 23

Tecnologías disponibles para proceso de regasificación de GNL

Equipos requeridos	Disponible en el mercado		Fabricante
	SI	NO	
Tanque de almacenamiento, Presión máxima de servicio 10 bar	X		CHART
Vaporizadores, Caudal nominal total de vaporización de GN 1 947 (Sm ³ /h)	X		LOAR
Regulador de presión para un caudal de 1 947 (Sm ³ /h)	X		PIETRO FIORENTINI
Medidor de gas para un caudal de 1 947 (Sm ³ /h)	X		PIETRO FIORENTINI
Otros accesorios de Estación de Regulación y Medición (Filtro de gas, válvulas mariposa, manómetros, bridas y reducciones).	X		REDEFIL, BRAY
Odorizador, Presión de trabajo 4 bar	X		LEWA
Calderas de agua caliente, Potencia útil máxima 16 kW	X		BUDERUS
Bombas Centrifugas de agua (caldera – vaporizadores)	X		BUDERUS
Recalentador de GN, Caudal en tubos 1 947 Sm ³ /h	X		ARROSPE

Nota: las páginas web de los fabricantes se encuentran en el anexo 01

4.4. Relación de tamaño y financiamiento

El financiamiento del proyecto constituye un factor determinante en la definición del tamaño de la planta. Para lo cual se prevé un financiamiento bancario de 60 % con una TIEA de 15%, mientras que el 40% deberá ser aportado como capital propio.

4.1. Relación de tamaño y la demanda disponible

La demanda estimada para el presente proyecto asciende a 32 181 usuarios potenciales proyectado al año 30, la cual es un factor determinante para definir el tamaño de planta. Según los cálculos realizados en el estudio de mercado, cada usuario tendrá un consumo promedio de 22 Sm^3 /mes, en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián.

4.2. Relación de tamaño y capacidad instalada

La capacidad instalada de la planta debe ser capaz de regasificar $707\,982 \text{ Sm}^3$ /mes de GN, volumen suficiente para abastecer a los usuarios potenciales proyectados en base al consumo promedio de gas natural por vivienda. Es importante señalar algunos factores limitantes que puede disminuir la efectividad de los regasificadores, como los descensos de temperatura. Para mitigar este efecto, se definió la instalación de una caldera para compensar la energía requerida y asegurar la continuidad del servicio.

4.3. Relación de tamaño y tecnologías para vaporizadores.

La selección de tecnologías de vaporización constituye una decisión estratégica que influye directamente en la eficiencia energética, costos de operación y condiciones de seguridad de la planta satelital de regasificación. En la literatura técnica y en experiencias internacionales, existen cuatro tecnologías principales los cuales se muestran en la tabla 24.

Tabla 24*Comparación técnico económico de tecnologías de vaporizadores*

Tecnología	Principio de operación y costos	Eficiencia térmica	Costo operativo relativo	Requerimientos de seguridad
Vaporizador atmosférico (Ambient Air Vaporizer, AAV)	El GNL fluye por intercambiadores que absorben calor del aire ambiente	Moderada a baja (70 % – 80 %)	Bajo (no requiere energía externa o combustible)	Protección frente a heladas/congelamiento, riesgo por condiciones climáticas extremas
Vaporizador de tablero abierto (Open Rack Vaporizer , ORV)	Se usa agua como fuente de calor, fluyendo sobre tubos por donde circula el GNL	Alta (90 % – 95 %)	Bajo/moderado (trabaja con el calor del agua)	Control de corrosión, manejo de descarga de agua fría, requisitos medioambientales de retorno de agua
Vaporizador de combustión sumergida (Submerged Combustion Vaporizer, SCV)	Quemadores sumergidos calientan un medio líquido (agua) que transfiere calor al GNL en serpentina o intercambiador	Alta (90 %)	Moderado a alto (consumo de combustible, mantenimiento de quemadores)	Seguridad contra llama directa, control de la combustión, mezcla de gases, ventilación adecuada
Vaporizador de carcasa y tubo (Shell-and-Tube Vaporizer)	Intercambio de calor mediante un fluido intermedio (por ejemplo, agua caliente) que fluye por carcasa o tubos, calentando el GNL en el lado opuesto	Moderada a buena (depende del diseño del intercambiador y del fluido intermedio)	Moderado	Integridad del intercambio, posibilidad de fugas, compatibilidad de materiales criogénicos

4.4. Relación tamaño y autonomía del tanque

La autonomía del tanque debe garantizar el suministro continuo de gas natural durante el transporte de GNL, cuyo recorrido desde la Pampa Melchorita hasta la ciudad del Cusco requiere aproximadamente de hasta por 24 horas. Asimismo, es necesario considerar los conflictos sociales que pueden ocasionar cierre de vías de hasta 48 a 72 horas, aunado a ello los desastres naturales como deslizamientos, derrumbes, desborde de ríos, entre otros.

4.4.1. Contingencia en relación a la autonomía del tanque

Las contingencias permiten analizar la vulnerabilidad en el transporte y abastecimiento de GNL hacia la planta de regasificación ubicada en el distrito de San Jerónimo, región del Cusco. Este análisis abarca tiempos de paralización por bloqueo de carreteras, desastres naturales, desabastecimiento de GNL y otros retrasos imprevistos en la ruta. La matriz de análisis de contingencias se visualiza en la tabla 25.

Tabla 25

Análisis de contingencias en relación a la autonomía del tanque

Evento de Riesgo	Causa Inmediata	Impacto en el Suministro	Tiempo de Afectación	Medida de Mitigación	Plan de Contingencia
Bloqueo de carreteras por conflicto social	Paros	Interrupción total del tránsito de cisternas hacia Cusco.	48 a 72 horas	Mantener un stock de seguridad física en la planta de Cusco equivalente a 3 días de consumo.	Desviar unidades a zonas de parqueo seguro identificadas en ruta; Activar racionamiento según prioridades.
Interrupción de vía por desastre natural	Deslizamientos, derrumbes, desborde de ríos (lluvias).	Obstrucción de la carretera, varamiento de unidades.	24 a 48 horas	Monitoreo diario de alertas climáticas (SENAMHI), monitoreo de estado de vías (SUTRAN).	Activación de rutas alternas previamente mapeadas; Coordinación con el MTC para liberación rápida.
Desabastecimiento GNL	Bloqueo o desastre que supera el umbral máximo de 72h.	Agotamiento del stock local en Cusco; corte del servicio.	Más de 72 horas	Al año 20 adicionar la capacidad de almacenamiento local considerando la suma de autonomía (Viaje 24h + Bloqueo 72h = 96h).	Aplicar el Plan de Gestión de la Demanda (priorizar hospitales, hogares y suspender industrias)
Otros retrasos imprevistos en ruta	Fallas mecánicas de la cisterna o accidentes.	Desfase en la hora de llegada programada a Cusco.	Hasta 24 horas	Monitoreo constante mediante GPS de las unidades en ruta	Solicitar envío de cargamento de GNL desde la planta

CAPITULO V

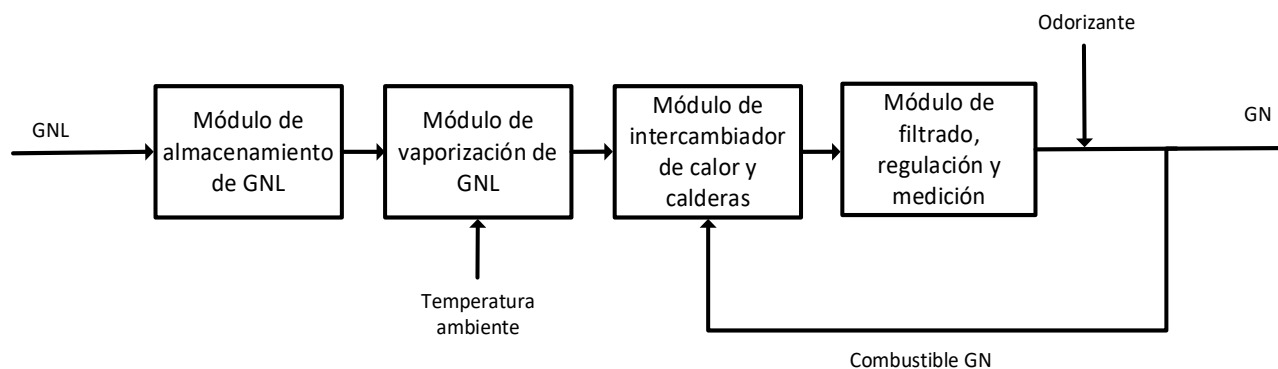
ESTUDIO DE INGENIERÍA

El estudio de ingeniería para el proyecto es un análisis técnico en el cual se detalla las siguientes variables: diagrama de bloques, diagrama de flujo del proceso de regasificación de GNL, balance de materia y energía, capacidad de almacenamiento, maquinarias y equipos (Cevallos et al., 2022).

5.1. Diagrama de bloques de procesos

Figura 11

Diagrama de bloques de proceso



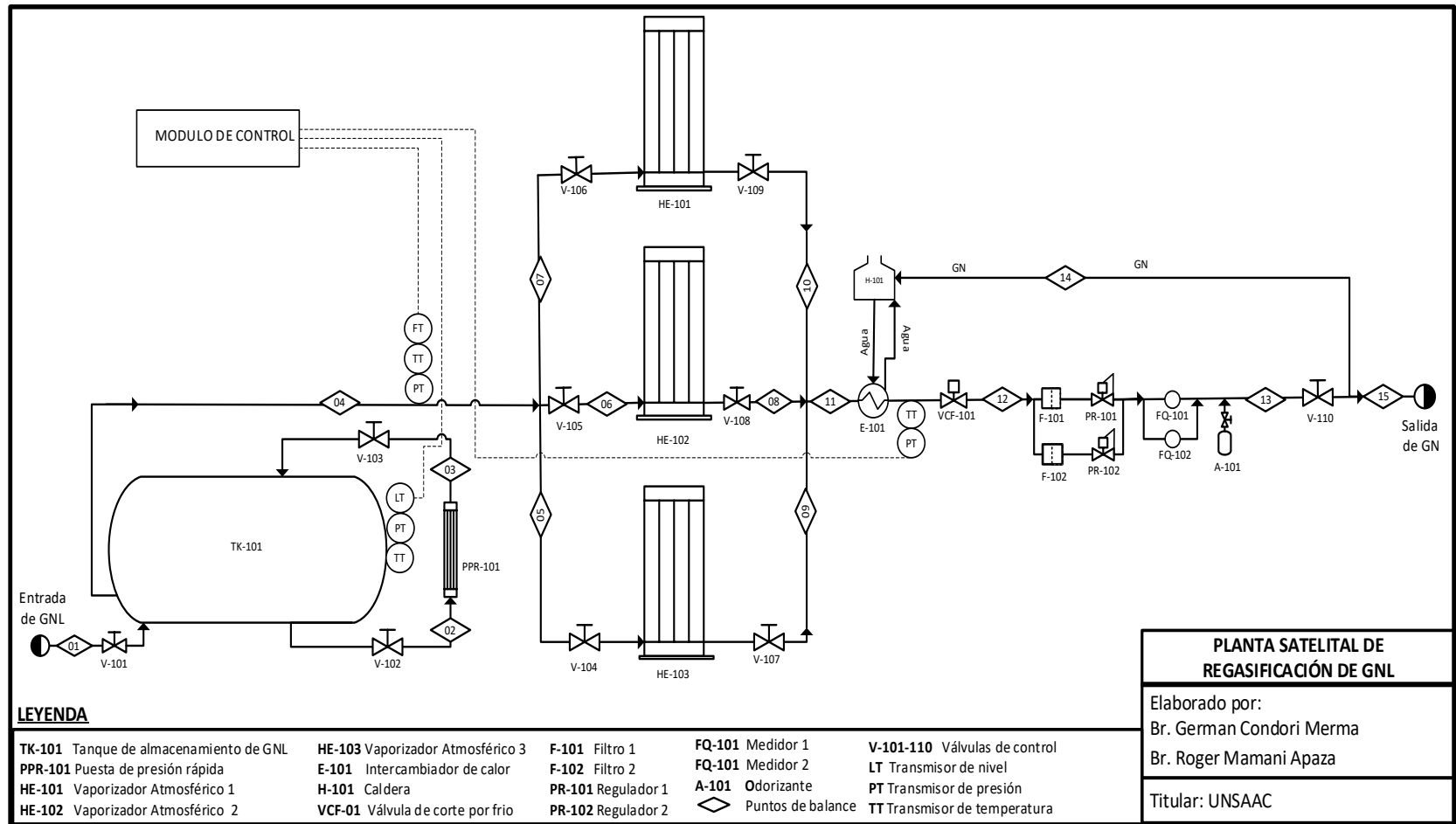
Como se detalla en la figura 11, cada uno de estos módulos cumplen una función específica dentro del proceso de regasificación y su integración garantizando el desempeño seguro, eficiente y continuo de Planta Satelital de Regasificación (PSR).

5.2. Diagrama de flujo de proceso de PSR

La planta satelital de regasificación de gas natural licuado está conformada por un conjunto de sistemas y dispositivos interconectados que permite su operación continua, segura y eficiente.

Estos incluyen el módulo de recepción y transferencia de GNL, tanques de almacenamiento criogénico, válvulas de control y seguridad, vaporizadores atmosféricos, calderas, sistemas de regulación de presión, sistema de medición de caudal, unidad de odorización y finalmente red de distribución de gas natural (Torres & Gomez, 2024).

El diagrama de flujo del proceso, presentado en la figura 12, representa gráficamente la secuencia lógica de operación, permitiendo visualizar el recorrido de GNL desde su descarga hasta su entrega en fase gaseosa. Este esquema es fundamental para el diseño, dimensionamiento y control operacional de la PSR.

Figura 12*Diagrama de flujo de proceso de PS*

Según a la figura 12, el sistema inicia en la corriente 01, donde se realiza el trasiego de Gas Natural Licuado (GNL) desde el camión cisterna hacia el tanque de almacenamiento criogénico TK-101, el tanque de almacenamiento cuenta con un diseño especial de doble envolvente: una interna de acero inoxidable y una externa de acero al carbón. El espacio intermedio está aislado al vacío o con perlita expandida, lo que permite conservar el GNL a una temperatura de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$, bajo una presión de diseño de 12 bar, garantizando seguridad térmica y estructural, además, este cuenta con un Presión de Puesta Rápida (PPR-101) para mantener la presión de operación de 10 bar. En la zona de regasificación, la planta cuenta con vaporizadores atmosféricos (HE-101, HE-102 y HE-103), los cuales operan en modo alternado de dos en dos, permitiendo continuidad operacional. El GNL circula a través del interior de los tubos verticales en serpentín hechos de aluminio con aletas, donde capta energía del ambiente para cambiar de fase. Si la temperatura del ambiente no es suficiente para alcanzar las condiciones operativas del gas natural, se activa la caldera H-101 para suministrar calor a través de agua caliente al intercambiador de calor E-101, hasta alcanzar una temperatura de salida de $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ de gas natural. Además, se ha considerado un sistema de seguridad por temperatura: la válvula de corte por frío VCF-01 se bloquea automáticamente si se detecta que la temperatura del gas natural regasificado es inferior a $5\text{ }^{\circ}\text{C}$, evitando el ingreso de gas frío a los equipos aguas abajo. Posteriormente, el gas regasificado es conducido hacia los filtros F-101 y F-102, encargados de eliminar impurezas sólidas o partículas que puedan afectar los equipos o la calidad del gas. Luego, el flujo pasa al sistema de regulación de presión, compuesto por los reguladores PR-101 y PR-102, donde la presión es reducida desde 10 bar hasta un valor operativo de 4 bar, adecuado para la red de distribución. A continuación, el caudal de gas es monitoreado a través de los medidores QF-101 y QF-102, los cuales registran el volumen y la energía entregada. Inmediatamente después, el gas natural es odorizado mediante la inyección de ter-butilmercaptano

en el sistema A-101, con el objetivo de facilitar su detección en caso de fugas, conforme a los estándares de seguridad y finalmente, el gas natural regasificado, a condiciones adecuadas de presión, temperatura y calidad es enviado a la red de distribución, permitiendo su utilización segura en los domicilios.

5.3. Descripción funcional y dimensionamiento de los módulos de la PSR.

5.3.1. Módulo de descarga de GNL.

Este módulo permite la transferencia segura del gas natural licuado desde la unidad de transporte (cisterna criogénica) hacia los tanques de almacenamiento. Está compuesto por brazos de descarga criogénica, líneas de transferencia, válvulas de aislamiento y sistemas de control de presión y temperatura, para asegurar la operación bajo condiciones criogénicas.

Como referencia para el presente proyecto se han considerado las plantas de la concesión Suroeste, que comprende PSR Arequipa la Joya, PSR Arequipa Norte y Sur, PSR Ilo, PSR Moquegua y PSR Tacna. En la tabla 26 se presentan las tecnologías para la descarga de GNL utilizadas en la mencionada concesión.

Tabla 26

Tecnologías utilizadas para la descarga en la concesión Suroeste

PSR	Tecnología de descarga de GNL
Arequipa la Joya	-Descarga mediante mangueras criogénicas, con válvulas de aislamiento, sistema ESD (aislamiento de flujo automático)
Arequipa Norte y Sur	-Descarga mediante mangueras criogénicas, con válvulas de aislamiento, sistema ESD
Ilo	-Descarga mediante mangueras criogénicas aisladas al vacío ESD
Moquegua	-Sistema de descarga mediante mangueras criogénicas, con válvulas de aislamiento, sistema ESD
Tacna	-Descarga mediante mangueras criogénicas, con válvulas de aislamiento, sistema ESD

Fuente: (FENOSA, 2017b)

Según la tabla 26, para el sistema de descarga del presente proyecto se definió utilizar mangueras criogénicas aisladas al vacío, con válvulas de aislamiento (Sistema ESD) debido a su alta confiabilidad y seguridad en referencia a las plantas existen en el sur de país. La representación gráfica del módulo de descarga se presenta en el anexo 2.

5.3.2. Módulo de almacenamiento de GNL

El módulo de almacenamiento está constituido por un tanque horizontal de doble envolvente, diseñado para conservar el GNL a una temperatura criogénica de $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$. La parte interna está fabricada en acero inoxidable, mientras la parte externa de acero al carbono; entre ambos se dispone un sistema de aislamiento. El diseño incorpora sistemas de alivio de presión, válvulas de corte, sistema de seguridad, Puesta a Presión Rápida (PPR) y medidores de presión, temperatura y nivel.

5.3.2.1. Comparación de tecnologías de almacenamiento

El almacenamiento de GNL depende del material utilizado como aislamiento entre la capa interna y externa del tanque. Los sistemas más comúnmente empleados son poliuretano, perlita sellada al vacío y el sistema multilayer (MLI). En la tabla 27 se presentan tipos de aislamiento para el almacenamiento de GNL.

Tabla 27

Tipos de aislamiento para almacenamiento de GNL

Tipo de aislamiento	Almacenamiento	Conductividad térmica	Costo
Poliuretano	5 días sin venteo	$22 \cdot 10^{-3}\text{ W/mK}$	Bajo
Perlita sellado al vacío	14-20 días sin venteo	$1.5 \cdot 10^{-3}\text{ W/mK}$	Moderada
Sistema Multilayer (MLI)	25 días sin venteo	$< 0.1 \cdot 10^{-3}\text{ W/mK}$	alta

Fuente: (FENOSA, 2017b)

Según la tabla 27, para el presente proyecto se definió contar con perlita sellado al vacío como aislamiento térmico, por su costo promedio moderada y almacenamiento sin venteo necesario de hasta 20 días, a comparación de un aislamiento MLI y poliuretano. En la figura 13 se muestra la representación del tanque de almacenamiento de GNL.

Figura 13

Representación del tanque de almacenamiento de GNL



Fuente: (LAPESA, 2025)

5.3.3. Cálculo de capacidad de almacenamiento de GNL

Para el dimensionamiento del sistema de almacenamiento criogénico para la Planta Satelital de Regasificación (PSR), es fundamental considerar tanto las condiciones ambientales locales como las propiedades fisicoquímicas de GNL. En ese sentido, se ha tomado como referencia las condiciones climatológicas promedio del distrito de San Jerónimo, las cuales influyen directamente en el diseño térmico y parámetros operativos del sistema de

almacenamiento. A continuación, se detallan las principales condiciones climáticas del área de estudio, así como las propiedades relevantes de GN a considerar:

Tabla 28

Condiciones para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de GNL

Descripción	Valores
Temperatura promedio de Cusco ($T_{\max}$: 25°C – $T_{\min}$: 0°C)	12.5 °C
Presión promedio en Cusco	0.69 bar
Calor latente de vaporización de GNL	$\lambda_{\Delta h} = 510 \frac{KJ}{Kg}$
Capacidad calorífica a presión constante GNL	$C_p = 2.219 \frac{KJ}{Kg * K}$
Densidad del Gas Natural	$\rho_{GN} = 0.74 \frac{Kg}{m^3}$
Densidad del Gas Natural Licuado	$\rho_{GNL} = 449.5 \frac{Kg}{m^3}$

Fuente: (LIMAGAS, 2024)

Las propiedades presentadas en la tabla 28, son fundamentales para establecer la energía requerida para la regasificación de GNL, así como para determinar los volúmenes de almacenamiento necesarios.

5.3.3.1. Cálculo de consumo de GN en Sm³/mes

El cálculo de consumo mensual de gas natural a condiciones estándar se realizó considerando una población objetiva de 32 181 usuarios potenciales proyectados al año 30.

Asumiendo un consumo promedio mensual de 22 Sm³/mes por vivienda. Multiplicado por la cantidad viviendas se tiene un consumo promedio mensual de 707 982.00 Sm³/mes de gas natural.

$$\text{Consumo} = 32\,181 * 22 \frac{\text{Sm}^3}{\text{mes}}$$

$$\text{Consumo} = 707\,982.00 \frac{\text{Sm}^3}{\text{mes}}$$

5.3.3.2. Cálculo de consumo de GN en Sm³/día

Una vez estimado el consumo mensual de gas natural de 707 982.00 Sm³/mes, se procedió a calcular el consumo diario promedio de 23 599.40 Sm³/día, para el dimensionamiento adecuado de los equipos de regasificación y establecer la capacidad operativa requerida.

$$\text{Consumo} = 707\,982.00 \frac{\text{Sm}^3}{\text{mes}} * \frac{1\text{mes}}{30\text{días}}$$

$$\text{Consumo} = 23\,599.40 \frac{\text{Sm}^3}{\text{día}}$$

5.3.3.3. Cálculo de consumo de GN en Sm³/hora

Para el cálculo de consumo de gas natural por hora, se consideró un tiempo efectivo de consumo de 4 horas por día y un factor de simultaneidad de 0.33 (aplicable para más de 1 000 viviendas conectables). El factor de simultaneidad se utiliza para estimar la cantidad de usuarios que hacen uso del gas natural al mismo tiempo (PETROPERU, 2022).

El cálculo de consumo de gas natural en (Sm³/h) se estima a partir de la cantidad diaria de gas natural consumido (Sm³/día), multiplicada por el factor de simultaneidad.

$$\text{Consumo} = 23\,599.40 \frac{\text{Sm}^3}{\text{día}} * \frac{1\text{día}}{4\text{h}} * 0.33$$

$$\text{Consumo} = 1\,946.95 \frac{\text{Sm}^3}{\text{h}} = 1\,947 \frac{\text{Sm}^3}{\text{h}}$$

Este valor representa el caudal estimado de gas natural que la Planta Satelital de Regasificación (PSR) debe suministrar durante las horas de mayor demanda. Este parámetro es fundamental para dimensionar la capacidad del vaporizador, sistema de regulación y medición, además para garantizar el flujo de gas natural hacia la red de distribución.

5.3.3.4. Cálculo de consumo de GNL

El volumen de gas natural licuado requerido para la planta, se determinó a partir del consumo mensual de gas natural en condiciones estándar de 707 982.00 Sm³/mes. Para convertir este volumen al estado líquido, se aplicó el factor de conversión estándar de 1m³ de GNL = 600 Sm³ de GN, lo cual permite estimar el volumen de GNL necesaria para abastecer dicha demanda.

$$\text{Consumo de GNL} = 707\,982.00 \frac{\text{Sm}^3}{\text{mes}} * \frac{1\text{m}^3}{600\text{Sm}^3}$$

$$\text{Consumo de GNL} = 1\,179.97 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

Posteriormente, se calculó el consumo diario promedio de GNL, asumiendo una operación continua durante los 30 días del mes.

$$\text{Consumo de GNL} = 1\,179.97 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}} * \frac{1\text{mes}}{30\text{días}}$$

$$\text{Consumo de GNL} = 39.3 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}$$

El resultado obtenido de 39.3 m³/día, representa el volumen diario de GNL que debe ser regasificado para satisfacer la demanda energética de la población proyectada. Dicha información resulta esencial para el dimensionamiento del tanque criogénico de almacenamiento y la evaluación de la autonomía de la PSR.

5.3.3.5. Cálculo de capacidad geométrica del tanque requerida de GNL

Según NTP 111.032-2 (2020), para garantizar la continuidad del suministro de gas natural al sector residencial y comercial, se debe considerar un almacenamiento de GNL para una autonomía mínima de 72 horas (3 días), con el fin de cubrir eventualidades operativas o demora logística en el abastecimiento. Además, Según NTP 111.032-2, se debe considerar un factor de seguridad de 85%, lo que implica que el volumen operativo del tanque no debe exceder el 85% de su capacidad geométrica, con el objetivo de preservar condiciones seguras de almacenamiento y permitir la adecuada expansión del líquido criogénico.

El volumen operativo requerido de almacenamiento se obtuvo multiplicando el consumo diario de GNL por 3 días de autonomía requeridas según la normativa.

$$CGT_{requerido} = 39.30 \frac{m^3}{día} * 3días$$

$$CGT_{requerido} = 118 m^3$$

Luego, se calculó la capacidad geométrica total del tanque (CGT requerido) considerando el factor de utilización de 85%.

$$CGT_{requerido} = \frac{118}{0.85} m^3$$

$$CGT_{requerido} = 138.80 m^3$$

En base al análisis de consumo diario de GNL y la autonomía establecida de 3 días, se determinó que la capacidad geométrica total del tanque criogénico requerido debe ser de 138.80

m³. No obstante, al considerar la disponibilidad comercial estándar de tanques criogénicos, se procedió a seleccionar un tanque de almacenamiento de 150 m³, el cual supera la capacidad requerida, proporcionando así un margen adicional de seguridad y flexibilidad operativa. Esta elección asegura que el sistema de almacenamiento pueda responder eficientemente ante variaciones en la demanda o retrasos en el proceso de recarga.

5.3.3.6. Cálculo de capacidad geométrica del tanque disponible de GNL

Para el sistema de almacenamiento de la Planta Satelital de Regasificación (PSR), se ha seleccionado un tanque criogénico de 150 m³ de capacidad geométrica, correspondiente a una unidad disponible en el mercado que cumple con los requerimientos técnicos y de seguridad.

La capacidad geométrica de almacenamiento (CGA), se calculó considerando un solo tanque:

$$CGA = 150m^3 * 1tanq$$

$$CGA = 150m^3$$

Cálculo de la capacidad máxima de almacenamiento (CMA). En cumplimiento de lo establecido en la NTP 111.032-2, que regula las condiciones de llenado de tanques criogénicos estacionarios para GNL, se establece que los tanques con capacidad superior a 100 m³ deben ser llenados hasta un máximo de 85% de su volumen total. Esto con el fin de prevenir riesgos asociados a la expansión térmica del líquido criogénico.

$$CMA = 150m^3 * 0.85$$

$$CMA = 127.50 m^3$$

Por lo tanto, el tanque seleccionado para la PSR ubicado sector Pillao Matao en el distrito de San Jerónimo, Cusco, deberá ser llenado hasta un máximo de 127.50 m³ de GNL, garantizando así el cumplimiento normativo y condiciones seguras de operación del sistema de almacenamiento.

5.3.3.7. Cálculo de autonomía de tanque

La autonomía del sistema de almacenamiento se define como el número de días que la planta puede operar de manera continua con el volumen de GNL disponible en el tanque, sin requerir una recarga. Esta autonomía depende directamente de la capacidad máxima de almacenamiento útil y del consumo diario de gas natural en condiciones estándar.

Considerando un tanque de 150 m³, el cual, de acuerdo con la NTP 111.032-2, solo puede ser llenado hasta el 85% de su capacidad geométrica, se obtiene un volumen útil de 127.5 m³ de GNL, con la cual se determinó el volumen total equivalente de gas natural disponible. Dado que el consumo diario estimado para la planta es de 23 599.40 Sm³/día. La autonomía del sistema se calcula como:

$$Autonomia = \frac{150m^3 * 1tanq * 0.85}{23\ 599.40 \frac{Sm^3}{día}} * \frac{600Sm^3}{1m^3}$$

$$Autonomia = 3.2\ días$$

Por lo tanto, se concluye que el tanque seleccionado permite una autonomía operativa de aproximadamente 3.2 días sin necesidad de recargar el GNL, lo cual proporciona un margen adecuado para asegurar la continuidad del servicio de gas natural ante posibles retrasos logísticos o interrupción en el abastecimiento.

En la tabla 29 se presenta los principales parámetros calculados para el dimensionamiento y selección del tanque de almacenamiento de GNL en la Planta Satelital de Regasificación (PSR) para el presente proyecto.

Tabla 29

Resumen de valores calculados para el tanque de almacenamiento

Descripción	Valores calculados	
Número de tanques (horizontal)	1.0	Unidad
Capacidad geométrica de tanque requerida	138.8	m ³
Capacidad Máxima de almacenamiento requerido al 85 %	118	m ³
Capacidad geométrica de tanque disponible	150	m ³
Capacidad Máxima de almacenamiento disponible al 85 %	127.5	m ³
Autonomía de tanque	3.2	Días

Nota: El tanque es de tipo horizontal debido por temas de seguridad y disponibilidad de terreno

El equipo requerido se encuentra dentro del rango establecido de 80m³ a 160m³; y es de tipo G, como se detalla en la tabla 30. Considerar estos datos resulta ser fundamental, ya que permite garantizar el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad durante su instalación.

Tabla 30

Tipo de tanque de almacenamiento de GNL

Tipología o tipo	Capacidad de almacenamiento mínimo	Capacidad de almacenamiento máximo
A		Hasta 2m ³
B	Desde 2m ³	Hasta 5m ³
C	Desde 5m ³	Hasta 10m ³
D	Desde 10m ³	Hasta 20m ³
E	Desde 20m ³	Hasta 40m ³
F	Desde 40m ³	Hasta 80m ³
G	Desde 80m ³	Hasta 160m ³
H	Desde 160m ³	Hasta 400m ³
I	Desde 400m ³	Hasta 1500m ³

Fuente: (NTP 111.032-2, 2020)

Según la tabla 30, se puede deducir las distancias de seguridad según la capacidad de almacenamiento seleccionado tipo G. En la tabla 31 se muestra las distancias de seguridad para la instalación de PSR.

Tabla 31

Tabla de distancia de seguridad

Capacidad total instalada (Elementos para proteger)	G (m)
Aberturas de inmuebles, sótanos, alcantarillas o desagües.	20
Motores, interruptores (no antideflagrante), recipientes de materiales inflamables ajenos a la instalación, puntos de ignición controlados.	15
Protección de líneas eléctricas aéreas.	15
Límites de propiedad, vías públicas, carreteras, líneas férreas.	25
Aberturas de centros de afluencia masiva de público.	34

Fuente: (NTP 111.032-2, 2020)

5.3.4. Cálculo de número de cisternas para abastecer la planta

Para garantizar el suministro continuo de GNL a la Planta Satelital de Regasificación (PSR), se evaluó la cantidad de cisternas necesarias en función del volumen mensual de consumo y la capacidad de transporte disponible. El volumen de GNL requerido asciende a 1 179.97 m³/ mes, según los calculo previos realizados.

Además, se tomó como referencia la capacidad máxima de carga de las cisterna criogénicas de la empresa HAM CRIOGÉNICO PERU S.A.C., que es de 52.5 m³ por unidad HAM (2025). En base a esta información, se estimó el número de viajes mensuales requeridos:

$$\text{Numero de cisternas} = \frac{1\,179.97 \frac{m^3}{\text{mes}}}{52.5 m^3}$$

$$\text{Numero de cisternas} = 22.5 \frac{\text{cisternas}}{\text{mes}}$$

Posteriormente, este valor fue convertido a una frecuencia diaria de abastecimiento:

$$\text{Numero de cisternas} = 22.5 \frac{\text{cisternas}}{\text{mes}} \frac{1\text{mes}}{30\text{días}}$$

$$\text{Numero de cisternas} = 0.7 \frac{\text{cisternas}}{\text{días}} = 1 \frac{\text{cisternas}}{\text{días}}$$

En consecuencia, la planta requerirá en promedio una cisterna por día, para satisfacer la demanda de GNL de forma continua a los 32 181 usuarios potenciales proyectados al año 30.

5.3.5. Módulo de vaporización.

5.3.5.1. Vaporizadores de GNL

Es un intercambiador de calor encargado de convertir el Gas Natural Licuado (GNL) en Gas Natural (GN) por medio de un aporte de calor. La Norma Internacional (NFPA, 2023) detalla varios sistemas de vaporización dependiendo al tipo de suministro o fuente de calor que utilizan estos dispositivos; mientras tanto en (Torres & Gomez, 2024) se hace mención los tipos de vaporizadores más comúnmente empleados en la industria de gas natural para el proceso de regasificación de GNL. Entre ellos se incluye: el vaporizador atmosférico, vaporizador de tablero abierto (Open Rack Vaporizer ORV), vaporizadores de combustión sumergida (Submerged Combustion Vaporizer SCV) y vaporizadores de carcasa y tubo (Shell and Tube Vaporizer STV).

5.3.5.2. Comparación tecnologías de vaporización de GNL

En la tabla 32 se presenta una matriz de síntesis detallada de las diferentes tecnologías de vaporización de GNL

Tabla 32*Comparación de tecnologías de vaporización de GNL*

Tecnología	Principio de Operación	Ventajas	Desventajas	Cusco
Tablero Abierto (ORV)	Intercambio térmico usando grandes volúmenes de agua de mar o río que caen por paneles.	-Costo operativo muy bajo. -Alta capacidad y seguridad.	-Necesita cercanía a grandes volúmenes de agua. -Impacto térmico en el agua residual.	Cusco no cuenta con grandes volúmenes de agua o caudal continuo.
Combustión Sumergida (SCV)	El calor se genera quemando gas en un baño de agua donde se sumergen los tubos de GNL.	-Eficiencia térmica alta (98%).	-Consumo del propio combustible. -Emisiones de CO ₂ .	Depende del propio consumo de gas.
Carcasa y Tubo (STV)	Intercambio cerrado usando un fluido térmico intermedio (glicol, agua caliente o vapor).	-No depende del ambiente exterior.	-Requiere un sistema auxiliar de calentamiento. -Emisiones de CO ₂ .	Depende del propio consumo de gas.
Atmosférico (AAV)	Usa el calor relativo del aire ambiental mediante convección natural o forzada en tubos aleteados.	-Mínimas emisiones contaminantes. -Mantenimiento menos complejo.	-Caída de eficiencia por escarcha. -Sensible al extremo frío. -Ocupa mayor área física.	Viable (funcionamiento alternado - descongelamiento).

Según la tabla 32, El vaporizador definido para el presente proyecto es de tipo atmosférico, ya que esta tecnología no requiere quemar combustible ni uso de electricidad para generar calor. En efecto, el costo operativo disminuye y además no genera contaminación ambiental.

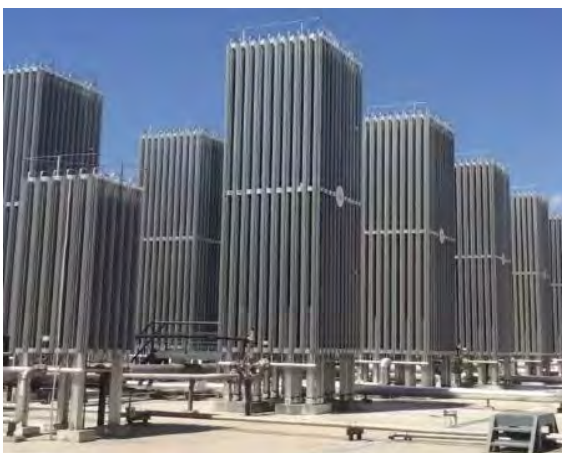
Para condiciones de temperaturas extremas, y para evitar la disminución de eficiencia por la formación de escarcha, se ha considerado la instalación de un vaporizador adicional. Este permitirá el funcionamiento alterno bajo el esquema 2-1 (2 en funcionamiento y 1 en descongelamiento).

a. Vaporizador atmosférico

Es un dispositivo que utiliza la temperatura del medio ambiente para vaporizar el Gas Natural Licuado (GNL). EL proceso se lleva a través de tubos provistos de aletas de aluminio, donde se produce la transferencia de calor desde el entorno hacia el fluido criogénico. La figura 14 presenta los vaporizadores atmosféricos de GNL.

Figura 14

Vaporizadores atmosféricos



Fuente: (MINWEN, 2025)

El uso de vaporizadores atmosféricos para la Planta Satélite de Regasificación (PSR), en el distrito de San Jerónimo, sector Pillao Matao, se fundamenta bajo los siguientes criterios técnicos y económicos:

- ✓ Clima favorable, la temperatura promedio en el distrito de San Jerónimo es de 12.5°C ($T_{\text{max}}: 25^{\circ}\text{C} - T_{\text{min}}: 0^{\circ}\text{C}$). Según SSHEELE (2025) los vaporizadores atmosférico pueden operar normalmente en un rango de temperatura de 5°C a 35°C según sus especificaciones técnicas.
- ✓ Eficiencia energética, este tipo de vaporizadores no requieren energía proveniente de combustibles o electricidad, lo cual reduce los costos operativos en la planta (HOUPU, 2025).
- ✓ Experiencias exitosas en los departamentos de Tacna, Moquegua y Arequipa, demuestran la eficacia de uso de vaporizadores atmosféricos en las plantas de regasificación. Actualmente operativas en dichos departamentos (MINEM, 2023).

5.3.5.3. Selección de número de vaporizadores para PSR

En la tabla 33 se muestra la capacidad de vaporizadores y sus dimensiones según la NTP 111.032, con la cual se seleccionó la cantidad de vaporizadores necesarios según la demanda proyectada.

Tabla 33*Tabla de parámetros técnicos de los vaporizadores atmosféricos*

Capacidad (Sm ³ /h)	Modelo		Dim-A (Ancho) mm	Dim-L (Largo) mm	Dim-H (Altura) mm	Peso Kg
600	TAI	600 WT	930	1 380	5 260	710
800	TAI	800 WT	930	1 380	5 260	980
1 000	TAI	1 000 WT	1160	1 380	5 420	1 100
1 500	TAI	1 500 WT	1380	1 380	6 320	1 590
2 000	TAI	2 000 WT	1830	1 380	6 920	2 370

Fuente: (LOAR, 2025)

Para vaporizar 1 947 Sm³/hora de gas natural se necesita dos vaporizadores, las cuales deberán tener una capacidad de 1000 Sm³/hora de regasificación modelo TAI 1000 WT (versión húmeda). Debido a factores ambientales de la zona es necesario incorporar un vaporizador adicional para eliminar el hielo acumulado o que se haya formado. En efecto, la PSR contará con tres vaporizadores atmosféricos.

El funcionamiento de los vaporizadores será alternado, cada módulo de vaporizador contará con una válvula de seguridad de tipo criogénica y una válvula de bloqueo según los requerimientos de la NTP 111.032.

5.3.6. Módulo de intercambiador de calor y calderas.

Este sistema proporciona la fuente térmica necesaria para la vaporización del GNL. Las calderas generan agua caliente o vapores que circulan a través de los intercambiadores de calor, transfiriendo energía al GNL. El control de la temperatura es crítico para garantizar una regasificación estable sin sobrecalentamiento de gas natural. El diagrama P&ID del módulo de intercambiadores de calor y calderas se detalla en el anexo 2.

5.4. Cálculo de potencia para la caldera

A partir de 1 947.00 Sm³/h de GN se calcula el caudal másico, utilizando la densidad del GN igual a 0.74 kg/m³, mediante la ecuación 10.

$$\dot{m}_{GN} = Q_{GN} * \rho_{GN} \quad (10)$$

Dónde: $\dot{m}_{GN}$ = caudal másico de GN, Q_{GN} = caudal volumétrico de GN, ρ_{GN} = densidad de gas natural

Remplazando en la ecuación 10 se obtiene:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{GN} &= 1\,947.00 \frac{\text{Sm}^3}{\text{h}} * 0.74 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \\ \dot{m}_{GN} &= 1\,441.00 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \end{aligned}$$

Este valor se convierte a segundos para facilitar el diseño térmico del sistema:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{GN} &= 1\,441.00 \frac{\text{kg}}{\text{h}} * \frac{1\text{h}}{3\,600\text{s}} \\ \dot{m}_{GN} &= 0.40 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \end{aligned}$$

Este caudal másico será utilizado para determinar la potencia térmica para las calderas requeridas.

5.4.1. Cálculo de potencia requerida para la caldera

Para garantizar un proceso eficiente de regasificación se requiere calentar el gas natural licuado desde condiciones criogénicas hasta una temperatura adecuada para su distribución. En este caso, la temperatura de entrada (Te) de GN al intercambiador es de -11 °C, y una temperatura de salida (Ts) de GN desde el intercambiador de 5 °C, la variación de temperatura se calcula mediante la ecuación 11.

$$\Delta T = T_s - T_e \quad (11)$$

Remplazando en la ecuación 11 se obtiene:

$$\Delta T = 5^{\circ}\text{C} - (-11^{\circ}\text{C})$$

$$\Delta T = 16^{\circ}\text{C} = 16\text{K}$$

Con el caudal másico de GN igual a 0.40 kg/s, calor específico a presión constante del gas natural (C_p) equivalente a 2.219 kJ/ kg*K y con la variación de temperatura determinado, se calcula la potencia térmica requerida para el proceso de recalentamiento se calcula mediante la ecuación 12.

$$P = \dot{m}_{GN} * C_p * \Delta T \quad (12)$$

Remplazando en la ecuación 12 se obtiene:

$$P = 0.40 \frac{\text{kg}}{\text{s}} * 2.219 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} * \text{K}} * 16\text{K}$$

$$P = 14.22 \frac{\text{kJ}}{\text{s}}$$

$$P = 14.22 \text{ kW} = 1.45 \text{ BHP}$$

5.4.2. Cálculo de potencia total

Según ENDESA (2025) la eficiencia nominal estándar para las calderas industriales es entre 85% y 92%, para el equipo en la planta se definió una eficiencia de 90%, lo que refiere que el 90% del combustible (GN) se convertirá en calor utilizable para el proceso de regasificación de GNL.

$$P_{total} = \frac{P_{util}}{n}$$

$$P_{total} = \frac{14.22 \text{ kw}}{0.90}$$

$$P_{total} = 15.8 \text{ kW}$$

$$P_{total} = 16 \text{ kW}$$

En función de esta potencia requerida del recalentador calculada, se planteó la instalación de dos calderas de 16 kW cada una, de las cuales una de ellas opera en modo activo y la otra permanecerá como reserva, garantizando la continuidad operativa del sistema ante mantenimientos o fallas. De esta manera, la planta requerirá una potencia total instalada de 32 kW, asegurando el calentamiento constante del gas natural antes de su distribución. En la tabla 34 se muestra el resumen de valores calculados de la potencia requerida para las calderas.

Tabla 34

Resumen de valores calculados de la potencia requerida para las calderas

Descripción	Valores
Caudal volumétrico de GN	1 947.0 Sm ³ /h
Caudal másico de GN	0.40 kg/s
Potencia total individual requerida para la caldera con 90% de eficiencia	16 kW
Potencia total requerida para dos calderas	32 kW

5.5. Cálculo de caudal de GN requerido para una caldera.

Para obtener el caudal de GN requerido se utilizó de caudal de diseño de instalación según la ecuación 13, según (PETROPERU, 2022).

$$Q_{si} = 1.1 * \frac{P}{H_s} \quad (13)$$

donde:

Q_{si} : caudal de diseño de la instalación.

P : potencia de diseño de la instalación individual.

H_s : poder calorífico superior de GN suministrado: 11.93 kWh/kg

Remplazando en la ecuación 13.

$$Q_{si} = 1.1 * \frac{16 \text{ kW}}{11.93 \text{ kWh/kg}}$$

$$Q_{si} = 1.5 \text{ kg/h}$$

Se requerirá un caudal 1.5 kg/h de gas natural para que trabaje la caldera. Es importante mencionar que la caldera no opera de manera continua, está sujeta a las condiciones climatológicas en el distrito de san Jerónimo, Cusco, como se detalla en la tabla 35.

Tabla 35

Régimen de operación estacional e intermitente para la caldera

Periodo/meses	Rango de temperatura en San Jerónimo	Estado de vaporizadores atmosféricos	Estado de caldera (90% eficiencia)	Observaciones
Mayo - Agosto (Noche/Madrugada)	-2°C - 5°C	Pérdida de capacidad / Congelamiento	Encendida (Carga Variable)	Evitar caída de presión en red de GN
Mayo - Agosto (Día)	15°C - 20°C	Operación normal	Stand-by / Apagada	Aprovechar la radiación solar
Septiembre - Abril (Todo el día)	6°C - 25°C	Operación al 100% de capacidad	Apagada (Reserva)	Consumo cero de combustible

5.5.1. Cálculo de caudal de diseño de la bomba de agua caliente.

Para determinar el caudal de diseño de la bomba de circulación de agua caliente se utiliza la ecuación 14 según (PETROPERU, 2022).

$$P = Q * C_p * \Delta T \quad (14)$$

Donde:

Q: caudal de diseño de las bombas de circulación m³/h.

P: potencia requerida por el intercambiador

C_p: poder calorífico superior de GN suministrado: 1.163kWh/m³°C

ΔT: variación de temperatura de GN en el intercambiador de los valores descritas en el ítem (5.4.1)

Despejando y emplazando en la ecuación 14.

$$Q = \frac{16 \text{ kWh}}{1.163 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3 \text{°C}} * (5 - (-11)) \text{°C}}$$

$$Q = 0.89 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$$

El caudal de agua caliente necesario es de 0.9 m³/h que debe pasar por el intercambiador de calor para calentar el GNL, por lo tanto, se debe seleccionar una bomba con esta capacidad de diseño.

5.5.2. Módulo de filtrado, regulación, medición y odorización.

Este módulo acondiciona el gas natural regasificado antes de su entrega. Incluye filtros para eliminar impurezas, reguladores de presión para mantener condiciones seguras en la línea de distribución y sistema de medición de caudal. Por su parte, este módulo es el responsable de inyectar un agente odorizante (mercaptano) al gas natural regasificado, con el fin de dotar de un olor característico que facilite la detección de fugas. El sistema incluye tanques de almacenamiento

del odorizante, bombas dosificadoras y control automático para garantizar una dosificación precisa y constante. En la figura 15 se muestra la representación gráfica del Módulo de Filtrado, Regulación, Medición y Odorización (ERM).

Figura 15

Representación gráfica del módulo de ERM



En el anexo 02 se presenta el diagrama P&ID completo para el Módulo de Filtrado, Regulación, Medición y Odorización (ERM).

5.6. Selección de equipos para ERM

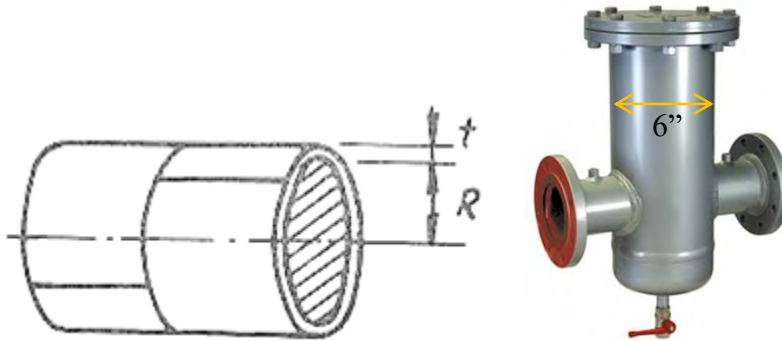
5.6.1. Dimensionamiento del espesor de cuerpo de filtro

Para el dimensionamiento de los filtros se utilizaron fórmulas de esfuerzo circunferencial de UG-27 ASME sección VIII división 1, estas ecuaciones son los que predominan para dimensionar los espesores requeridos de acuerdo a los esfuerzos longitudinales (ASME, 2023).

- a. De acuerdo con radio interno (ASME, 2023).

$$(t \leq \frac{r_i}{2} \text{ o } P \leq 0.385SE)$$

$$t = \frac{PR}{SE - 0.6P} \quad \text{o} \quad P = \frac{SEt}{R - 0.6t} \quad (15)$$



- b. De acuerdo con radio externo (ASME, 2023).

$$(t \leq \frac{r_i}{2} \text{ o } P \leq 0.385SE)$$

$$t = \frac{PR_o}{SE - 0.4P} \quad \text{o} \quad P = \frac{SEt}{R_o - 0.4t} \quad (16)$$

Donde:

t : espesor requerido

P : presión interior de diseño.

S : esfuerzo permisible

R : radio interno

R_o : radio externo

E : eficiencia de la junta soldada

Tabla 36

Datos de diseño para filtros, según ASME

Donde E: Eficiencia de junta soldada	
Código	E
VIII	(Función de Rx y tipo de junta)
Rx 100%	1 ó 0.90
Spot	0.85 ó 0.80
Sin Rx	0.7 a 0.4
Sin junta	1

Fuente: (ASME, 2023), donde: Rx 100% (inspección radiográfica completa de soldadura), Spot (inspección radiografía parcial), Sin Rx (sin inspección radiográfica) y Sin junta (no existe soldadura).

Tabla 37

Valores seleccionados para el diseño de filtro para ERM

VARIABLE	NOTACIÓN	MAGNITUD	UNIDAD
Presión Interior-Diseño (10 bar)	P	145.038	PSI
Temperatura	T	12.5	°C
Para tubería de 6" (Diámetro Exterior)	Dex	168.28	mm
Radio externo	Rex	84.14	mm
Para tubería de 6" (Diámetro Interior)	Din	154.05	mm
Radio interno	Rin	77.025	mm
Espesor adoptado para tubería de 6"	e	7.11	mm
Para tubería de 2" (Diámetro Exterior)	Dex	60.3	mm
Radio externo	Rex	30.15	mm
Para tubería de 2" (Diámetro Interior)	Din	52.48	mm
Radio interno	Rin	26.24	mm
Espesor adoptado para tubería de 2"	e	3.91	mm
Sobre espesor corrosión cuerpo	Co	1.6	mm
Sobre espesor corrosión conexión	Cn	1.6	mm
Esfuerzo permisible ASME	S	35 000	PSI
Eficiencia de soldadura	E	1	
Eficiencia conexión	Ec	1	

Fuente: (ASME, 2023), SECCIÓN VIII Div. I, para tubería SCH40.

- ✓ Según (ASME, 2023) el valor de Co (sobre espesor corrosión cuerpo) y Cn (sobre espesor corrosión conexión) es de 1.6 mm (1/16")
- ✓ El esfuerzo permisible (S): 35 000 PSI
- ✓ Considerando una tubería de 6 pulgadas se tiene un diámetro exterior de 6.625 pulgadas o 168.28 mm.
- ✓ Considerando una tubería de 6 pulgadas se tiene un diámetro interno de 6.065 pulgadas 154.05 mm.

El espesor de diseño debe incluir una medida adicional del espesor de la tubería con el objetivo de compensar la pérdida de material por efectos de la corrosión a lo largo de la vida útil del material. En efecto, el espesor mínimo requerido ($t_{min.req}$) según ASME (2023) queda según la fórmula 17.

$$t_{min. req} = t + t_{corrosion} 1/16" \quad (17)$$

5.6.1.1. Espesor del cuerpo de filtro en función de radio interno

Remplazando en la ecuación 15:

$$t = \frac{145.038 \text{ psi} * 77.025 \text{ mm}}{35\,000 \text{ psi} * 1 - 0.6 * 145.038 \text{ psi}}$$

$$t = 0.32 \text{ mm}$$

El t-corrosión 1/16" equivale a 1.6 mm según lo descrito en la tabla 37. Con los datos previamente calculados, se determinó el espesor mínimo requerido del filtro en función de radio interno, según la ecuación 17.

$$t_{min.req} = 0.32 \text{ mm} + 1.6 \text{ mm}$$

$$t_{min.req} = 1.92 \text{ mm}$$

Tabla 38

Valores calculados para el espesor de cuerpo de filtro en función de radio interno

Descripción	Valores	Unidad
t	0.32	mm
t-corrosión 1/16"	1.6	mm
$t_{min \text{ req}} = t + t_{\text{corrosión 1/16"}}$		
$t_{min.req}$	1.92	mm
$t_{\text{adoptado de tubería SCH40}}$	7.11	mm

Nota: El t_{adoptado} de la tubería de 6" se presenta en la tabla 34.

De la tabla 38, se verifica que el espesor de cuerpo adoptado es mayor que el espesor mínimo requerido (7.11 mm > 1.92 mm). Por lo tanto, el espesor seleccionado satisface el espesor mínimo requerido en función al radio interno.

5.6.1.2. Espesor de cuerpo de filtro en función de radio externo

Remplazando en la ecuación número 16:

$$t = \frac{145.04 \text{ psi} * 84.14 \text{ mm}}{3 \text{ 5000 psi} * 1 - 0.4 * 145.04 \text{ psi}}$$

$$t = 0.35 \text{ mm}$$

El t- corrosión 1/16" equivale a 1.6 mm según lo descrito en la tabla 34. Con los datos previamente calculados, se determinó el espesor mínimo requerido del filtro en función de radio externo, según la ecuación 17.

$$t_{min.req} = 0.35 \text{ mm} + 1.59 \text{ mm}$$

$$T_{min.req} = 1.94 \text{ mm}$$

Tabla 39

Valores calculados para el espesor de cuerpo de filtro en función de radio externo

Descripción	Valores	Unidad
t	0.35	mm
t-corrosión 1/16"	1.6	mm
t_{mínimo req} = t + t_{corrosión} 1/16"		
t _{mínimo} Requerido	1.94	mm
t _{adoptado} de tubería SCH40	7.11	mm

Nota: El t_{adoptado} de la tubería de 6" se presenta en la tabla 34.

De la tabla 39, se verifica que el espesor del cuerpo adoptado es mayor que el espesor mínimo requerido (7.11 mm > 1.94 mm) Por lo tanto, el espesor seleccionado satisface el espesor mínimo requerido en función al radio externo.

5.6.1.3. Cálculo de espesor requerida para cabezal elipsoidal

Los cálculos se realizaron a través de las fórmulas de ASME VIII UG-32. La unión longitudinal es un cabezal de tipo elíptico que se conecta con el cuerpo principal (ASME, 2023).

$$t = \frac{PD}{2SE - 0.2P} \quad 0 \quad P = \frac{2SEt}{D + 0.2t} \quad (18)$$

Donde:

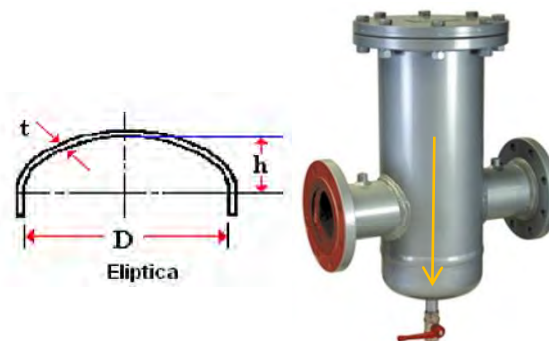
t: espesor requerido

P: presión interior de diseño.

E: eficiencia de soldadura en la junta

S: esfuerzo permisible

D: diámetro interno de la tubería



Con los datos descritos en la tabla 34, se reemplaza los valores en la ecuación 18:

$$t = \frac{145.038 \text{ psi} * 154.05 \text{ mm}}{2 * 35000 \text{ psi} * 1 - 0.2 * 145.038 \text{ psi}}$$

$$t = 0.32 \text{ mm}$$

El t-corrosión 1/16" equivale a 1.6 mm según lo descrito en la tabla 37. Con los datos previamente calculados, se determinó el espesor mínimo requerido de la cabeza elipsoidal en función de radio interno, según la ecuación 17.

$$t_{\min.\text{req}} = 0.32 \text{ mm} + 1.6 \text{ mm}$$

$$t_{\min.\text{req}} = 1.92 \text{ mm}$$

Tabla 40

Valores calculados de espesor requerido para cabezal elipsoidal

Descripción	Valores	Unidad
t	0.32	mm
t-corrosión 1/16"	1.6	mm
$t_{\min.\text{req}} = t + t_{\text{corrosión 1/16"}}$		
$t_{\min.\text{req}}$	1.92	mm
$t_{\text{adoptado de tubería SCH40}}$	7.11	mm

Nota: El t_{adoptado} de la tubería de 6" se presenta en la tabla 34.

De la tabla 40, se verifica que el espesor adoptado para cabezal elipsoidal es mayor que el espesor mínimo requerido (7.11 mm > 1.92 mm). Por lo tanto, el espesor para cabezal elipsoidal seleccionado satisface el espesor mínimo requerido en función al radio interno.

5.6.1.4. Cálculo de espesor de la junta circunferencial

$$t = \frac{PR}{2SE + 0.4P} \quad 0 \quad P = \frac{2SEt}{R - 0.4t} \quad (19)$$

Donde:

t: espesor requerido

P: presión interior de diseño.

E: espesor mínimo requerido

S: esfuerzo permisible

R: radio interno



Con los datos descritos en la tabla 37, se reemplaza los valores en la ecuación 19.

$$t = \frac{145.038 \text{ psi} * 77.025 \text{ mm}}{2 * 35000 \text{ psi} * 1 - 0.4 * 145.038 \text{ psi}}$$

$$t = 0.16 \text{ mm}$$

El t- corrosión 1/16" equivale a 1.6 mm según lo descrito en la tabla 37. Con los datos previamente calculados, se determinó el espesor mínimo requerido de la junta longitudinal en función de radio interno, según la ecuación 17.

$$t_{min.req} = 0.16 \text{ mm} + 1.6 \text{ mm}$$

$$t_{min.req} = 1.76 \text{ mm}$$

Tabla 41

Valores calculados para el espesor de la junta circunferencial

Descripción	Valores	Unidad
t	0.16	mm
t-corrosión 1/16"	1.6	mm
$t_{\min.\text{req}} = t + t_{\text{corrosión } 1/16''}$		
$t_{\min.\text{req}}$	1.76	mm
$t_{\text{adoptado de tubería SCH40}}$	7.11	mm

Según la tabla 41, se verifica que el espesor adoptado de la junta circunferencial es mayor que el espesor mínimo requerido (7.11 mm > 1.76 mm). Por lo tanto, el espesor de la junta circunferencial seleccionado satisface el espesor mínimo requerido en función al radio interno.

5.6.1.5. Cálculo de espesor de la tubería de conexión al filtro

Según la ecuación 15 se obtiene el espesor de la tubería de conexión al filtro.

✓ **Conexión** (con el diámetro interior):

Diámetro nominal: 2 pulgadas, ver tabla 37.

Diámetro interno = 52.48 mm

$$\text{Radio} = \frac{52.48 \text{ mm}}{2} = 26.24 \text{ mm}$$

Remplazado en la ecuación 15.

$$t = \frac{145.038 \text{ psi} * 26.24 \text{ mm}}{35000 \text{ psi} * 1 - 0.6 * 145.038 \text{ psi}}$$

$$t = 0.1 \text{ mm}$$

El t-corrosión 1/16" equivale a 1.6 mm según lo descrito en la tabla 37. Con los datos previamente calculados, se determinó el espesor mínimo requerido del espesor de la tubería de conexión al filtro en función de radio interno, según la ecuación 17.

$$t_{min.req} = 0.1 \text{ mm} + 1.6 \text{ mm}$$

$$t_{min.req} = 1.7 \text{ mm}$$

Se verifica que el espesor adoptado de la tubería de conexión es mayor que el espesor mínimo requerido (3.91 mm > 1.7 mm) según la tabla 37. Por lo tanto, el espesor de la tubería de conexión al filtro seleccionado satisface el espesor mínimo requerido en función al radio interno.

✓ **Refuerzo** (con el diámetro exterior):

Diámetro nominal: 2 pulgadas, ver tabla 37.

Diámetro externo = 60.3 mm

$$\text{radio externo } R_0 = \frac{60.3 \text{ mm}}{2}$$

$$\text{radio externo } R_0 = 30.15 \text{ mm}$$

Remplazando en la ecuación 15:

$$t = \frac{145.038 \text{ psi} * 30.15}{35000 \text{ psi} * 1 - 0.6 * 145.038 \text{ psi}}$$

$$t = 0.125 \text{ mm}$$

El t- corrosión 1/16" equivale a 1.6 mm según lo descrito en la tabla 37. Con los datos previamente calculados, se determinó el espesor mínimo requerido de la tubería de conexión al filtro en función de radio externo, según la ecuación 17.

$$t_{min.requerido} = 0.125 \text{ mm} + 1.6 \text{ mm}$$

$$t_{min.requerido} = 1.71 \text{ mm}$$

Se verifica que el espesor del refuerzo adoptado es mayor que el espesor mínimo requerido (3.91 mm > 1.71 mm) según la tabla 37. Por lo tanto, el espesor del refuerzo de conexión al filtro seleccionado satisface el espesor mínimo requerido en función al radio externo.

Tabla 42

Resumen de valores calculados para los espesores del filtro

Tipo	DN (pulg.)	Espesor calculado (mm)	Espesor adoptado (mm)
Cuerpo (R)	6	1.92	7.11
Cuerpo (R _o)	6	1.94	7.11
Cabezal elipsoidal (R)	6	1.92	7.11
Junta circunferencial (R)	6	1.76	7.11
Conexión (R)	2	1.70	3.91
Refuerzo (R _o)	2	1.71	3.91

Nota: R: en función al radio interior, R_o: en función al radio exterior y DN: diámetro nominal

Según la tabla 42, se ha seleccionado un espesor de 7.11 mm para un diámetro nominal de 6 pulgadas tanto para el cuerpo, cabezal y junta circunferencial del filtro. Asimismo, se ha seleccionado un espesor de 3.91 mm para un diámetro nominal de 2 pulgadas para la conexión y refuerzo de la tubería de conexión al filtro.

5.6.2. Selección de reguladores para ERM

Para la selección de regulador de la ERM se utilizó las ecuaciones de las fichas técnicas de las marcas PIETRO FIORENTINI y TORMENE, cada una con sus condiciones de trabajo según el régimen crítico y subcrítico.

➤ Reguladores de marca PIETRO FIORENTINI

- Para salto de régimen crítico con $Pe \geq 2Pu$:

$$Q = 0.526 * C_g * P_e \quad (20)$$

- Para salto de régimen subcrítico con $Pe < 2P_u$:

$$Q = 0.526 * C_g * P_e * \sin \left(106.79 * \sqrt{\frac{(P_e - P_u)}{P_e}} \right) \quad (21)$$

Q : caudal en Sm^3/h

P_e : presión absoluta de entrada

P_u : presión absoluta de salida

d : gravedad específica

T : temperatura en $^{\circ}\text{C}$

C_g : coeficiente de selección (dato del fabricante)

Los parámetros para selección de reguladores se detallan en la tabla 43

Tabla 43

Datos para la selección del regulador

Variable	Notación	Valores	Unidades
Presión de entrada al regulador	P_1	10	bar
Presión mínima de entrada al regulador	$P_{1-\text{min}}$	4.5	bar
Presión de salida del regulador	P_2	4	bar
Presión atmosférica	P_{atm}	0.69	bar
Caudal nominal requerido en la PSR	Q_r	1 947	Sm^3/h
Gravedad específica	d	0.61	--
Temperatura	T	12.5	$^{\circ}\text{C}$
Presión absoluta = presión manométrica + presión atmosférica (0.69)			
Presión absoluta de entrada al regulador	P_e	10.69	bar
Presión absoluta de entrada al regulador	$P_{e-\text{min}}$	5.19	bar
Presión absoluta de salida del regulador	P_u	4.69	bar

Nota: P_1 , $P_{1-\text{min}}$ y P_2 , presiones manométricas.

Para obtener el coeficiente de caudal (C_g) se utilizó el catálogo del fabricante PIETROFIORENTINI, (2025b), como se muestra en la tabla 44.

Tabla 44*Datos del catálogo de fabricante de coeficiente de caudal*

Coeficiente de caudal						
Ø 280 BP/MP			Ø 280 TR			
Diámetro	25	40	50	25	40	50
Pulgadas	1"	1 ½"	2"	1"	1 ½"	2"
Cg	267	698	818	311	749	811
K1	94	94	86	97	95	97

Fuente: (PIETROFIORENTINI, 2025b)

De la tabla 44, con el diámetro de diseño de 2 pulgadas se obtiene el coeficiente de caudal (Cg) igual a 818.

- Para salto de reducción crítico con $P_e \geq 2P_u$, remplazando en la ecuación 20:

$$Q = 0.526 * C_g * p_e$$

$$Q = 0.526 * 818 * 10.69$$

$$Q = 4\,599.5649 \frac{Sm^3}{h}$$

- Para salto de reducción crítico con $P_e < 2P_u$, remplazando en la ecuación 21:

$$Q = 0.526 * C_g * P_e * \sin\left(106.79 * \sqrt{\frac{(P_e - P_u)}{P_e}}\right)$$

$$Q = 0.526 * 818 * 5.19bar * \sin\left(106.79 * \sqrt{\frac{(5.19bar - 4.69bar)}{4.69bar}}\right)$$

$$Q = 2\,204.8037 \frac{Sm^3}{h}$$

✓ Reguladores de marca TORMENE

- En régimen crítico $P_e \geq 2P_u$:

$$C_g = \frac{Q}{6.97 * P_e} * \sqrt{d(273.15 + T)} \quad (22)$$

- En régimen sub critico $P_e < 2P_u$:

$$C_g = \frac{Q}{13.94} * \sqrt{\frac{d(273.15 + T)}{P_u * (P_e - P_u)}} \quad (23)$$

Donde.

Q : caudal en Sm^3/h

P_e : presión absoluta de entrada

P_u : presión absoluta de salida

d : gravedad especifica

T : temperatura en $^{\circ}\text{C}$

C_g : coeficiente de selección (dato del fabricante)

- En régimen critico $P_1 \geq 2P_2$, remplazando en la ecuación 22.

$$C_g = \frac{Q}{6.97 * P_e} * \sqrt{d(273.15 + T)}$$

$$Q = \frac{C_g * 6.94 * P_e}{\sqrt{d(273.15 + T)}}$$

$$Q = \frac{818 * 6.94 * 10.69}{\sqrt{0.61 * (273.15 + 12.5)}}$$

$$Q = 4617.2326 \frac{\text{Sm}^3}{\text{h}}$$

- En régimen sub crítico $P_e < 2P_u$, reemplazando en la ecuación 23. Se determina el caudal.

$$C_g = \frac{Q}{13.94} * \sqrt{\frac{d(273.15 + T)}{P_u * (P_e - P_u)}}$$

$$C_g = \frac{Q}{13.94} * \sqrt{\frac{d(273.15 + T)}{P_u * (P_e - P_u)}}$$

$$Q = \frac{C_g * 13.94}{\sqrt{\frac{d(273.15 + T)}{P_u * (P_e - P_u)}}}$$

$$Q = \frac{818 * 13.94}{\sqrt{\frac{0.61(273.15 + 0.61)}{4.69 * (5.19 - 4.69)}}}$$

$$Q = 2025.7082 \frac{Sm^3}{h}$$

Tabla 45

Cuadro de resumen cálculos de selección de reguladores para el PSR

Variable	Notación	Régimen crítico	Régimen subcrítico	Unidades
Condiciones de salto de reducción	--	$P_e \geq 2P_u$	$P_e < 2P_u$	--
Caudal promedio de entrega del regulador PIETRO FIORENTINI	Q	4 599.57	2 204.80	Sm^3/h
Caudal promedio de entrega del regulador TORMENE	Q	4 617.23	2 025.71	Sm^3/h
Verificación de la condición de salto	--	OK	OK	--

Nota: Los cálculos se realizaron bajo condiciones de operación máxima de 10 bar (régimen crítico), mínima de 4.5 bar (régimen subcrítico), P_e = presión absoluta a la entrada y P_u = presión absoluta a la salida.

Según la tabla 45, el tipo de regulador tanto de marca FIORENTINI y TORMENE satisfacen el caudal requerido de $1\,947\text{ Sm}^3/\text{h}$ (demanda de GN proyectada), bajo condiciones críticos y subcríticos.

5.6.3. Elección de medidor para ERM

Los datos requeridos para el dimensionamiento del medidor de la ERM se muestran en la tabla 46.

Tabla 46

Datos requeridos para el dimensionamiento del medidor para ERM

Descripción	Valores
Temperatura promedio de la ciudad ($^{\circ}\text{C}$)	12.5
Presión Atmosférica (bar)	0.69
Condiciones de referencia del fabricante	
Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	15
presión (bar)	1.01

En la tabla 47, se visualizan los datos a condiciones estándar para dimensionar el medidor para ERM.

Tabla 47

Condiciones de operación para elección de medidor para ERM

Descripción	Valor	Unidad
Presión regulada Manométrica (P_{reg})	4	bar
Presión atmosférica (P_{atm})	0.69	bar
presión de referencia (P_{ref})	1.01	bar
Temperatura Abs. (Promedio de localidad = 12.5°C) $T_{\text{abs.local}}$	285.65	K
Temperatura Abs. de referencia (fabricante = 15°C) $T_{\text{abs.ref}}$	288.15	K

- Cálculo de factor de compresibilidad F_z mediante la ecuación 24.

$$Fz = 1 + \frac{P_{reg} + P_{atm}}{500} \quad (24)$$

$$Fz = 1 + \frac{4 + 0.69}{500}$$

$$Fz = 1.01$$

- Caudal nominal estándar (Q_{GN}): es el caudal diseño del sistema referido a condiciones estándar de presión y temperatura.

$$Q_{GN} = 1\,947 \frac{Sm^3}{h}$$

- Caudal nominal comprimido ($Q_{n.comp}$): es el caudal de gas natural expresado en condiciones reales de operación, se determina con la ecuación 25.

$$Q_{n.comp} = \frac{Q_{GN} S}{\frac{P_{atm} + P_{reg}}{P_{ref}} * \frac{T_{abs.ref}}{T_{abs.local}} * F_z} \quad (25)$$

$$Q_{n.comp} = \frac{1\,947 \frac{Sm^3}{h}}{\frac{0.69bar + 4bar}{1.01bar} * \frac{288.15K}{285.65K} * 1.01}$$

$$Q_{n.comp} = 413.11 \frac{Sm^3}{h} C$$

- Caudal promedio estándar (Q_{ps}): es el valor medio de caudal volumétrico durante un intervalo de tiempo cuando el consumo varia.

$$Q_{ps} = \frac{1\,947 \frac{Sm^3}{h}}{2}$$

$$Q_{ps} = 973.50 \frac{Sm^3}{h}$$

- Caudal promedio estándar comprimido ($Q_{p.comp}$), es el valor medio del caudal real (comprimido) durante un intervalo de tiempo, se determina con la ecuación 25.

$$Q_{p.comp} = \frac{973.50 \frac{Sm^3}{h}}{\frac{0.69bar + 4bar}{1.01bar} * \frac{288.15K}{285.65K} * 1.01}$$

$$Q_{p.comp} = 206.56 \frac{Sm^3}{h} C$$

- Caudal mínimo estándar.

Es el menor caudal de operación referido a condiciones estándar, necesario para garantizar el funcionamiento continuo, Para el cálculo de caudal mínimo se concederán un total de 3 000 conexiones con un consumo de $181.5 \frac{Sm^3}{h}$.

- Caudal mínimo comprimido: menor caudal volumétrico de gas en condiciones de reales de presión y temperatura se determina con la ecuación 25.

$$Q_{m.comp} = \frac{181.5 \frac{Sm^3}{h}}{\frac{0.69bar + 4bar}{1.01bar} * \frac{288.15K}{285.65K} * 1.01}$$

$$Q_{m.comp} = 38.51 \frac{Sm^3}{h}$$

Tabla 48*Capacidad de condiciones de funcionamiento nominal de medidores*

Modelo	Q max m ³ /h	Q min m ³ /h	Rango max
G 100	160	16	1:10
G 160	250	25	1:10
G 250	400	20	1:20
G 400	650	32	1:20
G 650	1000	50	1:20

Fuente: (PIETROFIORENTINI, 2025a)

Con el caudal máxima comprimido de $413.11 \frac{m^3}{h} C$, de acuerdo con la tabla 48, se selecciona un medidor de capacidad o calibre G-400, con un caudal máximo de hasta $650 \frac{m^3}{h}$ y caudal mínimo de $32 \frac{m^3}{h}$.

Con el medidor seleccionado se procedió a calcular las dimensiones y tipo de medidor. En la tabla 49, se visualiza los parámetros seleccionados de medidor de calibre G-400 con un caudal máximo de medición de $650 \frac{m^3}{h}$ y mínimo de $32 \frac{m^3}{h}$.

Tabla 49*Valores seleccionados para el medidor*

Descripción	Valor	Unidad
Capacidad o calibre G	400	G
Caudal Máximo	650	$\frac{m^3}{h}$
Caudal mínimo	32	$\frac{m^3}{h}$

- Caudal máximo en condiciones de operación, se determina con la ecuación 25.

$$Q_{max.cod.oper} = \frac{650 \frac{Sm^3}{h}}{\frac{0.69bar + 4bar}{1.01bar} * \frac{288.15K}{285.65K} * 1.01}$$

$$Q_{max.cod.oper} = 3\,063.44 \frac{Sm^3}{h}$$

- Se considera un rangueabilidad de 200. Para el cálculo del caudal comprimido mínimo.

$$Q_{c.min} = \frac{650 \frac{Sm^3}{h}}{200}$$

$$Q_{c.min} = 3.25 \frac{Sm^3}{h}$$

- Cálculo de caudal mínimo en condiciones de operación, se determina con la ecuación 25.

$$Q_{min.cod.oper} = \frac{3.25 \frac{Sm^3}{h}}{\frac{0.69bar + 4bar}{1.01bar} * \frac{288.15K}{285.65K} * 1.01}$$

$$Q_{min.cod.oper} = 15.32 \frac{Sm^3}{h}$$

El medidor calibre G-400 es seleccionada de acuerdo con el caudal nominal, este medidor bajo las condiciones de operación puede medir un máximo de $3\,063.44 \frac{Sm^3}{h}$ lo cual es mayor que $1\,947 \frac{Sm^3}{h}$. Bajo las condiciones calculadas se selecciona un medidor de tipo rotativo, debido a la alta capacidad y precisión en la medición de flujos variables de gas natural.

5.7. Unidad correctora de volumen

Es un dispositivo que tiene la función de corregir el volumen de gas y está instalada junto al medidor de gas natural, cabe precisar que las condiciones volumétricas de gas natural en el tiempo son variables (presión, temperatura, densidad, la composición química, entre otros), por lo que este aparato permite corregir y despachar el GN a condiciones reales. En el anexo 2 se presentan las unidades correctoras de volumen (CG1 y CG2).

Para la PSR se considerará instalar una unidad correctora para cada medidor de tipo PTZ de sensor de tipo absoluta, con un rango de 0.9 a 10 bar, de marca ITRON como se observa en la figura 16.

Figura 16

Especificaciones técnicas de la unidad correctora de volumen

Especificaciones		Dimensiones	
Presión de factor de corrección	Error máximo <0.5% error típico <0.2%		
Rango de conversión	Presión: 0.9 a 80 bar abs – temperatura: según formula de Z		
Alimentación	Batería o fuente de alimentación EX		
Autonomía	5 años con batería en condiciones típicas de funcionamiento		
Rango de temperatura ambiente	-25°C a +55°C		
Envolvente	Polycarbonato IP65		
Entrada de volumen	Baja frecuencia tipo read max. 2 Hz		
Sonda de temperatura	PT 1000, clase A, 4 hilos		
Rangos transmisores de presión	(0.9 a 10) (3 a 30) y (7.2 a 80) bar abs		
Tipo transmisor de presión	Piezo – resistivo		
Saldas	2 salidas configurables como pulso, alarmas o 4/20 mA		
Interface de usuario	Display gráfico con 5 botones en teclado		
Comunicación	Puerto óptico y puerto serie RS-232		
Longitud de cable P, T, impulsos	2,5 metros o 0,8 metros		
Opciones	Carta adicional de RS-480 Carta adiciones para segundo transmisor de presión		

Fuente: (ITRÓN, 2025)

5.8. Selección de válvulas de alivio

Esta válvula de alivio o escape por seguridad (VES) alivia la presión dejando escapar gas a la atmosfera. Estas válvulas pueden ser acopladas mediante uniones mecánicas bridadas o roscadas. Para el cálculo de área de la válvula de alivio se utilizó el catálogo de la empresa (Farinola e Hijos S.A., 2025).

$$A = \frac{V}{K_u C K_d P} * \sqrt{T Z G} \quad (26)$$

A: área necesaria para la descarga cm²

C: constante de gases y vapores en función de $K = C_p/C_v$

G: peso específico relativo para gases y vapores referido al aire.

K: $K = C_p/C_v$ relación de calores específicos

K_d : coeficiente de descarga

K_u : factor de corrección debido al sistema, e unidades.

P: presión de venteo absoluto = presión de apertura + sobrepresión + presión atmosférica.

La sobre presión mínima es de 0.2 bar para presiones de apertura de entre 1 y 2n bar.

T: temperatura de alivio absoluta (K).

V: caudal del gases y vapores Sm^3/h .

Z: factor de compresibilidad

Para determinar caudal de los gases se multiplica por 5% al caudal nominal, debido a que el 5% de flujo máximo genera una sobrepresión.

$$Q_n = 1\,947 \text{ Sm}^3/\text{h}.$$

$$V = Q_n * 5\% = 1\,947 \text{ Sm}^3/\text{h} * 0.05 = 97.35 \text{ Sm}^3/\text{h}.$$

K_u : factor de corrección debido al sistema.

Tabla 50

Factor de corrección debido a sistema de unidades

Ku (factor de corrección debido al sistema de unidades)			Unidades métricas	Unidades fps
Ku	Para gases y vapores	Caudal masico	1.317	1
Ku	Para gases y vapores	Caudal volumétrico	3.341	1.175
Ku	Para vapores de agua	Caudal masico	52.05	51.5
Ku	Para líquidos	Caudal volumétrico	5.095	38

Fuente: (Farinola e Hijos S.A., 2025)

Según la tabla 50 se selecciona el factor de corrección para gases y vapores en función al caudal volumétrico de gases y vapores de $K_u = 3.341$.

K_d : coeficiente de descarga se determina de la tabla 49.

Tabla 51

Coeficiente de descarga (K_d)

K_d (coeficiente de descarga)	Serie 600
Gases y vapores	0.855
Líquidos con el 10% de sobrepresión	0.62
Líquidos con el 25% de sobrepresión	0.7

Fuente: (Farinola e Hijos S.A., 2025)

De la tabla 51, se selecciona el coeficiente de descarga $K_d = 0.855$ de serie 600 para gases y vapores.

C: constante de gases y vapores en función de $K = C_p/C_v$

G: peso específico relativo para gases y vapores referido al aire.

Tabla 52

Propiedad de gases y vapores

Gases y vapores	K	C	M	G
N- Heptano	1.05	321	100.2	3.459
N - Hexano	1.06	322	86.18	2.974
Hidrógeno	1.41	357	2.02	0.07
Gas natural	1.27	344	19	0.655
Metano	1.31	348	16.04	0.554
Monóxido de carbono	1.4	356	28	0.967
nitrógeno	1.4	356	25.02	0.967

Fuente: (Farinola e Hijos S.A., 2025)

De la tabla 52, se seleccionan las propiedades para gas natural, en donde: $C = 344$ y $G = 0.655$.

P: presión de venteo absoluto = presión de apertura + sobrepresión + presión atmosférica.

La sobre presión mínima es de 0.2 bar para presiones de apertura de entre 1 y 2n bar. (Farinola e Hijos S.A., 2025).

- Para determinar la presión de apertura se toma en cuenta una válvula de alivio con 3.8 bar de operación, 4.6 bar de presión de corte alta con un respaldo de 4.4 bar.

$$\text{presión de apertura} = 4.6 \text{ bar} * 0.1 + 4.6 \text{ bar}$$

$$\text{presión de apertura} = 5.06 \text{ bar}$$

- sobrepresión se considera 200 mbar = 0.2 bar
- presión atmosférica = 0.69 bar

reemplazando los valores calculados se obtiene la presión de venteo absoluto.

$$P = 5.06 \text{ bar} + 0.2 \text{ bar} + 0.69 \text{ bar}$$

$$P = 5.95 \text{ bar}$$

T: temperatura de alivio absoluta(K).

$$T = 12.5^{\circ}\text{C}$$

$$T = 12.5 + 273.15 \text{ K}$$

$$T = 285.65 \text{ K}$$

El área necesaria para la descarga de la válvula de alivio se determinó mediante la ecuación 26.

$$A = \frac{97.35 \text{ Sm}^3/\text{h}}{3.341 * 344 * 0.855 * 5.95 \text{ bar}} * \sqrt{285.65^{\circ}\text{K} * 1 * 0.655}$$

$$A = 0.23 \text{ cm}^2$$

Tabla 53*Orificios normalizados según API 526*

Serie	Orificio designado	Área efectiva (cm ²)	Área efectiva (pulg ²)
600	5	0.1963	0.03
600 - 050	C	0.3848	0.06
600 - 050	D	0.709	0.11
600 - 050	E	1.264	0.196
600 - 050	F	2.835	0.439
600 - 050	G	3.463	0.536
050	H	5.064	0.785
050	J	8.303	1.287

Fuente: (Farinola e Hijos S.A., 2025)

Según la tabla 53, y considerando el área efectiva obtenido de 0.23 cm², se selecciona una válvula de alivio de la serie 600-050 con orificio designado C, la cual cuenta con un área de 0.3848 cm².

5.9. Sistema de odorización

El gas natural se debe odorizar de manera que cualquier fuga de este gas pueda ser detectada cuando la mezcla alcance una concentración volumétrica equivalente 1/5 del límite inferior de inflamabilidad. Debiendo cumplir con las especificaciones de la NTP 111.004, página número 7. El sistema estará compuesto por un mecanismo de dosificación computarizada, de un tanque de almacenamiento de odorizante y las válvulas y conexiones necesarias para asegurar el funcionamiento correcto. módulo de control ajustara la dosificación del odorizante según el caudal medido, utilizando una bomba dosificadora, que inyecta la cantidad adecuada del producto odorizante según INACAL (2021). En la tabla 54, se detallan las características técnicas requeridas del sistema de odorización de acuerdo con la NTP 111.004.

Tabla 54*Características técnicas requeridas del sistema de odorización*

Equipo	Odorizador
Normativa	NTP 111.004
Tipo	Bomba de dosificadora redundante
Presión de trabajo	4.13bar
Protección mecánica	24VDC
Materiales en contacto con el fluido	AISI 316/AISI304/PTFE/Vitón/Cristal
Dimensiones armarios	1700x900x600mm
Certificado de componentes	CE/ATEX
Certificado de control electrónica	UL
Prueba funcional	VDMA24284, Clase 1

Fuente: (INACAL, 2021)

5.9.1. Cálculo de la unidad de odorización

El sistema de odorización se diseña para operar con cilindros de 25 o 50 litros según INACAL (2021), la cual tiene los siguientes elementos.

- ✓ Flujo másico de odorizante en Kg/h: ($F_{másico}$)

$$F_{masico} = Q_{GN} * C_0 \quad (27)$$

Dónde: C_0 = concentración ($\frac{\mu l}{Sm^3}$)

Densidad del odorizante: 812 kg/m³

Concentración deseada: 15 mg/Sm³

$$C_0 = \frac{15 \frac{mg}{Sm^3} * \frac{10^{-6}kg}{mg}}{812 \frac{kg}{m^3}}$$

$$C_0 = 1.947 * 10^{-8} \frac{m^3}{Sm^3} * \frac{10^9 \mu l}{1m^3}$$

$$C_0 = 18.47 \frac{\mu l}{Sm^3}$$

Remplazando en la ecuación 27

$$F_{masico} = 1\,947 \frac{Sm^3}{h} * 18.47 \frac{\mu l}{Sm^3}$$

$$F_{masico} = 1\,947 \frac{Sm^3}{h} * 18.47 \frac{\mu l}{Sm^3} * \frac{10^{-6}kg}{1\mu l}$$

$$F_{masico} = 0.029 \frac{Kg}{h}$$

✓ Flujo másico de odorizante en L/h:

$$F_{masico} = \frac{0.029 \frac{Kg}{h}}{812 \frac{Kg}{m^3} * \frac{1m^3}{1000L}}$$

$$F_{masico} = 0.036 \frac{L}{h}$$

Tabla 55

Resumen de valores calculados para unidad de odorización

Descripción	Valores
Concentración en μ litros/ Sm^3	18.47
Flujo másico de odorante kg/h	0.029
Flujo en L/h para la bomba L/h	0.036

Según la tabla 55, se tiene un flujo de 0.036 L/h de odorante a suministrar, por lo tanto, se requiere una bomba para esa magnitud.

Tabla 56*Datos para dimensionamiento de la bomba para el sistema de odorización*

Tipo	Sin protección Ex		Con protección Ex	
	Caudal [L/h]	A presión max. [bar]	Caudal [L/h]	A presión max. [bar]
MAHmin.	0.01	50	0.01	30
MAHmax.	1.6	6	1.6	4

Fuente: (LEWA, 2025)

Según la tabla 56, se selecciona una bomba LEWA MAH con protección explosiva (Ex) para la unidad de odorización, debido a que cumple con los requerimientos de caudal y presión establecidos para la dosificación del odorizante. Asimismo, se considera la incorporación de una segunda bomba de iguales características, con la finalidad de garantizar la continuidad operativa del sistema y contar con un equipo de respaldo.

Tabla 57*Datos técnicos de la bomba LEWA MAH*

Cabezal hidráulico de membrana metálica	M210
Diámetro émbolo	3mm
Caudal máximo	0.175 L/h a 20bar
Protección eléctrica	II 2G c IIC T1-4
Alimentación eléctrica	24VDC
Protección mecánica	IP55
Materiales en contacto con el fluido	1.4571 (AISI316T) 1.4401K (AISI316)
Cerámica	Glylon (PTFE + resina)
Regulación de caudal	Ajuste automático a través de solenoide
Depósito de reserva	Uno de 7 litros en acero inoxidable 304
En operaciones	Cambio de bidón
1 bureta graduada	Para calibración de bombas e indicador de nivel
1 filtro de carbón activo	Para evitar olores en operación de venteo
1 transmisor analógico de nivel de odorizante	4-20Ma
1 cubeto de derrames	En acero inoxidable
2 líneas de aspiración con válvulas de corte y filtro	En acero inoxidable AISI 316

Fuente: (LEWA, 2025)

En la tabla 57 se presentan las especificaciones técnicas del sistema de odorización, necesarias para asegurar una dosificación adecuada y segura del odorizante conforme a los requerimientos operativos del sistema de gas natural. En donde: II 2G c IIC T1-4 (indica la certificación ATEX de la bomba la cual es segura para operar en atmosfera explosiva), 24VDC (funciona con corriente continua de bajo voltaje) e IP55 (protección de polvo agua).

5.9.2. Módulo de control.

El módulo de control constituye el núcleo de la supervisión y automatización de la planta satelital de regasificación de GNL, donde se concentran los sistemas de:

Controlador Lógico Programable (PLC): procesa en tiempo real señales que emiten los sensores. Así mismo, la Interfaz Hombre Maquina (IHM), permite al operador visualizar los procesos y modificar los parámetros dentro de la planta.

Mientras tanto, el cuadro de control y alarmas, es un sistema que emite un aviso (alerta audible) sobre los valores por encima del límite máximo; cuando ocurre ello, el PLC activa de manera automática la sirena de aviso.

Remota: Actúa como una Unidad Terminal Remota (RTU), recibe todos los datos de PLC y de las protecciones eléctricas, lo empaqueta bajo un procedimiento seguro y envía para permitir el monitoreo, control y seguridad centralizada.

Centro de control de gas natural: Es la estación principal de monitoreo remoto (SCADA), que permite a los operarios supervisar la operación, recibir reportes de despacho y gestionar paradas de emergencia.

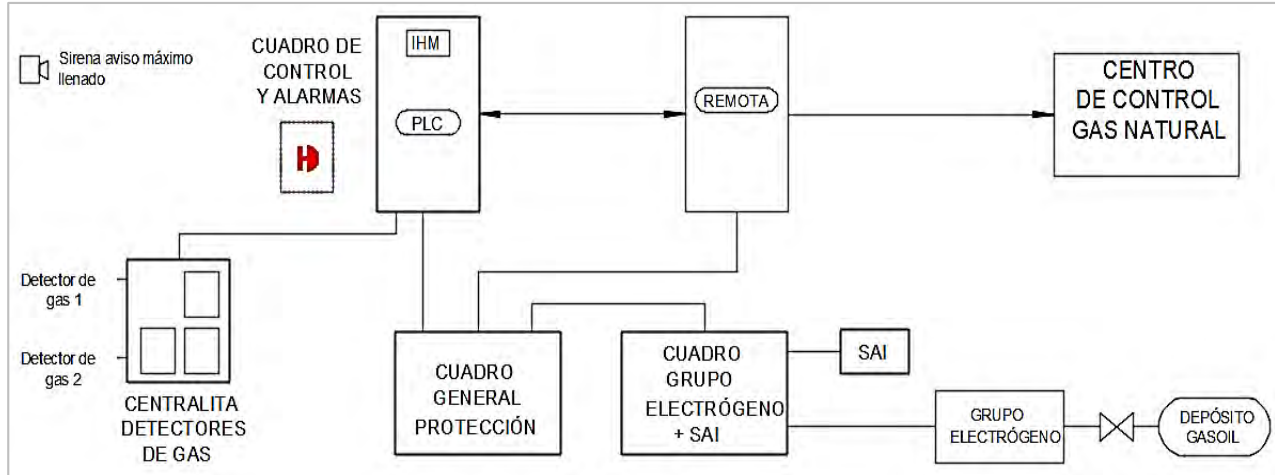
Centralita detectores de gas: Son sensores que captan trazas de gas natural en el medio ambiente por encima del límite inferior de explosividad (LEL), la centralita envía una señal al PLC y esta su vez acciona cierre inmediato de las válvulas para evitar incendios en la planta.

Cuadro general de protección: Es el tablero general principal que recibe energía eléctrica de la red pública. Contiene interruptores termomagnéticos, y las diferenciales que protegen motores, bombas y tablero secundario contra cortocircuitos.

Cuadro grupo electrógeno + SAI: Gestiona la transferencia de energía cuando ocurre fallas en la red eléctrica principal. Además, coordina de manera autónoma el encendido del generador y posterior entrega de energía a las baterías existentes.

Grupo electrógeno: Es un sistema de respaldo mecánico, el cual entra en funcionamiento en caso de interrupciones del suministro de energía eléctrica, la cual funciona mediante un motor de combustión interna y genera la energía necesaria para mantener el funcionamiento normal de toda la planta.

En la figura 17 se muestra un esquema representativo del módulo de control para la planta satelital de regasificación de GNL en el distrito de San Jerónimo, Cusco.

Figura 17*Diagrama representativa del módulo de control*

5.10. Cálculo de diámetro de tubería de conexión del tanque al vaporizador

5.10.1. Cálculo de caudal de GNL

$$Q_{GNL} = \frac{\dot{m}_{GNL}}{\rho_{GNL}} \quad (28)$$

Remplazando en la ecuación 28, considerado un caudal másico de GNL de 1 441 kg/h, con una densidad de 449.5 kg/m³ se obtiene el caudal de GNL:

$$Q_{GNL} = \frac{1\,441 \frac{kg}{h}}{449.5 \frac{kg}{m^3}}$$

$$Q_{GNL} = 3.2 \frac{m^3}{h}$$

$$Q_{GNL} = 3.2 \frac{m^3}{h} * \frac{1h}{3\,600s}$$

$$Q_{GNL} = 0.0009 \frac{m^3}{s}$$

5.10.2. Cálculo de área de sección de la tubería

Para el dimensionamiento del sistema de tuberías de GNL, se consideró una velocidad máxima de diseño 2 m/s, valor recomendado para garantizar un flujo estable y seguro en fase líquida (NTP 111.032-2, 2020).

A partir de la ecuación 29 se calcula el área de la sección de la tubería.

$$Q_{GNL} = v_{GNL} * A \quad (29)$$

Dónde: Q_{GNL} : Caudal volumétrico de GNL, V_{GNL} : Velocidad de GNL y A: área de sección de la tubería.

Despejando y remplazando en la ecuación número 29 se obtiene el área de sección de la tubería:

$$\begin{aligned} A &= \frac{Q_{GNL}}{v_{GNL}} \\ A &= \frac{0.0009 \frac{m^3}{s}}{2 \frac{m}{s}} \\ A &= 0.000445 \text{ m}^2 \\ A &= 0.000445 \text{ m}^2 * \frac{(1000mm)^2}{1m^2} \\ A &= 445.2 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

El área de la sección transversal necesaria de la tubería para la conducción de GNL debe ser de 445.2 mm², de acuerdo al caudal de diseño y la velocidad límite establecida.

5.10.3. Cálculo de diámetro de diseño interior de la tubería

Una vez determinada el área de la sección transversal de la tubería, se procedió a calcular el diámetro interior de diseño, asumido una sección circular mediante la ecuación 30.

$$D = \sqrt{\frac{4}{\pi} * A} \quad (30)$$

Remplazando en la ecuación 30 se obtiene:

$$D = \sqrt{\frac{4}{\pi} * 445.2 \text{ mm}^2}$$

$$D = 23.8 \text{ mm}$$

$$D = 23.8 \text{ mm} * \frac{0.0393701 \text{ pulg}}{1 \text{ mm}}$$

$$D = 0.94 \text{ pulg}$$

Por lo tanto, el diámetro interior de diseño requerido para la conducción de GNL es de 23.8 mm (0.94 pulg). este valor permite seleccionar una tubería comercial adecuada, considerando tolerancias de fabricación según la tabla 58.

Tabla 58

Tabla de selección de diámetros

Diámetro	Pared (mm)	Exterior (mm)	Interior (mm)	Peso (Kg)
½"	2.77	21.34	15.80	7.59
¾"	2.87	26.67	20.93	10.12
1"	3.38	33.40	26.64	15.01
1 ¼"	3.56	42.16	35.05	20.35
1 ½"	3.68	48.26	40.89	24.30
2"	3.91	60.33	52.48	32.62

Fuente: (NTP 111.032-2, 2020)

Según la tabla 58, se selecciona una tubería de 1 pulgada con un diámetro interior de 26.64 mm.

5.10.4. Cálculo de velocidad de GNL con el diámetro seleccionado

Una vez determinada el diámetro de diseño de la tubería, se procedió a calcular con la ecuación 31 la velocidad real del GNL para verificar que no exceda la velocidad máxima recomendada.

$$Q_{GNL} = v_{GNL} * A \quad (31)$$

Despejando y remplazando en la ecuación 31, se obtiene la velocidad.

$$Q_{GNL} = v_{GNL} * \frac{\pi}{4} * (D)^2$$

$$v_{GNL} = \frac{0.0009 \frac{m^3}{s}}{\frac{\pi}{4} * (26.64mm)^2} * \frac{(1000mm)^2}{1m^2}$$

$$v_{GNL} = 1.6 \frac{m}{s}$$

Por lo tanto, para un diámetro interior de 26.64 mm (1 pulg) seleccionada en la tabla 55, la velocidad de circulación del GNL en la tubería será de 1.6 m/s, valor que se encuentra dentro del rango permitido, cumpliendo con los criterios de diseño hidráulico para sistemas criogénicos de GNL. En la tabla 59 se muestra el resumen de los valores calculados de tubería para la fase líquida de PSR.

Tabla 59

Resumen valores cálculos de tubería para la fase líquida de PSR

Diámetro Tubería fase líquida Tanque vaporizador de GNL		
Caudal de GNL	3.2	m ³ /h
Caudal de GNL	0.0009	m ³ /s
Velocidad de GNL máxima	2	m/s
Área de la sección	0.00045	m ²
Área de la sección	445.2	mm ²
Diámetro interior de diseño	23.80	mm
Diámetro interior de diseño	0.94	Pulgadas
Diámetro nominal Seleccionado 1"	26.64	DN-50
Velocidad de GNL con diámetro seleccionado	1.60	m/s

5.11. Tuberías de interconexión del vaporizador a ERM

Para el dimensionamiento de las tuberías que interconectan el vaporizador con ERM, se consideró los siguientes parámetros:

$$\text{Caudal} = 1\,947 \frac{\text{Sm}^3}{\text{h}}$$

Presión de entrada = 10 bar

Velocidad máxima = 30 m/s NTP 111.032-2 (2020)

Densidad relativa GN = 0.61

Poder calorífico superior de GN = 9 500 Kcal/m³(S)

Estos valores son fundamentales para determinar el diámetro interior requerido de la tubería, de modo que se garantice el flujo eficiente del gas natural, manteniendo la velocidad por debajo del umbral establecido y asegurando la seguridad operativa del sistema de distribución.

5.11.1. Cálculo de diámetro de las tuberías

El dimensionamiento del diámetro de las tuberías se realizó de acuerdo con la Norma Técnica Peruana NTP 111.010, empleando la ecuación de velocidad de circulación del fluido de gas natural. El cálculo se realizó con la ecuación 32:

$$v = \frac{365.35 * Q}{D^2 * P} \quad (32)$$

Donde:

- Q: Caudal en m³/h (condiciones estándar).
- P: presión de cálculo en kg/cm² absoluta.
- D: diámetro interior de la tubería en mm.
- v: velocidad lineal en m/s.

Despejando la ecuación número 32, se obtiene la expresión para el cálculo del diámetro:

$$D = \sqrt{\frac{365.35 * Q}{v * P}}$$

5.11.1.1. Cálculo diámetro para el tramo: vaporizadores hasta regulador

Para este tramo se considera un caudal de 1 947 Sm³/h, una velocidad máxima de 30 m/s y una presión absoluta de 10 + 0.69 = 10.69 bar.

$$D = \sqrt{\frac{365.35 * 1947 \frac{Sm^3}{h}}{30 \frac{m}{s} * (10bar + 0.69bar)}}$$

$$D = 47.12 \text{ mm}$$

5.11.1.2. Cálculo de diámetro para el tramo: Regulador hasta válvula de corte

general.

En este tramo, se mantiene el mismo caudal y velocidad, pero con una presión absoluta de 4 + 0.69 = 4.69 bar.

$$D = \sqrt{\frac{365.35 * 1947 \frac{Sm^3}{h}}{30 \frac{m}{s} * (4bar + 0.69bar)}}$$

$$D = 71.14 \text{ mm}$$

De acuerdo con los resultados obtenidos en los cálculos de dimensionamiento, se procedió a seleccionar el diámetro comercial más cercano conforme a los valores nominales del fabricante para tuberías Schedule (SCH) 40 según se muestra en la tabla 60.

Tabla 60

Valores nominales del fabricante para la tubería SCH 40

Diámetro nominal (pulg)	Diámetro exterior (mm)		Schedule N°	Presión (bar)	Espesor de pared (mm)	Peso nominal (Kg/m)
1 1/4	1.66	42.2	40	25.51	3.56	3.39
			80	35.85	4.85	4.47
1 1/2	1.9	48.3	40	22.75	3.68	4.05
			80	32.41	5.08	5.41
2	2.375	60.3	40	19.31	3.91	5.44
			80	27.58	5.54	7.48
2 1/2	2.875	73	40	20.68	5.16	8.63
			80	28.96	7.01	11.41
3	3.5	88.9	40	17.93	5.49	11.29
			80	25.51	7.62	15.27
3 1/2	4	101.6	40	16.55	5.74	13.57
			80	24.13	8.08	18.63

Fuente: (ASTM, 2019)

Según la tabla 60, para el tramo comprendido entre los vaporizadores y la ERM, se obtuvo un diámetro interior de diseño de 47.12 mm. Además, considerando las especificaciones del material establecidas en la norma ASTM A53/A106, se seleccionó una tubería de acero al carbono de 2 pulgadas nominales SCH 40, con un diámetro exterior de 60.3 mm y un espesor de pared de 3.91 mm. La selección corresponde al diámetro comercial inmediato superior al diámetro calculado garantizando la capacidad de transporte del caudal de GN requerido. Asimismo, se ha verificado que la presión de operación del sistema se encuentra dentro del límite admisible para la tubería seleccionada asegurando las condiciones de operación, así minimizando las pérdidas de carga y manteniendo la velocidad del flujo dentro del rango recomendado para el transporte o distribución de gas natural.

Del mismo modo, para el tramo comprendido entre el regulador y la red de distribución principal (válvula de corte general), se obtuvo un diámetro de diseño de 71.14 mm, para el cual el diámetro comercial más cercano corresponde a una tubería de 3 pulgadas nominales, con un diámetro exterior de 88.9 mm y un espesor de pared de 5.49 mm.

5.11.2. Cálculo de longitud equivalente de la tubería

Según PETROPERU (2022) para determinar la longitud equivalente de los tramos de tubería, se considera un factor de corrección del 20% adicional sobre la longitud real, con el objetivo de contemplar pérdidas de carga por accesorios (codo, válvulas, reducciones, etc.) esta relación se expresa mediante la siguiente ecuación 33.

$$l_{eq} = 1.2 * l_{real} \quad (33)$$

5.11.2.1. Para tramo: Vaporizador – regulador.

Para este tramo se consideró una longitud real de 10 m. aplicando el factor de corrección se tiene:

$$l_{eq} = 1.2 * l_{real}$$

$$l_{eq.Vap-ERM} = 1.2 * 10$$

$$l_{eq.Vap-ERM} = 12m$$

5.11.2.2. Para el tramo: Regulador – válvula de corte general.

Para este tramo se consideró una longitud real de 5 m, aplicando el factor de corrección se tiene:

$$l_{eq} = 1.2 * l_{real}$$

$$l_{eq.Vap-ERM} = 1.2 * 5$$

$$l_{eq.Vap-ERM} = 6m$$

Por lo tanto, las longitudes equivalentes consideradas para el diseño hidráulico son 12 m y 6 m para los tramos vaporizador – regulador y regulador – válvula de corte general, respectivamente.

5.11.3. Cálculo de presión en la tubería vaporizador – válvula de corte general

Para determinar la presión en la entrada hacia ERM, se aplicó la ecuación simplificada de Renouard válida para presiones entre 0 bar y 4 bar, según lo establecido en la NTP.111.10 (2019)

La fórmula se expresa como:

$$P_A^2 - P_B^2 = 48600 * s * L * \frac{Q^{1.82}}{D^{4.82}} \quad (34)$$

Donde:

P_A y P_B : presión absoluta en ambos extremos del tramo. Kg/cm²

s: densidad relativa del gas.

L: longitud del tramo en km, incluyendo la longitud equivalente de los accesorios que la componen. según tabla 10 de la NTP 111.010.

Q: caudal en m³/h (condiciones estándar)

D: diámetro en mm

Despejando la ecuación número 34 para determinar P_B se obtiene:

$$P_b = \sqrt{(P_A + P_{atm})^2 - 48600 * s * L * \frac{Q^{1.82}}{D^{4.82}}} - P_{atm} \quad (35)$$

5.11.4. Caída de presión en el tramo vaporizador - regulador

$$P_b = \sqrt{(10bar + 0.69bar)^2 - 48600 * 0.61 * 12m \frac{1km}{1000} * \frac{(1947 \frac{sm^3}{h})^{1.82}}{(60.3mm)^{4.82}}} - 0.69bar$$

$$P_b = 9.96 bar$$

Cálculo de caída de presión:

$$\Delta P = P_a - P_b \quad (36)$$

Remplazando en la ecuación 36 se obtiene:

$$\Delta P = 10bar - 9.96bar$$

$$\Delta P = 0.04bar$$

Por tanto, la caída de presión en el tramo comprendido entre los vaporizadores y regulador es de 0.04 bar, lo cual es aceptable dentro de los márgenes operativos del sistema.

5.11.5. Caída de presión en el tramo regulador - válvula de corte general

Para el tramo comprendido entre el regulador y la válvula de corte general, se empleó nuevamente la fórmula de Renouard simplificada, descrita en la ecuación número 35, se obtiene.

$$P_b = \sqrt{(4bar + 0.69bar)^2 - 48600 * 0.61 * 6m \frac{1km}{1000} * \frac{(1947 \frac{sm^3}{h})^{1.82}}{71.3 * 9mm^{4.82}}} - 0.69bar$$

$$P_b = 3.99 \text{ bar}$$

Cálculo de caída de presión con la ecuación número 36:

$$\Delta P = 4\text{bar} - 3.99\text{bar}$$

$$\Delta P = 0.007\text{bar}$$

Por lo tanto, se obtiene una caída de presión de 0.007 bar en el tramo regulador hasta válvula de corte general, lo cual se encuentra dentro de los márgenes permitidos para una operación eficiente y segura del sistema de distribución de gas natural. Los parámetros de diseño se muestran en la tabla 61.

Tabla 61

Parámetros diseño de la tubería

Descripción	Valores
Presión atm de Cusco	0.690 bar
Presión de entrada	10.00 bar
Velocidad máxima	30.00 m / s
Densidad relativa GN	0.61
Poder calorífico sup. GN	9 500 Kcal/m ³ (S)

Tabla 62

Resumen de valores calculados para el diseño

Tramo	Caudal		Longitud m		P ₁	P ₁ - P ₂		P ₂	Diámetro			Velocidad	%ΔP	Obs.
	Sm³/h	Real	Accesorios	Equivalente		bar	Calculo mm		Adoptado	Nominal (pulg)	m/s			
A	1 947	10	2	12	10	0.042	9.958	47.12	60.30	2	18.28	0.42	Acero SS	
B	1 947	5	1	6	4	0.007	3.993	71.14	88.90	3	19.17	0.07	Acero Sch 40	

Nota: tramo A: del vaporizador hasta Regulador (ERM), tramo B: desde regulador hasta válvula de corte general

Como se visualiza en la tabla 62, la longitud equivalente del vaporizador a la estación de regulación y medición es de 12 metros, con diámetro nominal de 2 pulgadas, caída de presión de

0.42%, y desde el regulador hasta válvula de corte general se tiene una longitud equivalente de 6 metros, con diámetro nominal de 3 pulgadas y una caída de presión de 0.07%.

5.12. Cálculo de espesor de tuberías

Para determinar el espesor de la tubería se calcula según las ecuaciones de las numerales 841.1 y 841.1.1 de la sección 841 STEEL PIPE de la norma ASME B31.8 versión 2022 (ASME, 2022)

Sistema ingles U.S.

$$P = \frac{2St}{D} * FET \quad (37)$$

Sistema internacional SI

$$P = \frac{2000St}{D} * FET \quad (38)$$

Donde:

P: Presión de diseño en PSI (Kpa)

S: Tensión mínima de fluencia PSI (Mpa)

t: Espesor nominal de pared mm

F: Factor de diseño F (tabla 841.1.6-1 ASME B31.8- 2022)

E: Factor de junta longitudinal (tabla 841.1.7-1 ASME B31.8-2022)

T: Factor de disminución por temperatura (tabla 841.1.8-1 ASME B31.8-2022)

D: diámetro nominal exterior de la tubería (mm) factores para determinar el espesor de la tubería.

Tabla 63*Factor de diseño clase F de trazado*

Clase de Localidad	Factor de Diseño, F
Localidad Clase 1, División 1	0.8
Localidad Clase 1, División 2	0.72
Localidad Clase 2	0.6
Localidad Clase 3	0.5
Localidad Clase 4	0.4

Fuente: (ASME, 2022)

De la tabla 63, se puede observar la categoría de trazado es un criterio funcional que influye directamente en el desarrollo de un conducto que lleva gas natural. dado que este aspecto es funcional y variable a lo largo del tiempo, y está relacionado con el incremento de los hogares cercanas a la instalación de GN, para el diseño se considera localidad de clase 4.

Tabla 64*Factor de junta longitudinal E.*

Especificación. N°	Clase de Tubería	Factor E
ASTM A53	Sin costura	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
	Soldada a Tope en Horno: Soldadura continua	0.60
ASTM A 106	Sin costura	1.00
ASTM A 134	Soldadura por Electro Fusión con Arco	0.80
ASTM A 135	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
ASTM A 139	Soldado por Electro Fusión	0.80
ASTM A 211	Tubería de Acero Soldada en Espiral	0.80
ASTM A 333	Sin costura	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
	Sin costura	1.00
API 5L	Soldado por Resistencia Eléctrica	1.00
	Soldado por Electro Fulguración	1.00
	Soldado por Arco Sumergido	1.00
	Soldado a Tope en Horno	0.60

Fuente: (ASME, 2022)

Tabla 65

Factor de disminución por temperatura para tuberías de acero.

Temperatura, ° F	Temperatura, °C	Factor de Disminución de Temperatura
< 250	121	1.000
300	149	0.967
350	177	0.933
400	204	0.900
450	232	0.867

Fuente: (ASME, 2022)

Tabla 66

Propiedades mecánicas – ASTM a 53 grado B (S)

Norma de Fabricación	Grado del Acero	Límite de Fluencia		Resistencia a la Tracción			
		Mínimo (Mpa)	Máximo (psi)	Mínimo (Mpa – psi)		Máximo (Mpa –psi)	
ASTM A 53	A	205	30000	330	48000	-	-
Tipo E (ERW)	B	240	35000	415	60000	-	-

Fuente: (ASME, 2022)

Tabla 67

Valores seleccionados de espesor de tuberías requerida

Condiciones de Operación			
Variable	Notación	Magnitud	Unidad
Material de tubería		ASTM A53 Gr B	
Presión de diseño	P	10	Bar
Presión de diseño PSI	P	145.038	PSI
SMYS	S	240	MPa
SMYS	S	35000	PSI
Factor de junta longitudinal	E	1.00	
Factor de temperatura	T	1.000	
Factor de diseño	F	0.4	
Diámetro nominal exterior	D	60.3	mm
		88.9	mm

Con los factores y condiciones definidos se despeja y se remplaza en la ecuación 39 del numeral 841.1.1 dadas por ASME B31.8.

$$P = \frac{2St}{D} * FET$$

$$t = \frac{P * D}{2SFET} \quad (39)$$

5.12.1. Cálculo de espesor de tubería para el tramo de vaporizadores a regulador

Con diámetro nominal exterior de 60.3 mm y convirtiendo en pulgadas es de 2.3740 pulg se remplaza a la ecuación número 39.

$$t = \frac{145.038PSI * 2.3740pulg}{2 * 1.00 * 1.00 * 0.4 * 35000PSI}$$

$$t = 0.01239pulg * \frac{25.4mm}{1pulg}$$

$$t = 0.3124 mm$$

5.12.2. Cálculo de espesor de tubería para el tramo regulador a válvula de corte general

Con diámetro nominal exterior de 88.9 mm y convirtiendo en pulgadas es de 3.5 pulg se reemplaza en la ecuación número 39.

$$t = \frac{145.038PSI * 3.5 pulg}{2 * 1.00 * 1.00 * 0.4 * 35000PSI}$$

$$t = 0.01812975pulg * \frac{25.4mm}{1pulg}$$

$$t = 0.4605 mm$$

Tabla 68*Tabla de resistencia de tuberías según ASTM 53*

Diámetro nominal mm (Pulg)	Schedule N°	Diámetro exterior (mm)	Espesor (mm)
20 (3/4)	40	26.7	2.87
25 (1)	40	33.4	3.38
32 (1 ¼)	40	42.2	3.56
40 (1 ½)	40	48.3	3.68
50 (2)	40	60.3	3.91
65 (2 ½)	40	73	5.16
80 (3)	40	88.9	5.49
90 (3 ½)	40	101.6	5.74
100 (4)	40	114.3	6.02

Fuente: (INGESITE, 2025)

Según la tabla 68, los espesores requeridos en (mm) calculados son inferiores a las tuberías de SCH 40, por ello se selecciona diámetros de 2 y 3 pulgadas, como se visualiza en la tabla 69, con el objetivo de satisfacer los espesores requeridos.

Tabla 69*Valores calculados de resistencia de tuberías*

Tramo	DN – Exterior, D, (pulg)	Espesor de Pared Nominal Min. Requerido (mm) (t)	Espesor de adaptados (mm) (t)	Diámetro tubería (Ø)
Vaporizadores-regulador	2.37	0.31	3.91	2
Regulador-válvula de corte general	3.5	0.46	5.49	3

5.13. Sistema de red de distribución de GN domiciliaria

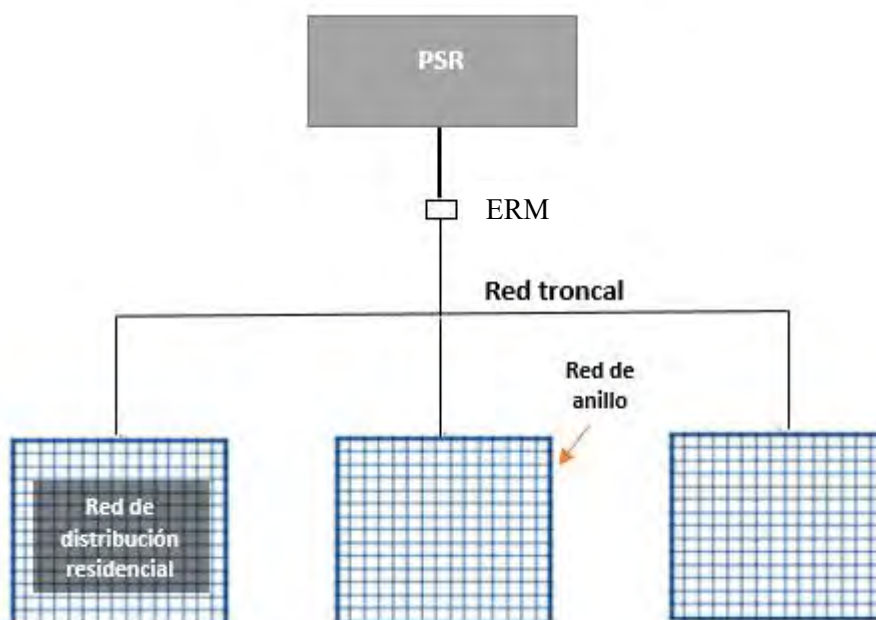
Una red de distribución de gas natural hace referencia a un conjunto de tuberías y componentes que pueden transportar el gas natural desde la válvula de corte general hasta los

usuarios finales. Estas tuberías pueden ser de Acero (AC) o Polietileno (PE). El diseño también comprende configuraciones distintas de redes primarias, secundarias, troncales y anillos.

Para el presente proyecto, la red partirá desde la válvula de corte general, la cual se conectará inicialmente a una red troncal. Esta, a su vez, se integrará a una red de anillos, y finalmente con la red de distribución residencial. Para una visualización detallada del sistema se incluye un esquema representativo en la figura 18.

Figura 18

Esquema general de red de distribución de GN



5.14. Diseño de ingeniería de la red de distribución de GN

Para el diseño de la red troncal (válvula de corte general – primer paradero de San Sebastián) se ha previsto utilizar una tubería de diámetro de 160 mm, de Polietileno (PE), operando a una presión de 4 bar. Mientras las tuberías dispuestas en los anillos tendrán un diámetro de 25

mm y también operará a una presión de 4bar. El tipo de tubería para la red troncal, anillos, diámetros de la tubería y la presión de trabajo se fundamenta en los siguientes criterios:

- ✓ Para la distribución de gas natural domiciliaria generalmente se utilizan tuberías de Polietileno (PE) por su poco peso y flexibilidad, además este tipo de tuberías es óptimo para presiones menores a 5 bar (CALIDDA, 2025).
- ✓ Según lo establecido en PETROPERU (2022) para redes de distribución que utilizan tuberías de Polietileno (PE). Los rangos de presión recomendados para una red de baja presión ≤ 6 bar, son los siguientes:
 - **Red troncal:**
 - Presión mínima 1.72 bar
 - Presión máxima de 7 bar
 - Presión de diseño 4.14 bar
 - **Anillos de distribución:**
 - Presión mínima debería ser de 1.38 bar
 - Presión máxima de 7 bar
 - Presión de diseño 4.14 bar
- ✓ En PETROPERU (2022) se recomienda utilizar los siguientes diámetros en las redes de baja presión:
 - **Baja presión:** 63-90-110-160-200-250 (mm) de diámetro en los Troncales para tuberías de Polietileno (PE).
 - **Baja presión:** 25-32 (mm) en los Anillos para tuberías de Polietileno (PE).

- ✓ En la red de distribución de gas natural de la Concesión Sur Oeste (Moquegua, Tacna y Arequipa). La red troncal está constituida por tuberías de Polietileno (PE) con diámetros de 110 mm y 160 mm, así mismo, la presión de operación es de 4 bar (FENOSA, 2017b).

5.14.1. Determinación de la pérdida de carga

La pérdida de carga en el tramo desde la válvula de corte general hasta el sector de primer paradero de San Sebastián, ver anexo 4, se calculará utilizando la fórmula de RENOUEAU cuadrática, dado que esta fórmula es adecuada para estimar pérdidas de carga en sistemas de distribución de gas natural (PETROPERU, 2022).

$$P_a^2 - P_b^2 = 48.6 * S * L * \frac{Q^{1.82}}{D^{4.82}} \quad (40)$$

Donde:

P_a : presión absoluta (bar) al inicio del tramo

P_b : presión absoluta (bar) al final del tramo

S : densidad corregida de gas natural, 0.61.

L : longitud del tramo en (m)

Q : caudal en (Sm^3/h)

D : diámetro interno de la tubería de conducción de GN (mm)

El cálculo se basa en un conjunto de parámetros y condiciones de operación previamente definidos. En PETROPERU (2022) se recomienda utilizar una longitud equivalente incrementada en 20% debido al impacto que generan los accesorios tales como válvulas, reducciones, codos, entre otros sobre la pérdida de carga. Los parámetros y condiciones de operación definidos se detallan en la tabla 70.

Tabla 70*Parámetros y condiciones de operación definidos*

Tramo	Longitud de la tubería (m)	Accesorios 20%	Longitud Equivalente	Diámetro (mm)	Presión inicial (bar)	Caudal (m³/h)	Tipo de tubería
VCG – 1er. Paradero San Sebastián	7 385	1 477	8 862	160	4	1 947.0	PE

Nota: VCG (válvula de corte general)

Para determinar la pérdida de carga se despejó la ecuación 40.

$$P_b = \sqrt{(P_A + P_{atm})^2 - 48.6 * s * L * \frac{Q^{1.82}}{D^{4.82}}} - P_{atm}$$

$$P_b = \sqrt{(4bar + 0.69bar)^2 - 48.6 * 0.61 * 7\,385m * \frac{(1\,947 \frac{Sm^3}{h})^{1.82}}{(160mm)^{4.82}}} - 0.69bar$$

$$P_b = 3.3 \text{ bar}$$

De acuerdo al Manual de Diseño del Sistema de Distribución de Gas Natural PETROPERU, (2022), la presión de garantía no debe caer por debajo de 1.72 bar en las redes troncales ni de 1.38 bar en los anillos. Según los cálculos realizados, la presión en el nudo final es de 3.3 bar, lo cual indica que la presión de garantía se encuentra dentro del rango especificado en la normativa, Norma Técnica Peruana 111.011.2014.

La velocidad del gas natural en la tubería no debe superar los 30 m/s. esto para limitar vibraciones y generación de ruidos, lo cual se puede verificar empleando la formula siguiente.

$$V = 365.35 \frac{Q}{P * D^2} \quad (41)$$

Donde:

V : velocidad de GN (m/s)

Q : caudal en (Sm³/h)

P : presión absoluta en el nudo final de tramo (bar)

D : diámetro interior (mm)

$$V = 365.35 \frac{1\,947 \frac{\text{Sm}^3}{\text{h}}}{(3.3 + 0.69)\text{bar} * (160\text{mm})^2}$$

$$V = 6.96 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Se observa que la velocidad del flujo de gas en la tubería estimada es de 6.96 m/s, < 30m/s lo cual se encuentra dentro del rango especificado en la normativa vigente, Norma Técnica Peruana 111.011.2014.

5.15. Seguridad de proceso en la planta satelital de regasificación de GNL

La seguridad de procesos en la planta satelital de regasificación de gas natural licuado constituye un aspecto esencial durante la etapa de diseño, construcción y operación. Su objetivo principal es prevenir incidentes asociados a la liberación de gas natural, incendios, explosiones o fallas de equipos que puedan afectar al personal, las instalaciones o el entorno de la planta satelital.

5.16. Volumen del cubeto para derrames.

El cubeto es un conjunto de muros y paredes, el volumen útil neto debe ser igual o superior a la capacidad geométrica del tanque de almacenamiento de GNL con el objetivo de contener derrames.

Desacuerdo al anexo 03, se verifica que el cubeto cuenta con un muro de 0.70 m de altura, 27.80 m de longitud y 13 m ancho, lo que da como resultado un volumen total de 252.98 m³. De este volumen se descuenta 5.78 m³, correspondiente a escaleras y apoyos, obteniéndose un volumen útil neto de 247.2 m³. Por lo tanto, el volumen de útil neto del cubeto es mayor que el volumen del tanque de almacenamiento (247.2 m³ > 150 m³).

5.17. Cálculo de numero de extintores necesarios

Para determinar el número de extintores necesario se calculó primero la capacidad de almacenamiento máxima de GNL en Kg. con densidad de GNL= 449.5 kg/m³

$$CMA = 150m^3 * 449.5 \frac{Kg}{m^3}$$

$$CMA = 67\,425\,Kg$$

Según (SEDIGAS, 2018), las instalaciones de plantas de regasificación de GNL deberán estar equipadas con extintores en relación 10 kg de polvo seco por cada 1000 kg de GNL. Por lo tanto, la planta contar con 14 extintores de 50 kg PQS.

Los extintores móviles de 50 kg quedaran colocados en los costados de la estación de descarga de las cisternas, junto a la ERM y a los alrededores del cubeto. Además, las salas de caldera y la sala del grupo electrógeno contarán con extintores de 10 kg PQS. En la sala de control se instalará un extintor de 10 kg de dióxido de carbono.

5.17.1. Análisis de HAZOP preliminar

Para la identificación temprana de peligros y la evaluación de posibles desviaciones del proceso, se realizó un análisis de peligros y operabilidad (HAZOP) de carácter preliminar, centrado en cada módulo más críticos de la planta satelital de regasificación lo cual se presenta en la tabla 71.

Tabla 71*Resumen del HAZOP preliminar de la PSR de GNL*

Módulo	Parámetro	Desviación	Causas	Consecuencia	Equipos de control
Almacenamiento.	Presión.	Alta presión.	Falla del sistema de alivio o sobrellenado.	Liberación de gas o ruptura de líneas.	Válvula de alivio, sensores de nivel, sistema de ventilación criogénica.
Vaporizadores, intercambiadores y calderas.	Temperatura.	Baja temperatura.	Perdida de calor o falla en la caldera.	Congelamiento de líneas o bloqueo por formación de hielo.	Control automático de temperatura, sensores de temperaturas bajas.
ERM.	Presión.	Alta presión.	Falla del regulador	Daños a equipos aguas abajo	Regulador secundario, válvula de alivio, monitorio SCADA.
Odorización.	Concentración	Sobredosificación.	Falla de bomba dosificadora	Alteración en la calidad de gas.	válvulas de corte y controles de caudal automatizadas
Red de tuberías gas.	Flujo.	Bajo flujo.	Obstrucción o cierre de válvula.	Perdida de suministro o acumulación de presión aguas abajo.	Válvulas de control, y sensores de flujo.

5.18. Balance de materia

El balance de materia constituye una herramienta fundamental en el análisis y diseño de procesos, con el objetivo de determinar las cantidades de materias primas que entran y salen de un proceso. De igual forma, se incluye la cantidad de energía que se consume durante la operación de este.

Para el proceso de regasificación no existen reacciones químicas, pérdidas de materia, tampoco no existen acumulaciones de GN, en consecuencia, la cantidad de GNL que ingresa al sistema de vaporización será igual a la cantidad de Gas Natural (GN) regasificado. Según la fórmula de (Felder & Rousseau, 2004) para balances de materia, se obtuvo que la masa de entrada es equivalente a la masa de salida, conforme los establecido en la ecuación 42.

$$m_{GN} = m_{GNL} \quad (42)$$

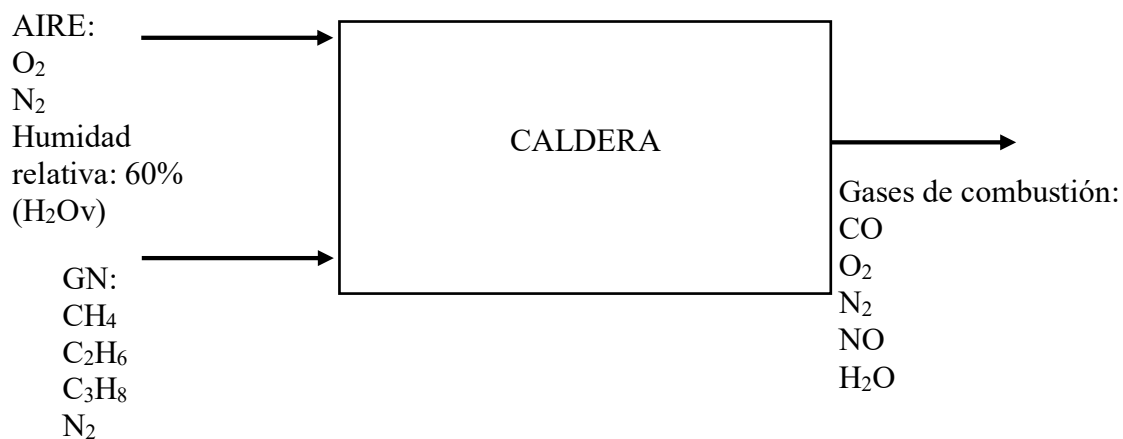
$$\dot{m}_{GN} + \dot{m}_{AIRE} = \dot{m}_{GASES}$$

5.18.1. Balance de materia para la caldera

La grafica esquemática de balance de materia para la caldera se presenta en la figura 19.

Figura 19

Grafica esquemática de balance de materia para caldera.



5.18.2. Flujo másico de gas natural.

En la tabla 72, se muestra la composición de GNL regasificado.

Tabla 72*Composición de GNL regasificado*

Componente	Volumen (%)	PM (g/mol)	Peso (%)
CH ₄	90	16	82.8
C ₂ H ₆	9.2	30	15.9
N ₂	0.7	28	1.1
C ₃ H ₈	0.1	44	0.3

Fuente: (PETROPERU, 2022).

Con la potencia térmica de 16 kW del caldero, se determinó el caudal de gas natural para su operación. Para este cálculo se consideró el poder calorífico de gas natural, y su densidad promedio. Teniendo un flujo másico total de 1.5 m³/h o 0.31 g/s, se determinó la masa de cada componente:

$$\text{masa de CH}_4 = 0.31g * 0.828 = 25.517 \text{ g/s}$$

$$\text{masa de C}_2\text{H}_6 = 0.31g * 0.159 = 4.891 \text{ g/s}$$

$$\text{masa de N}_2 = 0.31g * 0.011 = 0.347 \text{ g/s}$$

$$\text{masa de C}_3\text{H}_8 = 0.31g * 0.003 = 0.078 \text{ g/s}$$

Con la composición de peso molecular de cada componente de gas natural y flujo másico de entrada, se determinó los moles de entrada.

$$\text{cantidad de CH}_4 = \frac{0.257 \text{ g}}{\frac{16 \text{ g}}{\text{moles}}} = 1.595 \text{ mol/s}$$

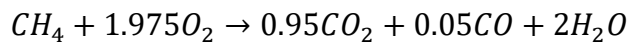
$$\text{cantidad de C}_2\text{H}_6 = \frac{4.89 \text{ g}}{\frac{30 \text{ g}}{\text{moles}}} = 0.163 \text{ mol/s}$$

$$\text{cantidad de N}_2 = \frac{0.35 \text{ g}}{\frac{28 \text{ g}}{\text{moles}}} = 0.012 \text{ mol/s}$$

$$\text{cantidad de } C_3H_8 = \frac{0.08g}{\frac{44g}{\text{moles}}} = 0.002 \text{ mol/s}$$

5.18.3. Ecuaciones de combustión de gas natural

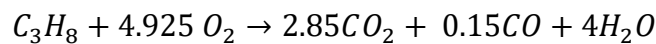
Para metano:



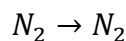
Para etano:



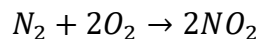
Para propano:



Para nitrógeno:

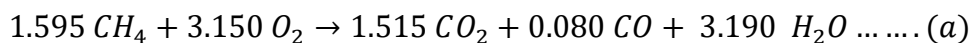


Para dióxido de nitrógeno:

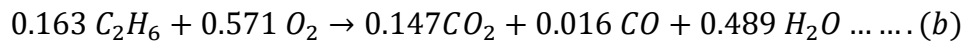


Con los moles calculados de cada compuesto se introduce a cada ecuación de combustión de gas natural.

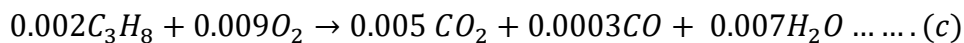
Para metano:



Para etano:



Para propano



5.18.4. Cálculo de productos de combustión de la caldera

Para determinar los productos de la combustión se realizó la suma de cada producto obtenido en las ecuaciones a, b y c.

Cantidad de CO₂ generado en la combustión:

$$CO_2 = 1.515 + 0.147 + 0.005 = 1.667 \text{ mol/s}$$

Cantidad de CO generado en la combustión:

$$CO = 0.080 + 0.016 + 0.0003 = 0.096 \text{ mol/s}$$

Cantidad de H₂O generado en la combustión:

$$H_2O = 3.190 + 0.489 + 0.007 = 3.686 \text{ mol/s}$$

Cantidad de O₂ utilizado en la combustión:

Para determinar el oxígeno utilizado en la reacción se obtiene con la sumatoria de las ecuaciones a, b y c:

$$O_2 = 3.150 + 0.571 + 0.009 = 3.729 \text{ mol/s}$$

Con exceso de 10% de aire.

$$O_2 = 3.729 * 1.10 = 4.102 \text{ mol/s}$$

Cálculo de flujo de aire seco que entra a la caldera:

la composición de aire es 21% O₂ y 79 % de N₂.

$$\text{cantidad de aire seco} = \frac{4.102 \text{ mol/s}}{0.21} = 19.53 \text{ mol/s aire}$$

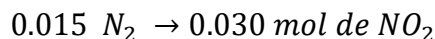
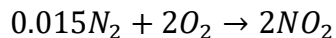
Cálculo de N₂ que entra:

$$\text{Cantidad } N_2 \text{ que entra} = 19.53 \text{ moles de aire} * 0.79 = 15.43 \text{ mol/s } N_2$$

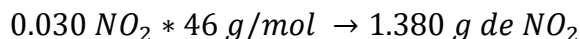
Cálculo de NO_x en la salida: Considerando 0.1% N₂ oxidado.

$$15.43 \text{ moles } N_2 * 0.001 = 0.015 \text{ mol de } N_2$$

Conversión a NO₂ aplicando en la ecuación de estequiometria.



El peso molecular del NOx: 46 g/mol



Cálculo de masa que entra a la caldera: (PM O₂=32g/mol y N₂=28g/mol)

Se determinó con la sumatoria de O₂ y N₂ presentes en el aire.

$$\text{Masa total de aire} = 4.102 \text{ mol} * \frac{32g}{\text{mol}} + 15.19 \text{ mol} * \frac{28g}{\text{mol}} = 563.34 \text{ g de aire}$$

Cálculo del agua en el aire: (60%)

$$\text{Cantidad de agua en el aire} = 563.34 \text{ g de aire} * 0.0077 * \frac{g \text{ de agua}}{g \text{ de aire}} = 4.34 \text{ g de } H_2O$$

Cálculo de moles de agua provenientes de la humedad:

$$\frac{4.34 \text{ g de } H_2O}{18 \frac{g}{\text{moles}}} = 0.24 \text{ moles } H_2O$$

Cálculo de oxígeno en los productos:

$$\text{Cantidad de } O_2 \text{ en el producto} = 4.102 \text{ moles total de } O_2 - 3.729 \text{ moles torico de } O_2$$

$$\text{cantidad de } O_2 \text{ en el producto} = 0.37 \text{ mol de } O_2$$

Cálculo de agua en los productos:

$$H_2O \text{ en los productos} = 3.686 \text{ moles de } H_2O \text{ de la comb.} + 0.24 \text{ moles de } H_2O \text{ del aire}$$

$$H_2O \text{ en los productos} = 3.927 \text{ moles } H_2O$$

En la tabla 71 se muestra los flujos de entrada y salida de balance de materia para la caldera establecida.

Tabla 73*Balance de materia para la caldera*

Compuesto	PM	GN (entrada)		Aire (entrada)		Gases de la combustión (salida)	
		g	moles	g	moles	g	moles
CH ₄	16	25.517	1.595	-	-	-	-
C ₂ H ₆	30	4.891	0.163	-	-	-	-
C ₃ H ₈	44	0.078	0.002	-	-	-	-
N ₂	28	0.347	0.012	432.079	15.431	432.006	15.429
O ₂	32	-	-	120.291	3.759	11.933	0.373
CO ₂	44	-	-	-	-	73.342	1.667
CO	28	-	-	-	-	2.697	0.096
NO ₂	46	-	-	-	-	1.380	0.030
H ₂ O	18	-	-	4.338	0.241	66.345	3.686
TOTAL		30.833	1.772	556.708	19.431	587.703	21.281

En la tabla 73, se muestra que a la caldera ingresa 30.833 g de gas natural (1.772 mol), junto con 552.370 g de aire seco (19.190 mol) y 4.338 g de agua proveniente de la humedad del aire (0.241 mol). Obteniendo como productos de combustión: 73.342 g de dióxido de carbono (1.667 mol), 2.697 g de monóxido de carbono (0.096 mol), 66.345 g de vapor de agua (3.686 mol), 432.006 g de nitrógeno (15.429 mol), 1.380g de dióxido de nitrógeno (0.030 mol) y oxígeno en exceso de 11.933 g (0.373 moles). De esta forma la igualdad de masa de entrada y salida confirma la conservación de materia y evidencia que la combustión es incompleta, con un exceso de aire de 10 % que garantiza la presencia de oxígeno residual, monóxido de nitrógeno y monóxido de carbono en los gases de combustión.

5.19. Balance de energía

Para los cálculos del balance de energía en el vaporizador de Gas Natural Licuado (GNL) de la Planta Satelital de Regasificación (PSR), según (Cengel & Ghajar, 2011), se ha considerado la ecuación de balance general de la energía que se muestra en la ecuación 43.

$$\left(\begin{array}{c} \text{Acumulacion de} \\ \text{energía} \\ \text{dentro del} \\ \text{sistema} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{transferencia de} \\ \text{energía al} \\ \text{sistema} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{transferencia} \\ \text{de energía fuera} \\ \text{del sistema} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{generación} \\ \text{de energía} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{consumo} \\ \text{de energía} \end{array} \right) \quad (43)$$

5.19.1. Balance de energía para vaporizador atmosférico

En el vaporizador atmosférico no se produce acumulación, generación ni consumo de energía. Únicamente habrá transferencia de energía desde el medio ambiente hacia el sistema. Esta transferencia se equilibra con la variación de la entalpia del flujo de GNL, dado que el GNL ingresa a una temperatura de -162°C y el GN sale aproximadamente a 5°C . Considerando estas variables se tiene la ecuación 44.

$$\sum E_{amb} = \sum E_{GNL} \quad (44)$$

$$Q_{amb} = \dot{m}_{GNL}(\Delta H) \quad (45)$$

$$\Delta H = \Delta H_{Cal,GNL} + \Delta H_{Vap} + \Delta H_{Cal,GN} \quad (46)$$

$$\Delta H = \int_{T_1}^{T_2} Cp_{GNL} * dT + \Delta H_{Vap} + \int_{T_1}^{T_2} Cp_{GN} * dT$$

Donde:

$Q_{amb} = \text{Calor del medio ambiente}$

$\dot{m}_{GNL} = \text{Flujo masico de GNL}$

$\Delta H_{Cal,GNL} = \text{Variacion de la entalpia GNL}$

$\Delta H_{Vap} = \text{Calor latente de vaporización (transición de fase)}$

$\Delta H_{Cal,GN} = \text{Variación de entalpia GN}$

$Cp_{GNL} = \text{Capacidad calorifica de GNL}$

$Cp_{GN} = \text{Capacidad calorifica de GN}$

Para realizar el cálculo de la variación de la entalpia se consideraron los siguientes valores

✓ $Cp_{GNL} = 3.45 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$

✓ $Cp_{GN} = 2.22 \text{ kJ/kg} \cdot \text{K}$

✓ $\Delta H_{Vap} = \text{calor latente de vaporizacion para una densidad de } 450 \text{ kg/m}^3 \text{ de GNL y flujo másico de } 0.4 \text{ kg/s, es aproximadamente } 510 \text{ kJ/kg. Reemplazando en la ecuación número}$

46 se tiene

$$\Delta H = 3.45 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}} * (-161.5 - (-162))\text{K} + 510 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} + 2.22 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}} * (5 - 161.5)\text{K}$$

$$\Delta H = 881.36 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Según la demanda proyectada el flujo másico de GNL estimado es de 0.40 kg/s y reemplazando en la ecuación número 45 se tiene.

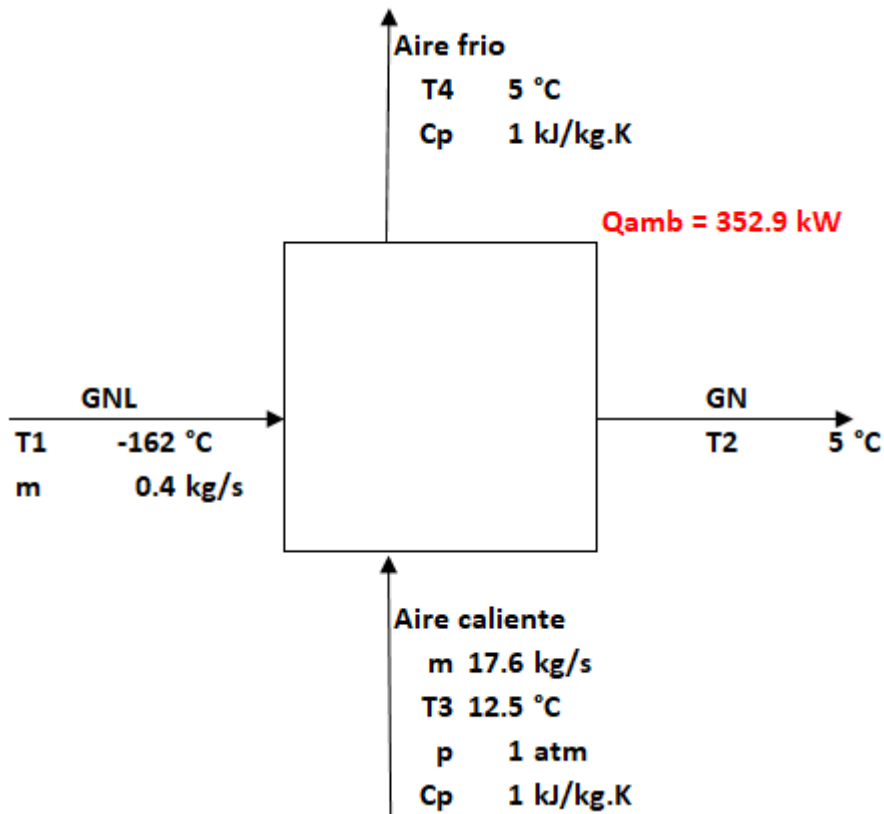
$$Q_{amb} = 0.40 \frac{kg}{s} * 881.36 \frac{kJ}{kg}$$

$$Q_{amb} = 352.5 kW$$

La grafica esquemática de balance de energía para el vaporizador atmosférico de Gas Natral Licuado (GNL) se presenta en la figura 20.

Figura 20

Grafica esquemática de balance de energía para vaporizador atmosférico



5.19.2. Cálculo de flujo de masa de aire para vaporizar el GNL

El cálculo de flujo de masa de aire necesario se determina a partir del balance de energía aplicado a la corriente de vapor según la ecuación 47.

$$Q_3 - Q_{amb} = Q_4 \quad (47)$$

$$Q_{amb} = Q_3 - Q_4$$

$$Q_{amb} = m_{aire}(\Delta H_3 - \Delta H_4)$$

$$Q_{amb} = m_{aire} \left(\int_{T_1}^{T_2} C_{p3} * dT - \int_{T_1}^{T_2} C_{p4} * dT \right)$$

$$352.5 \frac{KJ}{s} = m_{aire} \left(1 \frac{KJ}{kg \cdot K} (12.5 - 0)K - 1 \frac{KJ}{kg \cdot K} (5 - 0)K \right)$$

$$m_{aire} = 47 \frac{kg}{s}$$

5.19.3. Balance de energía para vaporizador de agua caliente

La temperatura de gas natural a la salida del vaporizador debe ser mayor a 5°C. Sin embargo, por factores climáticas extremas, esta puede descender por debajo de 5°C. para prevenir riesgos operativos, se instala una válvula de corte por frio que se activa al detectar una temperatura de -11°C, límite establecido como valor mínimo permitido.

Para compensar esta disminución de temperatura, entra en funcionamiento el vaporizador de agua caliente. Este equipo es un intercambiador de calor de tipo tubo y coraza, el fluido térmico es calentando mediante una caldera alimentada por el gas natural. Para determinar el calor necesario para incrementar la temperatura desde -11°C hasta 5°C.

Del balance de energía general visto en la ecuación 43, para el sistema presente no habrá generación de energía, ni transferencia de energía hacia el exterior del sistema y tampoco

acumulación. Sin embargo, habrá transferencia de energía hacia el interior cedido por el agua caliente y consumo de energía dentro del sistema por el calor absorbido de GN. La ecuación entonces se reduce a un balance de energía en estado estacionario como sigue.

$$\sum E_{cedido\ por\ agua\ caliente} = \sum E_{absorbido\ por\ GN} \quad (48)$$

$$Q_{agua} = Q_{GN} \quad (49)$$

$$Q_{GN} = \dot{m}_{GN}(\Delta H) \quad (50)$$

$$\Delta H = \Delta H_{Cal,GN} \quad (51)$$

$$\Delta H = \int_{T_1}^{T_2} C_{p_{GN}} * dT$$

$$\Delta H = 2.22 \frac{kJ}{kg * K} * (5 - (-11))K$$

$$\Delta H = 35.52 \frac{kJ}{kg}$$

Reemplazando en la ecuación 50 se tiene

$$Q_{GN} = 0.40 \frac{kg}{s} * 33.3 \frac{kJ}{kg}$$

$$Q_{GN} = 14.21kW$$

5.19.4. Cálculo de flujo de agua necesario para que aporte el calor necesario

Con el flujo de calor total determinado, se estimó el flujo de agua necesario para aportar el calor requerido. La temperatura y Cp del agua se tomó como referencia de las condiciones de operación de la Planta Satélite de Regasificación (PSR) de la ciudad de Ilo (PETROPERÚ, 2024).

✓ Temperatura de agua a la entrada del intercambiador = 45°C

- ✓ Temperatura de agua a la salida de intercambiador = 40°C
- ✓ $C_{pH_2O} = 3.9 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$
- ✓ Temperatura de entrada de gas natural = -11°C
- ✓ Temperatura de salida de gas natural = 5°C

El flujo de agua necesario se calcula mediante la fórmula 52.

$$Q = \dot{m}_{H_2O} * C_{pH_2O} * \Delta T \quad (52)$$

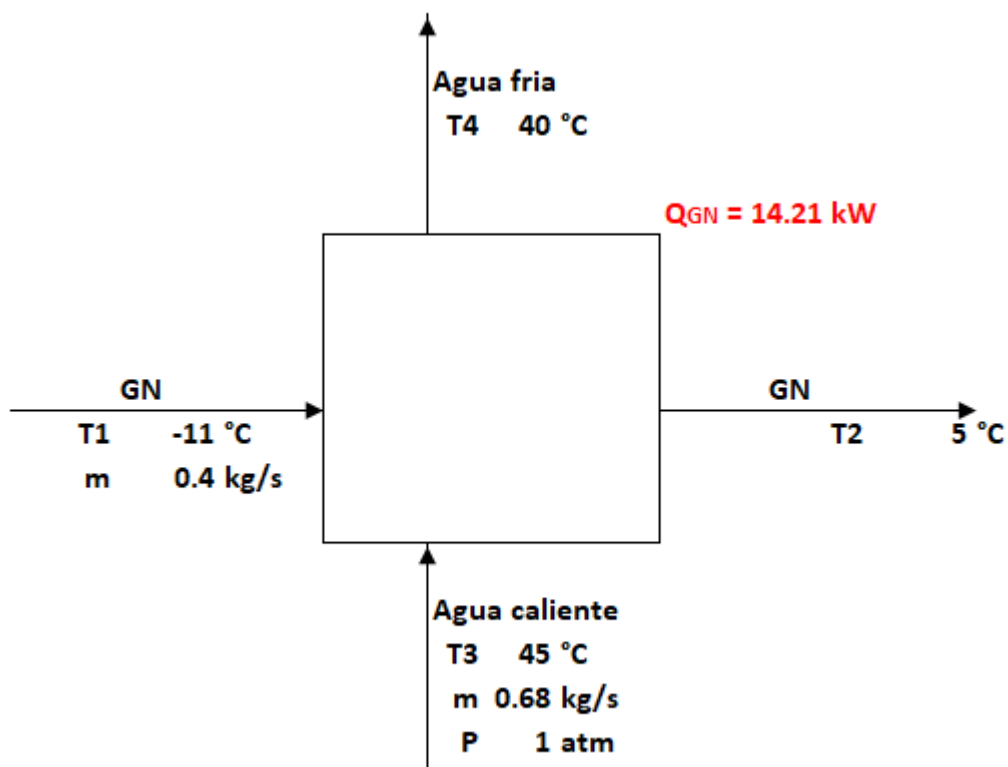
$$13.3 \text{ kw} = \dot{m}_{H_2O} * 3.9 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} * \text{K}} * (45 - 40) \text{K}$$

$$\dot{m}_{H_2O} = 0.68 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

El esquema grafica de balance de energía para el intercambiador de calor de tubo y coraza se presenta en la figura 21.

Figura 21

Esquema grafica de balance de energía para el intercambiador tubo y coraza



5.19.5. Balance de energía para la caldera

Para alimentar las calderas del sistema de agua caliente es necesario un caudal de gas natural. Este gas se tomará de la salida de la red distribución. El balance de energía se realiza mediante la ecuación 53.

$$\sum E_{entra} = \sum E_{sale} + Q_{perdidas} \quad (53)$$

$$Q_{GN} + Q_{aire} + Q_{Combustión} = Q_{perdidas} + Q_{gases} + Q_{abs.agua}$$

Donde:

Q_{GN} = Calor sensible del gas natural (kW)

Q_{aire} = Calor sensible del aire (kW)

$Q_{Combustión}$ = Energía entregada por la combustión (kW)

$Q_{perdidas}$ = Perdidas de calor (kW)

Q_{gases} = Calor transferido de los gases de chimenea (kW)

$Q_{abs.agua}$ = Calor absorbido por el agua (kW)

Calor necesario para calentar el gas natural

El gas natural en el ERM se encuentra a una temperatura aproximada de 5°C, la cual debe calentarse hasta alcanzar la temperatura referencia de 12.5°C, bajo una presión de 1 atm. El flujo másico de GN es de 0.027 kg/s, y su capacidad calorífica (Cp) a presión constante es de 2.2 kJ/ kg*K. El calor necesario para el calentamiento se puede calcular mediante la ecuación 54.

$$Q_{GN} = \dot{m}_{GN} * \Delta H \quad (54)$$

$$Q_{GN} = \dot{m}_{GN} \int_{T_1=5^{\circ}C}^{T_2=12.5^{\circ}C} C_{p_{GN}} * dT$$

$$Q_{GN} = 0.031 \frac{kg}{s} 2.22 \frac{kJ}{kg * K} * (12.5 - 5)K$$

$$Q_{GN} = 0.52 \text{ kW}$$

Calor necesario para calentar el aire

La temperatura promedio en el distrito de San Jerónimo es de 12.5°C, la cual debe calentarse hasta alcanzar la temperatura ambiente, aproximadamente 25°C. Considerando un

caudal másico de aire de 0.11 kg/s según el balance de materia realizado, y un calor específico a presión constante (C_p) de 1.004 kJ/ kg*K. La energía necesaria para el calentamiento se determinó mediante la ecuación 55.

$$Q_{aire} = \dot{m}_{aire} * \Delta H \quad (55)$$

$$Q_{aire} = \dot{m}_{aire} \int_{T_1=12.5^{\circ}C}^{T_2=25^{\circ}C} C_{p_{aire}} * dT$$

$$Q_{aire} = 0.11 \frac{Kg}{s} 1.004 \frac{kJ}{Kg * K} * (25 - 12.5)K$$

$$Q_{aire} = 1.38kW$$

Energía entregada por gas natural

El calor entregado por la combustión de gas natural se determinó mediante la multiplicación entre su poder calorífico superior (PCS) de gas natural y considerando el caudal másico de GN de 0.027 kg/s. La energía entregada por la reacción de combustión se determina mediante la ecuación 56.

$$\Delta Q_{Combustión} = \Delta H_{reacción} = \dot{m}_{GN} * PCS \quad (56)$$

Donde:

$\dot{m}_{GN}$ = flujo másico de gas natural (kg/s)

PCS = Poder calorífico superior de GN igual 11.98kWh/kg

$$\Delta Q_{Comb} = 0.031 \frac{kg}{s} * 11.98 \frac{kWh}{kg} * \frac{3600s}{1h}$$

$$\Delta Q_{\text{Comb}} = 1\,336.9\text{ kW}$$

Calor transferido en los gases de chimenea

La temperatura en los gases de chimenea por la combustión de gas natural según (FANGKUAI, 2025) es aproximadamente 180°C, y la temperatura referencial de entrada es de 25°C. En la tabla 74 se presenta los calores específicos y flujos másicos para los cálculos.

Tabla 74

Capacidad calorífica promedio de gases de combustión

Compuesto	Flujo másico	Fracción másica	Cp (J/mol.K)	PM(g/mol)	Cp (J/g.K)	Cp*x
N ₂	432.006	0.735	29.88	28	1.040	0.764
O ₂	11.933	0.020	29.38	32	0.918	0.019
CO ₂	73.342	0.125	37.13	44	0.844	0.105
CO	2.697	0.005	29.14	28	1.040	0.005
NO ₂	1.380	0.002	37.20	46	0.809	0.002
H ₂ O	66.345	0.113	33.58	18	1.864	0.210
	587.703	1.000				1.106

$$C_{p\text{promedio}} = \sum C_{p_i} x_i$$

Donde:

C_{p_i} = capacidad calorífica de gases de chimenea ($\frac{\text{J}}{\text{g}} \cdot \text{K}$)

x_i = fracción másica del compuesto

Según la tabla 74, el Cp promedio de los gases de chimenea es igual a 1.106 J/kg*K y el flujo másico estimado es de 587.703 g/s equivalente a 0.59 kg/s. Con estos datos, se calcula la energía transferida en el gas de chimenea, según la ecuación 57.

$$Q_{gases} = \dot{m}_{gases} * \Delta H \quad (57)$$

$$Q_{gases} = \dot{m}_{gases} \int_{T_1}^{T_2} C_{p_{gases}} * dT$$

$$Q_{gases} = 0.59 \frac{kg}{s} * 0.983 * \frac{kJ}{kg * K} * (180 - 25)K$$

$$Q_{gases} = 89.9 kW$$

Calor absorbido por el agua

La temperatura del agua que ingresa a la caldera se ha considerado la temperatura promedio del distrito de San Jerónimo 12.5°C, esta debe elevarse hasta la temperatura de salida de 45°C según FENOSA (2017a). El flujo másico de agua es de 0.68 kg/s, y el (Cp) de agua igual a 4.18 kJ/kg*K. El calor absorbido se calcula mediante la fórmula 58.

$$Q_{abs.agua} = \dot{m}_{agua} * \Delta H \quad (58)$$

$$Q_{abs.agua} = \dot{m}_{agua} \int_{T_1}^{T_2} C_{p_{agua}} * dT$$

$$Q_{abs.agua} = 0.68 \frac{kg}{s} * 4.18 \frac{kJ}{kg.K} (45 - 12.5)K$$

$$Q_{abs.agua} = 92.38kW$$

Reemplazando en la ecuación 58 se tiene

$$Q_{GN} + Q_{aire} + Q_{Combustión} = Q_{perdidas} + Q_{gases} + Q_{abs.agua}$$

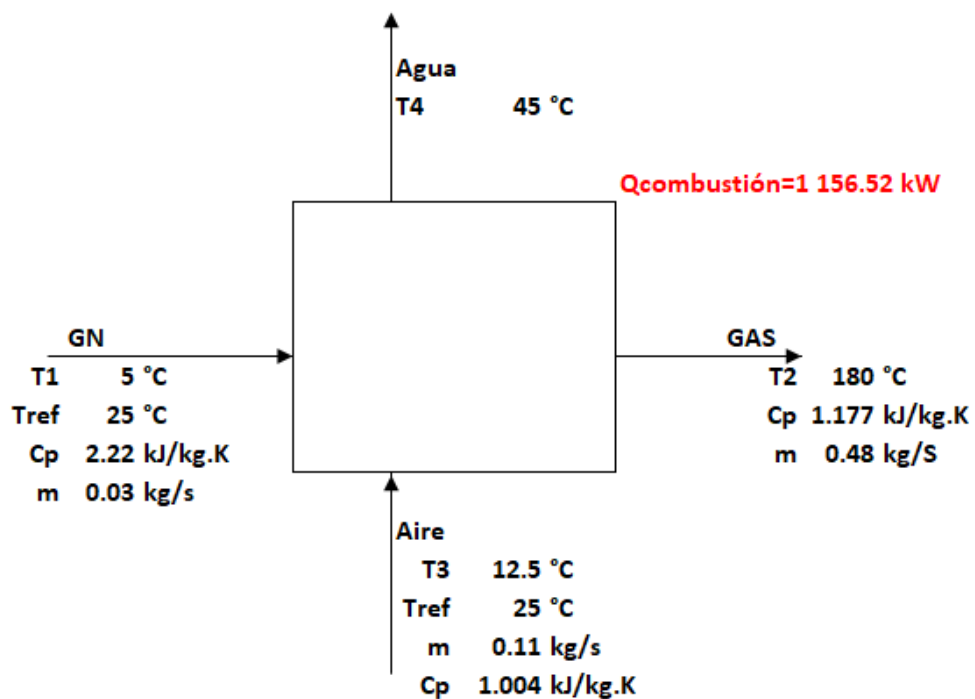
$$0.52 kW + 1.38 kW + 1\,336.9 kW = Q_{perdidas} + 89.9kW + 92.38 kW$$

$$Q_{perdidas} = 1\,156.52 kW$$

De acuerdo a los cálculos realizados se tiene una pérdida de calor igual a 1 156.52 kW. En la figura 22 se muestra un esquema grafica de balance de energía para el caldero.

Figura 22

Esquema grafica de balance de energía para el caldero



CAPITULO VI.

ESTUDIO DE LA ORGANIZACIÓN

6.1. Estructura organizativa

Toda empresa debe contar con una estructura organizacional definida, de manera que facilite la ejecución ordenada de las actividades, tanto del personal, gestión de materiales y recursos financieros. Esta organización debe orientarse al cumplimiento de los objetivos de la empresa. Con la finalidad de garantizar una gestión eficiente se proyecta la incorporación de un equipo con las competencias técnicas adecuadas, encargados de la administración general de la empresa. La estructura organizativa se presenta en la figura 23.

Figura 23

Estructura organizativa para la operación de PSR

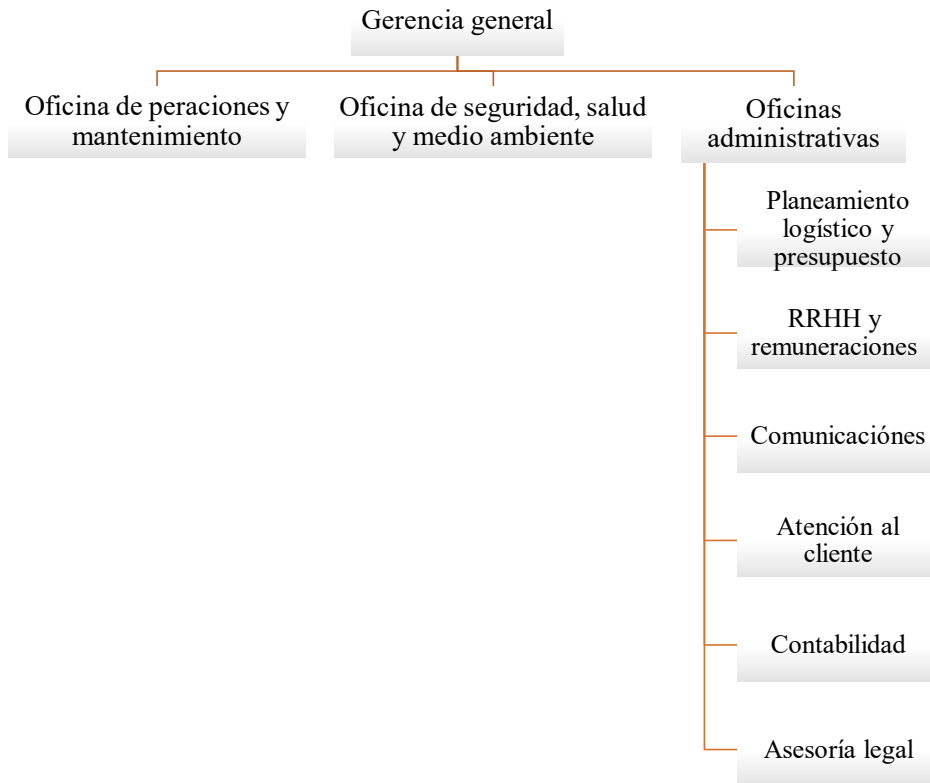


Tabla 75*Cantidad de personal requerida para la operación de PSR*

Oficinas	Cargo	Cantidad
Gerencia general	Gerente general	1
Oficina de operaciones y mantenimiento	-Ingenieros de operaciones y mantenimiento	3
	-Asistente de operaciones y mantenimiento	1
Oficina de seguridad, salud y medio ambiente	-Ingeniero de HSQ	3
	-Cuadrillas de atención de emergencias	7
	-Cuadrillas especializadas de atención de emergencias	7
Áreas administrativas	-Planeamiento logístico y presupuesto	1
	-RRHH y remuneraciones	1
	-Responsable de comunicaciones	1
	-Atención al cliente	3
	-Contador	1
	-Área legal	1
Total		30

(FENOSA, 2017a)

6.2. Funciones y responsabilidades

6.2.1. Gerente general

Dirigir y representar a la empresa ante autoridades, clientes y socios. Asimismo, tendrá la responsabilidad de aprobar el presupuesto, así como los planes de mantenimiento y operación.

6.2.2. Responsable de operaciones y mantenimiento

Planificar y supervisar la operación de PSR, verificar el correcto funcionamiento de los equipos y coordinar los mantenimientos tanto preventivos y correctivos.

6.2.3. *Asistentes de operaciones y mantenimiento*

Brindar asistencia en la operación de regasificación y el suministro de gas natural. Verificar los parámetros operativos como la presión, temperatura y caudal, reportar las incidencias, y apoyar en los trabajos de mantenimiento de los equipos.

6.2.4. *Responsable de HSQ*

Garantizar el cumplimiento en temas de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente, implementar el Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo (SGSST). Asimismo, coordinar con las cuadrillas de emergencia.

6.2.5. *Cuadrillas de atención de emergencias*

Actuar en caso de emergencias como fugas de gas natural e incendios, realizar simulacros periódicos, asimismo realizar mantenimiento constante de los equipos destinados a la atención de emergencias.

6.2.6. *Cuadrillas especializadas de atención de emergencias*

Atender emergencias de mayor riesgo, como las fugas de gas natural criogénico y la estabilización de sistemas de presión; brindar soporte técnico a la compañía de bomberos, elaborar planes de contingencia ante situaciones de emergencia; y elaborar protocolos y procedimientos preventivos, reactivos y correctivos para la atención de emergencias dentro de la planta.

6.2.7. *Planeamiento logístico y presupuesto*

Coordinar abastecimiento continuo de gas natural, planificar y administrar el presupuesto institucional, así como gestionar requerimientos para la adquisición de bienes y contratación de servicios externos.

6.2.8. Responsable de comunicaciones

Actuar ante emergencias o ruptura de redes, y acudir a los medios de comunicación para informar oportunamente.

6.2.9. Atención al cliente

Recepción de llamadas, atención de reclamos, gestión de facturas y boletas, ingreso de expedientes, y orientación a las personas interesados en el servicio.

6.2.10. Contador

Realizar operaciones contables para el reporte financiero y tributarios.

6.2.11. Área legal

Velar por el cumplimiento normativo y regulatorio ante entidades como OSINERGMIN, MINEM, OEFA, ANA, SENACE, entre otros; revisar contratos y procesos de negociación; representar a la entidad en acciones de defensa legal; mitigar todos los riesgos conforme a los marcos legales y regulatorios vigentes.

CAPITULO VII.

ESTUDIO MEDIO AMBIENTAL

7.1. Marco normativo

Es fundamental tener en cuenta que las actividades industriales, como la instalación de Planta Satélite de Regasificación (PSR), se desarrollan dentro de un marco normativo vigente, el cual está constituido por las Leyes, Reglamentos y Ordenanzas como se detalla a continuación.

7.1.1. Ley N°26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos

Mediante el Decreto Supremo N°039-214-EM, establece los requisitos y procedimientos para la protección ambiental en actividades de hidrocarburos, la cual se sustenta en la Ley N° 28611, Ley general de ambiente y la Ley N°27446, Ley de Sistema Nacional de Evaluación de Impacto ambiental (Diario Oficial El Peruano, 2025).

7.1.2. Ley N°27446, Ley de Sistema Nacional de Evaluación de Impacto ambiental

Mediante el Decreto Supremo N°004-2024-MINAM, establece los procedimientos para la evaluación de impacto ambiental.

7.1.3. Ordenanza Regional N°258-2024-CR/GRC

Evaluación de la declaración del impacto ambiental, para las actividades de hidrocarburos, plantas de regasificación de GNL/GNC, redes de abastecimiento y/o distribución de gas natural y demás actividades relacionadas a hidrocarburos de categoría I (GORE CUSCO, 2024).

7.1.4. Ordenanza Municipal N°012-2018-MDSJ

Establece las normas y directrices para la protección del medio ambiente en el distrito de San Jerónimo.

7.2. Zona de influencia

El proyecto de instalación de Planta Satélite de Regasificación (PSR) se localizará en el sector de Pillao Matao, distrito de San Jerónimo, provincia y departamento del Cusco. La zona cuenta con vías parcialmente asfaltadas y con servicio básicos disponibles, como agua potable y desagüe.

El terreno propuesto, cuyas coordenadas UTM son 19 L, 188906.59 m E, 8501505.14 m S, en el cual se puede evidenciar existencia de cultivos de maíz, hortalizas, crianza de animales menores, así como fuentes de aguas naturales provenientes de manantes. En cuanto a las edificaciones cercanas a la planta, las viviendas están construidas predominantemente de materiales nobles y adobe.

7.3. Descripción del medio ambiente

7.3.1. Entorno físico

El sector Pillao Matao está situado en el distrito de San Jerónimo, provincia del Cusco, se caracteriza por ser un valle interandino a una altitud aproximada de 3200 m.s.n.m., con un clima frío-templado, durante los meses de noviembre a marzo se registran lluvias intensas, mientras que entre abril y octubre predominan las heladas. La temperatura promedio es de 12.5°C, según a la estación del año (OGRD San Jeronimo, 2022).

En cuanto a las características edáficas, el lugar presenta suelos de tipo coluvial y aluvial, con formaciones rocosas sedimentarias y metamórficas. La hidrología está determinada

principalmente por manantes, los cuales constituyen la principal fuente de recursos hídricos y son fundamentales tanto para consumo humano y el desarrollo de las actividades agrícolas.

7.3.2. Entorno biológico

En cuanto a la flora, la vegetación predominante es de tipo herbáceo y arbustiva. Entre las especies más representativas se encuentra la Queñua, en algunos sectores cobertura de pastos naturales (OGRD San Jeronimo, 2022).

En cuanto a la fauna, debido a la urbanización y el crecimiento poblacional en la zona, se puede observar la presencia de algunas especies con escasa representatividad, entre ellas se encuentran aves, roedores, anfibios, insectos, arácnidos, moluscos y anélidos.

7.3.3. Entorno socio cultural

El distrito de San Jerónimo actualmente cuenta con organizaciones sociales activas, dentro de ellas se encuentran las juntas vecinales, asociación de productores y algunos comités de gestión. Esto contribuye en la participación de la ciudadanía en temas de desarrollo local. El distrito cuenta con algunos sitios arqueológicos. En efecto, el significado del patrimonio cultural y natural implica que cualquier tipo de intervención dentro del territorio debe considerar mecanismos pertinentes de información, consulta y participación ciudadana, con el objetivo de mitigar cualquier tipo de conflicto social.

En la tabla 76, se presenta el análisis de los posibles impactos, efectos y medidas de mitigación asociados al proyecto, en referencia a los componentes del entorno físico, biológico y socio cultural en el área de impacto del proyecto.

Tabla 76*Cuadro de identificación de posibles impactos ambientales*

Factor	Causa	Descripción	Efecto	Medidas de mitigación
Físico	Fugas de gas	Liberación de metano al ambiente en la regasificación o distribución de GN	Calidad de aire alterada	Monitoreo permanente de la calidad de aire
	Obras civiles	Movimiento de tierras en la fase de construcción	Terrenos susceptibles a erosión	Pavimentar los suelos intervenidos o afectados
	Agua de proceso	Agua para el proceso de regasificación en el intercambiador de tubo y coraza	Calidad de agua alterada	Monitoreo permanente de la calidad de agua
	Ruido	Ruidos ocasionados por equipos a motor en la operación de la planta y maquinarias pesadas en la construcción	Malestar en la población aledaña por la contaminación sonora	Monitoreo permanente de los límites permisibles de ruido
Biológico	Desbroce	Remoción de la vegetación en la etapa de preparación de terreno para la construcción	Biodiversidad desplazada	Reponer la biodiversidad existente con plantación de árboles y otros
	Derrame y fuga de sustancias químicas	Sustancias químicas utilizadas en procesos auxiliares como, pruebas, pintado, odorizantes, entre otros.	Afectación de fauna y flora existente	Implementar planes de emergencia de respuesta
Socio cultural	Paisaje cultural alterada	Construcción de la planta dentro de la zona urbana	Pérdida del paisaje o áreas verdes	Integrar el diseño natural alrededor de PSR
	Conflictos sociales	Conflictos entre la empresa, gobierno y los habitantes por la contaminación ambiental.	Protestas que pueden incluir paralización de la planta	Contar con un plan de monitoreo de agua, aire, ruido y suelo.

Fuente: Adaptado de (Huayllas, 2023)

Tabla 77*Persistencia en el tiempo del impacto ambiental*

Factor	Descripción	Tipo de impacto	Persistencia en el tiempo
Físico	Aire contaminado	Negativo	Aire: temporal
	Suelo alterado		Suelo: temporal
	Agua contaminada		R. hídricos: temporal
	Contaminación sonora		Ruido: temporal
Biológico	Biodiversidad desplazada	Negativo	Habitad: irreversible
Socio cultural	Paisaje cultural alterada	Negativo	Irreversible

Fuente: adaptado de (Huayllas, 2023)

De acuerdo con la tabla 77, los impactos identificados se caracterizan predominantemente de tipo negativo, estando asociados a diversos factores como la contaminación del aire, alteración de suelos, afectación de recursos hídricos, pérdida de habitat, generación de ruidos y alteración de paisaje cultural.

No obstante, la mayoría de estos impactos tienen una persistencia temporal, de modo que, por medio de implementación de medidas de control y mitigación adecuadas, es posible reducir y evitar efectos irreversibles en el entorno del proyecto.

7.4. Matriz de LEOPOLD

Es un instrumento utilizado para evaluar las actividades que pueden ocasionar impactos negativos al medio ambiente. Esta matriz considera dos variables principales: magnitud e importancia.

- ✓ **Magnitud:** Representa el grado de alteración que experimenta un factor ambiental por la implementación de un proyecto. Se califica en una escala de 1 al 10, donde 1 indica una alteración mínima y 10 una alteración máxima.
- ✓ **Importancia:** refleja el peso relativo del impacto, es decir, la relevancia que tiene dicha alteración por la ejecución de un proyecto en el contexto ambiental. Lo cual también se califica de 1 al 10, siendo 1 insignificante y 10 de máxima significancia.

En la tabla 78 se presenta los intervalos de calificación para la matriz de LEOPOLD, con la cual se podrá valorar los impactos ambientales positivos y negativos por la implantación del presente proyecto.

Tabla 78

Intervalos de calificación para la matriz de LEOPOLD

Calificación negativa	Intervalos	
Irrelevantes	0	-25
Moderados	-25	-50
Severos	-50	-75
Críticos		> -75
Calificación positiva	Intervalos	
Poco importante	0	25
Importante	25	50
Muy importante		> 50

Fuente: (Márquez, 2019)

Tabla 79

Matriz de LEOPOLD

Valoración	Magnitud : 1-10, Importancia: 1-10	Acciones con posibles efectos												Afectaciones		Total Afectacio nes	Agregado del Impacto
	Importancia, 1=nada, 10=alta	Construcción de obras civiles y montaje			Operación de la planta				Distribución de gas natural								
	Magnitud , 10=grande, 5=mediano, 1=pequeño	Remocion de tierras	Construcci on de infraestruct ura	Instalacion de equipos	Emisión de gases contamiant es CO2, CH4	Consumo de agua y energía	Fugas de gas natural	Manejo de aguas para proceso	Excavación para instalación de tuberías	Mantenimi ento y operación	Fugas de gas natural	Venta de gas natural					
													+	-			
Características físicas y químicas		-1 1	-1 1	-1 1	-2 2		-1 1		-1 1	-1 1	-1 1		0 1	8 1	8	-11	
	Aire	-2 1	-1 1					-1 1	-2 1	-1 1			0 1	5 1	5	-7	
	Suelo	-1 1	-1 1			-2 2			-1 1	-1 1			0 1	5 1	5	-8	
Flora y fauna		-2 1	-1 1		-1 1	-1 1	-1 1	-1 1	-2 1	-1 1	-1 1		0 1	9 1	9	-11	
	Habitats natural		-1 1			-1 1		-1 3					0 1	3 1	3	-5	
	Cuerpos de agua	-1 1	-1 1	-1 1					-1 1	-1 1			0 1	5 1	5	-5	
Socio cultural y económico		-1 1	-1 1	-1 1	-1 2	-1 2	-1 2	-1 1	-1 1	-1 1	-1 1		0 1	10 1	10	-13	
	Impacto en salud pública	-1 1	-1 1	-1 1					-1 1	-1 1			0 1	5 1	5	-5	
	Paisaje cultural	-1 1	-1 1	-1 1	-1 1		-2 2	-2 3	-1 1		-1 2		0 1	8 1	8	-17	
	Conflictos sociales											8 6	0 1	0 1	1	48	
	Seguridad y energía mas barata																
	Afectaciones positivas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	58	59	-34	
	Afectaciones negativas	8	9	5	4	4	4	5	8	7	4	0	58				
Total de afectaciones		8	9	5	4	4	4	5	8	7	4	1	59				
Agregado del impacto		-10	-9	-5	-8	-8	-8	-12	-10	-7	-5	48	-34				

Nota: La valoración de impactos positivos y negativos se muestra en el anexo 5

Según el análisis consolidado de impactos presentados en la tabla 79, los conflictos sociales registran una significancia moderada con un valor de -17, conforme a los intervalos de calificación. Para mitigar estos riesgos se contempla la implementación de planes de contingencia, así como el seguimiento riguroso del cumplimiento en su ejecución.

En cuanto los impactos positivos, se identifica una valoración máxima de 48, clasificada como importante, lo cual es un indicador clave de los beneficios económicos derivados por la implantación de una Planta Satélite de Regasificación (PSR).

7.5. Plan de monitoreo ambiental

7.5.1. *Monitoreo de la calidad de aire*

7.5.1.1. Normativa aplicable

- ✓ Ley 28611, Ley general del ambiente
- ✓ D.S. N° 003-2017-MINAM, la cual define los estándares de calidad ambiental (ECA) para el aire.
- ✓ D.S. N° 010-2019-MINAM, protocolo nacional de monitoreo para la calidad ambiental de aire.

7.5.1.2. Parámetros a monitorear

En el documento de MINAM (2019), se establece el protocolo nacional de monitoreo de la calidad ambiental del aire, así como los parámetros que se deben evaluarse en función a las fuentes vinculantes. Para el presente proyecto, se toma como referencia la sección correspondiente a las industrias de procesamiento de combustibles. Los parámetros y la frecuencia de monitorio se detallan en la tabla 80.

Tabla 80*Parámetros y frecuencia de monitoreo de calidad de aire*

Fuente vinculante	Factor	Parámetros a priorizar en el monitoreo	Número de mediciones	Frecuencia	Estándar de referencia ECA
Etapa de construcción	Monitoreo de la calidad de aire	PM ₁₀ , PM _{2.5}	1	Mensual	DS-003-2017-MINAM
Etapa de operación de PSR		COV, CH ₄	1	Mensual	DS-003-2017-MINAM

7.5.2. Monitoreo de ruido ambiental**7.5.2.1. Normativa aplicable**

- ✓ Ley 28611, Ley general del ambiente
- ✓ D.S. N°085-2003-PCM-ECA para ruido
- ✓ D.S. N° 005-2019-MINAM límite máximo permisible

7.5.2.2. Parámetros a monitorear

En MINAM (2019), se definen los estándares de calidad para ruido, entendidos como los niveles máximos permitidos en el ambiente exterior, los cuales no deben excederse a fin de proteger la salud humana. Los parámetros y la frecuencia de monitorio se detallan en la tabla 81.

Tabla 81*Parámetros y frecuencia de monitoreo de ruido ambiental*

Zona de aplicación	Horario diurno 7:00 a 22:00 (dB)	Horario nocturno 22.01 a 7:00 (dB)	Numero de mediciones	Frecuencia	Estándar de referencia ECA
Zona de protección especial	50	40	No aplica	No aplica	DS N°085-2003-PCM-ECA
Zona residencial	60	50	1	Mensual	DS N°085-2003-PCM-ECA
Zona comercial	70	60	1	Mensual	DS N°085-2003-PCM-ECA
Zona industrial	80	70	No aplica	No aplica	DS N°085-2003-PCM-ECA

7.5.3. Monitoreo de la calidad de agua

7.5.3.1. Normativa aplicable

- ✓ Ley 28611, Ley general del ambiente
- ✓ Ley 29338, Ley de recursos hídricos
- ✓ RJ 010 -2016-ANA, protocolo nacional para el monitoreo de la calidad de los recursos hídricos superficiales
- ✓ D.S. N° 004-2017-MINAM, ECA para agua

7.5.3.2. Parámetros a monitorear

En MINAM (2019), se define el Estándar de Calidad Ambiental (ECA) o del grado de elementos, sustancias o parámetros físicos, químicos, y biológicos, presentes en el agua. Dentro de los ECA para agua se consideran las siguientes categorías:

- ✓ Categoría 1: poblacional y recreacional

- ✓ Categoría 2: Extracción, cultivo y otras actividades marino costeras y continentales
- ✓ Categoría 3: riego de vegetales y bebidas de animales
- ✓ Categoría 4: conservación del medio ambiente acuático

Para el presente proyecto se empleará las aguas para uso poblacional, clasificadas en la categoría 1. El número de mediciones será una vez al año, y los parámetros a medir se detallan en los anexos 5 y 6, tomando como referencia el D.S. N° 004-2017-MINAM.

CAPITULO VIII.

ESTUDIO DE INVERSIONES Y FINANCIAMIENTO

8.1. Inversiones en activos fijos tangibles de PSR

Dentro de las inversiones en activos fijos tangibles se contemplan los siguientes costos: adquisición de terreno, obras civiles, equipos de instrumentación y control, sistemas de seguridad, instalaciones mecánicas y eléctricas, equipos electrógenos, sistema de pararrayos y actividades de montaje hasta la puesta en operación de la planta. Asimismo, se debe considerar los costos por la instalación de redes de gas natural, traslado de tanques, vaporizadores y otros equipos con logística propia hasta el lugar de la planta. El costo total correspondiente a los activos fijos tangibles asciende a \$4 199 530.66 o el equivalente a S/ 14 992 324.46. El desglose detallado de estos costos se presenta en la tabla 82.

Tabla 82

Inversiones en activos fijos tangibles

Terreno 4000 m², costo 200 dólares/m²	\$ 800 000.00
Obras de ingeniería	\$2 879 864.86
Obra civil incluye excavaciones para tendido de redes de GN	\$350 000.00
Estudio geotécnico	\$35 000.00
Vigilancia obra	\$64 864.86
Tendido de tuberías de GN	\$1 850 931.80
Tendido de red de distribución para 3 mil viviendas x costo tubería de Polietileno (PE) 40.36 dólares el metro lineal de 25 mm de diámetro x distancia promedio de instalación cada 10 metros	\$1 210 800.00
Tendido de red troncal 7385 metros x 86.68 dólares metro lineal costo de tubería de PE de 160 mm de diámetro	\$640 131.80
Equipos principales de PSR	\$452 000.00
Deposito 150 m ³ / 10 bar	\$167 000.00
PPR deposito	\$30 000.00
Vaporizadores (3x1000 Sm ³)	\$90 000.00
ERM + contador (3000 Sm ³ /h)	\$60 000.00
Intercambiador anular y calderas eléctrico 16 kWx2	\$35 000.00
Odorización doble bomba conmutación manual	\$70 000.00

Zona descarga	\$8 500.00
Mangueras descarga	\$2 500.00
Acople MANTEK	\$6 000.00
Equipos de instrumentación y control	\$201 317.00
Equipo eléctrico	\$10 000.00
SAI (autonomía 2 horas)	\$15 500.00
Telecontrol (SCADA) modems	\$5 000.00
Instrumentación (sondas temperatura + trans. presión)	\$15 000.00
Válvulas automáticas HOROSE	\$20 000.00
Válvulas manuales criogénicas	\$30 000.00
Válvula general gas	\$35 000.00
Finales de carrera (sensores)	\$25 000.00
Grupo electrógeno (grupo electrógeno 25 kw + cuadro conmutación, transporte, instalación y puesta en marcha)	\$45 817.00
Transportes, grúas y fletes	\$258 190
Transporte del tanque (flete + terrestre), transporte de resto equipos (flete + terrestre), grúas tanque, grúas vaporizadores y equipos	\$258 190
Equipos de seguridad	\$73 200.00
extintores 50kg homologación UL	\$42 000.00
Carteles	\$300.00
paros emergencia externos	\$400.00
Transporte de extintores	\$500.00
sistema de video vigilancia	\$25 000.00
sistema detección llama, humo y gas	\$5 000.00
Instalaciones dentro de PSR	\$105 527.00
Instalación mecánica (premontaje skid + tuberías en taller, material INOX (tubos, accesorios), radiografías, líquidos penetrantes)	\$36 985.00
Instalación eléctrica (material cables, bandejas, soportes, etc, además incluye pre-montaje eléctrico en taller)	\$15 105.00
Instalación pararrayos (material, montaje mecánico y eléctrico)	\$8 124.00
Instalación deposito agua (Instalación deposito agua 1000 lts)	\$2 117.00
Montaje en planta y puesta en servicio (horas montaje mecánico/eléctrico en planta, dietas, avión y hoteles)	\$43 196.00
Total	\$4 199 530.66

Fuente: (FENOSA, 2017a)

8.2. Inversiones en activos fijos intangibles de PSR

Dentro de los activos fijos intangibles se incluyen estudios previos, permisos, diseños de ingeniería, estudios ambientales, licencias, patentes, tecnologías de software para el control remoto, capacitación de personal para operadores de planta, así como consultorías destinadas a la elaboración de Planes de Seguridad y Salud en el Trabajo (PASST). El costo total estimado de estos activos se detalla en la tabla 83, ascendiendo a \$90 666.00 o equivalente a S/ 323 677.62.

Tabla 83

Inversión en activos fijos intangibles

Descripción	Costo
Ingeniería Perú + supervisión obra, pruebas OSINERGMIN, elaboración de sistema de gestión de seguridad y salud en el trabajo, documentación de la obra según pliego de condiciones, sistema SCADA.	\$90 666.00
Total	\$90 666.00

Fuente: (FENOSA, 2017a), Nota: Se utilizó el tipo de cambio referencial, \$1 = S/ 3.57

8.3. Capital de trabajo de PSR

Para estimar el capital de trabajo de la PSR, es necesario considerar los costos asociados a los servicios básicos, contratación de personal técnico, transporte de GNL, entre otros rubros operativos, con el objetivo de evitar contingencias durante el inicio de actividades. El costo de bienes y servicios estimados ascienden a \$56 728.68, como se detalla en la tabla 84.

Tabla 84*Resumen de capital de trabajo de PSR*

Descripción	mes	costo unitario	Costo total
GNL m ³	110.00	\$127.00	\$13,970.00
Transporte HAM máximo 52.5 m ³	2.00	\$3,291.37	\$6,582.74
Gerente general	1.00	\$3,743.32	\$3,743.32
Responsable de operaciones	3.00	\$3,475.94	\$10,427.81
Asistente de operaciones	1.00	\$668.45	\$668.45
Jefe de planeamiento logístico y presupuesto	1.00	\$1,069.52	\$1,069.52
Responsable de comunicaciones	1.00	\$802.14	\$802.14
Responsable de HSQ	3.00	\$1,069.52	\$3,208.56
Área de atención al cliente 03	3.00	\$802.14	\$2,406.42
Contador	1.00	\$802.14	\$802.14
Área legal	1.00	\$1,069.52	\$1,069.52
Cuadrillas de atención de Emergencias 6 integrantes	1.00	\$2,139.04	\$2,139.04
Cuadrilla de emergencia especializada 6 integrantes	1.00	\$2,139.04	\$2,139.04
Energía eléctrica	1.00	\$1,500.00	\$1,500.00
Agua potable	1.00	\$1,000.00	\$1,000.00
Materiales de limpieza	1.00	\$1,200.00	\$1,200.00
Materiales de escritorio	1.00	\$3,000.00	\$3,000.00
Publicidad	1.00	\$1,000.00	\$1,000.00
Total			\$56 728.68

Nota: Se utilizó el tipo de cambio referencial, \$1 = S/ 3.57

8.4. Resumen de inversiones para PSR

Para el proyecto de Planta de Satelital de Regasificación (PSR), se prevé destinar mayor cantidad de presupuesto a la inversión en activos fijos tangibles, equivalente al 97% del total. Adicional a ello, se destinará un 2% a activos fijos intangibles y un 1% al capital de trabajo, conforme se detalla en la tabla 85.

Tabla 85*Resumen de inversiones para PSR*

Descripción	Costo en dólares	Costo en soles	porcentaje
Inversiones en activos fijos tangibles	\$4 199 530.66	S/ 14 992 324.46	97%
Inversiones activos fijos intangible	\$90 666.00	S/ 323 677.62	2%
Total de inversión en activos	\$4 290 196.66	S/ 15 316 002.08	
Cap. de trabajo	\$56,728.68	S/ 202 521.39	1%
Total	\$4 346 925.34	S/ 15 518 523.46	100%

Nota: Se utilizó el tipo de cambio referencial, \$1 = S/ 3.57

8.5. Financiamiento para el proyecto de PSR

Los proyectos de alto costo en la mayoría de las veces requieren financiamiento externo. Según Ayala (2019) “Plantas satélites de regasificación” contempla un 40% de capital propio y financiamiento de 60%. Por otro lado, Zapata (2021) propone un proyecto para una Planta Satélite de Regasificación (PSR) con 20% de capital propio y con un financiamiento de 80%.

En base a las referencias antes mencionadas se prevé un financiamiento de 60% y se deberá contar con un 40% de capital propio para el presente proyecto, como se detalla en la tabla 86.

Tabla 86*Financiamiento para PSR*

Inversión total requerido	Financiamiento	Capital propio
\$4,346,925.34	\$2,608,155.21	\$1,738,770.14
S/.15,518,523.48	S/.9,311,114.09	S/.6,207,409.39
100%	60%	40%

Nota: Se utilizó el tipo de cambio referencial, \$1 = S/ 3.57

8.6. Estructura de pagos de financiamiento

Para fijar las tasas de interés se han considerado como referencia la Tasa de Interés Efectiva Anual (TIEA) del Banco Interamericano para el Desarrollo (BID), equivalente al 15%. Y la (TIEA) del Banco de Crédito del Perú (BCP) equivalente a 12%. Bajo estas referencias, se proyecta el pago de la deuda en un plazo de 15 años, con una (TIEA) de 15%, la entidad que financiará el proyecto será BID o CAF, no se han contemplado los riesgos de variación en la tasa de interés, ya que el financiamiento se obtendrá a una tasa fija anual, como se detalla en la tabla 87.

Tabla 87

Condiciones de financiamiento

Descripción	Valores	Entidad financiera
Valor Total de Préstamo (VTP)	\$2,608,155.21	BID, CAF
TIEA	15%	Fijo
Tiempo (años)	15	

Nota: BID Banco Interamericano para el Desarrollo, CAF Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe

Con las condiciones especificadas en la tabla 87 se estima la cuota anual, el interés y las amortizaciones del financiamiento. La estructura de pagos detallada se muestra en la tabla 88.

Tabla 88*Estructura de pagos del financiamiento*

Años	Cuotas	Interés	Amortización	Saldo
0	\$446,039.02			\$2,608,155.21
1	\$446,039.02	\$391,223.28	\$54,815.735	\$2,553,339.47
2	\$446,039.02	\$383,000.92	\$63,038.096	\$2,490,301.38
3	\$446,039.02	\$373,545.21	\$72,493.810	\$2,417,807.57
4	\$446,039.02	\$362,671.13	\$83,367.881	\$2,334,439.68
5	\$446,039.02	\$350,165.95	\$95,873.064	\$2,238,566.62
6	\$446,039.02	\$335,784.99	\$110,254.023	\$2,128,312.60
7	\$446,039.02	\$319,246.89	\$126,792.127	\$2,001,520.47
8	\$446,039.02	\$300,228.07	\$145,810.946	\$1,855,709.53
9	\$446,039.02	\$278,356.43	\$167,682.587	\$1,688,026.94
10	\$446,039.02	\$253,204.04	\$192,834.976	\$1,495,191.96
11	\$446,039.02	\$224,278.79	\$221,760.222	\$1,273,431.74
12	\$446,039.02	\$191,014.76	\$255,024.255	\$1,018,407.49
13	\$446,039.02	\$152,761.12	\$293,277.894	\$725,129.59
14	\$446,039.02	\$108,769.44	\$337,269.578	\$387,860.01
15	\$446,039.02	\$58,179.00	\$387,860.014	\$0.00

8.7. Plan de inversiones para PSR

El plan de inversiones se presenta en la tabla 89, la cual detalla las inversiones necesarias en un tiempo determinado desde la adquisición de terreno, compra de equipos, traslado de equipos, obras civiles y la instalación de redes de gas natural.

Tabla 89*Plan de inversiones para el proyecto de PSR*

Descripción	Meses												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	total
Fase 1: Compra de terreno	\$800,000.00												
Compra de terreno	\$800,000.00												\$800,000.00
Fase 2: Ingeniería y estudios	\$107,472.72												
Estudios geotécnicos		\$16,806.72											\$16,806.72
Diseño y legalizaciones			\$30,222.00	\$30,222.00	\$30,222.00								\$90,666.00
Fase 3: Construcción e instalación	\$3,382,723.94												
Obras civiles y vigilancia de la obra				\$54,132.27	\$54,132.27	\$54,132.27	\$54,132.27	\$54,132.27	\$54,132.27	\$54,132.27	\$54,132.27		\$433,058.14
Instalación de redes de GN					\$231,366.48	\$231,366.48	\$231,366.48	\$231,366.48	\$231,366.48	\$231,366.48	\$231,366.48	\$231,366.48	\$1,850,931.80
Transportes, grúas y fletes de equipos de PSR										\$258,190.00			\$258,190.00
Instalaciones dentro de PSR										\$105,527.00			\$105,527.00
Compra de equipos principales de PSR									\$452,000.00				\$452,000.00
Equipos de zona de descarga										\$8,500.00			\$8,500.00
Equipos de instrumentación y control											\$201,317.00		\$201,317.00
Instalacion de equipos de seguridad												\$73,200.00	\$73,200.00
Fase 4: Puesta en marcha	\$56,728.68												
Capital de trabajo												\$56,728.68	\$56,728.68
Total	\$800,000.00	\$16,806.72	\$30,222.00	\$84,354.27	\$315,720.74	\$285,498.74	\$285,498.74	\$285,498.74	\$737,498.74	\$657,715.74	\$486,815.74	\$361,295.15	\$4,346,925.34

CAPITULO IX.

ESTUDIO DE PRESUPUESTO DE EGRESOS E INGRESOS

9.1. Ingresos

Para determinar los ingresos se considera únicamente las ventas proyectadas de gas natural. El precio estimado es de S/ 67.48 por cada usuario potencial proyectado. Este valor incluye todos los costos asociados, conforme lo establecido en el capítulo de estudio de precios.

Para este cálculo se ha utilizado la ecuación 59, con el tipo de cambio referencial de S/ 3.57 por dólar.

$$\text{Ingreso anual} = \text{Nro. viviendas} * \text{Precio de GN} * \text{Nro. meses} \quad (59)$$

9.2. Egresos

Para determinar los egresos se consideraron los siguientes inversiones y gastos:

- ✓ Inversión en activos fijos tangibles.
- ✓ Inversión en activos fijos intangibles.
- ✓ Los costos por transporte de GNL, costo de GNL en la planta de PERU LNG, costos del personal operativo dentro de la planta y otros costos operativos.

9.2.1. Costo de transporte de GNL

La empresa HAM CRIOGÉNICA realiza el transporte de aproximadamente 52.5 m³ de Gas Natural Licuado (GNL) por camión, con un costo asociado de 2.96 dólares por MMBTU. El transporte se realiza desde la planta de PERU LNG con destino a la ciudad de Arequipa según HAM CRIÓGENICA (2025). Estos valores se toman como referencia para estimar el costo de

transporte del Gas Natural Licuado (GNL) hasta lugar del proyecto. Para la conversión se utilizó la equivalencia establecida por OSINERGMIN (2024a): 1m^3 de GN corresponde a 0.0353 MMBTU y el volumen de gas natural reducida en 600 veces.

$$\text{Costo de transporte} = 52.5\text{m}^3 * 600 * \frac{0.0353\text{MMBTU}}{1\text{m}^3 \text{ de GN}} * \frac{2.96 \text{ dólares}}{1\text{MMBTU}}$$

$$\text{Costo de transporte de } \frac{\text{GNL}}{\text{camión}} = 3\,291.37 \text{ dólares}$$

9.2.2. Costo de GNL en la planta de PERU LNG

El costo de GNL en la planta de la empresa PERU LNG según PETROPERU (2024) se cotiza en 6.00 dólares/MMBTU o 127.00 dólares/ m^3 (GNL).

9.2.3. Impuestos a la Renta (IR)

Para determinar la utilidad neta, se considera la carga tributaria correspondiente. Según DIARIO OFICIAL EL PERUANO (2025), los Impuestos a la Renta (IR) en Perú es de 29.50%.

9.2.4. Tasas de interés y costo promedio ponderado

- ✓ Costo de la deuda (K_d): 14%
- ✓ Costo de Capital propio (K_e): 15%
- ✓ Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC): 12.3%, En OSINERGMIN (2019) el WACC fue de 11.51% para el sector de gas natural.
- ✓ El cálculo de WACC se realizó mediante la ecuación 60.

$$WACC = \left(\frac{E}{E + D} * K_e \right) + \left(\frac{D}{E + D} * K_d * (1 - T) \right) \quad (60)$$

Donde:

E: Valor de capital propio

D: Valor del préstamo

Ke: Costo de capital propio (tasa requerida por los accionistas o la rentabilidad esperada por los accionistas).

Kd: Costo de la deuda (tasa de interés efectiva).

T: Tasa impositiva tributaria (IR)

$$WACC = \left(\frac{1\,738\,770.14}{4\,346\,925.34} * 15\% \right) + \left(\frac{2\,608\,155.21}{4\,346\,925.34} * 14\% * (1 - 29.5\%) \right)$$

$$WACC = 12.3\%$$

9.2.5. Cálculo de flujo de caja económico

Teniendo en cuenta los datos:

Ingresos (*I*) 2025: \$914 983.05

Egresos (*E*) 2025: \$776 635.20

$$UN = I - E$$

Dónde: *UN* es la utilidad neta sin impuestos

$$UN = \$914\,983.05 - \$776\,635.20$$

$$UN = \$138\,347.85$$

Considerando Impuesto a la Renta (**IR**): 29.5%, se tiene:

$$UN = \$138\,347.85 * 29.5\%$$

$$UN = \$40\,812.62$$

Entonces el Flujo de Caja Económico (*FCE*) se tiene

$$FCE (2025) = \$138\,347.85 - \$40\,812.62$$

$$FCE (2025) = \$97\,535.23$$

9.2.6. Cálculo de flujo de caja financiero

El flujo de caja financiero incluye amortizaciones, pago de interés, ajuste interés escudo fiscal y el flujo económico. Los resultados de los cálculos de flujo de caja económico y financiero se muestran en la tabla 90.

$$FCF (2025) = A + In + AIEF + FCE$$

$$AIEF = -In * IR$$

Dónde: A = amortización, In = pago de interés y AIEF = ajuste interés escudo fiscal

$$AIEF = -(-391\,223.28) * 29.5\%$$

$$AIEF = \$115\,410.86$$

$$FCF (2025) = -\$54\,8157.76 - \$391\,223.28 + \$115\,410.86 + \$97\,535.23$$

$$FCF (2025) = -\$233\,092.91$$

Tabla 90*Presupuesto de Ingresos y egresos*

Años	2024	2025	2034	2044	2054
Viviendas a conectar	3000	4000	13000	25000	32181
Consumo de GNL (m ³ /mes)	0	146.67	476.67	843.33	1179.97
Ingresos		\$914,983.05	\$2,973,694.92	\$5,261,152.54	\$7,361,267.39
Ventas		\$914,983.05	\$2,973,694.92	\$5,261,152.54	\$7,361,267.39
Egresos	\$4,290,196.66	\$916,347.64	\$1,527,818.53	\$2,362,466.69	\$3,128,757.16
Adquisición de terreno	\$800,000.00				
Construcción y montaje de PSR	\$1,639,264.86				
Instalación de redes de gas	\$1,850,931.80	\$403,600.00	\$403,600.00	\$403,600.00	\$403,600.00
Transporte de GNL		\$110,339.26	\$358,602.60	\$634,450.75	\$887,706.94
Compra GNL		\$223,520.00	\$726,440.00	\$1,285,240.00	\$1,798,274.28
Costos de personal y operativos		\$36,175.94	\$36,175.94	\$36,175.94	\$36,175.94
Depreciación		\$3,000.00	\$3,000.00	\$3,000.00	\$3,000.00
Utilidad neta sin impuestos		\$138,347.85	\$1,445,876.38	\$2,898,685.86	\$4,232,510.23
Impuestos 29.5%		\$40,812.62	\$426,533.53	\$855,112.33	\$1,248,590.52
Utilidad neta con impuesto		\$97,535.24	\$1,019,342.85	\$2,043,573.53	\$2,983,919.72
Inversión	-\$4,290,196.66				
Flujo de caja económico	-\$4,290,196.66	\$97,535.24	\$1,019,342.85	\$2,043,573.53	\$2,983,919.72
Prestamos	\$2,608,155.21				
Amortización		-\$54,815.74	-\$192,834.98		
Pago de interés		-\$391,223.28	-\$253,204.04		
Ajuste intereses escudo fiscal		\$115,410.87	\$74,695.19		
Flujo de caja financiero	-\$1,682,041.46	-\$233,092.91	\$647,999.02	\$2,043,573.53	\$2,983,919.72

Con los datos de la tabla 90, se realizó la evaluación económica y la viabilidad del proyecto en fusión a los indicadores como: VANE, VANF, TIRE, TIRF y B/C.

CAPITULO X.

EVALUACIÓN ECONÓMICA

10.1. Horizonte de evaluación

El horizonte de evaluación es el tiempo proyectado en la cual se analiza todos los costos y beneficios con el propósito de determinar la viabilidad del proyecto tanto financiero y económico, como se había hecho mención en los ítems anteriores, la duración estimada del proyecto es de 30 años.

10.2. Valor actual neto (VANE y VANF)

El Valor Actual Neto Económico (VANE) está asociado a los costos y beneficios de un determinado proyecto sin considerar los financiamientos. En cambio, el Valor Actual Neto Financiero (VANF), incluye los financiamientos correspondientes. Los valores VANE y VANF se presenta en la tabla 91.

Tabla 91

VANE y VANF para el proyecto

Descripción	Valores (dólares)	Valores (soles)	Aceptable
VANE	\$41 921.79	S/ 149 660.79	$VAN > 0$
VANF	\$2 496 897.16	S/ 8 913 922.86	$VAN > 0$

Nota: Se utilizó el tipo de cambio referencial, \$1 = S/ 3.57

Según la tabla 91, para el presente proyecto, el (VANE) asciende a S/ 149 660.79, y el (VANF) a S/ 8 913 922.86. Ambos valores son mayores a cero, lo que evidencia la rentabilidad del proyecto.

10.3. Tasa interna de retorno (TIRE y TIRF)

El análisis de Tasas Interna de Retorno representa el porcentaje de rendimiento que se obtendría sobre el capital invertido, tomando en cuenta los flujos de efectivo que se generan a lo largo del tiempo. Los valores calculados de TIRE y TIRF se muestran en la tabla 92.

Tabla 92

Análisis de TIRE y TIRF del proyecto

Descripción	Valores calculados	Análisis
TIRE	$16\% > K_e (15\%)$	Aceptable
TIRF	$18\% > WACC (12.3\%)$	Aceptable

Nota: $WACC = 12.3\%$ (gas natural), y $K_d < K_e$ normalmente, el cálculo de WACC se realizó con la ecuación 60.

Como se visualiza en la tabla 92, el proyecto presenta un TIRE positivo de 16%, valor superior al K_e (15%). Además, este valor supera el umbral mínimo de rentabilidad exigido. En tanto, el TIRF alcanza el 18%, superando a WACC (12.3%). En consecuencia, tanto el TIRE como el TIRF indican que el proyecto financieramente es aceptable.

10.4. Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

También conocido como PAYBACK, el cual determina el periodo de recuperación de capital o también es el plazo en que una empresa demora en recuperar el capital invertido. Si el PRI resulta corto, indica que la inversión se recuperara de manera rápida y viceversa si el PRI resulta largo. Para el presente proyecto el PRI estimado es al año 15 como se detalla en la tabla 93.

Tabla 93*Periodo de recuperación de la inversión*

Descripción	años			
Dólares	2025	2032	2052	2053
Flujo de caja económico	\$97,535.24	\$814,496.71	\$2,862,958.07	\$2,965,381.14
Flujo actualizado (WACC)	\$84,082.10	\$248,442.23	\$44,873.64	\$40,068.11
Pendiente por recuperar	-\$4,206,114.56	-\$2,648,101.24	-\$32,903.73	\$7,164.37
Dólares	2025	2032	2039	2040
Flujo de caja financiero	-\$233,092.91	\$457,024.98	\$1,102,581.98	\$1,633,881.26
Flujo actualizado (WACC)	-\$207,522.04	\$180,393.68	\$192,947.20	\$254,555.95
Pendiente por recuperar	-\$1,889,563.50	-\$1,414,460.44	-\$6,978.34	\$247,577.61

Nota: Se consideró el tipo de cambio referencial, \$1 = S/ 3.57

Según la tabla 93, tanto el flujo económico y financiero requieren un horizonte de recuperación amplio de más de 28 (2052) y 15 (2039) años respectivamente.

10.5. Relación costo beneficio

Es un indicador financiero que hace una comparación de los beneficios totales esperados del proyecto frente a los costos totales. Los valores calculados de B/C se presenta en la tabla 94.

Tabla 94*Relación costo beneficio para el proyecto de PSR*

Descripción	Valores	Aceptable
Índice de rentabilidad C/B (económico)	1.01	B/C > 1
Índice de rentabilidad C/B (financiero)	2.48	B/C > 1

Según la tabla 94, el B/C en función al flujo económico es igual a 1.01, el valor es mayor a unidad. Por su parte, el B/C del flujo de caja financiero alcanza 2.48, también superior a la unidad lo que evidencia que el proyecto logra cubrir la totalidad de los costos de inversión.

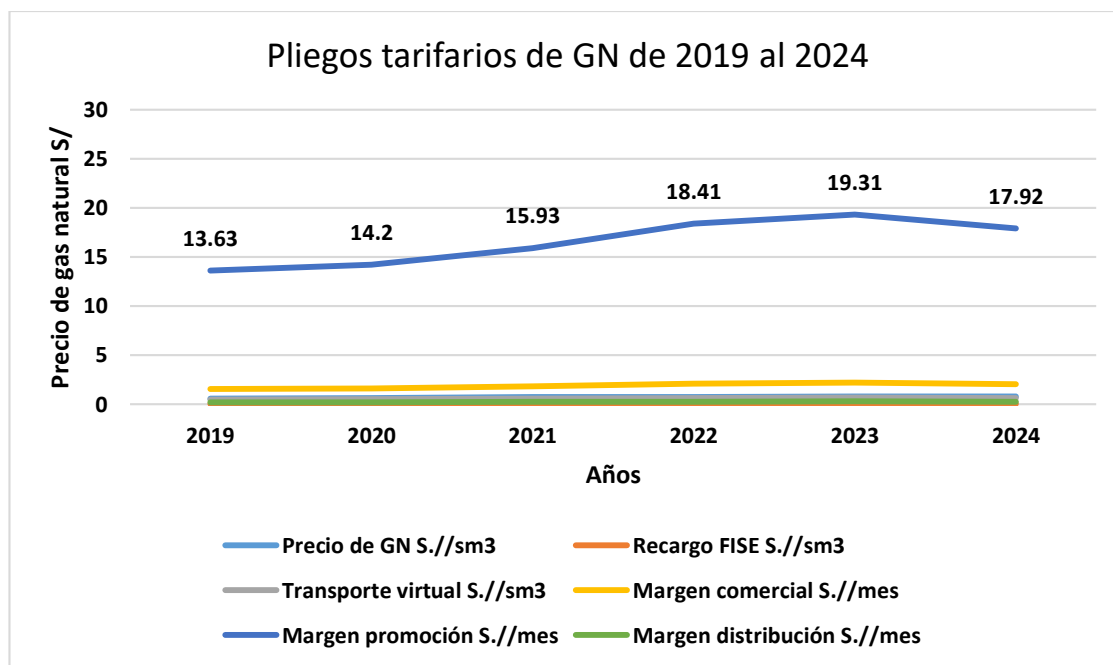
10.6. Análisis de sensibilidad de VAN, TIR y B/C

10.6.1. Sensibilidad a la variación de precio final de GN

La sensibilidad está determinada por la variación de precios de GN, costos por transporte, margen comercial, margen de promoción y el margen de distribución, la cual se reflejará directamente en el precio final de gas natural regasificado. Según la figura 24, se puede evidenciar que el pliego tarifario de gas natural ha sufrido variaciones mínimas según los reportes de OSINERGMIN (2025).

Figura 24

Pliego tarifario de GN de 2019 a 2024



Fuente: (OSINERGMIN, 2025).

De acuerdo a la figura 24, y considerando la variación mínima observada, se ha establecido un rango de $\pm 10\%$ con respecto al precio final de gas natural. Este margen se aplica tanto para el escenario pesimista y optimista, con el objetivo de evaluar el impacto en los indicadores económicos como el VAN, TIR y B/C, los cálculos realizados se presentan en la tabla 95.

Tabla 95

Sensibilidad al precio final de GN

Indicadores	Pesimista -10%, 57.48 S./Sm ³ de GN	Base 67.48 S./Sm ³ de GN	Optimista +10%, 77.48 S./Sm ³ de GN
VANE	-\$1 418 807.14	\$41 921.79	\$1 502 650.71
VANF	\$397 843.93	\$2 496 987.16	\$4 595 950.38
TIRE	13%	16%	19%
TIRF	13%	18%	23%
B/C Económico	0.67	1.01	1.35
B/C Financiero	1.24	2.48	3.73

Como se detalla en la tabla 95, ante una disminución de precio final de gas natural en 10%, tanto la TIRE y TIRF resultan inferiores a costo de capital (K_e), establecido en 15%. Asimismo, la relación B/C para el flujo económico es 0.67, menor a la unidad. Lo que indica que bajo este escenario el proyecto no sería rentable. Mientras tanto, ante un incremento del 10 % en el precio de GN, los indicadores económicos son positivos, lo que sugiere una mayor rentabilidad del proyecto.

En consecuencia, la viabilidad económica dependerá en gran medida del tipo de contrato entre el concesionario, proveedor de GNL y el consumidor final. Es importante precisar que los incrementos de precios del GNL no se trasladan de forma inmediata a los usuarios finales, sino que se aplican mediante ajustes periódicos.

Asimismo, para evitar que los proveedores de GNL gestionen los precios sin restricciones, la contrata será de tipo indexada, la cual establecerá topes regulados de acuerdo con los parámetros internacionales del mercado de gas natural. Hay que precisar que estos parámetros son regulados por OSINERGMIN, garantizando el equilibrio del concesionario y los consumidores de gas natural.

10.6.2. Sensibilidad a la tasa de interés efectiva anual

La tasa de interés aplicada en el presente proyecto corresponde a una TIEA de 15%. Cabe señalar que la tasa interés puede variar en función a las condiciones financieras y entidades, lo cual impacta directamente a los principales indicadores económicos, tales como el VAN, la TIR y la relación B/C. Para el análisis se han considerado tres escenarios adicionales, con tasas de interés equivalentes a una TIEA del 18%, 21%, 24% y 45% como se detalla en la tabla 96.

Tabla 96

Sensibilidad a la tasa de interés efectiva anual

Indicadores	Base TIEA 15%	TIEA 18%	TIEA 21%	TIEA 24%	TIEA 45%
VANE	\$41 921.79	\$41 921.79	\$41 921.79	\$41 921.79	\$41 921.79
VANF	\$2 496 897.16	\$2 196 903.41	\$1 883 358.19	\$1 558 725.30	-\$884 897.66
TIRE	16%	16%	16%	16%	16%
TIRF	18%	18%	17%	16%	11%
B/C Económico	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
B/C Financiero	2.48	2.31	2.12	1.93	0.47

Según la sensibilidad presentado en la tabla 96, la tasa de descuento tiene incidencia significativa en los indicadores económicos como el VAN, TIR y B/C financieros. Para el escenario pesimista, considerando una TIEA de 45%, se obtiene un VANF de -\$884 897.66, y un

B/C igual a 0.47. Estos resultados evidencian que, bajo este escenario desde un punto de vista económico el proyecto resultaría financieramente no viable.

10.6.3. Sensibilidad a la demanda efectiva

La demanda efectiva del proyecto está dada por la cantidad de usuarios potenciales, la cual depende directamente del factor de penetrabilidad (FP). Para el análisis, se ha considerado como escenario base de un FP del 79%, conforme lo establecido en el capítulo de estudio de mercado y presentado en la tabla 5. En la tabla 97 se muestran los resultados, bajo un escenario pesimista, con un factor de penetrabilidad de -15%. Sensibilidad a la demanda efectiva

Tabla 97

Sensibilidad a la demanda efectiva

Indicadores	Pesimista -15%, 26,071 usuarios potenciales proyectados	Base 32,181 usuarios potenciales proyectados
VANE	-\$441 158.85	\$41 921.79
VANF	\$1 379 922.35	\$2 496 987.16
TIRE	15%	16%
TIRF	17%	18%
B/C Económico	0.90	1.01
B/C Financiero	1.82	2.48

Según la sensibilidad presentada en la tabla 97, para un escenario de disminución de 15% del factor de penetrabilidad, la demanda efectiva proyectada tiene un VANE negativo, además el TIRE es igual al costo de capital fijado del 15% y el B/C económico es menor a 1, los cuales indican una rentabilidad negativa para el proyecto.

CONCLUSIONES

- ✓ Según el estudio de mercado se definió un total de 32 181 usuarios potenciales proyectado al 30 año, con un consumo promedio de 1 947 Sm³/hora de Gas Natural (GN).
- ✓ Según el estudio de localización, la Planta Satelital de Regasificación (PSR) se ubicará en el sector de Pillao Matao, distrito de San Jerónimo, provincia y región del Cusco, en un terreno de 4 000 m².
- ✓ Según el estudio de ingeniería se definió un tanque de almacenamiento con una capacidad de 150 m³, 3 vaporizadores de tipo atmosférico con una capacidad de vaporización efectiva de 1 000 Sm³ /h cada uno. Asimismo, se definió un intercambiador de calor de tipo tubo y coraza y dos calderas con una potencia de 16 kW cada una. Para el módulo de ERM, se definió un filtro de espesor del cuerpo de 7.11 mm y para las conexiones de 3.91mm. Asimismo, se seleccionó un regulador modelo Dival 600 y un medidor modelo G400. Mientras que para el módulo de odorización se definió una bomba de tipo de desplazamiento positivo con una dosificación de 0.036 litros/hora de TBM.
- ✓ Según el estudio económico y financiero, la inversión inicial estimada para la Planta Satelital de Regasificación (PSR) asciende a \$4 199 530.66 equivalente a S/ 14 992 324.46, dicho monto comprende los gastos de capital y los gastos operativos asociados al proyecto. Asimismo, La inversión está contemplada por un financiamiento bancario del 60% y 40% de capital propio.
- ✓ Según la evaluación económica y financiera del proyecto, el Valor Actual Neto económico (VANE) es \$41 921.79 (149 660.79), mientras que el Valor Actual Neto

Financiero (VANF) es \$2 496 897.16 (S/ 8 913 922.86). En cuanto a la Tasa Interna de Retorno económico (TIRE) es 16%, la Tasa Interna de Retorno Financiera (TIRF) es de 18%, el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) para el flujo económico es de 29 años, mientras que para el flujo financiero es de 16 años. Finalmente, la relación Beneficio Costo (B/C) en función al flujo económico es de 1.01, mientras que para el flujo financiero alcanza un valor de 2.48. Bajo estos indicadores el proyecto es viable.

RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda pasar a la etapa de estudio de factibilidad para la ejecución del proyecto de una Planta Satelital de Regasificación (PSR) para uso domiciliario en los distritos de San Jerónimo y San Sebastián.

BIBLIOGRAFIA

- Aguilar, J. (2020). *Diseño y dimensionado de planta satélite de gas natural licuado (GNL) y sus instalaciones secundarias*. <https://repositorio.upct.es/server/api/core/bitstreams/090aa749-5e6f-4c3f-837b-c39941ddd85e/content>
- ASME. (2022). *Sistemas de tuberías de transmisión y distribución de gas* (Vol. 11, Issue 1). <https://www.asme.org/>
- ASME. (2023). *Código ASME para calderas y recipientes a presión*. www.asme.org/cer
- ASTM. (2019). *Especificación estándar para tubería de acero al carbono*. ASTM A106. [https://www.astm.org/search/result?q=106 GAS NATURAL](https://www.astm.org/search/result?q=106%20GAS%20NATURAL)
- Ayala, C. (2019). *Plantas satélites de regasificación*. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/167793>
- CALIDDA. (2024). *Simulador de ahorro*. CALIDDA. <https://www.calidda.com.pe/mi-hogar/simulador-de-ahorro#seccion>
- CALIDDA. (2025). *Sistema de distribución de gas natural*. https://www.calidda.com.pe/media/rzblp5n2/documento-n-1-guia-de-respuestas-sistema-de-distribucion-de-gas-natural.pdf?srsId=AfmBOoo1sArg-zPnGvhV9ZdPdG5KEvYCWudMyEZfnY13_zSVWaP7wV1V
- CAMISEA. (2024). *Camisea es el mega yacimiento de gas más importante del Perú y uno de los más representativos de Latinoamérica*. <https://camiseaesenergia.pe/>
- Carrillo, D., Vega, V., & Navas, S. (2020). *Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión* (Issue December 2019).
- Cengel, Y., & Ghajar, A. (2011). *Transferencia de calor y masa fundamentos y aplicaciones*.
- Cevallos, V., Esparza, F., Balseca, J., & Chafra, J. (2022). *Formulación y evaluación de*

proyectos para financiamiento. In *CIDE* (Vol. 11, Issue 1). CIDE.

[https://repositorio.cidecuador.org/bitstream/123456789/2073/5/Libro Formulacion y Evaluacion de Proyectos VF.pdf](https://repositorio.cidecuador.org/bitstream/123456789/2073/5/Libro%20Formulacion%20y%20Evaluacion%20de%20Proyectos%20VF.pdf)

DIARIO OFICIAL EL PERUANO. (2025). *Aumento de IR de 28% a 29.50% para la gran empresa*. Diario Oficial El Peruano. <https://elperuano.pe/noticia/49191-aumentaran-ir-de-28-a-295-para-gran-empresa>

ENDESA. (2025). *Calderas eficientes*. ENDESA. <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/climatizacion/calderas-eficientes>

ESAN. (2019). *Estudio de actualización, complementación e integración del proyecto “masificación de gas natural – distribución de gas natural por red de ductos en las regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, cusco, puno y Ucayali.”*

FANGKUAI. (2025). *Temperatura de los gases de escape de las calderas de gas natural*. <https://www.boilerfactory.com/es/application/>

Farinola e Hijos S.A. (2025). *Vlvulas de Seguridad a Bridas Serie F*. Farinola e Hijos S.A. <https://www.farinolaehijos.com.ar/>

FENOSA. (2017a). *Puesta en marcha de la planta GNL Ilo*.

FENOSA. (2017b). *Red de distribución de gas natural Moquegua*.

FISE. (2024). *Licitación para participar en el proyecto especial de masificación de gas natural en la región Cusco - licitación 2023-VII*. FISE.

Grupo Naturgy. (2020). *Los beneficios Medio Ambientales de Gas Natural*. NEDGIA. <https://www.nedgia.es/blog-gas-natural/los-beneficios-del-gas-natural-en-los-hogares/>

HAM. (2025). *Productos y servicios de GRUPO HAM*. HAM. <https://ham.es/productos-y-servicios/>

HOUPU. (2025). *Vaporizador de ambiente de la estación de llenado de GNL*. HOUPU.

<http://es.hqhp-en.com/ambient-vaporizer-of-lng-filling-station-product/>

Huayllas, J. C. (2023). *Propuesta de proyecto de inversión para la construcción de una planta ladrillera semi industrial en la ciudad del cusco (estudio de prefactibilidad)*.

INACAL. (2021). *NTP 111.004* (Issue Lima 27).

INEI. (2018). *Censos nacionales 2017, XII de poblacion, VII de vivienda y III de comunidades indigenas*. REDATAM. <https://censos2017.inei.gob.pe/pubinei/index.asp>

INGESITE. (2025). *Tubis de acero sin costura ASTM A-53 Grado B/ ASTM A-106 / API 5L*.

INGESITE. <https://ingesite.com/>

ITRÓN. (2025). *Conversor electrónico de volumen de Gas*.

<https://rodavigo.net/datos/articulos/536/convensor-itron.pdf>

LAPESA. (2025). *Depósitos y equipos GNL*. LAPESA. <https://lapesa.es/es/gnl-y-gases-del-aire>

LEWA. (2025). *Bombas para microdosificación LEWA MAH, MBH, MLM*. LEWA.

<https://www.lewa.com/es-BR/bombas/bombas-dosificadoras/bombas-para-microdosificacion-lewa-m>

LIMAGAS. (2024). *Hoja de datos de seguridad (MSDS) de GNL*.

https://limagas.com/file/GNL_DatosSeguridad.pdf

LOAR. (2025). *Vaporizadores ambientales*. LOAR.

<https://www.loargasificacion.com/en/atmospheric-gasifiers/>

Loayza, J. (2020). *Evaluación de transporte de GNL para exportación a ciudad de puno - Perú*.

<https://repositorio.umsa.bo/handle/123456789/35237>

Marquez, L. (2019). *Caracterización y evaluación de impactos ambientales*. Repsol, 4(12).

http://prototipo.regioncallao.gob.pe/contenidos/contenidosGRC/documento_impAmbiental_

1301/documentos/4_Cap4_CaractImpAmb.pdf

MINAM. (2019). *Protocolo Nacional de Monitoreo de la Calidad Ambiental del Aire*.

MINEM. (2023). *número de conexiones de gas natural en regiones Arequipa, Moquegua y Tacna este 2023*. MINEM. <https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/743231-minem-incrementara-numero-de-conexiones-de-gas-natural-en-regiones-arequipa-moquegua-y-tacna-este-2023>

MINEM. (2025). *Precios de Combustibles Liquidos y GLP a nivel usuario final*. MINEM. <https://www.gob.pe/institucion/minem/colecciones/44465-precios-de-combustibles-liquidos-y-glp-a-nivel-usuario-final>

MINWEN. (2025). *Vaporizador vertical calentado por aire para estaciones de regasificación de GNL*. MINWEN. <https://es.minwen-cryo.com/Vaporizador-vertical-calentado-por-aire-para-estaciones-de-regasificación-de-GNL-pd597833168.html>

Municipalidad Provincial del Cusco. (2020). Plan de acondicionamiento territorial Cusco 2018-2038. In *Subgerencia de Ordenamiento Territorial* (Vol. 1). <https://sgot.municusco.com/41zre-media/documents/PATPC20172037/PAT-2018-2038.pdf>

NFPA. (2023). *NFPA 59A, Norma para la producción, almacenamiento y manipulación de gas natural licuado (GNL)*. Link.Nfpa.Org. <https://link.nfpa.org/publications/59A/2023/chapters/3#ID00059A000086>

NTP.111.10. (2019). *Sistema de tuberías para instalaciones internas industriales*.

NTP 111.032-2. (2020). *Instalaciones y equipamiento para gas natural licuado. Parte 2: Estaciones de regasificación de gas natural licuado (GNL)*. Lima 27.

OGRD San Jeronimo. (2022). *PPRD 2022 - 2026*.

<https://sigrid.cenepred.gob.pe/sigridv3/documento/15541>

OSINERGMIN. (2014). *Proyecto de Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional Concesión Suroeste*.

OSINERGMIN. (2022). *Precio de gas natural*.

OSINERGMIN. (2023). *Procesamiento, Producción y Transporte de gas natural*.

OSINERGMIN. (2024a). *Boletín estadístico de producción, procesamiento, transporte y consumo de gas natural, II trimestre 2024*.

OSINERGMIN. (2024b). *Boletín estadístico Producción, Procesamiento, Transporte y Consumo de Gas Natural, 1er trimestre 2024*.

<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/6548535/5706645-boletin-estadistico-de-gas-natural-trimestre-2024-i.pdf?v=1719595705>

OSINERGMIN. (2024c). *Precio Reportado por los operadores de los Locales de Venta*.

Plataforma Virtual Del Osinergmin (PRICE).

<https://www.facilito.gob.pe/facilito/actions/PreciosGLPAction.do>

OSINERGMIN. (2025). *Pliego Tarifario*.

<https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/pliegos-tarifarios/gas-natural>

Paliza, M. (2022). *Estudio de la demanda de consumo de gas natural para la mejora del aspecto socioeconómico sostenible de la ciudad de Huancavelica*.

PERU LNG. (2024). *Planta de procesamiento de gas natural*. PERU LNG.

<https://perulng.com/planta/>

PETROPERU. (2022). *Manual de Diseño del Sistema de Distribución de Gas Natural*. 1–120.

PETROPERU. (2023). *Servicio público de gas natural en el sur está garantizado por Petroperú*.

<https://www.petroperu.com.pe/servicio-publico-de-gas-natural-en-el-sur-esta-garantizado-por-petroperu>

PETROPERU. (2024). *Facturacion de Gas Natural* (p. 1).

PETROPERU. (2025). *Pliego tarifario 2025*. 0(5), 1–2.

PGN. (2025). *Gas natural residencial*. Promocion de Uso de Gas Natural En Los Hogares Peruanos. <https://pgnperu.com/gas-natural-residencial/>

PIETROFIORENTINI. (2025a). *Medición industrial iM-TM*. https://www.florentini.com/wp-content/uploads/2021/03/imtm_technicalbrochure_SPA_revA.pdf

PIETROFIORENTINI. (2025b). *Regulador de gas para media y baja presión, DIVAL 600*. https://www.florentini.com/wp-content/uploads/2021/03/imtm_technicalbrochure_SPA_revA.pdf

PROMIGAS. (2023). *Informe del Sector Gas Natural en Perú cifras 2022*.

[https://www.promigas.com/Paginas/Eventos/ESP/Documentos/Informe del Sector Gas Natural en Peruu 2023 - Cifras 2022.pdf](https://www.promigas.com/Paginas/Eventos/ESP/Documentos/Informe%20del%20Sector%20Gas%20Natural%20en%20Peruu%202023%20-%20Cifras%202022.pdf)

PROMIGAS. (2025). *Informe del sector de gas natural*.

Ramirez, J., Gomez, J., & Hernandez, J. (2023). *Regasificación de gas natural licuado a gas natural gaseoso, como alternativa tecnológica a la escasez de producción y abastecimiento en Colombia*.

REPSOL. (2024). *GNL como combustible*. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/movilidad-sostenible/gnl/index.cshtml>

SEDIGAS. (2018). Plantas satélite de gas natural licuado (GNL). In *Plantas satélite de gas natural licuado (GNL)*.

SSHEELE. (2025). *Vaporizador de aire ambiental de GNL*. SSHEELE.

<https://es.chinavaporizer.com/ambient-air-vaporizer/lng-ambient-air-vaporizer.html>

Torres, J., & Gomez, L. (2024). *Incremento de capacidad de planta de regasificación para la cobertura de demanda de gas natural residencial en la zona urbana de Coishco.*

http://repositorio.uns.edu.pe/bitstream/handle/UNS/2690/42788.pdf?sequence=1&isAllowed=y%0Ahttps://www.uv.mx/personal/yvelasco/files/2012/08/Implicaciones_educativas_de_la_teor%C3%ADa_sociocultural_de_Vigotsky.pdf

Zapata, L. (2021). *Analisis de prefactibilidad tecnico economico de una planta de almacenamiento y regasificacion de gas natural licuado* [Escuela Politecnica Nacional].

https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/22208/1/CD_11709.pdf

ANEXOS

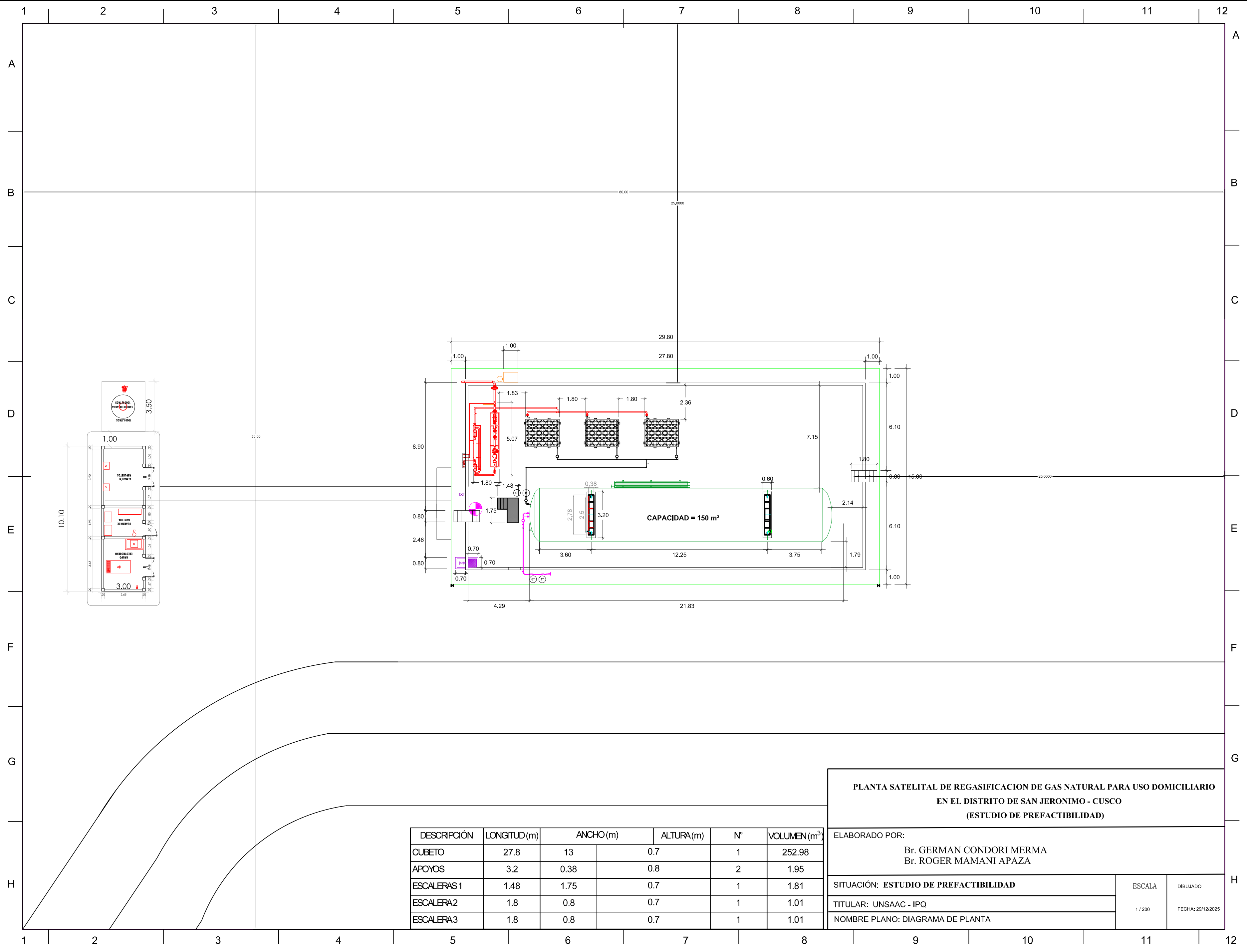
Anexo 1 Enlaces de páginas web de fabricantes de equipos para PSR

Equipos requeridos	Fabricante	Enlaces
Tanque de almacenamiento, Presión máxima de servicio 10 bar	CHART	https://www.chartindustries.com/
Vaporizadores, Caudal nominal total de vaporización de GN 1 947 (Sm ³ /h)	LOAR	https://es.zoiun.com/ambient-air-vaporizer/industrial-ambient-vaporizer/lar-ambient-vaporizer.html
Regulador de presión para un caudal de 1 947 (Sm ³ /h)	PIETRO FIORENTINI	https://www.fiorentini.com/en/
Medidor de gas para un caudal de 1 947 (Sm ³ /h)	ELSTER	https://asocieperu.com/producto/elster/
Otros accesorios de Estación de Regulación y Medición (Filtro de gas, válvulas mariposa, manómetros, bridas y reducciones).	REDEFIL, BRAY	https://www.bray.com/es/resources/materials-selection/materials-selection?gad_source=1&gad_campaignid=22720852536&gbraid=0AAAAAqQeNN23D77cI0xCYNbfE2fPuWe6b&gclid=CjwKCAiA3L_JBhAlEiwAlcWO5y1jSoMjfwukAAJ1zP-4LngaK9St2K6JAsy6yEGPhNv65xeMYRRNwxoC698QAvD_BwE&page=1&device=D
Odorizador, Presión de trabajo 4 bar	LEWA	https://www.lewa.com/es-BR/industrias/odorizacion-de-gas?pk_campaign=LEWA_BR_S_America_ES_PER_I ndustries&pk_keyword=&pk_medium=cpc&pk_source=google&gad_source=1&gad_campaignid=17610743437&gbraid=0AAAAABJZ0zn1SJnG64PJorBkw4Iyqx_Pn&gclid=CjwKCAiA3L_JBhAlEiwAlcWO59k04PM_avfpbxJZI6KtK5xzt2f8j0PCDDfDuLVeiZeFsSLJEXBDXxoC51oQAvD_BwE
Calderas de agua caliente, Potencia útil máxima 16 kW	BUDERUS	https://www.archiproducts.com/es/buderus/productos/categorias_calderas?srsId=AfmBOoraQr1BSchzeF_I8QMc9AN_CCfEIVwkxT0g_Gy6Tt1J35WHVeiX
Bombas Centrifugas de agua (caldera – vaporizadores)	BUDERUS	
Recalentador de GN, Caudal en tubos 1 947 Sm ³ /h	ARROSPE	https://www.arrospe.com/

Anexo 2 *Plano P&ID de PSR propuesto*



Anexo 3 *vista de plano para PSR propuesto*



DESCRIPCIÓN	LONGTUD(m)	ANCHO(m)		ALTURA(m)	Nº	VOLUMEN(m³)
CUBETO	27.8	13		0.7	1	252.98
APOYOS	3.2	0.38		0.8	2	1.95
ESCALERA1	1.48	1.75		0.7	1	1.81
ESCALERA2	1.8	0.8		0.7	1	1.01
ESCALERA3	1.8	0.8		0.7	1	1.01

PLANTA SATELITAL DE REGASIFICACION DE GAS NATURAL PARA USO DOMICILIARIO EN EL DISTRITO DE SAN JERONIMO - CUSCO (ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD)			
ELABORADO POR: Br. GERMAN CONDORI MERMA Br. ROGER MAMANI APAZA			
SITUACIÓN: ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD		ESCALA 1 / 200	DIBUJADO FECHA: 29/12/2025
TITULAR: UNSAAC - IPQ			
NOMBRE PLANO: DIAGRAMA DE PLANTA			

Anexo 4 Red troncal desde ERM hasta el sector de primer paradero de San Sebastián



Anexo 5 Impactos positivos y negativos para matriz de LEOPOLD

Impactos positivos					
Magnitud			Importancia		
Intensidad	Afectación	Calificación	Duración	Influencia	Calificación
baja	baja	1	temporal	puntual	1
baja	media	2	media	puntual	2
baja	alta	3	permanente	puntual	3
media	baja	4	temporal	local	4
media	media	5	media	local	5
media	alta	6	permanente	local	6
alta	baja	7	temporal	regional	7
alta	media	8	media	regional	8
alta	alta	9	permanente	regional	9
muy alta	alta	10	permanente	nacional	10
Impactos negativos					
Magnitud			Importancia		
Intensidad	Afectación	Calificación	Duración	Influencia	Calificación
baja	baja	-1	temporal	puntual	1
baja	media	-2	media	puntual	2
baja	alta	-3	permanente	puntual	3
media	baja	-4	temporal	local	4
media	media	-5	media	local	5
media	alta	-6	permanente	local	6
alta	baja	-7	temporal	regional	7
alta	media	-8	media	regional	8
alta	alta	-9	permanente	regional	9
muy alta	alta	-10	permanente	nacional	10

Anexo 6 Estándares de calidad de agua, categoría 1

Parámetros	Unidad de medida	A1	A2	A3
		Aguas que pueden ser potabilizadas con desinfección	Aguas que pueden ser potabilizadas con tratamiento convencional	Aguas que pueden ser potabilizadas con tratamiento avanzado
FÍSICOS- QUÍMICOS				
Aceites y Grasas	mg/L	0,5	1,7	1,7
Cianuro Total	mg/L	0,07	**	**
Cianuro Libre	mg/L	**	0,2	0,2
Cloruros	mg/L	250	250	250
Color (b)	Color verdadero Escala Pt/Co	15	100 (a)	**
Conductividad	(µS/cm)	1 500	1 600	**
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO ₅)	mg/L	3	5	10
Dureza	mg/L	500	**	**
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L	10	20	30
Fenoles	mg/L	0,003	**	**
Fluoruros	mg/L	1,5	**	**
Fósforo Total	mg/L	0,1	0,15	0,15
Materiales Flotantes de Origen Antropogénico		Ausencia de material flotante de origen antrópico	Ausencia de material flotante de origen antrópico	Ausencia de material flotante de origen antrópico
Nitratos (NO ₃ ⁻) (c)	mg/L	50	50	50
Nitritos (NO ₂ ⁻) (d)	mg/L	3	3	**
Amoníaco- N	mg/L	1,5	1,5	**
Oxígeno Disuelto (valor mínimo)	mg/L	≥ 6	≥ 5	≥ 4
Potencial de Hidrógeno (pH)	Unidad de pH	6,5 – 8,5	5,5 – 9,0	5,5 - 9,0
Sólidos Disueltos Totales	mg/L	1 000	1 000	1 500
Sulfatos	mg/L	250	500	**
Temperatura	°C	Δ 3	Δ 3	**
Turbiedad	UNT	5	100	**
INORGÁNICOS				
Aluminio	mg/L	0,9	5	5
Antimonio	mg/L	0,02	0,02	**
Arsénico	mg/L	0,01	0,01	0,15
Bario	mg/L	0,7	1	**
Berilio	mg/L	0,012	0,04	0,1
Boro	mg/L	2,4	2,4	2,4
Cadmio	mg/L	0,003	0,005	0,01
Cobre	mg/L	2	2	2
Cromo Total	mg/L	0,05	0,05	0,05
Hierro	mg/L	0,3	1	5
Manganeso	mg/L	0,4	0,4	0,5
Mercurio	mg/L	0,001	0,002	0,002
Molibdeno	mg/L	0,07	**	**

Anexo 7 Estándares de calidad de agua, categoría 1

Parámetros	Unidad de medida	A1	A2	A3
		Aguas que pueden ser potabilizadas con desinfección	Aguas que pueden ser potabilizadas con tratamiento convencional	Aguas que pueden ser potabilizadas con tratamiento avanzado
Níquel	mg/L	0,07	**	**
Plomo	mg/L	0,01	0,05	0,05
Selenio	mg/L	0,04	0,04	0,05
Uranio	mg/L	0,02	0,02	0,02
Zinc	mg/L	3	5	5
ORGÁNICOS				
Hidrocarburos Totales de Petróleo (C ₆ - C ₂₀)	mg/L	0,01	0,2	1,0
Trihalometanos (e)	(e)	1,0	1,0	1,0
Bromoformo	mg/L	0,1	**	**
Cloroformo	mg/L	0,3	**	**
Dibromoclorometano	mg/L	0,1	**	**
Bromodichlorometano	mg/L	0,06	**	**
I. COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES				
1,1,1-Tricloroetano	mg/L	0,2	0,2	**
1,1-Dicloroetano	mg/L	0,03	**	**
1,2 Dicloroetano	mg/L	0,03	0,03	**
1,2 Diclorobenceno	mg/L	1	**	**
Hexaclorobutadieno	mg/L	0,0006	0,0006	**
Tetracloroetano	mg/L	0,04	**	**
Tetracloruro de carbono	mg/L	0,004	0,004	**
Tricloroetano	mg/L	0,07	0,07	**
BTEX				
Benceno	mg/L	0,01	0,01	**
Etilbenceno	mg/L	0,3	0,3	**
Tolueno	mg/L	0,7	0,7	**
Xilenos	mg/L	0,5	0,5	**
Hidrocarburos Aromáticos				
Benzo(a)pireno	mg/L	0,0007	0,0007	**
Pentaclorofenol (PCP)	mg/L	0,009	0,009	**
Organofosforados				
Malatión	mg/L	0,19	0,0001	**
Organoclorados				
Aldrin + Dieldrin	mg/L	0,00003	0,00003	**
Clordano	mg/L	0,0002	0,0002	**
Dicloro Difetil Tricloroetano (DDT)	mg/L	0,001	0,001	**
Endrin	mg/L	0,0006	0,0006	**
Heptacloro + Heptacloro Epóxido	mg/L	0,00003	0,00003	**
Lindano	mg/L	0,002	0,002	**
Carbamato				
Aldicarb	mg/L	0,01	0,01	**
II. CIANOTOXINAS				
Microcistina-LR	mg/L	0,001	0,001	**
III. BIFENILOS POLICLORADOS				
Bifenilos Policlorados (PCB)	mg/L	0,0005	0,0005	**
MICROBIOLÓGICOS Y PARASITOLÓGICOS				
Coliformes Totales	NMP/100 ml	50	**	**
Coliformes Termotolerantes	NMP/100 ml	20	2 000	20 000
Formas Parasitarias	Nº Organismo/L	0	**	**
<i>Escherichia coli</i>	NMP/100 ml	0	**	**
<i>Vibrio cholerae</i>	Presencia/100 ml	Ausencia	Ausencia	Ausencia
Organismos de vida libre (algas, protozoarios, copépodos, rotíferos, nemátodos, en todos sus estadios evolutivos) (f)	Nº Organismo/L	0	<5x10 ⁵	<5x10 ⁶