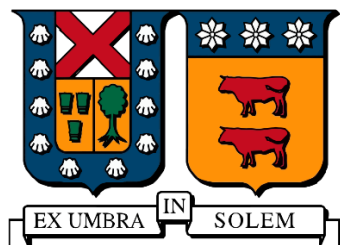


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL

Valparaíso-Chile



EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA PRODUCCIÓN DE BIOMETANO Y BIO-GNL EN CHILE MEDIANTE EL CÁLCULO DE SU COSTO NIVELADO

HÉCTOR MIGUEL LEIVA VON SICINSKY

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
QUÍMICO

PROFESOR GUÍA

RODRIGO BENAVIDES

CORREFERENTE

CRISTIAN DIDYK

Agosto 2026



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Evaluación técnico económica de la producción de biometano y bio-GNL en Chile mediante el cálculo de su costo nivelado

Nombre del candidato(a): Héctor Miguel Leiva Von Sicinsky

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Química

Campus: Casa Central **Departamento:** Departamento de Ingeniería Química y Ambiental

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rodrigo Benavides Valenzuela, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 13/08/26

Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 13/08/26

Firma:

Agradecimientos

Llegar aquí no ha sido fácil, y resulta inevitable no pensar en todas las personas que han contribuido de una manera u otra a superar mis miedos y motivarme a concluir lo que hace tantos años había abandonado.

Quisiera agradecer en primer lugar a mi familia. A mis padres, mis hermanos y sobrinos, por estar siempre para mí. Han sido un pilar fundamental para iniciar y desarrollar este trabajo. No podría haberlo hecho sin todo su cariño, apoyo y esfuerzo.

Quisiera agradecer a mis amigos, que siempre han estado para insuflarme ánimos y esperanzas. Ellos han sido mi más fiel tesoro, ayudándome a reconocer las cosas buenas que me distinguen.

Agradezco profundamente el tiempo y sabiduría de mis profesores Rodrigo Benavides y Cristian Didyk. Sin su dedicación, no podría haber llevado el ritmo de trabajo necesario para terminar este trabajo a tiempo. De verdad, no pude contar con mejores guías para estos momentos.

Quisiera agradecer también a todas las personas que quizás ya no están junto a mí en estos momentos, pero que también han significado un apoyo gigantesco para llevar a cabo esta hazaña.

De corazón, muchas gracias a todos.

*«No es oro todo lo que reluce,
ni toda la gente errante anda perdida;
a las raíces profundas no llega la escarcha,
el viejo vigoroso no se marchita.*

*De las cenizas subirá un fuego,
y una luz asomará en las sombras;
el descoronado será de nuevo rey,
forjarán otra vez la espada rota.»*

Bilbo Bolsón, El señor de los Anillos, de J.R.R. Tolkien

Resumen ejecutivo

La necesidad de reducir la dependencia de combustibles fósiles importados, valorizar residuos orgánicos y avanzar en la descarbonización de sectores que requieren combustibles gaseosos o líquidos abre una ventana de oportunidad para evaluar alternativas renovables compatibles con la infraestructura energética existente. En este contexto, el presente trabajo estudia técnica y económicamente la producción de biometano y bio-GNL en Chile a partir de biomásas residuales, mediante la estimación de su costo nivelado (CNB). Se busca determinar bajo qué condiciones estos combustibles pueden constituir una alternativa al gas natural y al diésel, considerando tanto la inyección de biometano gaseoso a redes de gas como la licuefacción a bio-GNL para abastecer consumidores alejados mediante transporte terrestre.

La metodología se desarrolló en ocho etapas. Primero se identificó, cuantificó y caracterizó la oferta nacional de biomásas residuales, considerando disponibilidad, distribución territorial, características físico-químicas y potencial metanogénico. Posteriormente, mediante una evaluación multicriterio (MCDA), se seleccionaron los sustratos más favorables según potencial de suministro, localización, logística, aptitud para digestión anaeróbica y restricciones de uso. Se realizó además un *benchmark* de plantas europeas para establecer escalas industriales, tecnologías y parámetros de operación, a partir del cual se definieron las etapas de proceso y un caso base. Finalmente, se desarrolló un modelo técnico-económico en Excel que integra el balance de masa, dimensionamiento y escalamiento de equipos, inversión de capital, OPEX, costos de reposición, ingresos secundarios provenientes de subproductos, y costos logísticos, permitiendo evaluar distintos escenarios de capacidad, rendimiento y distancia. El CNB se calculó para una vida útil de 20 años y una tasa de descuento de 10%, y los resultados se compararon con precios de combustibles fósiles de referencia en Chile.

El análisis nacional estimó un potencial de aproximadamente 594,3 millones de $\text{Nm}^3/\text{año}$ de metano para las biomásas consideradas aptas para digestión anaeróbica, equivalente a cerca de 22,5 millones de MMBTU/año y, teóricamente, al 25,8% del consumo anual de gas natural

del país. La evaluación multicriterio identificó al estiércol de ave como la alternativa mejor evaluada, con un 94% de ponderación, seguido por los residuos hortícolas con 79%. Para representar este último conjunto de biomásas se seleccionó el rastrojo de maíz dulce, definiéndose una codigestión con el estiércol de ave para asegurar una mejor relación carbono-nitrógeno (C/N) que permita una mayor estabilización y eficacia del proceso de digestión anaeróbica. El potencial conjunto estimado de las biomásas seleccionadas alcanza 158,2 millones de $\text{Nm}^3/\text{año}$ de metano, equivalente a aproximadamente 6 millones de MMBTU/año y al 6,9% de la demanda nacional de gas natural, por lo que su aporte potencial no resulta marginal. La concentración de residuos agropecuarios y hortícolas, junto con la existencia de infraestructura y demanda energética, sitúa a la macrozona centro-sur como el área de mayor interés para futuros proyectos.

El *benchmark* confirmó la factibilidad industrial de procesar estiércol de ave en codigestión con residuos derivados del maíz y permitió definir una planta modular de digestión anaeróbica húmeda en reactores CSTR mesófilos, seguida de tratamiento de digestato, limpieza de biogás y upgrading mediante membranas. Para producir bio-GNL se incorporan adicionalmente compresión, secado profundo, pulido de CO_2 , licuefacción criogénica y almacenamiento. El caso base considera una capacidad de 100.000 $\text{t}_{\text{ST}}/\text{año}$ y una mezcla 1:1 de ST de sustratos, logrando así un valor óptimo de 21,6:1 en la relación C/N. El balance de masa para este caso base estima una producción de 2.334 Nm^3/h de biometano, equivalentes a 1,59 t/h de bio-GNL y a una capacidad energética de 204,9 GWh/año o 699.158 MMBTU/año, además de fertilizante sólido, fertilizante líquido y sulfato de amonio como subproductos valorizables.

Para el caso base y sin considerar transporte externo de materias primas hacia la planta o productos fuera de ella, se obtuvo un CNB neto de 25,6 USD/MMBTU para biometano gaseoso y 34,2 USD/MMBTU para bio-GNL. Los análisis de sensibilidad muestran economías de escala, disminuyendo el CNB del biometano desde 27,3 a 25,6 USD/MMBTU entre 50.000 y 100.000 $\text{t}_{\text{ST}}/\text{año}$. El rendimiento de la digestión también resulta determinante, ya que al aumentar desde 200 hasta 250 $\text{Nm}^3_{\text{CH}_4}/\text{t}_{\text{SV}}$, el CNB del biometano disminuye desde 27,7 hasta 23,9 USD/MMBTU, evidenciando la relevancia de la caracterización de los sustratos, el control de la relación C/N y la estabilidad operacional. Asimismo, la logística

condiciona fuertemente la competitividad, particularmente por el transporte de materias primas húmedas y por la distancia hasta la infraestructura de gas. Para distancias superiores a aproximadamente 70 y 75 km entre la planta y el punto de inyección, el transporte de bio-GNL puede resultar económicamente más conveniente que construir un gasoducto dedicado para biometano gaseoso. Además, el CNB del bio-GNL aumenta solo alrededor de 3,5% al extender su transporte desde 100 hasta 1.000 km de distancia.

Al comparar con combustibles fósiles, el biometano gaseoso presenta la alternativa económicamente más favorable. Frente a una tarifa industrial de gas natural de 15,45 USD/MMBTU, el caso base requiere una prima de aproximadamente 10,15 USD/MMBTU (+65,7%). Una incorporación gradual de 5%, 10% y 15% de biometano aumentaría el costo energético de la mezcla en aproximadamente 0,51, 1,02 y 1,52 USD/MMBTU, respectivamente, pero permitiría reducir proporcionalmente las emisiones fósiles asociadas al consumo de gas natural. Como referencia, para un gran consumidor industrial afecto al Impuesto Verde como Cristalerías de Chile, se estiman emisiones cercanas a 55.700 tCO₂/año asociadas al gas natural, por lo que dichas sustituciones evitarían del orden de 2.800, 5.600 y 8.400 tCO₂ fósil/año. No obstante, el impuesto vigente de 5 USD/tCO₂ representa un costo de carbono de solo aproximadamente 0,3 USD/MMBTU de gas natural, insuficiente para compensar por sí solo la prima del biometano. El bio-GNL, por su parte, supera en 8,5 USD/MMBTU (+33,1%) el precio de paridad de importación del diésel y su principal ventaja corresponde a la flexibilidad logística para abastecer consumidores alejados de las redes.

En consecuencia, los resultados indican que la ruta más favorable corresponde a la producción de biometano gaseoso en plantas de mayor escala, localizadas próximas tanto a las fuentes de biomasa como a la infraestructura de gas natural o a grandes consumidores industriales. El bio-GNL constituye una alternativa complementaria cuando la distancia hace poco conveniente una conexión mediante gasoducto o cuando se busca abastecer sectores alejados y difíciles de electrificar. En ambos casos, su desarrollo comercial dependerá no solo del costo energético, sino también de la valorización de sus atributos renovables y de su capacidad para reducir emisiones mediante la sustitución de combustibles fósiles y la gestión de residuos orgánicos.

Abstract

The need to reduce dependence on imported fossil fuels, recover value from organic residues, and advance the decarbonization of sectors that require gaseous or liquid fuels creates an opportunity to assess renewable alternatives compatible with existing energy infrastructure. In this context, this study evaluates the technical and economic production of biomethane and bio-LNG in Chile from residual biomass through the estimation of their levelized cost of biomethane (LCB). The aim is to determine under which conditions these fuels may constitute an alternative to natural gas and diesel, considering both the injection of gaseous biomethane into gas networks and its liquefaction into bio-LNG to supply remote consumers through road transportation.

The methodology was developed in eight stages. First, the national supply of residual biomass was identified, quantified, and characterized according to availability, geographical distribution, physicochemical properties, and methane potential. Subsequently, a multi-criteria decision analysis (MCDA) was applied to select the most suitable substrates based on supply potential, location, logistics, suitability for anaerobic digestion, and use restrictions. A benchmark study of European plants was also conducted to establish representative industrial scales, technologies, and operating parameters, from which the process stages and a base case were defined. Finally, a technical-economic model was developed in Excel integrating mass balances, equipment sizing and scaling, capital investment, OPEX, replacement costs, revenues from by-products, and logistics costs, allowing different scenarios of plant capacity, methane yield, and transport distance to be evaluated. The LCB was calculated assuming a 20-year project lifetime and a 10% discount rate, and the results were compared with fossil-fuel reference prices in Chile.

The national assessment estimated a methane potential of approximately 594.3 million Nm³/year from biomass considered suitable for anaerobic digestion, equivalent to nearly 22.5 million MMBTU/year and, theoretically, 25.8% of Chile's annual natural gas consumption. The MCDA identified poultry manure as the highest-ranked biomass, with a weighted score of 94%, followed by horticultural residues at 79%. Sweet corn stover was selected to

represent the latter category and was co-digested with poultry manure to improve the carbon-to-nitrogen (C/N) ratio and enhance the stability and efficiency of anaerobic digestion. The combined estimated potential of the selected biomass categories reaches 158.2 million Nm³/year of methane, equivalent to approximately 6 million MMBTU/year and 6.9% of national natural gas demand, indicating that their potential contribution is not marginal. The concentration of agricultural and horticultural residues, together with existing energy infrastructure and demand, identifies the central-southern macrozone of Chile as the area of greatest interest for future projects.

The benchmark study confirmed the industrial feasibility of processing poultry manure in co-digestion with corn-derived residues and supported the definition of a modular wet anaerobic digestion plant using mesophilic CSTR reactors, followed by digestate treatment, biogas cleaning, and membrane upgrading. For bio-LNG production, additional compression, deep drying, CO₂ polishing, cryogenic liquefaction, and storage stages were incorporated. The base case considers a processing capacity of 100,000 tTS/year and a 1:1 substrate ratio on a total-solids basis, resulting in a C/N ratio of approximately 21,6:1. The mass balance estimates a biomethane production of 2,334 Nm³/h, equivalent to 1.59 t/h of bio-LNG and an annual energy production of 204.9 GWh/year or 699,158 MMBTU/year, in addition to valuable by-products such as solid fertilizer, liquid fertilizer, and ammonium sulfate.

For the base case, excluding external transport of feedstocks to the plant and products outside the plant, the net LCB was estimated at 25.6 USD/MMBTU for gaseous biomethane and 34.2 USD/MMBTU for bio-LNG. Sensitivity analyses showed economies of scale, with the biomethane LCB decreasing from 27.3 to 25.6 USD/MMBTU when plant capacity increased from 50,000 to 100,000 tTS/year. Methane yield was also found to be a critical variable: increasing it from 200 to 250 Nm³CH₄/tVS reduced the biomethane LCB from 27.7 to 23.9 USD/MMBTU, highlighting the importance of substrate characterization, C/N ratio control, and stable anaerobic digestion performance. Logistics also strongly affect competitiveness, particularly due to the transport of high-moisture feedstocks and the distance to gas infrastructure. For distances greater than approximately 70–75 km between the plant and the injection point, transporting bio-LNG may become economically more attractive than

constructing a dedicated biomethane pipeline. Furthermore, the bio-LNG LCB increases by only around 3.5% when transport distance rises from 100 to 1,000 km.

When compared with fossil fuels, gaseous biomethane represents the more favorable economic alternative. Relative to an industrial natural gas tariff of 15.45 USD/MMBTU, the base case requires a green premium of approximately 10.15 USD/MMBTU (+65.7%). A gradual incorporation of 5%, 10%, and 15% biomethane would increase the energy cost of the blend by approximately 0.51, 1.02, and 1.52 USD/MMBTU, respectively, while proportionally reducing fossil emissions associated with natural gas consumption. As a reference, for a large industrial consumer subject to Chile's Green Tax such as Cristalerías de Chile, natural gas consumption is estimated to generate approximately 55,700 tCO₂/year; therefore, these substitution levels would avoid approximately 2,800, 5,600, and 8,400 tCO₂ of fossil emissions per year, respectively. However, the current tax of 5 USD/tCO₂ represents a carbon cost of only approximately 0.3 USD/MMBTU of natural gas, which is insufficient on its own to offset the biomethane premium. Bio-LNG, in turn, exceeds the diesel import-parity price by approximately 8.5 USD/MMBTU (+33.1%), and its main advantage lies in the logistical flexibility to supply consumers located far from gas networks.

Overall, the results indicate that the most favorable pathway corresponds to gaseous biomethane production in larger-scale plants located close to both biomass sources and natural gas infrastructure or large industrial consumers. Bio-LNG represents a complementary alternative when distance makes pipeline connection economically unattractive or when the objective is to supply remote and hard-to-electrify sectors. In both cases, commercial development will depend not only on energy cost, but also on the valuation of their renewable attributes and their ability to reduce emissions through fossil-fuel substitution and improved organic waste management.

Glosario

AGV: ácidos grasos volátiles

BCM: *Billion Cubic Meters*/Miles de millones de metros cúbicos

Bio-GNL: gas natural licuado biológico

BNE: balance nacional de energía

CHP: *combined heat & power*/cogeneración o calor y electricidad combinadas

CIF: *cost, insurance and freight*/costo, seguro y flete

CNB: Costo nivelado del biometano

CNE: comisión nacional de energía

DA: digestión anaeróbica

DBO: demanda bioquímica de oxígeno

DQO: demanda química de oxígeno

GEI: gases de efecto invernadero

GLP: gas licuado de petróleo

IEA: *international energy agency*/agencia internacional de energía

KPI: *Key Performance Indicators*

MCDA: *multi-criteria decision analysis*/análisis de decisiones multicriterio

MP: materia prima

PBM: potencial bioquímico de metano

PCI: poder calorífico inferior

PCS: poder calorífico superior

PSR: planta satélite de regasificación

PTAS: plantas de tratamiento de aguas servidas

RM: región metropolitana

ROU: residuos orgánicos urbanos

ST: sólidos totales

SV: sólidos volátiles

TCO: tasa de carga orgánica

TRH: tiempo de retención hidráulica

Índice

Resumen ejecutivo	1
Abstract.....	4
Glosario.....	7
Índice	8
Índice de figuras	11
Índice de tablas	13
1. Introducción.....	15
2. Objetivos:.....	18
2.1. Objetivo General.....	18
2.2. Objetivos Específicos	18
3. Antecedentes	19
3.1 Marco teórico	19
3.1.1 Definiciones básicas	19
3.1.2 Caracterización de la biomasa	20
3.1.3 Etapas de producción de biometano	23
3.1.4 Parámetros de operación de la DA	28
3.1.5 Cálculo del Costo Nivelado	29
3.2 Antecedentes generales.....	36
3.2.1 Biometano como sustituto del gas natural	36
3.2.2 Costos de producción de biometano y bio-GNL	38
3.2.3 Instrumentos económicos y mecanismos de valorización ambiental del biometano	39
3.2.4 Sectores potenciales para el uso de biometano y bio-GNL en Chile	40
3.2.5 Contexto energético y mercado del gas natural en Chile.....	42
3.2.6 Precios de combustibles de referencia en Chile	43
3.2.7 Normativa chilena.....	49

3.2.8	Condiciones territoriales	52
3.3	Estado del arte.....	53
3.3.1	Biometano en el mundo	53
3.3.2	Producción de biogases en Chile	56
4.	Metodología de trabajo	57
5.	Resultados	60
5.1	Oferta y disponibilidad de biomasa en Chile.....	60
5.1.1	Clasificación	60
5.1.2	Descripción	61
5.1.3	Oferta de biomasa	69
5.1.4	Disponibilidad.....	70
5.1.5	Características y potencial metanogénico	71
5.2	Evaluación multicriterio y selección de biomasa	74
5.2.1	Evaluación Multicriterio	74
5.2.2	Biomasa seleccionada	78
5.2.3	Proyección materias primas	79
5.3	Benchmark, bases de diseño y balance de masa.	80
5.3.1	Benchmark de plantas y tecnologías comparables	80
5.3.2	Bases de diseño y definición del caso base	84
5.3.3	Balance de masa	95
5.4	Configuración del proceso, dimensionamiento de equipos y estimación de costo nivelado de biometano (CNB).....	97
5.4.1	Etapas de proceso y equipos	97
5.4.2	Estimación del Costo Nivelado del biometano.....	112
5.5	Costos de transporte.....	141
5.5.1	Tipo de transporte	141
5.5.2	Resultados Costo de Transporte.....	145

5.6	Análisis de sensibilidad	148
5.7	Resultados Costo Nivelado	150
5.8	Comparación del CNB con combustibles de referencia y evaluación de competitividad	159
6.	Conclusiones	162
7.	Referencias	167
8.	Anexos:	182

Índice de figuras

Figura 3.1: Esquema general de la planta de producción de biometano	23
Figura 3.2: Evolución de la tarifa industrial GasValpo AC-03 para consumos entre 300.000 y 900.000 m ³ /mes, 2021–2026. elaboración propia a partir de tarifas AC-03 publicadas por GasValpo [41].	45
Figura 3.3: Proyección del precio del gas natural para el período 2025–2045. Elaboración propia a partir de la Comisión Nacional de Energía [43].	46
Figura 3.4: Variación del precio del diésel en el tiempo	47
Figura 3.5: Evolución global de la producción de biometano (2010-2024) [60]	54
Figura 3.6: Porcentaje de la producción europea de biometano por tipo de planta en 2024 [2].....	55
Figura 5.1: Clasificación Biomasa [Elaboración propia]	61
Figura 5.2: Disponibilidad de biomasas en Chile	71
Figura 5.3: Gráfico resultados MCDA	77
Figura 5.4: Diagrama de proceso de tratamiento de materia prima.....	99
Figura 5.5: Diagrama de procesos Digestión Anaeróbica. Elaboración propia.	101
Figura 5.6: Diagrama de procesos de Tratamiento de digestato	103
Figura 5.7: Diagrama de proceso de Limpieza biogás y Upgrading.	106
Figura 5.8: diagrama de proceso de la etapa de licuefacción	108
Figura 5.9: Diagrama de proceso de Acondicionamiento/Inyección a gasoducto. Elaboración propia.	111
Figura 5.10: Tabla validación de inversión para casos de plantas europeas de producción de biometano gaseoso	122
Figura 5.11: Tabla validación de inversión para casos de plantas europeas de producción de bio-GNL.....	124
Figura 5.12: Gráfico CNB vs Capacidad Productiva.....	151
Figura 5.13: Cambio porcentual del CNB neto al aumentar la capacidad de la planta	151
Figura 5.14: Efecto del rendimiento de metano sobre el CNB neto	153
Figura 5.15: Variación porcentual del CNB neto al variar el rendimiento de la planta	153
Figura 5.16: Efecto de distancia planta-punto de recolección materia prima y el CNB neto del biometano gaseoso	155
Figura 5.17: Variación porcentual del CNB neto del biometano al variar la distancia de transporte de materia prima	155
Figura 5.18: Efecto entre la distancia de la planta-punto de inyección gasoducto/PSR en el CNB neto	157
Figura 5.19: Variación porcentual del CNB entre diferentes casos de distancia planta-punto de inyección/PSR.....	157

Figura 5.20: Efecto entre la distancia de la planta y PSR o punto de entrega de bio-GNL en el CNB	158
Figura 8.1: Diagrama completo de procesos de la planta.	184

Índice de tablas

Tabla 3.1: Factores de estimación de los componentes de la inversión de capital en función del costo de adquisición e instalación del equipo principal [16]	31
Tabla 3.2: Criterios para cálculo de OPEX [17, 18]	33
Tabla 3.3: Comparación de parámetros entre biogás, biometano y gas natural. [20]	37
Tabla 5.1: Resumen biomasa seleccionadas.....	69
Tabla 5.2: Comparación preliminar de biomasa disponibles en Chile según criterios técnicos y logísticos [97, 98, 99, 100]	72
Tabla 5.3: Potencial metanogénico y energético de biomasa en Chile	73
Tabla 5.4: Ponderación de criterios MCDA.....	74
Tabla 5.5: Valores asignados por biomasa según criterios.....	75
Tabla 5.6: Resultado puntaje ponderado biomasa MCDA	77
Tabla 5.7: Propiedades Materia prima [122, 123, 124, 125, 126]	88
Tabla 5.8: Composición de biogás y biometano [127]	88
Tabla 5.9: Estimaciones separación sólido-líquido [128, 129, 130, 131].....	90
Tabla 5.10: Base de diseño y parámetros del caso base.....	93
Tabla 5.11: Resultado Balance de masa Excel 100.000 t/año ST	96
Tabla 5.12: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Recepción de materias primas	97
Tabla 5.13: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Preparación de sustratos	98
Tabla 5.14: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Digestión Anaeróbica	100
Tabla 5.15: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Tratamiento de digestato ...	102
Tabla 5.16: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Generación de energía	104
Tabla 5.17: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Limpieza de biogás	104
Tabla 5.18: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Upgrading	105
Tabla 5.19: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa de Licuefacción	107
Tabla 5.20: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa de Acondicionamiento/Inyección a gasoducto	111
Tabla 5.21: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa de Seguridad y Laboratorio	112
Tabla 5.22: equivalencias monetarias [140]	112
Tabla 5.23: Listado de precios y dimensión de equipos principales caso base	116
Tabla 5.24: Resultados CAPEX e inversión de capital total para el caso base	119
Tabla 5.25: Número de pasos en manipulación de sólidos	126
Tabla 5.26: número de pasos en etapas sin manipulación de sólidos	126
Tabla 5.27: número de operarios según número de módulos de la planta.	126
Tabla 5.28: sueldo operarios	127
Tabla 5.29: Costos de operación (OPEX) para el caso base	132

Tabla 5.30: Costos de Reposición planta capacidad 100.000 t/año de ST	136
Tabla 5.31: Costos de Reposición que se deben incluir cada año para el cálculo de CNB	137
Tabla 5.32: Ingresos secundarios en planta caso base	139
Tabla 5.33: Resumen resultados finales CNB caso base	140
Tabla 5.34: Inversión vehículo de carga [182, 183]	143
Tabla 5.35: Datos transporte Interno de materias primas en planta.	144
Tabla 5.36: Costo operacional y de inversión para transporte interno planta caso base	146
Tabla 5.37: Costos operacionales transporte interno y externo caso base	146
Tabla 5.38: Costos de inversión y transporte interno y externo caso base	147
Tabla 5.39: Resultados CNB análisis de sensibilidad por tamaño planta	150
Tabla 5.40: Resultados CNB análisis de sensibilidad por variación del rendimiento en la operación de DA	152
Tabla 5.41: Resultados CNB análisis de sensibilidad por variación en la distancia entre planta y punto de recolección de materia prima.	154
Tabla 5.42: Resultados CNB análisis de sensibilidad por variación en la distancia entre planta y punto de inyección/PSR	156
Tabla 5.43: Detalle análisis de sensibilidad distancia planta-PSR/punto de entrega bio-GNL	158
Tabla 8.1: Tabla de referencias con los costos y dimensión de equipos principales.	185
Tabla 8.2: Capacidad y costos de inversión bomba progresiva [159]	187
Tabla 8.3: Capacidad y costos de inversión Chiller [207]	187
Tabla 8.4: Capacidad y costos de inversión filtro carbón activado [209]	188
Tabla 8.5: Capacidad y costos de skid de membranas [218]	188
Tabla 8.6: Capacidad y costos de inversión del PSA [212]	188
Tabla 8.7: Capacidad y costos de inversión de Antorchas [216]	189
Tabla 8.8: Costos de inversión de máquinas de laboratorio [217]	189
Tabla 8.9: Factores de inversión sobre equipos principales. Condiciones: capacidad de procesamiento de 100.000 t _{st} ; sin logística de transporte.	190
Tabla 8.10: Simbología	191
Tabla 8.11: Resultado tabla de factores de inversión de equipos principales	191
Tabla 8.12: Demanda eléctrica equipos planta con capacidad 100.000 t/año de ST	192
Tabla 8.13: Energía térmica planta con capacidad 100.000 t/año de ST	193
Tabla 8.14: Cálculo CNB de biometano gaseoso para caso base	194
Tabla 8.15: cálculo CNB de bio-GNL para caso base	195

1. Introducción

Durante los últimos años, el sistema energético mundial ha enfrentado un escenario de alta volatilidad, marcado por interrupciones en las cadenas de suministro, tensiones geopolíticas, aumento en el precio de los combustibles fósiles y una mayor preocupación por la seguridad energética. Esta situación ha evidenciado la necesidad de diversificar las fuentes de energía, reducir la dependencia de combustibles importados y fortalecer el desarrollo de alternativas renovables compatibles con la infraestructura energética existente.

Desde una perspectiva ambiental, el uso intensivo de combustibles fósiles continúa siendo una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero. Por ello, la transición energética no solo requiere incorporar electricidad renovable, sino también desarrollar combustibles más limpios capaces de sustituir parcialmente el uso de gas natural, diésel y otros combustibles fósiles.

Todo este escenario, sumado a los compromisos que cada país adopta para llevar a cabo una transición paulatina hacia la neutralidad de carbono, comprende también un momento propicio para investigar y desarrollar nuevas tecnologías, explotar otros recursos renovables no contaminantes, buscar la independencia energética y la estabilidad en la red de suministros industriales y urbanos. En este sentido, el biometano, un combustible gaseoso obtenido a partir de la mejora de biogás, que a su vez se genera a partir de residuos orgánicos por medio de la digestión anaeróbica, constituye una alternativa limpia y compatible con el mercado e infraestructura existente del gas natural. Debido a que el biometano posee propiedades equivalentes a las del gas natural, se facilitaría su uso y transporte al poder utilizarse los mismos quemadores y gasoductos instalados actualmente. Además, el proceso de digestión anaeróbica es uno de los mecanismos más utilizados por las industrias para controlar y gestionar sus residuos orgánicos, reduciendo la carga orgánica y evitando la generación de gases contaminantes y malos olores. El biometano producido a partir de residuos orgánicos puede considerarse un combustible renovable de carbono biogénico y potencialmente, analizando su ciclo de vida, carbono neutral.

Actualmente es el continente europeo quien lidera la producción de biometano en el mundo. En 2024, alcanzó una producción de biometano de 5,2 bcm/año, equivalente a 52 TWh/año, mientras que su capacidad instalada llegó cerca de los 7 bcm/año o 70 TWh/año [1]. Los países más influyentes en esta materia son Francia, Alemania, Italia, Dinamarca y Reino Unido. Sin embargo, pese al crecimiento sustancial de esta industria energética, la producción de biometano en la Unión Europea alcanzó solo 4,3 bcm en 2024, equivalente aproximadamente al 1,3 % del consumo anual de gas natural de la UE, que fue de 332 bcm durante ese mismo año [2], [3].

En Chile, el uso de la digestión anaeróbica se limita en mayor medida a la gestión de residuos, existiendo 60 instalaciones a lo largo del país que generan biogás a través de este proceso [4]. Para el caso particular de producción de biometano, existen solo dos empresas que generan este combustible en el país. Una de ellas es la planta de tratamientos de aguas residuales La Farfana, ubicada en la comuna de Maipú, región Metropolitana, que genera unos 1.600 Nm³/día de este combustible, que inyecta directamente en la red de distribución de Metrogas [5]. Además, en noviembre de 2025, Lipigas inauguró en la comuna de Chillán Viejo, región de Ñuble, la primera planta de bio-GNL en Sudamérica, la cual genera biometano a partir de la biomasa generada en un plantel de cerdos, y que, a través de un proceso de licuefacción, genera este combustible con mayor densidad energética destinado para abastecer cerca de 135 camiones de carga pesada [6].

El uso de biometano también puede representar beneficios para consumidores industriales que buscan reducir su huella de carbono. Al reemplazar total o parcialmente el gas natural fósil, las industrias pueden disminuir sus emisiones directas de CO₂ asociadas al consumo térmico, mejorar sus indicadores ambientales y avanzar en metas de sostenibilidad o descarbonización. Además, en los establecimientos afectos al impuesto verde, la reducción de las emisiones gravadas de CO₂ puede disminuir los costos regulatorios asociados al carbono, dado que el impuesto corresponde a 5 USD por cada tonelada de CO₂ emitida. Este gravamen se aplica a establecimientos cuyas fuentes emisoras alcancen, individualmente o en conjunto, al menos 25.000 toneladas anuales de CO₂ o 100 toneladas anuales de material particulado [7]. La legislación chilena excluye del impuesto verde sobre el CO₂ a las fuentes emisoras que operan sobre la base de medios de generación renovable no convencional cuya

fuelle primaria sea biomasa. Dado que la definici3n legal de biomasa, dispuesta en la ley 20.257, incluye su conversi3n en biocombustibles gaseosos, esta exclusi3n podr3a comprender la generaci3n el3ctrica o cogeneraci3n alimentada con biometano [8].

Con respecto a la demanda de gas natural en Chile, un informe del a3o 2024 dado por el Balance Nacional de Energ3a (BNE), se3ala que este combustible f3sil represent3 cerca del 7,7% del consumo final de energ3a, equivalente a aproximadamente 22.000 Tcal/a3o, es decir, cerca de 25,6 TWh/a3o u 87,2 millones de MMBTU/a3o [9]. Convertir el biog3s en biometano permitir3a complementar esta demanda de gas natural como una alternativa renovable, diversificando la matriz energ3tica nacional y reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero. Adem3s, pudiendo licuar este biocombustible para producir bio-GNL, permitir3a ampliar el mercado potencial del biometano hacia consumidores alejados del punto de producci3n, sin depender exclusivamente de una conexi3n directa a redes de gas. Esto resulta atractivo para el transporte de carga pesada en carreteras chilenas, donde el bio-GNL podr3a sustituir parcialmente el uso de di3sel en camiones de larga distancia. Asimismo, podr3a explorarse su aplicaci3n en flotas asociadas a la industria minera, tanto en transporte log3stico como en camiones de alto consumo energ3tico, donde la reducci3n de emisiones y material particulado representa un desaf3o relevante.

Al integrar estos antecedentes, considerando la existencia de un mercado desarrollado de gas natural en Chile, la madurez de las tecnolog3as de digesti3n anaer3bica y mejora de biog3s, la posibilidad de licuar el biometano para acceder a otros mercados y la existencia de instrumentos normativos que podr3an favorecer su utilizaci3n, se plantea evaluar t3cnica y econ3micamente la producci3n de biometano y bio-GNL en Chile mediante el c3lculo del costo nivelado de producci3n, analizando las biomasaas disponibles, su potencial metanog3nico, diferentes escalas de producci3n y escenarios log3sticos de transporte.

2. Objetivos:

2.1. Objetivo General

Evaluar técnica y económicamente la producción de biometano y bio-GNL en Chile a partir de biomásas disponibles mediante la estimación del costo nivelado, con el fin de determinar su factibilidad y potencial aplicación como sustituto renovable del gas natural en redes de distribución o esquemas de abastecimiento mediante gasoducto virtual.

2.2. Objetivos Específicos

1. Identificar y caracterizar materias primas orgánicas disponibles en Chile con potencial para la producción de biometano.
2. Revisar y analizar tecnologías de producción y purificación de biogás para producir biometano y bio-GNL.
3. Analizar marco regulatorio para la producción de biometano y bio-GNL en Chile.
4. Definir y modelar distintos escenarios de producción de biometano y bio-GNL, considerando capacidades productivas, rendimiento de la planta, configuración logística y distancias entre los puntos de recolección de biomasa, producción, inyección a red o entrega del producto final.
5. Evaluar técnica y económicamente los escenarios definidos mediante el cálculo de la inversión, OPEX, costos de reposición, ingresos secundarios y costo nivelado del biometano.

3. Antecedentes

Este capítulo contempla toda la información técnica para cumplir con los objetivos descritos.

3.1 Marco teórico

Se entrega información relevante para comprender el proceso de producción de biometano, entregando definiciones básicas, las características que posee la biomasa tratada, la descripción de cada etapa de proceso de producción y los parámetros más importantes dentro de la digestión anaeróbica.

3.1.1 Definiciones básicas

Biomasa: Se define como toda materia orgánica renovable proveniente de plantas y animales. En la industria, suele corresponder a los desechos o residuos orgánicos biodegradables susceptibles a transformarse en biogás. También se le denomina materia prima o sustratos para cuando se utiliza en una planta de biometano.

Digestión Anaeróbica (DA): Es un proceso biológico que ocurre en ausencia de oxígeno, en el cual la biomasa se transforma en biogás mediante la acción de microorganismos.

Biogás: Corresponde a una mezcla gaseosa generada a partir de biomasa por medio de la DA. El biogás está compuesto principalmente por una mezcla de 50 a 75 %v/v de metano y 25 a 45 %v/v de dióxido de carbono. También suele contener otros gases en pequeñas cantidades, como amoníaco, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, oxígeno y siloxanos. Puede ser utilizado directamente como combustible para generar energía eléctrica o térmica en equipos de cogeneración, llamado CHP (*combined heat and power*)

Biometano: A diferencia del biogás, el biometano es un gas compuesto por al menos un 95%v/v de metano, y se obtiene a partir de un proceso de mejora del biogás, también

denominado *upgrading*. Este gas tiene propiedades equivalentes a las del gas natural, por lo que puede llegar a ser un sustituto directo de este combustible. Puede utilizarse en infraestructura y equipos compatibles con gas natural, siempre que cumpla las especificaciones de calidad exigidas.

En este trabajo, el término biometano gaseoso se utilizará para el producto destinado a inyección directa a red, mientras que bio-GNL se utilizará para el biometano licuado destinado a transporte criogénico.

Codigestión: es la mezcla entre dos materias primas o biomásas para mejorar la eficiencia de una digestión anaeróbica.

3.1.2 Caracterización de la biomasa

Cada biomasa posee diferentes características físico-químicas que dependen de su origen y gestión como residuo orgánico. Estas características pueden afectar de una manera u otra la eficiencia y estabilidad de la DA para la generación de biogás.

La materia orgánica suele ser una combinación de diferentes componentes que se degradan a diferentes velocidades, como proteínas, carbohidratos y grasa. Aunque la mayoría de las proteínas y grasas son fáciles de degradar y se descomponen rápidamente, las tasas de biodegradación de los diferentes carbohidratos varían significativamente. Algunos residuos, como los de origen forestal, suelen tener un alto contenido de lignina, un polímero complejo que otorga rigidez estructural en árboles y plantas, la cual es difícil de fermentar durante la DA, por lo que representa una materia prima ineficiente para este proceso.

Por otro lado, la mayoría de estas biomásas, debido a su alta carga orgánica, requieren de un tratamiento para evitar la liberación de agentes contaminantes y malos olores. El uso de la DA permite a las empresas controlar estos residuos, manejando la generación de metano, evitando malos olores, patógenos y altos contenidos de DBO y DQO en el ambiente.

Las principales características que poseen las biomasas, y que son importantes para la DA, son:

- a) **Contenido de sólidos totales (ST)**: representa la masa orgánica seca en la biomasa. Su valor influye en la manipulación del sustrato, ya que biomasas con poco contenido de ST y alta humedad, aumentan los costos y logística de transporte, sobre todo a largas distancias.
- b) **Contenido de sólidos volátiles (SV)**: representa la fracción orgánica degradable, o cantidad de masa seca de ST que tiene el potencial de transformarse en metano. Técnicamente, los SV son aquella porción de sólidos totales que se libera de una muestra, volatilizándose cuando se calienta durante dos horas a 600 °C. Mientras mayor sea el valor de los SV, mayor será el potencial de producción de biometano.
- c) **Tamaño de partícula**: un tamaño de partícula pequeño proporciona una mayor área de contacto con los microorganismos y mejora el rendimiento de biogás en el caso de la digestión anaeróbica. El tamaño debe encontrarse entre 2,5 a 8 [mm] [10]. Para obtener el tamaño de partícula deseado, la materia prima debe pasar por un pretratamiento físico, muchas veces de molienda o trituración.
- d) **pH**: es un parámetro fundamental que debe controlarse regularmente en cada paso para que el digestor funcione con éxito y se obtenga el máximo rendimiento de biogás. Idealmente, debe mantenerse en un valor neutro, o en un rango de 6.8 a 7.2 [11]. La tasa de crecimiento de las bacterias metanogénicas se reduce en ambientes con pH inferior a 6,6, mientras que un pH muy alcalino (alrededor de 8) puede conducir a la desintegración de los gránulos microbianos y al posterior fracaso del proceso.

- e) **Relación entre carbono y nitrógeno (C/N):** en la DA, el carbono actúa como fuente de energía, mientras que el nitrógeno ayuda a aumentar la población microbiana. Esta relación indica directamente los ácidos grasos volátiles (AGV) y nitrógeno amoniacal total formado durante la DA. Una relación C/N adecuada se encuentra entre 20:1 y 30:1. La baja relación C/N aumenta el pH en el digestor debido a la producción de amoníaco y, por lo tanto, aumenta la toxicidad. La alta relación C/N causa inestabilidad del proceso de la DA debido al aumento de la acidificación y la disminución de la metanogénesis. El alto contenido de carbono también puede disminuir el pH debido a la producción de dióxido de carbono en el sistema, que debe mantenerse y controlarse [12].

En el caso de los purines o estiércol animal, su elevado contenido de nitrógeno reduce la eficiencia de la DA. Una solución práctica para evitar la intoxicación por amoníaco libre contenido en esta materia prima, es complementar la digestión con otra biomasa que posea mayor contenido de carbono, generando así una codigestión, mejorando la relación C/N.

- f) **Biodegradabilidad:** refleja la facilidad con que los microorganismos pueden descomponer el sustrato en sistemas anaeróbicos. Algunas biomasas limitan su biodegradabilidad debido al alto contenido de lignina. Para este tipo de material lignocelulósico, se prefiere el uso de otras tecnologías (gasificación y metanización)
- g) **Contenido energético:** cada biomasa posee un potencial bioquímico de metano (PBM) que expresa la cantidad máxima de metano que puede generarse por unidad de materia orgánica degradada o SV. Es un parámetro clave para evaluar la viabilidad energética del sustrato, y suele representarse como la cantidad de metano (en metros cúbicos) que se pueden generar por kilogramo de SV, representado con la unidad $[\text{Nm}^3 \text{CH}_4/\text{kg SV}]$

3.1.3 Etapas de producción de biometano

Para todas las biomásas a procesar en una planta de biometano, la operación se suele llevar a cabo en etapas definidas y estructuradas. Estas etapas se describen en el diagrama de bloques de la Figura 3.1.

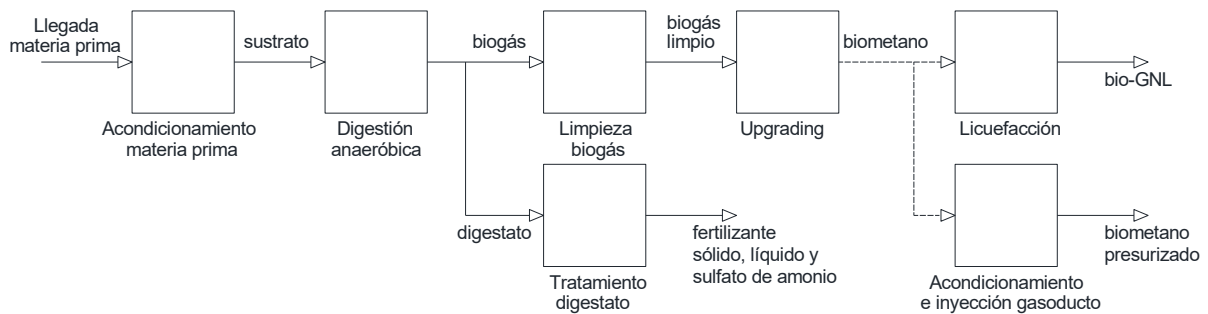


Figura 3.1: Esquema general de la planta de producción de biometano

La descripción de cada etapa se presenta a continuación:

- a) **Acondicionamiento materia prima:** Algunas materias primas requieren de un proceso de pretratamiento para favorecer la digestión anaeróbica. El pretratamiento puede ser:
- Pretratamiento físico: cambia la estructura de la materia prima, disminuyendo el tamaño de la partícula, aumentando así el área de superficie para el contacto con microbios y enzimas. Este pretratamiento mecánico rompe la superficie dura de la pared celular conformada por lignina.
 - Pretratamiento químico: degrada el contenido de lignina y hemicelulosa mediante el tratamiento con agentes oxidantes, álcalis, ácidos, líquidos iónicos, productos químicos, gases u ozonización.

- Pretratamiento térmico: energía térmica que descompone el enlace de hidrógeno presente en la materia prima y disminuye la estabilidad térmica general.
- Pretratamiento biológico: ocurre con la ayuda de microorganismos aeróbicos o anaeróbicos en forma de tratamiento puro (monocultivo) o mixto (cocultivo) o asistido por enzimas en forma pura o mixta. Tiene la ventaja de un menor consumo energético que los demás pretratamientos.

b) **Digestión Anaeróbica:** es un proceso natural que involucra la descomposición de la materia orgánica por medio de microorganismos en ausencia de oxígeno. En la industria, este proceso se lleva a cabo en sistemas cerrados llamados biodigestores. Los productos principales de la DA son el biogás y el digestato, que puede ser utilizado como fertilizante o acondicionador de suelos.

Diferentes microorganismos actúan en las 4 etapas de la DA:

1. Hidrólisis: es la etapa donde los microorganismos descomponen las cadenas largas de materia orgánica en compuestos más simples y solubles. Aquí, las enzimas hidrolasas, que son catalizadores biológicos, descomponen macromoléculas orgánicas complejas, como carbohidratos, proteínas y lípidos, en monómeros como glucosa, aminoácidos, glicerol y ácidos grasos. La hidrólisis es el paso limitante en la velocidad del proceso, por lo que su eficiencia resulta clave para reducir los tiempos de residencia. Su tasa depende de factores como el tipo de macronutriente, la concentración de sustrato, el tamaño de partícula, el pH y la temperatura, pudiendo además entrelazarse con etapas de pretratamiento según la naturaleza de la materia prima.
2. Acidogénesis: es la etapa en donde las bacterias formadoras de ácido fermentan azúcares simples y aminoácidos, y oxidan anaeróbicamente alcoholes y ácidos grasos de cadena larga, generando productos secundarios como CO_2 , H_2O , H_2 y ácido acético, junto con ácidos grasos volátiles intermedios como propiónico,

butírico y valérico. En la acidogénesis se pueden producir grandes cantidades de CO_2 y H_2 en sustratos ricos en carbohidratos.

3. Acetogénesis: es la etapa en que bacterias acetogénicas oxidan anaeróbicamente intermediarios como ácidos grasos volátiles y alcoholes, produciendo ácido acético e hidrógeno. Su desarrollo es lento, con tiempos de duplicación de 2 a 4 días, y que puede verse afectado si el H_2 generado no es consumido rápidamente por las bacterias metanogénicas, lo que provoca la inhibición del proceso.
 4. Metanogénesis: es la etapa final de la DA, en la que microorganismos metanogénicos producen metano principalmente a partir del ácido acético (metanógenos acetoclásticos) y también mediante la reducción de CO_2 con H_2 (metanógenos hidrogenotróficos). Los metanógenos acetoclásticos, responsables de alrededor del 70% del metano generado, son sensibles al pH, la disponibilidad de nutrientes y la concentración de oligoelementos.
- c) **Limpieza de biogás:** La composición de las materias primas y las condiciones operativas utilizadas durante la DA determinan las características del biogás, que puede contener diferentes compuestos o impurezas que afecten el proceso de purificación, tales como vapor de agua, sulfuro de hidrógeno, siloxanos, hidrocarburos, amoníaco, oxígeno, monóxido de carbono y nitrógeno. Estos deben retirarse para que los equipos posteriores no sufran deterioro.
- d) **Mejora de biogás, purificación o upgrading:** Es el proceso para enriquecer el biogás, aumentando la concentración de metano hasta valores entre 94 y 99,9%. Durante esta etapa se lleva a cabo una separación del dióxido de carbono y el metano. Esto se puede realizar mediante la absorción por agua, absorción química, uso de membranas, criogenia, adsorción por cambio de presión o un proceso biológico.

- e) **Tratamiento de digestato:** el flujo de materia orgánica que sale de los biodigestores y que ya no seguirá transformándose en biometano, se denomina digestato. Este es uno de los componentes principales de una planta de biogás y biometano, y bajo un tratamiento adecuado puede transformarse en un excelente subproducto con valor agregado. Esta etapa tiene como finalidad separar mecánicamente el digestato en una fracción sólida y una fracción líquida, para así facilitar el control de emisiones, almacenamiento y uso. La separación se lleva a cabo por equipos como prensas de tornillos y/o decantadores centrífugos. La fracción sólida suele corresponder a una torta húmeda que puede ser utilizada como un fertilizante sólido cuya concentración de nutrientes lo hace un elemento ideal para suelos con déficit de materia orgánica, ya que puede utilizarse como aditivo o estabilizador de suelos en la agricultura, mezclado de tierras, así como en la horticultura y el paisajismo [13]. Desde la fracción líquida de digestato se puede recuperar un porcentaje de agua para reingresar al proceso de DA y evitar el uso excesivo de agua en el proceso. Esta agua debe ser previamente tratada para eliminar al máximo el nitrógeno contenido, y así no provocar una acumulación e inhibición en los digestores. El líquido que no es recirculado al proceso es almacenado en grandes estanques cerrados para evitar la emanación de amoníaco. Esta fracción almacenada se puede aplicar como fertilizante líquido, debido a su elevado contenido de nitrógeno, pudiendo aplicarse en los suelos mediante una fertirrigación [14].
- f) **Licuefacción:** el biometano gaseoso puede licuarse para obtener gas natural licuado biológico o bio-GNL, de la misma forma en que el gas natural puede licuarse para convertirse en GNL.

La etapa de licuefacción consiste en enfriar el biometano purificado hasta temperaturas criogénicas, cercanas a unos $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$. Para ello, debe existir una rigurosa limpieza del biometano, que asegure deshumedecer y secar el gas, y retirar el CO_2 , H_2S y otros compuestos hasta un máximo de 50 ppm para evitar su solidificación y deterioro de los equipos. Este proceso de limpieza más minucioso se denomina *polishing* o pulido. El proceso suele realizarse mediante ciclos de refrigeración

criogénica, utilizando equipos como compresores, intercambiadores de calor, válvulas de expansión, separadores de fases y estanques criogénicos de almacenamiento. La licuefacción permite aumentar significativamente la densidad energética del biometano, facilitando su almacenamiento, transporte y uso como combustible renovable en aplicaciones donde se requiere mayor autonomía, como el transporte pesado.

3.1.3.1 Proceso de gasificación-metanización.

Otra tecnología para producir biometano es la gasificación y metanización de la biomasa. Este es un proceso termoquímico y de alto costo energético, mucho más útil para biomásas lignocelulósicas. La biomasa sólida primero debe ser preparada, pudiendo existir un proceso de secado, molienda o peletización, debiendo alcanzar una humedad inferior de los 15 a 20%. Luego, la biomasa es sometida a temperaturas entre 800 y 1.000 °C, con oxígeno limitado o vapor de agua, convirtiéndose en un gas de síntesis (syngas) rico en CO, H₂, CH₄, CO₂ y otros compuestos. El syngas formado debe limpiarse, eliminando las partículas como alquitrán, compuestos de azufre y cloro, y donde también se ajusta la relación entre hidrógeno y monóxido de carbono (H₂/CO). Finalmente, se produce una metanización, donde el CO e H₂ del syngas se convierten en metano. La técnica más utilizada es la metanización catalítica, que tiene por condiciones temperaturas entre 250 y 400 °C y una presión entre 10 y 30 bar.

Dado que esta memoria se enfoca en el uso de biomásas para utilizar en una DA, este método se considera como antecedente tecnológico y no se incluye en el modelo técnico-económico.

3.1.4 Parámetros de operación de la DA

Para asegurar la mayor eficiencia en la producción de biogás por parte de los microorganismos, la DA debe llevarse a cabo bajo condiciones óptimas de proceso. Estos parámetros de operación tienen directa relación con el diseño y funcionamiento de los biodigestores.

- a) **Tasa de carga orgánica (TCO):** corresponde a la cantidad de biomasa alimentada a un digestor anaeróbico por unidad de volumen por día, representado por la unidad $\text{kgsv/m}^3 \cdot \text{día}$. Una TCO común en las plantas de biogás suele estar entre 1,6 a 4,8 $\text{kgsv/m}^3 \cdot \text{día}$ [15]. Cuando existe codigestión con sustratos más energéticos, se permite subir la carga respecto a una monodigestión, sobre todo si se trata de un estiércol o purín animal. Hay que tener en cuenta que para elevados valores de TCO, se acorta el margen hidráulico y aumenta el riesgo de estrés biológico. Por ello es importante contar con un TRH suficiente y control del proceso.
- b) **Tiempo de retención hidráulica (TRH):** Es el período de tiempo promedio requerido por la materia prima para permanecer en el digestor y pasar a través de él antes de ser descargada. Este parámetro tiene directa relación con el tamaño del biodigestor, dado por la fórmula (1):

$$TRH = V/Q_v \quad (1)$$

donde,

- V = volumen del biorreactor en m^3
- Q_v = caudal de sustrato en $\text{m}^3/\text{día}$.

Para condiciones mesófilas, el TRH oscila entre 10 y 40 días y en condiciones termófilas unos 14 días. La disminución del tiempo de retención hidráulica (TRH) y el aumento de la tasa de carga orgánica (TCO) pueden provocar la acumulación de ácidos grasos volátiles (AGV), y a su vez, la disminución del pH.

Para la mayoría de los biodigestores anaeróbicos, el TRH equivale también al tiempo de retención de sólidos, o TRS, que corresponde al tiempo promedio que las bacterias residen en el digestor.

- c) **Temperatura:** los biorreactores suelen operar bajo dos diferentes rangos de temperatura: condiciones mesófilas, que oscilan entre 30 a 40 °C, y condiciones termófilas, que oscilan entre 50 y 60 °C. La condición más utilizada en plantas de biogás es la condición mesófila, pues suele ser más estable, requiere menos energía térmica y tolera mejores variaciones en la alimentación.

3.1.5 Cálculo del Costo Nivelado

Para obtener el costo de producir biometano/bio-GNL en una planta de biometano, se requiere calcular el costo nivelado del biometano (CNB). Este valor representa el costo unitario constante o el valor mínimo que debiese tener el biometano para recuperar todo el costo de inversión, los costos de operación y reposición de equipos durante toda la vida útil del proyecto, considerando el valor temporal del dinero mediante una tasa de descuento. Matemáticamente, se calcula como el cociente entre el valor presente de los costos totales del proyecto y el valor presente de la energía útil de biometano producida. Esta metodología sirve para comparar tecnologías energéticas, por lo cual, para contrastar con los precios del gas natural fósil, los valores del CNB serán expresados en USD/MMBTU.

La ecuación (2) representa el cálculo del CNB.

$$CNB = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Inversión_t + OPEX_t + C_{rep,t} - I_{sec,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{Bio,t}}{(1+r)^t}} - C_n \quad (2)$$

donde,

- $Inversión_t$ = costo de inversión realizada en el año $t = 0$
- $OPEX_t$ = costo operacional anual
- $C_{rep,t}$ = reposición de equipos
- $I_{sec,t}$ = ingresos secundarios
- $E_{bio,t}$ = energía anual vendible del biometano
- r = tasa de descuento o CPPC
- n = vida útil del proyecto
- C_n = capital de trabajo año n

Para calcular el CNB, se requiere calcular los costos de inversión (CAPEX y capital de trabajo), costos de operación (OPEX), los costos de reposición y los ingresos secundarios. Además, ya que los costos de inversión consideran el capital de trabajo, se debe considerar que, al término de la vida del proyecto, el capital de trabajo de ese año, que corresponde a un dinero en efectivo, se debe descontar del resultado de CNB obtenido por la ecuación (2).

3.1.5.1 Costos de inversión

La inversión corresponde a los costos iniciales requeridos para implementar la planta de producción de biometano o bio-GNL, incluyendo la adquisición de equipos principales, instalación, obras asociadas, servicios auxiliares, ingeniería, contingencias y capital de trabajo. Este valor representa uno de los componentes principales del costo nivelado, ya que debe recuperarse durante la vida útil del proyecto mediante la venta de la energía producida.

Una metodología preliminar para calcular la inversión o inversión de capital total se basa en los costos totales de los equipos principales de la planta. El libro «*Plant design and economics for chemical engineers*», considerando la información de diferentes industrias químicas, entrega una tabla para calcular el costo de inversión del proyecto, basado en los costos de los equipos principales y una serie de factores para estimar la totalidad de la inversión para la construcción de la planta [16].

Estos datos para el cálculo de los costos directos e indirectos de producción y el capital de trabajo, se presentan en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Factores de estimación de los componentes de la inversión de capital en función del costo de adquisición e instalación del equipo principal [16]

Costos Directos	
Criterio de inversión	Factor porcentual
Costo total de equipos	100
Montaje de equipos	39
Tuberías	31
Instrumentación y Control	26
Sistema eléctrico	10
Instalaciones de servicios	55
Construcciones	29
Mejoras en terreno	12
Total Costos Directos	302
Costos Indirectos	
Ingeniería y Supervisión	32
Gastos en construcción	34
Gastos Generales	4
Honorarios al contratista	19
Contingencia	37
Total Costos Indirectos	126
Capital Fijo de Inversión (CAPEX)	428
Capital de Trabajo	75
Inversión de Capital Total	503

Para calcular el costo total de los equipos principales de la planta de biometano, primero se requiere calcular la dimensión o tamaño de la planta. En función de ello, se obtendrán los flujos de proceso y el tamaño requerido por cada equipo. Para estimar la inversión requerida por los equipos, se deberá encontrar datos de referencia que expresen dos factores relevantes: el costo del equipo y su capacidad o tamaño. Con estos datos, se podrán escalar los costos de cada equipo, en base a la capacidad de referencia y la capacidad requerida por la planta.

Para ello, el libro «*Chemical engineering design: principles, practice and economics of plant and process design*» presenta la ecuación (3) para el escalamiento de equipos [17].

$$C_2 = C_1 \left(\frac{S_2}{S_1} \right)^n \quad (3)$$

donde:

- C_2 = costo del equipo con capacidad S_2
- C_1 = costo del equipo con capacidad S_1
- n = factor de escalamiento

El factor de escalamiento (n) promedio dentro de la industria química es de 0,6. Es por ello que esta metodología se denomina comúnmente como “la regla de los seis décimos”.

3.1.5.2 Costos de operación (OPEX)

Estos costos corresponden a todos los gastos recurrentes y diarios necesarios para mantener la planta en funcionamiento. Esto incluye elementos como mano de obra, mantenimiento, materias primas, energía, seguros y alquileres.

El libro «*Plant design and economics for chemical engineers*», establece una metodología para obtener los costos de operación, basada en cálculos preliminares y factores porcentuales registrados usualmente en industrias químicas.

Estos datos para el cálculo de los costos variables de producción, cargos fijos y otros, se presentan en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Criterios para cálculo de OPEX [17, 18]

Costos variables de producción	
Elemento	Criterio de cálculo
Materias Primas/Transporte	Se calcula a partir del costo unitario de la materia prima y el costo de transporte desde el punto de recolección hasta la planta
Mano de obra operativa	Se obtiene a través de correlaciones, tamaño de la planta o número de etapas.
Supervisión de operación	Se estima como el 15% de los costos de mano de obra operativa
Servicios auxiliares	Se calcula en base a electricidad, energía térmica y agua consumida en el proceso
Mantenimiento y reparaciones	Se estima como el 2% del capital fijo de inversión
Suministros de operación	Se estima como el 15% de mantenimiento y reparaciones
Costos de laboratorio	Se estima como el 10% del costo de mano de obra operativa
Insumos químicos	Se calcula en base a los insumos químicos utilizados por diferentes equipos de proceso
Cargos fijos	
Elemento	Criterio de cálculo
Impuestos	Se estima como 1% del capital fijo de inversión
Seguros	Se estima como 1% del capital fijo de inversión
Otros costos y Resultados	
Costos generales de la planta	Se estima como el 60% de la mano de obra operativa, más costos de supervisión de operación y los costos de mantenimiento y reparaciones
Costos de manufactura	Es la suma de los costos variables de producción, los cargos fijos y los costos generales de la planta
Gastos Administrativos	Se estima un valor del 20% de la mano de obra operativa
Gastos de distribución y comercialización	Se calcula como el costo de transporte de productos fuera de la planta
Costo total del producto (OPEX)	Se calcula como los costos de manufactura más los gastos administrativos y gastos de distribución y comercialización. Representa el resultado final.

Los costos variables de producción incluyen los gastos directamente asociados con la operación de manufactura. Este tipo de costo involucra desembolsos por materias primas (incluyendo transporte, descarga, etc.), mano de obra operativa directa, y mano de obra de supervisión y administrativa aplicada directamente a la operación de manufactura, servicios auxiliares, mantenimiento y reparaciones de planta, suministros de operación, suministros de laboratorio, regalías, catalizadores y solventes. Estos costos se incurren en su mayor parte solo cuando la planta opera, de ahí el término costos variables.

Para obtener el número de operarios necesarios en la planta, se utiliza la correlación de Alkhayat y Gerrard [18]. Esta metodología de cálculo simple estima el número de personal requerido según las etapas de operación unitaria sólidas y no sólidas con las que cuenta la planta. Esta correlación, presente en la ecuación (4), es:

$$N_{TA} = (6.29 + 31.7 \cdot S^2 + 0.23 \cdot P_{NS})^{0.5} \quad (4)$$

donde,

- N_{TA} : número de trabajadores en activo en un momento dado
- S : pasos de proceso que implican manipulación de sólidos (transporte, control de tamaño parcial, eliminación de partículas)
- P_{NS} : número de pasos de proceso que no involucren la manipulación de sólidos, incluyendo compresión, calentamiento, refrigeración, mezcla, separación y reacción, pero sin incluir bombas y recipientes

3.1.5.3 Reposición

Involucra todos aquellos costos que se deben asumir a lo largo de la vida útil del proyecto, para reponer o cambiar parte o la totalidad de los equipos involucrados en el proceso. Estos costos suelen ser elevados y de alto impacto en el presupuesto de la empresa. Cada cierto tiempo o cada cierta cantidad de flujo procesado, algunos equipos requieren una mantención robusta, la cual implica el desmonte del equipo para limpiar, reparar o reemplazar las piezas desgastadas, dejándolo en un estado operativo óptimo y extendiendo significativamente su vida útil. Esta mantención suele denominarse con el concepto de *overhaul*.

3.1.5.4 *Ingresos Secundarios.*

Los ingresos secundarios corresponden a los beneficios económicos adicionales que obtiene una planta química por la valorización de corrientes, subproductos o servicios que no constituyen el producto principal del proceso. Estos ingresos pueden provenir de la venta de subproductos, recuperación de materiales, aprovechamiento energético de corrientes residuales, reciclaje de insumos, venta de excedentes de energía o reducción de costos asociados al tratamiento y disposición de residuos.

En una evaluación técnico-económica, los ingresos secundarios se consideran porque permiten disminuir el costo neto de producción del producto principal. Es decir, aunque no sean el objetivo central de la planta, contribuyen a mejorar la rentabilidad del proyecto al transformar corrientes que podrían ser residuos o costos operacionales en fuentes de valor económico.

En el caso de una planta de producción de biometano, se obtienen tres subproductos: fertilizante sólido, fertilizante líquido y sulfato de amonio.

3.2 Antecedentes generales

Se entrega información sobre el rol del biometano como combustible renovable, su potencial uso como sustituto del gas natural, su importancia dentro de la transición energética y las principales condiciones de mercado, regulatorias y territoriales que justifican su evaluación en Chile.

3.2.1 Biometano como sustituto del gas natural

El biometano corresponde a un gas renovable obtenido a partir del tratamiento y purificación del biogás, en donde se remueven principalmente dióxido de carbono, humedad y otros contaminantes, hasta obtener una corriente rica en metano. Debido a que sus propiedades químicas y físicas son muy similares a las del gas natural, el biometano puede utilizarse como sustituto directo de este combustible, siempre que cumpla con las especificaciones de calidad exigidas para su inyección o uso final. En este sentido, puede ser incorporado a redes de gas natural, utilizado en equipos existentes y empleado en aplicaciones tradicionales del gas, tales como consumo industrial, residencial, generación de energía o transporte.

La principal diferencia entre ambos combustibles se encuentra en su origen. Mientras el gas natural corresponde a un recurso fósil obtenido de yacimientos subterráneos, el biometano se produce a partir de biomasa residual, como residuos agropecuarios, lodos sanitarios o fracciones orgánicas de residuos urbanos. Debido a ello, la combustión del gas natural implica la liberación de dióxido de carbono fósil adicional al ciclo biogénico del carbono, mientras que el biometano, al quemarse, libera el dióxido de carbono absorbido durante toda la etapa de vida de la biomasa. Por ello, su uso permite reducir la intensidad de carbono asociada al consumo de gas, además de valorizar residuos orgánicos que, de otro modo, podrían generar emisiones de metano durante su descomposición. Reemplazar el gas natural por biometano reduce la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). De acuerdo con análisis de ciclo de vida, las emisiones asociadas al biometano dependen fuertemente del tipo de biomasa utilizada, del manejo del digestato, de las fugas de metano y de la energía consumida durante el proceso. Para sistemas agrícolas tipo *Biogasdoneright*, se han reportado emisiones marginales de ciclo de vida entre 10 y $-36 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}$, mientras

que una planta convencional de biogás puede alcanzar valores cercanos a 27 gCO₂eq/MJ. En comparación, el gas natural en la Unión Europea presenta un valor cercano a 72 gCO₂eq/MJ. En aplicaciones vehiculares, IRENA reporta emisiones de ciclo de vida de 164, 156 y 124 gCO₂eq/km para vehículos a gasolina, diésel y gas natural, respectivamente, mientras que el biometano puede presentar valores inferiores según la materia prima utilizada [19, 20].

En este sentido, el biometano puede incorporar una prima verde, entendida como el precio adicional que ciertos consumidores estarían dispuestos a pagar por sus atributos renovables y ambientales. Esta prima puede justificarse por la menor huella de carbono respecto al gas natural fósil, la valorización de residuos orgánicos y la contribución al cumplimiento de metas corporativas de reducción de emisiones. Por lo tanto, la competitividad del biometano no depende exclusivamente de igualar el precio del gas natural, sino también del valor económico que el mercado asigne a estos beneficios ambientales.

Con respecto a los principales compuestos que conforman el biogás, biometano y gas natural, estos datos se presentan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Comparación de parámetros entre biogás, biometano y gas natural. [20]

Composición del gas	Biogás	Biometano	Gas Natural
Metano (CH ₄)	50-70%	94-99.9%	93-98%
Dióxido de carbono (CO ₂)	25-45%	0.1-4%	1%
Nitrógeno	<2%	<3%	1%
Oxígeno	<2%	<1%	-
Hidrógeno	<1%	-	-
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	20-20.000 ppm	<10 ppm	-
Agua	2-7%	-	-

3.2.2 Costos de producción de biometano y bio-GNL

El costo de producción del biometano presenta una alta variabilidad a nivel mundial, debido principalmente al tipo de materia prima, escala de producción, costos de recolección/transporte, pretratamiento, tecnología de purificación y valorización de subproductos. De acuerdo con la IEA, el 90% del potencial mundial de biometano se encuentra en un rango de 10 a 30 USD/GJ, equivalente a 10,6 y 31,6 USD/MMBTU, sin incluir costos de conexión a red [21].

En el caso del biometano licuado o bio-GNL, el costo aumenta respecto al biometano gaseoso debido a los requerimientos adicionales de secado profundo, remoción de CO₂, compresión, licuefacción y almacenamiento criogénico. Una referencia reciente para bio-GNL indica que la ruta estándar de producción presenta costos de 80 y 130 EUR/MWh, equivalentes aproximadamente a 27,3 y 44,3 USD/MMBTU [22].

Uno de los factores que permite reducir el costo unitario del biometano es el aumento de la escala productiva. La IEA señala que las plantas de digestión anaeróbica presentan economías de escala significativas, debido principalmente a la disminución del costo de inversión por unidad de capacidad, estimando que la producción en biodigestores de gran escala puede ser hasta un 40% más económica que en instalaciones pequeñas [23]. Esta tendencia también se observa en datos reales de la industria europea recopilados por la Biomethane Industrial Partnership, donde el costo promedio de producción de biogás y upgrading disminuyó desde 84 EUR/MWh en plantas con capacidades entre 300 y 780 Nm³/h de biometano hasta 54 EUR/MWh en instalaciones superiores a 1.200 Nm³/h, equivalente a una reducción cercana al 36% [24]. Esta diferencia se explica principalmente por los costos de capital, que en plantas pequeñas pueden ser entre dos y tres veces mayores por unidad de capacidad que en instalaciones de mayor tamaño [24].

3.2.3 Instrumentos económicos y mecanismos de valorización ambiental del biometano

En Chile no existe actualmente una prima verde regulada, una tarifa preferencial ni un subsidio específico para la producción o comercialización de biometano. Sin embargo, existen instrumentos económicos y ambientales que generan una señal favorable para la sustitución de combustibles fósiles y que podrían permitir valorizar las reducciones de emisiones asociadas a proyectos de biometano.

- a) **Impuesto verde:** establecido mediante el artículo 8 de la Ley N.º 20.780 y posteriormente modificado por la Ley N.º 21.210, este impuesto grava las emisiones de dióxido de carbono con un valor de 5 USD por tonelada emitida y se aplica a establecimientos cuyas fuentes fijas alcancen, individualmente o en conjunto, al menos 25.000 toneladas anuales de CO₂ o 100 toneladas anuales de material particulado. Si bien el impuesto no entrega directamente un beneficio monetario al productor de biometano, aumenta el costo asociado a las emisiones de origen fósil y genera un incentivo indirecto para que las industrias reduzcan su huella de carbono mediante cambios de combustible y otras medidas de mitigación [7]. En cuanto a la combustión de biometano, el componente del impuesto asociado al CO₂ no se aplicaría cuando este combustible sea utilizado en una fuente que califique como medio de generación renovable no convencional basado en biomasa, debido a que la definición legal de biomasa incluye su transformación en biocombustibles gaseosos [7], [8].
- b) **Ley N.º 21.210:** también habilitó el Sistema de Compensación de Emisiones del Impuesto Verde (SCEIV), regulado por el D.S. N.º 4/2023 del Ministerio del Medio Ambiente emisiones [25]. Este sistema permite que los establecimientos afectos compensen total o parcialmente sus emisiones mediante la adquisición de certificados generados por proyectos desarrollados en Chile. Para obtener estos certificados, las reducciones deben ser adicionales, medibles, verificables y permanentes, y deben ser aprobadas por el Ministerio del Medio Ambiente y verificadas por una entidad independiente. Entre los ámbitos reconocidos por el sistema se encuentran la gestión

de residuos, las mejoras energéticas y otros proyectos de reducción o captura de emisiones [26].

En este contexto, una planta de biometano podría eventualmente postular a la certificación de las reducciones generadas por la captura y aprovechamiento del metano contenido en residuos orgánicos o por la sustitución de combustibles fósiles. No obstante, este beneficio no se obtiene automáticamente, sino que depende de la existencia de una metodología reconocida, de la demostración de adicionalidad y de la medición y verificación de las reducciones alcanzadas [27]. Por esta razón, los posibles ingresos por venta de certificados no se incorporan en la evaluación económica base del presente estudio y se consideran como un beneficio potencial sujeto a la aprobación y certificación futura del proyecto [28].

- c) **Ley Marco de Cambio Climático, Ley N.º 21.455:** establece instrumentos para la certificación y transferencia de reducciones o absorciones de gases de efecto invernadero obtenidas mediante proyectos implementados en Chile [27]. La ley exige que estas reducciones sean adicionales, medibles, verificables, permanentes y coherentes con la Contribución Determinada a Nivel Nacional. También contempla mecanismos de cooperación internacional asociados al artículo 6 del Acuerdo de París, cuya regulación fue complementada mediante el D.S. N.º 32/2025 del Ministerio del Medio Ambiente [29].

3.2.4 Sectores potenciales para el uso de biometano y bio-GNL en Chile

Los principales mercados potenciales para el biometano y el bio-GNL en Chile corresponden a actividades con un consumo intensivo de combustibles fósiles, flotas de transporte pesado y compromisos corporativos de reducción de emisiones. Entre ellas destacan la minería, el transporte de carga de larga distancia, la industria forestal, la salmonicultura, el sector de alimentos y bebidas y las cadenas de distribución del retail. Estas actividades presentan recorridos frecuentes y relativamente predecibles, elevada utilización anual de los vehículos

y posibilidades de centralizar el abastecimiento, condiciones que favorecen la incorporación de combustibles gaseosos o licuados.

La minería constituye uno de los mercados de mayor interés debido a su elevado consumo de diésel. En 2024, la minería chilena del cobre consumió 199.452 TJ de energía, de los cuales 97.145 TJ correspondieron a combustibles. El diésel representó el 92% de este consumo, mientras que las operaciones de mina a rajo abierto concentraron aproximadamente el 81% de los combustibles utilizados por el sector. Este consumo se relaciona principalmente con la operación de camiones de extracción de alto tonelaje, conocidos como CAEX, equipos de carguío y otros vehículos que realizan el movimiento de mineral y lastre [30].

Esta dependencia también se refleja en las emisiones. Cochilco estimó que en 2024 el diésel generó 6.651 ktCO₂eq, equivalentes al 93,3% de las emisiones directas de gases de efecto invernadero de la gran y mediana minería del cobre. La mina a rajo abierto, por su parte, concentró cerca del 82% de las emisiones directas del sector. La profundización de los yacimientos, la disminución de las leyes minerales y el aumento de las distancias de acarreo han incrementado progresivamente el consumo de combustible, por lo que la sustitución del diésel en el transporte y carguío representa uno de los principales desafíos de descarbonización de la minería chilena [31].

Las empresas mineras han avanzado rápidamente en la contratación de electricidad renovable, reduciendo sus emisiones indirectas. Sin embargo, las emisiones directas asociadas al consumo de combustibles se han mantenido estables o han aumentado. De acuerdo con Cochilco, las principales medidas evaluadas por la industria para abordar esta brecha incluyen electrificación de equipos, sistemas de asistencia trolley, camiones eléctricos o híbridos y sustitución de combustibles intensivos en carbono por alternativas menos emisivas. Varias empresas mineras que operan en Chile han establecido metas de reducción de emisiones hacia 2030 o 2035, lo que podría aumentar su disposición a contratar combustibles renovables y reconocer económicamente sus atributos ambientales [32].

Además de la minería, el Bio-GNL presenta oportunidades en el transporte de carga asociado a la salmonicultura, la industria forestal, alimentos y bebidas, retail y otras actividades logísticas. Lipigas identifica estos sectores entre los usuarios de camiones que actualmente operan con GNL en Chile y señala que el bio-GNL puede emplear la misma infraestructura

y los mismos vehículos, al ser técnicamente equivalente al GNL convencional. De esta forma, las empresas que ya poseen flotas a GNL constituyen el mercado de adopción más inmediato, porque pueden sustituir progresivamente el combustible fósil por su alternativa renovable sin reemplazar nuevamente los camiones o las estaciones de servicio [6].

Por lo tanto, la minería representa uno de los mercados con mayor potencial de reducción de emisiones debido a su elevado consumo de diésel, especialmente en transporte y carguío. No obstante, en el corto plazo, la aplicación comercial más accesible para el bio-GNL corresponde probablemente a flotas de transporte pesado por carretera que ya utilizan GNL. Estas empresas podrían presentar una mayor disposición a pagar una prima verde cuando el uso de bio-GNL contribuya al cumplimiento de metas climáticas, la reducción de emisiones directas y la disminución de la huella de carbono de sus productos y cadenas logísticas.

3.2.5 Contexto energético y mercado del gas natural en Chile

En Chile, el gas natural forma parte de la matriz energética nacional y es utilizado en distintos sectores de consumo, incluyendo aplicaciones industriales, comerciales y residenciales. Su seguimiento se realiza a través del Balance Nacional de Energía (BNE), instrumento elaborado por el Ministerio de Energía que recopila las transacciones energéticas del país y permite caracterizar la producción, venta y consumo de los distintos energéticos, entre ellos el gas natural. Este balance constituye una fuente relevante para el análisis energético nacional, ya que sirve como insumo para la formulación de políticas públicas, la planificación energética de largo plazo y el inventario de emisiones del sector energía [33]. Según el BNE, en 2024, el consumo final de energía en Chile fue de 328.394 Tcal, con predominio de los derivados del petróleo (55,6%), la electricidad (22,3%) y la biomasa (13,8%). En ese mismo año, el gas natural representó cerca del 7,7% del consumo final, equivalente a aproximadamente 22.000 Tcal/año, es decir, cerca de 25,6 TWh/año u 87,2 millones de MMBTU/año [9].

En el caso del gas natural distribuido por redes, el consumo presenta una participación relevante del sector industrial, seguido por los sectores residencial y comercial. De acuerdo

con el informe del Comité de Expertos para la mejora regulatoria del mercado del gas natural, cerca de un 60% del consumo de gas natural por redes corresponde al sector industrial, lo que evidencia su importancia como combustible para usos térmicos y procesos productivos [34].

Actualmente, la distribución concesionada de gas natural en Chile se encuentra a cargo de seis empresas. De acuerdo con la Comisión Nacional de Energía (CNE), Lipigas posee zonas de concesión en las regiones de Antofagasta y Los Lagos; GasSur en Biobío; GasValpo en Coquimbo, Maule y Valparaíso; Intergas en Biobío, Ñuble y La Araucanía; Metrogas en las regiones Metropolitana, O'Higgins y Los Lagos; y Empresas Gasco en Magallanes y de la Antártica Chilena [35]. En términos de cobertura, el año 2025 Metrogas abasteció a más de 924 mil clientes y GasSur a cerca de 66 mil, mientras que GasValpo declara más de 100 mil clientes residenciales y comerciales, además de grandes consumidores industriales, y Lipigas registró cerca de 8 mil clientes en sus zonas concesionadas al cierre de 2024 [36], [37], [38]. Respecto del origen del suministro, fuera de Magallanes el gas natural consumido en Chile corresponde principalmente a gas importado, ya sea como GNL recibido y regasificado en los terminales de Quintero y Mejillones, o mediante importaciones desde Argentina a través de gasoductos. En la Región de Magallanes, en cambio, existe producción nacional de gas natural proveniente de yacimientos explotados por ENAP [34], [39].

3.2.6 Precios de combustibles de referencia en Chile

Para evaluar posteriormente la competitividad económica del biometano gaseoso y del bio-GNL, es necesario establecer referencias de precio para los combustibles fósiles que estos productos podrían sustituir. El biometano gaseoso debe compararse principalmente con el gas natural utilizado por consumidores industriales, mientras que el bio-GNL puede contrastarse con el diésel empleado en el transporte pesado. El gas licuado de petróleo (GLP) también permite contextualizar el costo de otras alternativas energéticas utilizadas en Chile, aunque debe distinguirse del GNL, ya que ambos corresponden a combustibles de composición y características diferentes.

Desde el punto de vista logístico, el biometano gaseoso y el bio-GNL se orientan a segmentos diferentes. El biometano gaseoso puede ser transportado mediante un gasoducto físico desde

la planta hasta un punto de inyección, desde donde utiliza la infraestructura existente de transporte o distribución de gas natural. Este esquema requiere proximidad a una red y el acondicionamiento del gas para cumplir las especificaciones de calidad, presión y medición establecidas para la inyección. El bio-GNL, en cambio, permite abastecer consumidores alejados de las redes. Para ello, el biometano debe someterse a licuefacción, almacenamiento criogénico y transporte mediante camiones cisterna hasta una estación de abastecimiento, un consumidor final o una planta satélite de regasificación (PSR). Esta cadena se denomina comúnmente gasoducto virtual, debido a que sustituye el transporte continuo por tubería. Por consiguiente, el biometano gaseoso se asocia principalmente al mercado del gas natural por red, mientras que el bio-GNL presenta una mayor flexibilidad territorial y puede orientarse al transporte pesado o a consumos abastecidos mediante gasoducto virtual.

a) Precio del gas natural industrial

Como referencia para el gas natural industrial, se considera la tarifa AC-03 publicada por GasValpo, aplicable a clientes industriales con un consumo promedio mensual igual o superior a 100 GJ y suministro con posibilidad de interrupción. Desde el 4 de mayo de 2026, esta tarifa presenta valores entre 15,45 y 30,05 USD/MMBTU, IVA incluido, dependiendo del volumen consumido mensualmente. Este rango constituye una referencia observable del precio pagado por consumidores industriales y permitirá contrastar posteriormente el CNB del biometano gaseoso [40].

No obstante, el precio del gas natural industrial no permanece constante. La revisión de la tarifa AC-03 muestra una variación importante durante los últimos años. Para el tramo de mayor consumo publicado por GasValpo, correspondiente a volúmenes mensuales entre 300.000 y 900.000 m³ estándar, la tarifa aumentó desde 16,24 USD/MMBTU en julio de 2021 hasta 22,48 USD/MMBTU en mayo de 2022. Posteriormente disminuyó a 16,74 USD/MMBTU en octubre de 2023, alcanzó 17,36 USD/MMBTU en mayo de 2025, 16,48 USD/MMBTU en agosto de 2025 y 15,45 USD/MMBTU en mayo de 2026. Estos antecedentes muestran que el mercado ha atravesado períodos de precios elevados y posterior disminución, por lo que una única tarifa representa solo las condiciones existentes en una fecha determinada [41]. Como referencia de un escenario previo a las recientes

perturbaciones de los mercados energéticos, un estudio elaborado para CORFO en 2019 estimó un precio promedio de gas natural para clientes industriales en Chile de 9,1 USD/MMBTU, utilizando como referencia a Metrogas. Este valor permite representar un escenario histórico de menor precio del combustible fósil y evaluar posteriormente cómo una eventual disminución del precio del gas natural afectaría la competitividad relativa del biometano [42].

La variabilidad en el precio del gas natural a lo largo de los últimos años, se presenta en la Figura 3.2.

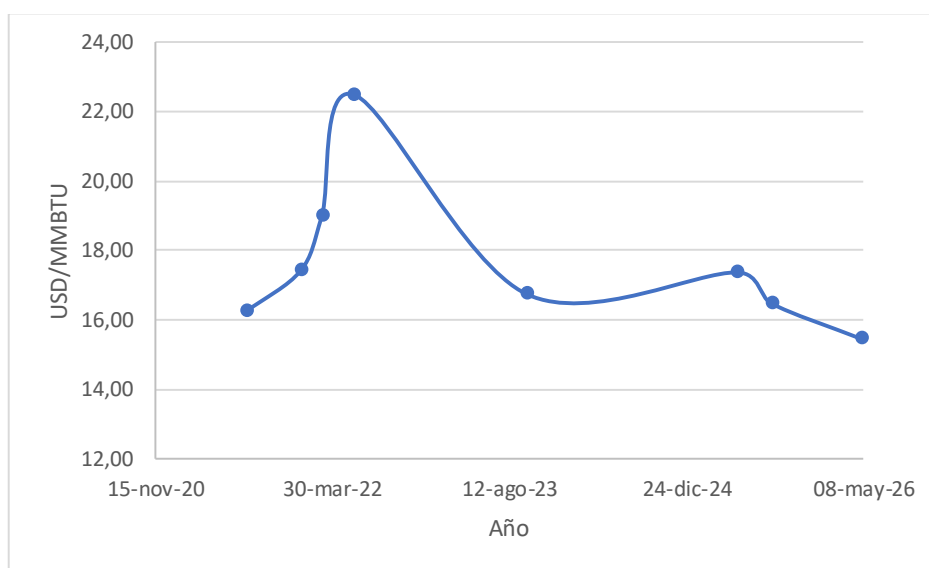


Figura 3.2: Evolución de la tarifa industrial GasValpo AC-03 para consumos entre 300.000 y 900.000 m³/mes, 2021–2026. elaboración propia a partir de tarifas AC-03 publicadas por GasValpo [41].

Como antecedente de largo plazo, la CNE proyectó la evolución del precio del gas natural importado para el período 2025–2045, expresado en dólares reales de abril de 2025. En el escenario de referencia, el precio disminuye desde 7,87 USD/MMBTU en 2025 hasta un mínimo de 7,56 USD/MMBTU en 2027. Posteriormente, presenta una tendencia creciente, alcanzando 8,10 USD/MMBTU en 2030, 9,67 USD/MMBTU en 2035 y 9,99 USD/MMBTU en 2045. De esta manera, luego del mínimo proyectado para 2027, el precio aumentaría aproximadamente un 32% hacia 2045, mostrando que la disminución observada durante los primeros años no se mantendría durante todo el horizonte de evaluación [43].

Sin embargo, esta proyección fue elaborada en junio de 2025, por lo que no incorpora los efectos de la guerra iniciada en Medio Oriente en febrero de 2026 ni las posteriores restricciones al transporte de petróleo y GNL a través del estrecho de Ormuz. Estos acontecimientos han elevado la incertidumbre y los precios internacionales de la energía, modificando las condiciones consideradas originalmente en la proyección. Por ello, los valores de la CNE deben interpretarse como una referencia de largo plazo anterior al conflicto y no como una predicción actualizada de los precios futuros.

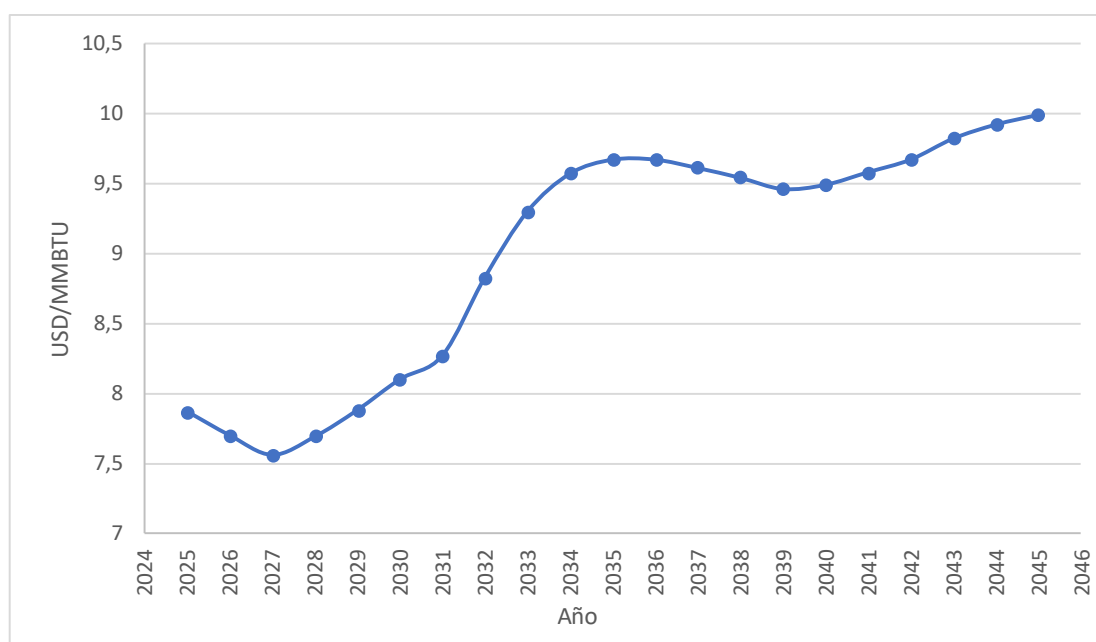


Figura 3.3: Proyección del precio del gas natural para el período 2025–2045. Elaboración propia a partir de la Comisión Nacional de Energía [43].

b) Precio del petróleo diésel y GLP vehicular

Para el petróleo diésel y el GLP vehicular, la CNE estableció, con vigencia desde el 26 de marzo de 2026, precios de paridad de importación de 869.835,2 CLP/m³ para el diésel y 388.422,4 CLP/m³ para el GLP de consumo vehicular. Considerando el dólar observado del 31 de marzo de 2026, equivalente a 931,57 CLP/USD, estos valores corresponden aproximadamente a 933,7 USD/m³ de diésel y 417,0 USD/m³ de GLP [44].

Para expresar estas referencias sobre una base energética comparable, se utilizaron las densidades y poderes caloríficos superiores del BNE: 0,840 t/m³ y 10.900 kcal/kg para el diésel, y 0,550 t/m³ y 12.100 kcal/kg para el GLP. De esta manera, los precios de paridad equivalen aproximadamente a 25,7 USD/MMBTU para el diésel y 15,8 USD/MMBTU para el GLP, ambos calculados sobre la base del poder calorífico superior (PCS) [45].

Al igual que el gas natural, el precio del diésel presenta variaciones en el tiempo debido a los cambios del precio internacional del petróleo, el tipo de cambio, los costos de internación y la aplicación de mecanismos tributarios de estabilización. La CNE publica una serie mensual regional de precios de combustibles líquidos, la cual permite representar su evolución histórica y reconocer los períodos de precios altos y bajos. Esta información se presenta en el gráfico de la Figura 3.4, la cual servirá posteriormente para establecer referencias alternativas de comparación para el bio-GNL [46].

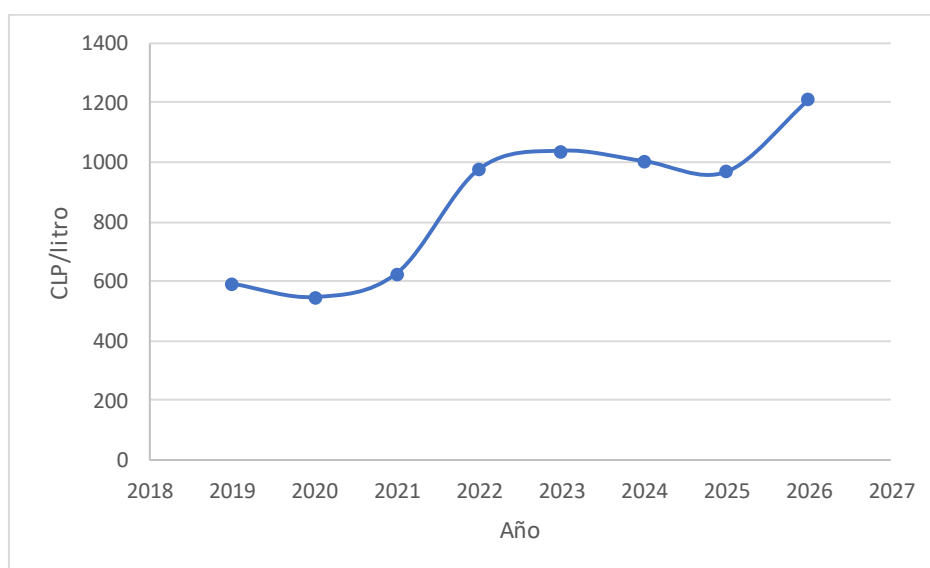


Figura 3.4: Variación del precio del diésel en el tiempo

Debido a que no se dispone de una serie pública continua y representativa del precio final del GNL vehicular en Chile, el bio-GNL se comparará principalmente con el diésel utilizado en transporte pesado. El GNL fósil se considerará únicamente como referencia técnica y logística, debido a su compatibilidad con los mismos vehículos, sistemas de almacenamiento y estaciones de abastecimiento.

c) Impuestos específicos aplicables a los combustibles

En Chile, la Ley N.º 18.502 establece impuestos específicos aplicables a la gasolina automotriz y al petróleo diésel. En conjunto con su reglamentación, las tasas base corresponden a 6 UTM/m³ para la gasolina automotriz, 1,5 UTM/m³ para el diésel, 1,93 UTM por cada 1.000 m³ para el gas natural comprimido de uso vehicular y 1,40 UTM/m³ para el GLP vehicular [47], [48].

El impuesto al gas natural comprimido se encuentra asociado específicamente a su consumo vehicular. Por lo tanto, el gas natural distribuido por red para consumo industrial no debe confundirse con el GNC utilizado como combustible vehicular. Del mismo modo, el impuesto específico al diésel forma parte de la estructura tributaria del combustible que podría ser sustituido por bio-GNL en el transporte pesado.

Respecto del biometano, el Servicio de Impuestos Internos señaló mediante el Oficio N.º 1439 de 2011 que, en la medida en que corresponda a un combustible distinto de la gasolina, el diésel, el gas natural comprimido y el GLP de origen fósil, y sea utilizado sin mezclarse con ellos, no se encontraría afecto a los impuestos específicos de la Ley N.º 18.502. Posteriormente, el D.S. N.º 348/2013 estableció que, cuando el GNC vehicular corresponda a una mezcla de gas natural fósil y biometano que cumpla la NCh3213.Of2010, el impuesto debe aplicarse únicamente sobre la proporción de origen fósil [49], [50].

Estas disposiciones entregan un tratamiento explícito para el biometano puro y para las mezclas comercializadas como GNC vehicular. Sin embargo, las fuentes revisadas no establecen expresamente un procedimiento tributario específico para el bio-GNL utilizado como combustible vehicular. Por ello, no debería afirmarse automáticamente que el bio-GNL se encuentra exento del impuesto específico, sino señalar que su tratamiento requeriría ser confirmado por el Servicio de Impuestos Internos según las características del producto y su forma de comercialización.

Los valores presentados en este subcapítulo deben interpretarse como antecedentes de mercado y no como precios finales únicos. La tarifa del gas natural depende del nivel de consumo y de las condiciones contractuales; los precios del diésel y del GLP dependen de

las condiciones internacionales, el tipo de cambio, los impuestos y los mecanismos de estabilización; y los precios proyectados de gas natural no necesariamente incorporan todos los costos de regasificación, distribución y comercialización. En consecuencia, la comparación posterior con el CNB deberá utilizar referencias compatibles en cuanto a fecha, unidad energética, poder calorífico, tratamiento tributario, punto de entrega y costos logísticos.

3.2.7 Normativa chilena

En Chile, la principal norma técnica asociada al biometano es la NCh3213.Of2010 “Biometano – Especificaciones”, la cual establece los requisitos mínimos que debe cumplir este combustible para su transporte, distribución, suministro e inyección a redes de gas. Esta norma define al biometano como un gas constituido principalmente por metano, obtenido a partir del procesamiento de biogás, y exige que, en caso de ser inyectado a una red de suministro, sea intercambiable con el gas distribuido por dicha red. Para ello, se establecen límites de composición, contenido de azufre, presencia de agua, material particulado, temperatura, odorización, PCS e índice de Wobbe. Este índice permite comparar la energía entregada por distintos gases cuando son quemados bajo condiciones similares, por lo que resulta fundamental para asegurar la compatibilidad del biometano con redes, quemadores y equipos diseñados para gas natural.

Además de la calidad del producto final, una planta de biometano debe considerar otras disposiciones regulatorias. La producción de biogás se encuentra sujeta al Reglamento de Seguridad de las Plantas de Biogás, establecido por el D.S. N°119/2016 del Ministerio de Energía, junto con los procedimientos de registro ante la SEC. Para la inyección de biometano a la red, también deben revisarse la Ley de Servicios de Gas, el reglamento de servicio de gas de red y el reglamento de seguridad para transporte y distribución de gas de red. Por otro lado, la producción de bio-GNL, implica algunas exigencias de seguridad asociadas a plantas y transporte de GNL, debido al almacenamiento y manejo criogénico del combustible. Finalmente, la planta debe considerar normativa ambiental, sanitaria y de seguridad industrial aplicable al manejo de digestato, ruido, emisiones y almacenamiento de sustancias químicas.

Se describen a continuación las principales normas que rigen una planta de producción de biometano:

a) Especificaciones biometano (NCh3213.Of 2010)

Entre los requisitos de composición más relevantes, la NCh3213 establece un contenido mínimo de metano de 88% mol, un contenido máximo de oxígeno de 1,0% mol y un rango de gases inertes, definidos como la suma de dióxido de carbono y nitrógeno, entre 1,5 y 4,5% mol. También fija límites máximos para etano, propano e hidrocarburos superiores, hidrógeno, monóxido de carbono y azufre total. En particular, el azufre total no debe superar los 35 mg/m³ antes de la adición de odorante, ni 65 mg/m³ después de la odorización.

La norma también incorpora exigencias asociadas a la presencia de agua, material particulado, temperatura y odorización. El contenido de agua debe controlarse mediante el punto de rocío, el cual debe ser menor en 5 °C respecto a la menor temperatura esperable en cualquier contenedor o tubería que contenga biometano. Además, el biometano no debe contener partículas sólidas mayores a 5 µm, debe estar libre de gomas y aceites, y su temperatura en el punto de inyección debe ser menor a 50 °C. Respecto a la seguridad, el biometano debe presentar un olor característico, desagradable y no persistente, detectable al alcanzar el 20% de su límite inferior de explosividad.

Finalmente, la NCh3213 establece características físico-químicas que permiten evaluar la intercambiabilidad del biometano con gas natural. Entre ellas se encuentran el PCS, que debe ubicarse entre 36.300 y 41.170 kJ/m³, y el índice de Wobbe, que debe encontrarse entre 47.280 y 52.720 kJ/m³ [51].

b) Reglamento de seguridad de las plantas de biogás (D.S. N°119/2016)

Este reglamento establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir estas instalaciones durante las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de operaciones. Su aplicación es relevante para una planta de biometano, ya que el proceso considera inicialmente la recepción y preparación de sustratos, la digestión anaeróbica, la producción, almacenamiento, tratamiento, transferencia, suministro, uso o consumo de biogás, previo a su purificación para obtener biometano [52].

c) Ley de servicios de gas (DFL N°323)

Constituye el marco legal general para el transporte, distribución y suministro de gas por red en Chile. Esta ley regula aspectos como las concesiones de distribución y transporte de gas de red, las relaciones entre empresas de gas, Estado, municipalidades y particulares, el régimen de precios, la calidad del servicio, la seguridad de las instalaciones y las condiciones bajo las cuales se entrega el suministro a los usuarios [53].

d) Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas de Red (D.S. N°280/2009)

Establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las redes de transporte y distribución de gas de red, tanto nuevas como existentes. Este reglamento aborda aspectos asociados al diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación, inspección y término de operación de dichas redes [54].

e) Seguridad de plantas de GNL (D.S. N°67/2011)

Esta normativa establece los requisitos mínimos de seguridad aplicables a plantas de GNL. Considera actividades como licuefacción de gas natural, recepción, almacenamiento, transferencia y regasificación de GNL. El biometano licuado presenta condiciones de manejo criogénico similares al GNL convencional, especialmente en lo referido a almacenamiento, transferencia, carga y eventual regasificación [55].

f) Reglamento de Seguridad para el Transporte de Gas Natural Licuado (D.S. N°102/2013)

Esta normativa establece requisitos de seguridad para las unidades de transporte de GNL, considerando aspectos asociados al diseño, fabricación, puesta en servicio, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de operaciones [56].

g) Normativa Ambiental (D.S. N°38/2011/ D.S. N°43/2015)

El D.S. N°38/2011 del Ministerio del Medio Ambiente establece la norma de emisión de ruido para fuentes emisoras, con el objetivo de proteger la salud de la comunidad mediante límites máximos de emisión sonora [57].

Por otro lado, el D.S. N°43/2015 del Ministerio de Salud aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Sustancias Peligrosas. Su aplicación permite definir condiciones de almacenamiento, segregación, señalización, ventilación, contención de derrames y medidas de seguridad para reducir riesgos a las personas, instalaciones y medio ambiente [58].

3.2.8 Condiciones territoriales

La producción de biometano posee una fuerte dependencia territorial, debido a que requiere disponibilidad cercana de biomasa, acceso logístico para el transporte de materias primas y subproductos, y proximidad a puntos de consumo o infraestructura energética. A diferencia de otros combustibles, las biomásas residuales suelen presentar baja densidad energética, alto contenido de humedad o gran volumen de transporte, por lo que la distancia entre el punto de generación del residuo y la planta incide directamente en los costos de producción. Por esta razón, la localización de una planta de biometano debe evaluarse considerando tanto la concentración de residuos orgánicos como la disponibilidad de caminos, terrenos compatibles con actividades agroindustriales y eventuales puntos de conexión o entrega del producto final.

Además de la disponibilidad de biomasa, la localización debe considerar la cercanía a infraestructura de gas natural o a usuarios capaces de consumir biometano o bio-GNL. La presencia de redes de distribución, plantas satélites de regasificación (PSR), estaciones de GNL vehicular o grandes consumidores industriales puede reducir los costos asociados al transporte del producto final y facilitar su incorporación como sustituto renovable del gas natural. En este sentido, la evaluación territorial no solo debe buscar zonas con alta generación de residuos, sino también ubicaciones que permitan integrar la producción de biometano con la demanda energética existente.

3.3 Estado del arte

Se presenta una revisión de experiencias, tecnologías y aplicaciones actuales asociadas a la producción de biometano, considerando casos nacionales e internacionales, configuraciones de plantas, tecnologías de upgrading, formas de distribución y tendencias recientes en el desarrollo de este mercado.

3.3.1 Biometano en el mundo

El biometano ha pasado de ser un combustible renovable de nicho a una alternativa cada vez más relevante dentro de la transición energética mundial. Su desarrollo se explica principalmente por su compatibilidad con la infraestructura existente de gas natural, su potencial para reducir emisiones de gases de efecto invernadero y su capacidad para valorizar residuos orgánicos provenientes de actividades agrícolas, ganaderas, industriales y municipales. A nivel global, el biometano se utiliza bajo distintas formas, ya sea como gas renovable inyectado a redes de gas natural, como gas natural renovable comprimido para transporte, o como bio-GNL para aplicaciones donde se requiere mayor densidad energética.

La producción mundial de biometano ha mostrado un crecimiento acelerado durante la última década. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (IEA), la producción global aumentó más de siete veces desde 2013 y creció sobre un 15% solo durante 2023 [59]. En términos volumétricos, CEDIGAZ estimó una producción mundial de aproximadamente 9,25 bcm en 2023, con una proyección cercana a 12 bcm para 2024 [60]. Este crecimiento se concentra principalmente en Europa y Norteamérica, aunque países como Brasil, China e India presentan un potencial relevante de expansión debido a su disponibilidad de residuos agrícolas, ganaderos y urbanos.

En la Figura 3.5 se presenta el crecimiento global de biometano.

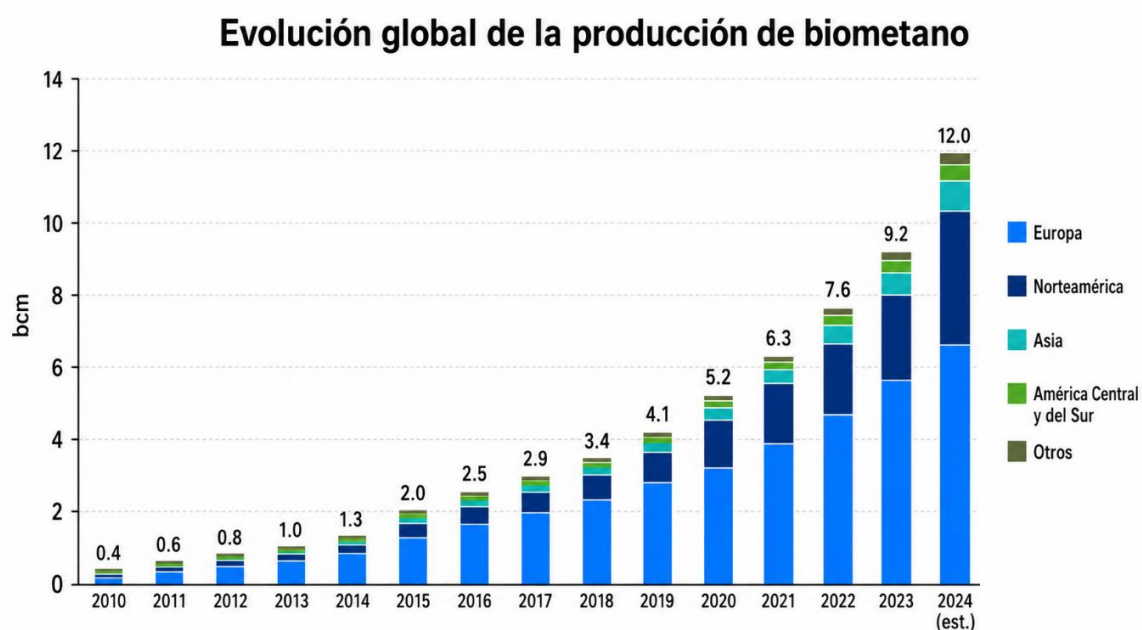


Figura 3.5: Evolución global de la producción de biometano (2010-2024) [60]

Europa es actualmente una de las regiones más desarrolladas en producción e inyección de biometano. En 2024, la producción europea alcanzó cerca de 5,2 bcm, de los cuales 4,3 bcm correspondieron específicamente a los países de la Unión Europea. Además, la capacidad instalada europea llegó aproximadamente a 7 bcm/año a inicios de 2025. El continente cerró 2024 con 1.620 instalaciones productoras de biometano, de las cuales al menos el 86% se encontraban conectadas a redes de gas. La producción se distribuye en 25 países, destacando Alemania, Francia, Italia, Dinamarca, Países Bajos y Reino Unido como mercados consolidados o de rápido crecimiento [1]. Sin embargo, pese a esta expansión, la participación del biometano dentro del mercado energético continúa siendo reducida. En 2024, el consumo de gas natural de la Unión Europea alcanzó aproximadamente 332 bcm [3]; por lo tanto, los 4,3 bcm de biometano producidos dentro de la UE representaron cerca del 1,3% de su consumo anual de gas natural.

Respecto a las materias primas utilizadas, en 2024, la producción europea de biometano provino principalmente de plantas asociadas a residuos agrícolas, con un 45% de la producción, seguidas por plantas basadas en residuos orgánicos municipales, con un 22%, residuos industriales de alimentos y bebidas, con un 19%, lodos de depuradora, con un 7%, rellenos sanitarios, con aproximadamente un 2%, y fuentes no especificadas, con un 5%. Esta

distribución confirma que el desarrollo actual del biometano europeo se sustenta principalmente en residuos orgánicos, agrícolas, municipales e industriales, y no exclusivamente en cultivos energéticos [2]

En la Figura 3.6 se presenta la distribución porcentual de biomazas utilizadas en la producción de biometano.

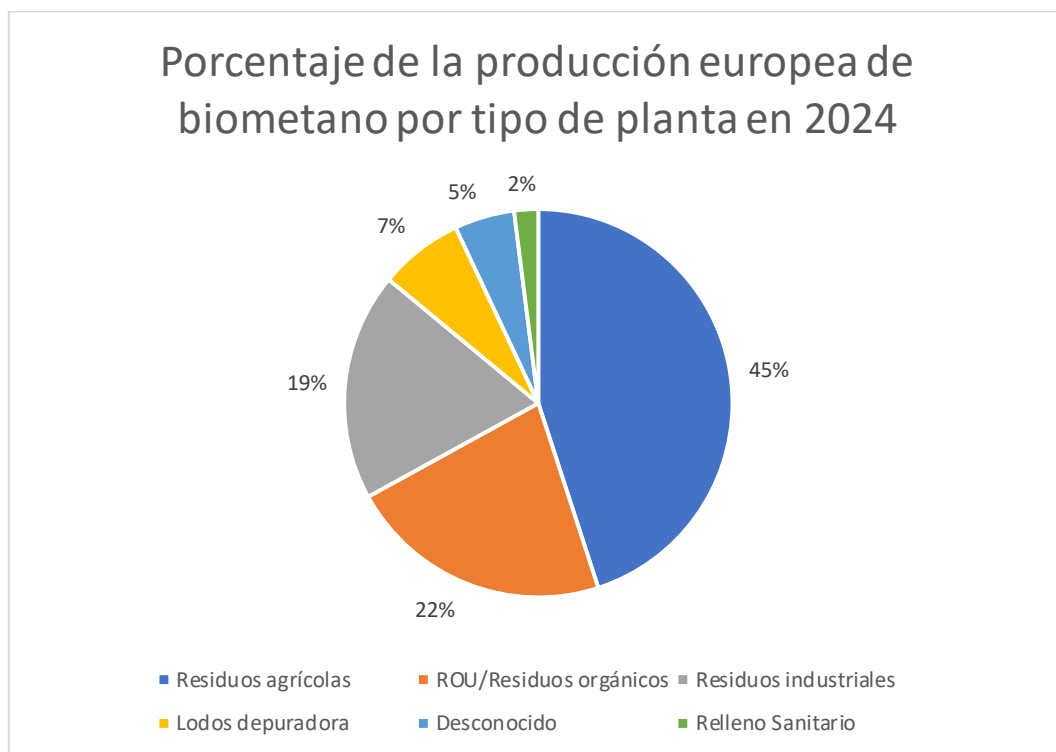


Figura 3.6: Porcentaje de la producción europea de biometano por tipo de planta en 2024 [2]

En Norteamérica, Estados Unidos se ha consolidado como el mayor productor mundial de biometano, denominado localmente Renewable Natural Gas (RNG). Su producción se ha visto impulsada por incentivos asociados al uso del combustible en transporte, programas de combustibles renovables y estándares de combustibles bajos en carbono. De acuerdo con la EIA, la producción estadounidense de biometano alcanzó alrededor de 136 PJ, equivalente a unos 3,8 bcm, y el transporte ha sido uno de los principales motores de crecimiento del mercado durante los últimos años [2].

El desarrollo internacional del biometano muestra que su expansión depende no solo de la disponibilidad de biomasa, sino también de la existencia de políticas públicas, incentivos económicos, infraestructura de gas, mecanismos de certificación y demanda en sectores difíciles de electrificar.

La experiencia internacional resulta relevante para Chile, ya que permite identificar tecnologías, escalas de producción, modelos de negocio y condiciones regulatorias que podrían orientar el desarrollo de una industria local de biometano.

3.3.2 Producción de biogases en Chile

En Chile, la producción de biogases se encuentra principalmente asociada al aprovechamiento energético de residuos orgánicos provenientes de plantas de tratamiento de aguas servidas, rellenos sanitarios, residuos agropecuarios y residuos industriales orgánicos. De acuerdo con el BNE, el biogás aún representa una participación reducida dentro de la matriz energética. En 2024, la producción reportada de biogás fue de aproximadamente 940 Tcal, equivalentes a 0,11 bcm. Este valor muestra que existe una producción nacional identificable de biogás, aunque todavía de escala menor en comparación con otros energéticos utilizados en el país. En la mayoría de los casos, el biogás es utilizado para autoconsumo térmico, generación eléctrica o combustión controlada. El biometano, en cambio, es producido solo por dos empresas en Chile. Una de ellas es la Biofactoría o PTAS La Farfana, en la región Metropolitana, perteneciente a Aguas Andinas. En esta instalación, el biogás generado durante el tratamiento de aguas servidas es transformado en biometano y posteriormente inyectado a la red de distribución de Metrogas. La planta genera unos 1.600 Nm³/día de biometano [5]. Además, en noviembre de 2025, la empresa Lipigas, en una asociación con la empresa Maxagro y HAM Criogenia, inauguró en la comuna de Chillán Viejo, región de Ñuble, la primera planta de bio-GNL en Sudamérica. Esta planta genera biometano a partir de residuos agrícolas y pecuarios, y en su etapa inicial busca abastecer cerca de 135 camiones de carga pesada. Estos casos muestran que la producción nacional de biometano aún es incipiente, pero técnicamente viable, lo que justifica evaluar nuevas configuraciones basadas en residuos orgánicos, principalmente de origen agropecuario.

4. Metodología de trabajo

Se establecen ocho pasos para obtener los resultados esperados y cumplir con los objetivos descritos en este trabajo. Estos pasos son:

- 1. Identificar, cuantificar y clasificar la oferta de biomasa en Chile, definiendo su disponibilidad:** Se dará detalle de cada tipo de biomasa existente en Chile capaz de generar biometano, clasificándolas y señalando su volumen de producción anual, ubicación geográfica, disponibilidad actual y principales características. Además, se obtendrá el potencial metanogénico en relación a la biomasa disponible, lo que permitirá visualizar el tamaño de mercado energético abarcable y las bases para establecer una economía de escala para la producción de biometano de cara al futuro.
- 2. Definir, caracterizar y cuantificar el volumen disponible de biomasa más adecuada para producir biometano, utilizando una evaluación por multicriterio:** Una vez identificadas las biomásas disponibles en Chile, se realizará una evaluación multicriterio de carácter cualitativo y cuantitativo, que contemplará diferentes parámetros de comparación entre ellas, señalando así su potencial metanogénico, la facilidad de recolección y logística y sus características físico-químicas, tales como ST, SV y la relación carbono y nitrógeno (C/N). Con ello se seleccionará la biomasa o las biomásas más idóneas para procesar en una planta de digestión anaeróbica y producir biometano en nuestro país, analizando su proyección en el futuro.
- 3. Realizar un estudio *benchmark* de plantas europeas para identificar las tecnologías más utilizadas por la biomasa seleccionada, logrando dimensionar la planta a través de un caso base, parámetros de operación y un balance de masa:** Se realizará un estudio *benchmark* para estudiar la producción de biometano en Europa, analizando principalmente aquellas plantas que utilizan las biomásas seleccionadas anteriormente. Este estudio permitirá conocer las principales tecnologías de producción de biometano, la capacidad de producción y tamaños de

plantas que operan actualmente, y la logística de transporte de biometano gaseoso y de bio-GNL. Con esta información, se complementarán los datos necesarios para realizar un balance de masa a través del software Excel, estableciendo en primera instancia todos los parámetros de operación con el cual funcionará la planta para asegurar un rendimiento determinado de generación de metano. Se establecerá además un caso base de capacidad operativa, para así dimensionar el tamaño del proyecto y todos los flujos involucrados.

4. **Definir las etapas de proceso y los equipos principales de la planta para estimar el costo nivelado del biometano:** El estudio *benchmark* permitirá además definir las etapas de proceso de producción de biometano y la lista de los equipos principales utilizados en cada operación unitaria. Posteriormente, se identificarán los precios de mercado y sus respectivas capacidades para cada equipo principal, para luego hacer cálculo de la inversión, OPEX, los costos de reposición y los ingresos secundarios para el caso base establecido anteriormente. Para ello se utilizarán los métodos señalados en el subcapítulo 3.1.5. Los resultados de inversión se validarán mediante un indicador económico específico, comparando la inversión por unidad de capacidad energética del modelo con el de plantas existentes de biometano y bio-GNL en Europa. Finalmente, estos resultados serán utilizados para calcular el costo nivelado del biometano (CNB), en función de la capacidad energética del caso base.
5. **Determinar los costos unitarios de transporte de biometano y bio-GNL, y los costos unitarios de transporte de biomasa:** Para el caso base se calcularán los costos asociados a movilizar las biomásas desde su punto de recolección hasta la planta, con una distancia de 100 km, y los costos de transportar el biometano gaseoso o bio-GNL desde la planta hasta su punto de inyección, regasificación o entrega, a una distancia de 50 km.
6. **Desarrollar un análisis de sensibilidad para evaluar el efecto de la capacidad, rendimiento y distancias logísticas sobre el costo nivelado:** Una vez configurado el cálculo del CNB en el modelo de cálculo en Excel para una determinada capacidad

productiva dada por el caso base, se llevará a cabo un análisis de sensibilidad que conlleve diferentes escenarios, tales como: CNB para biometano gaseoso y bio-GNL según diferentes capacidades de producción de la planta; CNB para biometano gaseoso y bio-GNL para diferentes rendimientos de producción de biogás en digestores; CNB para el transporte de biomásas, según diferentes distancias entre el punto de recolección y la planta; CNB para el transporte de biometano y bio-GNL, según diferentes distancias entre la planta y el punto de inyección en gasoducto.

- 7. Comparar los escenarios evaluados y seleccionar la configuración más conveniente de producción, transporte y uso final del biometano o bio-GNL:** Se compararán los escenarios evaluados en función de sus resultados técnicos, económicos y logísticos, considerando el costo nivelado del biometano, la capacidad de producción, los requerimientos de transporte, la distancia a los puntos de recolección e inyección, y las diferencias entre producir biometano gaseoso o bio-GNL. A partir de esta comparación, se seleccionará la configuración más conveniente para la planta, definiendo el tipo de producto final, la escala de producción y el esquema de transporte o uso final que presente el mejor desempeño global para las condiciones analizadas.

- 8. Comparar el costo nivelado del biometano y del bio-GNL con los precios de combustibles de referencia y evaluar su competitividad económica:** Finalmente, los valores de CNB neto obtenidos para el biometano gaseoso y el bio-GNL se compararán con los precios de los combustibles de referencia presentados en el subcapítulo 3.2.6. El biometano gaseoso se contrastará principalmente con el precio del gas natural industrial, mientras que el bio-GNL se comparará con el diésel y, de manera complementaria, con otros combustibles sustitutos relevantes. Para asegurar una comparación consistente, los valores se expresarán en USD/MMBTU, utilizando la misma base energética y fecha monetaria. A partir de las diferencias obtenidas, se evaluará la competitividad económica de ambos productos y la prima verde requerida para reconocer sus atributos renovables y ambientales.

5. Resultados

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos de cada una de las 8 etapas presentes en el Capítulo 4: Metodología de trabajo

5.1 Oferta y disponibilidad de biomasa en Chile

En esta sección se dará un listado de cada una de las biomásas que se encuentran en Chile con el potencial de transformarse en biometano por medio de la DA. Para cada una de estas biomásas se abarcarán diferentes aspectos, tales como la industria desde donde procede, la región o sector donde se encuentra, el volumen de desechos producidos actualmente, la estacionalidad de producción y la disponibilidad. Este último aspecto hace referencia a que no todos los desechos orgánicos se encuentran del todo disponibles para procesar en una planta de biometano, ya que poseen una función establecida dentro de la cadena de proceso de su propia industria.

5.1.1 Clasificación

La clasificación de biomásas se presenta en la Figura 5.1, donde se abarca un amplio panorama de opciones al momento de elegir una materia prima para la generación de biogás y biometano.

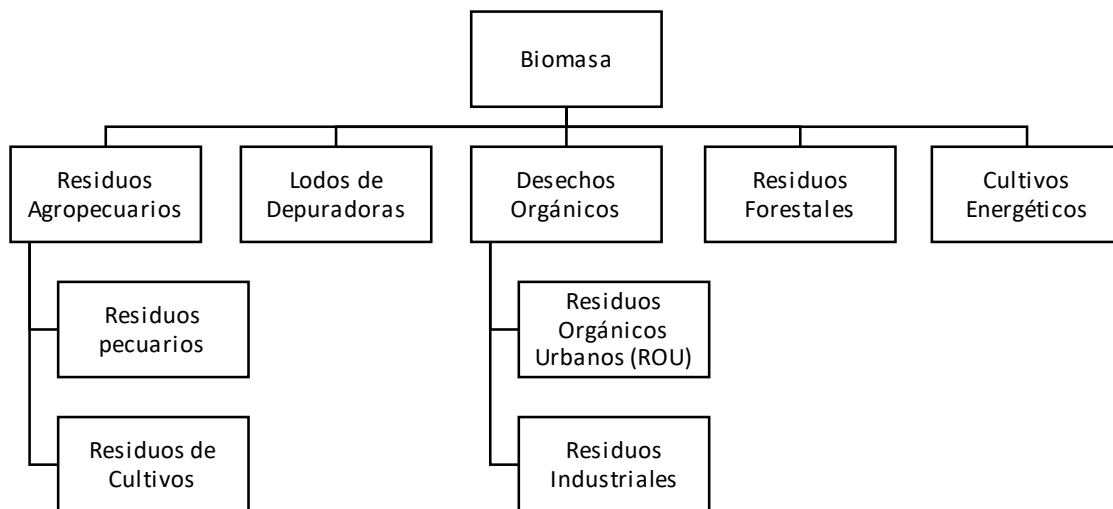


Figura 5.1: Clasificación Biomasa [Elaboración propia]

5.1.2 Descripción

5.1.2.1 Residuos agropecuarios:

- a) **Residuos pecuarios:** Son los residuos generados en granjas o criaderos, y comprende la mezcla, parcial o total, de heces, orina, agua de lavado, cama y restos de alimento provenientes de la industria ganadera, principalmente de cerdos, bovinos, ovinos y aves. Se caracterizan por su alto contenido de materia orgánica, una alta concentración de nitrógeno amoniacal (NH_4^+) y otros nutrientes como fósforo y potasio, lo que permite su uso como abono orgánico. De no ser tratados adecuadamente, pueden ocasionar un gran impacto ambiental, debido a las emisiones de gases, lixiviados que contaminan aguas y malos olores.

Este tipo de biomasa se divide según el animal que lo produce:

- **Purín de cerdo:** es un residuo ganadero líquido compuesto por heces, orina, restos de alimento y agua de lavado. Es rico en materia orgánica y nutrientes, especialmente nitrógeno. Sin embargo, debido a su baja relación C/N y presencia

de amonio, puede generar riesgo de inhibición si se usa en exceso o sin co-digestión con sustratos más ricos en carbono.

Durante el año 2023, el censo de cerdos en Chile fue de aproximadamente 2,84 millones de cabezas, siendo las principales empresas en este rubro Agrosuper, Coexca y Maxagro [61]. Tanto la crianza como faena de ganado de cerdo se concentra principalmente en la región de O'Higgins, abarcando aproximadamente un 90,4% de la producción nacional de carne de cerdo, mientras que en la región del Maule se tiene una producción de 7,7% y en la región Metropolitana de un 1,1% [62]. Su operación se desarrolla durante todo el año, con ciclos continuos de engorda y producción, por lo que su estacionalidad es baja o nula. Además, la gran mayoría de estos animales se encuentran estabulados, por lo que la recolección de purines es casi total. Se estima que cada cerdo de engorda produce entre 4,54 y 4,92 litros de purín al día [63].

- **Estiércol bovino:** es un residuo ganadero que puede estar compuesto por heces, orina, restos de cama, alimento no digerido y agua.

Se estima que en el país la existencia bovina es de aproximadamente 3.108.089 cabezas, de los cuales 400.000 corresponde a vacas lecheras [64]. Esta industria se concentra principalmente en la región de Los Lagos (Osorno y Puerto Octay), la región de Los Ríos (Río Bueno) y la región de La Araucanía [65]. Las principales industrias que faenan y venden carne bovina en Chile pertenecen a la asociación gremial ChileMEAT, y a las empresas Procarne y Frigorífico de Osorno. En cuanto a los productos lácteos, destacan grandes empresas procesadoras y cooperativas como Colun, Soprole, Watt's S.A. y Nestlé.

Se estima que cada cabeza bovina produce en promedio 11 toneladas de estiércol al año, que equivale a unos 30,1 kg de estiércol al día [66]. Si tomamos en cuenta la recolección de este estiércol, la mayoría de las cabezas de ganado bovino se encuentran dispuestas a un sistema de pastoreo extensivo, por lo cual es muy difícil recolectar este residuo, el cual cumple a su vez la función de nutrir la tierra como abono. En ese sentido, se considera que la mejor forma de recolectar este

residuo es a través de las vacas lecheras, quienes suelen encontrarse en estado estabulado.

- **Estiércol ovino:** La ganadería ovina en Chile tiene una fuerte presencia en las regiones australes, especialmente en la Región de Magallanes, donde se concentra cerca del 70% del total nacional, seguida por las regiones de Aysén y La Araucanía. El rebaño ovino nacional se estima en alrededor de 2,1 millones de cabezas, orientado principalmente a la producción de carne y lana [64].

Los sistemas de manejo ovino son, en su mayoría, extensivos, con animales en pastoreo continuo o rotacional. Este tipo de manejo influye directamente en la cantidad y características de los purines generados, ya que la mayoría de los residuos son depositados directamente en el campo, lo que dificulta su recolección. Solo en los sistemas confinados o en esquemas de engorda intensiva es posible su aprovechamiento controlado para la producción de biogás o biometano.

Se estima que una oveja adulta genera aproximadamente 2,5-2,75 kg de estiércol por día [67].

- **Estiércol de ave:** La industria avícola nacional se divide principalmente entre la producción de pollos broilers para carne y gallinas ponedoras para huevos de consumo. En el trimestre enero-marzo de 2026, la producción nacional de broilers alcanzó 74.585.814 aves beneficiadas, equivalentes a 184.919 toneladas de carne. Esta producción se concentró principalmente en la agrupación regional de O'Higgins y Ñuble, que representó el 65,1% del total nacional, seguida por la Región Metropolitana, con un 31,9% [68].

En el caso de gallinas ponedoras, en mayo de 2026 el país registró 14.499.200 gallinas en postura, con una producción mensual de 359.108.723 huevos de consumo. La mayor concentración de gallinas ponedoras se ubicó en la Región Metropolitana, con el 38,1% del total nacional, seguida por Valparaíso con 15,6% y la agrupación Biobío-La Araucanía con 10,0% [68].

A diferencia de otras especies ganaderas, los residuos de la industria avícola se pueden diferenciar entre dos tipos: gallinaza, que es un residuo generado a partir de gallinas ponedoras, generalmente criadas en jaula, que implica una mezcla de heces, orina, plumas y en menor medida, material de cama como aserrín o viruta; mientras que el otro tipo de residuo es la pollinaza, generado a partir del sistema de engorda, y que implica principalmente excrementos mezclados con abundante material de cama. Estos residuos son semisólidos o sólidos, con bajo contenido de humedad y alto contenido de nitrógeno, fósforo y potasio, lo que los convierte en un sustrato energético interesante, pero con riesgo de inhibición por amoníaco en digestión anaerobia. Las aves se pueden encontrar en sistemas confinados o semi confinados, por lo que la recolección de sus residuos suele ser sencilla.

Se estima que una gallina ponedora produce 0,1 kg de excretas por día, mientras que un pollo de engorda genera cerca de 0,08 kg/día [66].

b) Residuos de cultivos: corresponden a los residuos orgánicos generados por empresas que cuentan con grandes extensiones de tierra para la siembra y plantación de árboles frutales o cultivos vegetales.

- **Residuos vitivinícolas:** La industria vitivinícola genera orujos, escobajos, lías, borras y lodos de proceso. En 2024, la producción total de vinos en Chile alcanzó 930.653.773 litros [69], concentrándose principalmente en Maule, O'Higgins, Metropolitana, Valparaíso y Ñuble. Informes reportan que la industria chilena del vino genera más de 500.000 toneladas anuales de residuos orgánicos [70].

Estos residuos presentan alta estacionalidad asociada a la vendimia y una gran parte de ellos ya se valoriza mediante destilación, recuperación de compuestos, compostaje o venta a terceros.

- **Residuos frutícolas:** Los residuos frutícolas provienen de podas, descartes de cosecha, mermas de packing, fruta fuera de especificación y residuos de procesos de jugos o concentrados. Chile posee una fruticultura altamente desarrollada en la zona centro-sur, especialmente en O'Higgins, Maule, Metropolitana y Ñuble.

En cerezas, Chile exportó 626.014 toneladas en la temporada 2024/25 [71]. El procesamiento industrial de cerezas genera semillas, tallos y pomasa. Esta pomasa o torta de prensado representa 15 a 28% del peso inicial de la fruta [72].

En manzanas, USDA estimó una producción de 860.000 toneladas en 2023/24 [73]. La pomasa de manzana es un subproducto de la extracción de jugo que incluye cáscaras, semillas, restos fibrosos de pulpa y jugo agotado. Esta pomasa se genera en razón de 15 a 19 kg por cada 100 kg de manzana [74].

Estos residuos son estacionales y varios tienen usos alternativos como alimentación animal, jugos, concentrados, compostaje o valorización comercial.

- **Residuos hortícolas:** Los residuos hortícolas corresponden a tallos, hojas, raíces, frutos descartados, restos de cosecha y material vegetal de mercados o packing. En la temporada 2025/2026, se estima que la superficie de hortalizas cultivadas en Chile fue de 97.675 ha [75], y se estima que cada hectárea comprende 25 t de hortalizas, mientras que un 55% del peso total puede quedar como residuo en la zona de cultivo [76]. Las especies que abarcan mayor superficie fueron maíz, con 13,8%, lechuga, con 8,8%, y cebolla de guarda, con 6,7% [77]. La Región Metropolitana concentró 33,1% de la superficie hortícola nacional [77]. Estos residuos poseen gran biodegradabilidad, pero alta variabilidad por cultivo y temporada. Una parte se queda en campo o se gestiona como residuo de ferias, mercados y packing.
- **Rastrojos de cereales y cultivos anuales:** Los rastrojos corresponden a tallos, hojas, paja, corontas y otros restos que permanecen en el campo después de la cosecha. En la temporada 2023/2024, la producción de cultivos fue de 2.674.479 toneladas anuales [78] El trigo es la especie de mayor superficie, con 35,0%, y es en la región de La Araucanía donde se concentró la mayor superficie plantada, con 40,2% del total [77]. Un manual técnico del ministerio del medio ambiente señala que los rastrojos pueden constituir entre 55% y 75% de la biomasa aérea remanente del cultivo [79]. Por su escala, son una de las biomásas más

abundantes. Tienen gran contenido de lignina, se encuentran disperso, su disponibilidad suele depender de las temporadas de cosecha.

5.1.2.2 *Lodos de depuradoras:*

Los lodos de depuradoras son residuos sólidos o semisólidos generados durante el tratamiento primario y secundario de aguas servidas. En Chile existen alrededor de 301 plantas operativas de tratamiento de aguas servidas en zonas concesionadas, con tecnologías de lodos activados, emisarios submarinos y lagunas [80]. En 2019, los lodos provenientes de PTAS representaron 1,4% de los residuos no peligrosos declarados [81], equivalente a unas 0,27 Mt/año. La generación es continua y se encuentra concentrada en las propias plantas, lo que facilita su manejo. Además, ya existen antecedentes nacionales de valorización energética de lodos mediante biogás y biometano, como ocurre en biofactorías de la Región Metropolitana. Su principal restricción es sanitaria y regulatoria, debido a la presencia potencial de patógenos, metales pesados y contaminantes traza.

5.1.2.3 *Desechos orgánicos*

a) Residuos orgánicos urbanos (ROU): Este tipo de biomasa se obtiene a partir de desechos de procesamiento de alimentos, residuos generados en áreas verdes (parques y jardines) y los residuos orgánicos generados por particulares, como escuelas, comedores, ferias libres e industrias de catering.

En Chile, la gestión de los residuos sólidos municipales se encuentra orientada hacia la disposición final. Según antecedentes recopilados por la Biblioteca del Congreso Nacional, en 2019 el 98,2% de los residuos sólidos municipales fue enviado a disposición final, distribuido principalmente en rellenos sanitarios (80,5%), vertederos (13,6%) y, en menor proporción, rellenos de seguridad, sitios de escombros y basurales [82]. Es en los rellenos sanitarios donde se deposita la materia orgánica. Allí se compacta por capas, donde se cubren con tierra de manera periódica, captando y tratando el lixiviado y el biogás. En estos desechos podemos encontrar

aceite, carne, pescado, huesos, cáscara de frutas, verduras, hojas vegetales, pulpa y otros alimentos o restos.

Durante el año 2022 se gestionaron 8.381.822 toneladas de residuos sólidos domiciliarios y asimilables a nivel municipal en Chile [83]. Aproximadamente el 58% en peso de estos residuos corresponde a residuos orgánicos. Poseen baja estacionalidad, ya que están constantemente generándose. Para su uso como materia prima en la generación de biometano, requiere separación en origen, recolección diferenciada y control de impropios. Sin embargo, la tasa de valorización actual de los residuos orgánicos es inferior al 1% del total de toneladas generadas cada año [84].

b) Residuos Industriales: es la biomasa generada por las industrias que procesan carne, productos y subproductos de origen animal.

- **Industria cervecera:** genera principalmente residuos como bagazo de malta, levaduras, turbios y efluentes de limpieza. El bagazo es el residuo sólido más importante y se genera de forma concentrada en la planta. En 2024, Chile produjo alrededor de 9,4 millones de hL [85]. La generación de bagazo y turbios es de aproximadamente 16,99-23,09 kg por hectolitro de cerveza envasada, además de 1,4-3,61 kg/hL de levadura [86]. Este residuo suele tener alta competencia como alimento animal y necesidad de retiro rápido por su degradación.
- **Industria láctea:** Para los residuos lácteos, la corriente orgánica más relevante corresponde al suero líquido generado durante la producción de quesos y quesillos. En 2024, la industria láctea chilena produjo aproximadamente 143.021 t de este tipo de productos. Dado que la producción de queso genera cerca de 8 a 9 litros de suero líquido por kg de queso, la generación teórica de suero en Chile se estima entre 1,1 y 1,3 millones de toneladas anuales [87]. Esta cifra representa una oferta bruta, ya que parte del suero es actualmente valorizado como suero en polvo, alimento animal o insumo industrial. Las principales regiones de origen fueron Los Lagos, Los Ríos y Biobío [88].

- **Residuos de mataderos:** Los mataderos y frigoríficos generan sangre, vísceras, contenidos ruminales e intestinales, grasas, restos de tejido, estiércol de corrales de espera y aguas de lavado. En 2024, la faena bovina llegó a 760 mil cabezas [89], mientras que la producción porcina nacional alcanzó 585.386 t de carne [90]. El porcentaje aprovechable del animal representa un 50 a 54% del bovino, y 60 a 62% de los cerdos [91]. Estos residuos pueden tener alto potencial metanogénico, especialmente las fracciones grasas y proteicas, pero requieren manejo sanitario estricto, control de olores y dosificación cuidadosa para evitar acumulación de ácidos grasos de cadena larga o exceso de nitrógeno.

5.1.2.4 *Residuos forestales:*

La biomasa forestal incluye restos de cosecha, ramas, corteza, aserrín, virutas, despuntes y lampazos provenientes de plantaciones forestales y de la industria primaria de la madera. La actividad se concentra principalmente en las regiones del Maule, Ñuble, Biobío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. En 2024, la industria del aserrío generó aproximadamente 4,65 millones de m³ de subproductos madereros [92]. Para los residuos de cosecha, un estudio nacional estima una generación promedio de 169,2 m³ por hectárea cosechada y una recuperación técnica cercana al 60% [93]. Aplicando estos factores al consumo nacional de 42,25 millones de m³ de trozas registrado en 2024 [94], se obtiene un valor referencial de 15,7 millones de m³ anuales de residuos de cosecha, de los cuales unos 9,4 millones de m³ serían recuperables. Así, la generación bruta conjunta podría alcanzar aproximadamente 20,4 millones de m³/año, aunque su disponibilidad efectiva es menor debido a usos existentes y restricciones de recolección. Si consideramos que para residuos forestales triturados o sueltos se han reportado densidades aparentes de un promedio de 150 kg/m³ [95], podemos convertir los 20,4 Mm³/año en 3,06 Mt/año. Aunque esta biomasa es abundante, su alto contenido de lignina y celulosa limita su biodegradabilidad mediante digestión anaeróbica.

5.1.2.5 Cultivos energéticos

Corresponden a especies cultivadas de forma deliberada para producir biomasa destinada a biogás o biometano, como maíz, sorgo, remolacha forrajera, cebada, pastos y leguminosas. A diferencia de las biomásas anteriores, no corresponden a residuos sino a materias primas producidas con un fin energético. Esto permite controlar calidad, cosecha y abastecimiento, pero introduce competencia por suelo agrícola, agua, fertilizantes y alimentos. Ya que la memoria se basa en la valorización de residuos orgánicos disponibles, los cultivos energéticos pueden considerarse una alternativa técnica, pero no deberían priorizarse frente a residuos pecuarios, agrícolas o agroindustriales existentes [96].

Los cultivos energéticos quedarán fuera del estudio de la memoria, debido a que la DA se basa en la valorización de residuos, evitando así la emanación de GEI.

5.1.3 Oferta de biomasa

A continuación, en la Tabla 5.1 se presenta un resumen con cada una de las biomásas estudiadas. La cantidad anual corresponde a la oferta bruta teórica de residuo.

Tabla 5.1: Resumen biomásas seleccionadas

Biomasa	Cantidad anual [Mt/año]	Regiones principales	Disponibilidad
Purín de cerdo	4,7–5,1	VI, VII, y RM	Alta-media
Estiércol bovino	Ganado: 34,2 Lecheras: 4,4	X, XIV y IX	Ganado: baja Lecheras: alta
Estiércol ovino	1,9–2,1	XII, XI y IX	Baja
Estiércol de ave	1,5	Broilers: VI, XVI y RM Ponedoras: RM y V	Alta
Residuos vitivinícolas	0,5	VII, VI, RM, V y XVI	Baja
Residuos frutícolas	0,2–0,3	VI, VII, RM y XVI	Media
Residuos hortícolas	1,34	RM, V, VI y VII	Media-baja
Rastrojos de cereales y cultivos anuales	3,2-8	IX, XVI, VII y VIII	Media-baja
Lodos de depuradoras	0,27	RM y centros urbanos con PTAS	Alta-media

ROU	4,2–4,9	Zonas urbanas	Media-baja
Residuos cerveceros	0,17–0,25	RM, V y XIV	Media-baja
Residuos lácteos	1,1-1,3	X, XIV y IX	Media-baja
Residuos de mataderos	0,53–0,59	VI, RM, VII y X	Media
Residuos forestales	3,06	VIII, VII y IX	Alta
Cultivos energéticos	Depende de las ha y tipo de cultivo	Potencialmente en zonas agrícolas del centro-sur	Alta

Se observa que la macrozona centro-sur del país presenta las condiciones más favorables para el desarrollo de proyectos de biometano, debido a la convergencia de actividades avícolas, porcinas, hortofrutícolas, vitivinícolas, cerealícolas, lecheras y agroindustriales. En particular, las regiones Metropolitana, O'Higgins, Maule, Ñuble, Biobío y La Araucanía concentran una parte relevante de los residuos orgánicos más aprovechables.

5.1.4 Disponibilidad

Para el criterio de disponibilidad de biomasa, se establece un porcentaje para cada asignación de la materia prima dada en la Tabla 5.1.

- Alta: al menos un 90% de residuo disponible
- Alta-media: al menos un 70% de residuo disponible
- Media: al menos un 50% de residuo disponible
- Media-baja: al menos un 30% de residuo disponible
- Baja: al menos un 10% de residuo disponible

Tomando en consideración la cantidad promedio anual de cada biomasa presente en la Tabla 5.1 y los porcentajes de disponibilidad, se genera el gráfico representado en la Figura 5.2 para visualizar la disponibilidad de materias primas en Chile.

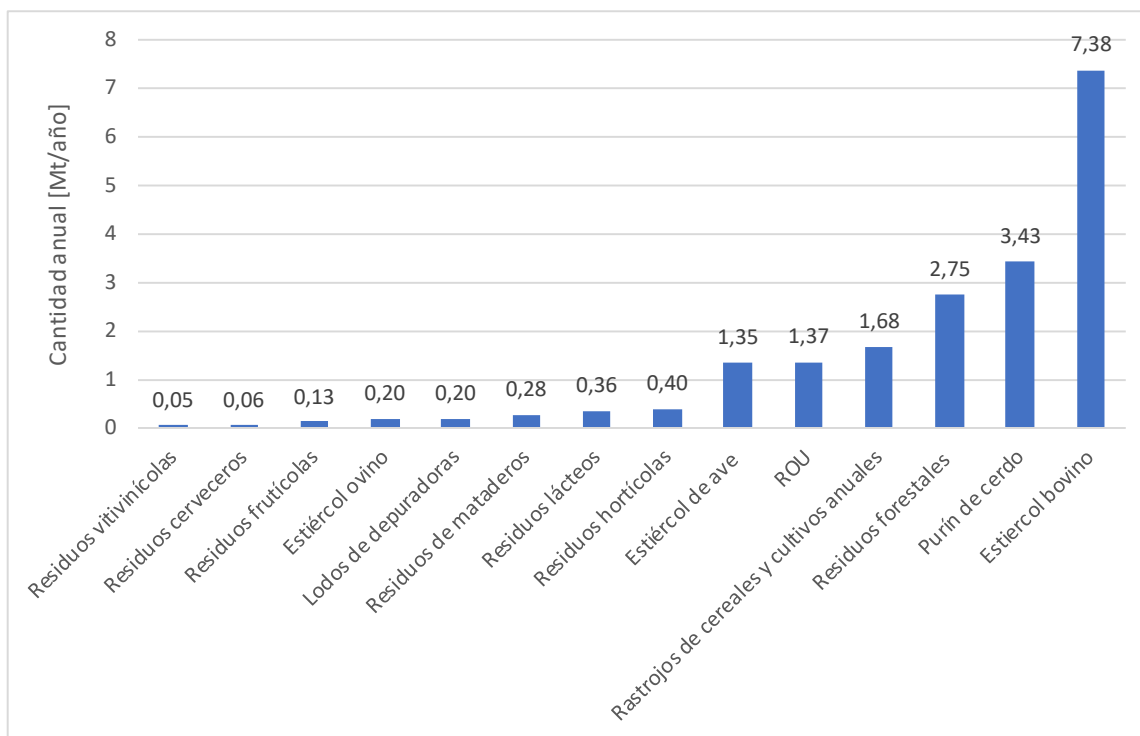


Figura 5.2: Disponibilidad de biomásas en Chile

5.1.5 Características y potencial metanogénico

Desde el punto de vista técnico, las biomásas más atractivas para la DA son aquellas que se generan de forma concentrada, permiten una recolección controlada, tienen una composición adecuada para el proceso, tienen un gran rendimiento de generación de biometano y poseen un buen equilibrio de C/N. También se deben considerar las materias primas con limitaciones que deben ser consideradas en el diseño del proceso. Por ejemplo, los residuos pecuarios pueden contener altos niveles de nitrógeno y riesgo de inhibición por amoníaco, los rastrojos agrícolas poseen mayor contenido lignocelulósico y estacionalidad, los residuos orgánicos urbanos requieren separación en origen y una logística de recolección más compleja, mientras que los residuos forestales, aunque abundantes, presentan menor aptitud para digestión anaeróbica. En este contexto, la codigestión aparece como una alternativa conveniente, ya que permite combinar residuos ricos en nitrógeno, como estiércoles y purines, con residuos

agrícolas de mayor contenido carbonado, mejorando la estabilidad del proceso y favoreciendo la valorización energética de residuos.

La Tabla 5.2 presenta una matriz comparativa de las principales biomásas identificadas en Chile, considerando criterios técnicos y logísticos relevantes para su uso en la DA. Esta información sirve como base para la evaluación multicriterio posterior, donde se ponderará la aptitud de cada biomasa según su rendimiento metanogénico, facilidad de recolección, transporte, composición y posibles restricciones operacionales.

Tabla 5.2: Comparación preliminar de biomásas disponibles en Chile según criterios técnicos y logísticos [97, 98, 99, 100]

Biomasa	Rendimiento [Nm³ CH₄/t SV]	Recolección/ transporte	ST [%]	SV [% ST]	C/N
Purín de cerdo	150–300	Fácil-Medio	3–8	70–80	3–10
Estiércol bovino	120–180	Medio-Difícil	5–12	~80	6–20
Estiércol ovino	120–200	Difícil	30–60	60–75	14–25
Estiércol de ave	210–360	Fácil	25–80	60–85	3–15
Residuos vitivinícolas	120–300	Medio	25–50	80–95	20–40
Residuos frutícolas	150–300	Medio	15–25	75–90	25–40
Residuos hortícolas	180–330	Medio	8–20	75–90	15–30
Rastrojos de cereales y cultivos anuales	90–210	Medio	70–90	80–90	80–100
Lodos de depuradoras	150–300	Fácil	2–8	40–75	6–15
Residuos orgánicos urbanos (ROU)	300–360	Difícil	20–35	70–90	15–25
Residuos cerveceros	260–400	Fácil	20–30	90–95	12–18
Residuos lácteos	210–480	Fácil	8–12	90	Sin dato
Residuos de mataderos	240–700	Fácil-Medio	10–30	80–95	3–15
Residuos forestales	100–150	Medio-Difícil	50–90	80–95	100–400
Cultivos energéticos	300–450	Fácil-Medio	25–35	85–95	20–40

Tomando en consideración el rendimiento, ST y SV promedios de cada biomasa presentes en la Tabla 5.2, y las cantidades anuales disponibles presentes en la Figura 5.2, podemos obtener como resultado un aproximado del potencial metanogénico existente en Chile.

Tabla 5.3: Potencial metanogénico y energético de biomásas en Chile

Biomasa	Potencial teórico metano [Millón Nm³ CH₄/año]	Potencial energético [MMBTU/Año]
Purín de cerdo	31,8	1.202.040
Estiércol bovino	75,3	2.846.340
Estiércol ovino	9,7	366.660
Estiércol de ave	146,4	5.533.920
Residuos vitivinícolas	3,4	128.520
Residuos frutícolas	4,8	181.440
Residuos hortícolas	11,8	446.040
Rastrojos de cereales y cultivos anuales	171,4	6.478.920
Lodos de depuradoras	1,3	49.140
Residuos orgánicos urbanos	99,5	3.761.100
Residuos cerveceros	4,6	173.880
Residuos lácteos	11,2	423.360
Residuos de mataderos	23,0	869.400
Residuos forestales	210,5	7.956.900
Total	804,8	30.421.440

Si se considera el potencial total teórico de metano anual que ofrecen las distintas biomásas que se procesan en una DA, se debería omitir el potencial metanogénico de los residuos forestales, obteniendo un total aproximado de 594,3 millones de Nm³/año de biometano, equivalentes a 22,5 millones de MMBTU/año. Si en Chile se lograra generar la totalidad de esta energía a partir de biometano, y considerando el consumo de gas natural expresado en el subcapítulo 3.2.5 de 87,2 millones de MMBTU/año, se podría sustituir un 25,8% o una cuarta parte de la demanda total de gas natural.

Este potencial metanogénico permitirá analizar la oportunidad de mercado y cantidad de plantas que podrían producir biometano bajo una economía de escala.

5.2 Evaluación multicriterio y selección de biomasa

5.2.1 Evaluación Multicriterio

Para seleccionar la biomasa más adecuada para la producción de biometano, se utilizó una evaluación multicriterio o MCDA [101]. Esta metodología permite comparar distintas alternativas cuando la decisión depende de varios criterios que no son directamente equivalentes entre sí, combinando información cualitativa y cuantitativa mediante una matriz de desempeño, ponderaciones y un puntaje final. De acuerdo con la guía introductoria de MCDA, este tipo de análisis se desarrolla mediante cuatro bloques principales: estructurar el problema, establecer las opciones y su desempeño, definir las preferencias o ponderaciones de los criterios, y revisar los resultados obtenidos.

En el caso de la selección de la biomasa, el sustrato puede evaluarse desde el punto de vista del potencial energético, la factibilidad técnica, la accesibilidad, la competencia de uso y otros aspectos asociados a la eficiencia de recursos [102].

Para esta memoria, se realiza un análisis MCDA basado en los resultados obtenidos en el punto 5.1. Primero, se asignan los criterios a evaluar, y para cada uno de ellos, se asigna un porcentaje. Los detalles se encuentran en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Ponderación de criterios MCDA

Criterio	Peso	Detalles
Potencial de suministro	25%	Cantidad anual, disponibilidad real y continuidad de generación.
Ajuste territorial	25%	Cercanía o concentración en zona centro-sur: RM, O'Higgins, Valparaíso, Maule y Ñuble.
Facilidad de recolección y logística	20%	Si el residuo se genera concentrado, confinado, en planta, en campo o disperso.
Aptitud técnica para DA/codigestión	20%	Rendimiento, ST, SV, C/N, biodegradabilidad, riesgo de inhibición o lignina.
Restricciones y competencia de uso	10%	Usos alternativos, valorización actual, restricciones sanitarias o necesidad de separación.

La ponderación adoptada prioriza el suministro y el ajuste territorial, ya que una planta de biometano depende fuertemente de la disponibilidad cercana y continua de biomasa. Por ello,

ambos criterios reciben el mayor peso relativo, con 25% cada uno. La facilidad de recolección y logística se pondera con 20%, debido a que la biomasa residual puede presentar alta dispersión, estacionalidad o requerimientos de separación que dificultan su aprovechamiento. La aptitud técnica para digestión anaeróbica también se pondera con 20%, incorporando rendimiento metanogénico, biodegradabilidad, contenido de sólidos, relación C/N y posibles riesgos de inhibición. Finalmente, las restricciones y competencia de uso se ponderan con 10%, ya que estos factores pueden limitar la disponibilidad efectiva del residuo, aunque no necesariamente impiden su uso técnico en digestión anaeróbica.

El siguiente paso es asignar a cada biomasa un puntaje de 1 a 5 en cada criterio. Cada valor tiene la siguiente interpretación:

- 1: muy desfavorable
- 2: desfavorable
- 3: intermedio
- 4: favorable
- 5: muy favorable

Los puntajes más favorables respecto al ajuste territorial, corresponde a las biomásas que se encuentran dentro de la macrozona centro-sur del país.

La Tabla 5.5 muestra los valores asignados por cada biomasa.

Tabla 5.5: Valores asignados por biomasa según criterios

Biomasa	Potencial de suministro	Ajuste territorial	Facilidad de recolección y logística	Aptitud técnica para DA o codigestión	Restricciones y competencia de uso
Purín de cerdo	5	5	3	3	2
Estiércol bovino	4	1	2	3	2
Estiércol ovino	2	1	1	3	2
Estiércol de ave	5	5	5	4	4

Residuos vitivinícolas	2	5	2	4	1
Residuos frutícolas	2	5	3	4	2
Residuos hortícolas	4	5	3	4	3
Rastrojos de cereales y cultivos anuales	4	3	2	2	2
Lodos de depuradoras	3	4	5	3	2
Residuos orgánicos urbanos (ROU)	4	5	1	4	1
Residuos cerveceros	2	4	5	5	1
Residuos lácteos	3	1	4	4	2
Residuos de mataderos	3	4	4	4	2
Residuos forestales	4	3	4	1	2

Para cada biomasa se hará cálculo de una ponderación por medio de la ecuación (5):

$$P_i = \sum_{j=1}^n \left(\frac{S_{ij}}{S_{max}} \cdot W_j \right) \quad (5)$$

donde,

- P_i = puntaje final normalizado de la biomasa i .
- S_{ij} = puntaje asignado a la biomasa i en el criterio j , en una escala de 1 a 5
- S_{max} = puntaje máximo de la escala, igual a 5
- W_j = ponderación porcentual del criterio j
- n = número total de criterios evaluados, igual a 5

Los resultados se presentan en la Tabla 5.6, en orden de mejor a peor puntaje.

Tabla 5.6: Resultado puntaje ponderado biomasa MCDA

Biomasa	Puntaje ponderado [%]
Estiércol de ave	94
Residuos hortícolas	79
Purín de cerdo	78
Residuos cerveceros	72
Lodos de depuradoras	71
Residuos de mataderos	71
Residuos frutícolas	67
ROU	67
Residuos vitivinícolas	61
Residuos forestales	57
Residuos lácteos	56
Rastrojos de cereales y cultivos anuales	55
Estiércol bovino	49
Estiércol ovino	35

El gráfico que representa estos datos se encuentra en la Figura 5.3.

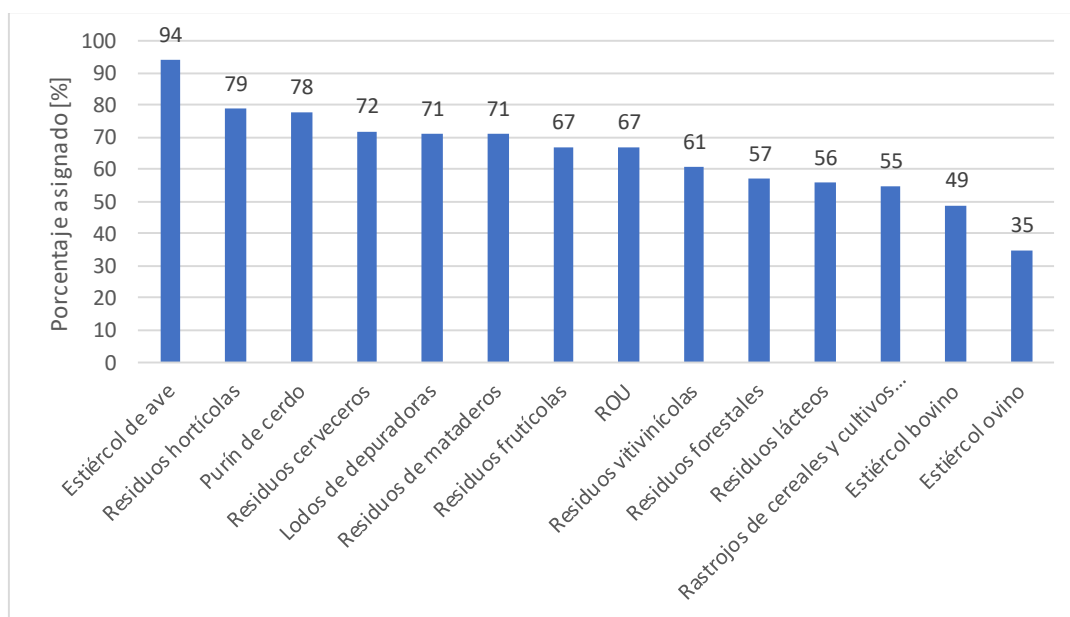


Figura 5.3: Gráfico resultados MCDA

5.2.2 Biomasa seleccionada

Se obtiene como resultado, que la biomasa con mayores aptitudes para generar biometano corresponde al estiércol de ave y los residuos hortícolas. Estos sustratos pueden combinarse para una codigestión en los reactores anaeróbicos.

Para el caso del estiércol de ave, se utilizará como referencia el residuo obtenido de plantales de aves para engorda, conocido también como pollinaza. Este residuo representa una mezcla de heces, cama y plumas, por lo que su contenido de nitrógeno es menor que el estiércol puro. Este sustrato se genera en mayor cantidad que la gallinaza, que es otro residuo obtenido a partir de heces de ave en plantales de gallinas ponedoras. Ambos tipos de estiércol de ave pueden mezclarse para la DA, pero hay que tener principal cuidado en la composición de la mezcla, sobre todo con el contenido de nitrógeno para evitar una inhibición en el proceso.

Dentro de la categoría de residuos hortícolas, se selecciona el rastrojo de maíz dulce debido a su presencia en la zona centro-sur, su aporte carbonado, su compatibilidad con ensilaje y su función como co-sustrato para balancear la baja relación C/N del estiércol de ave. Se podrían eventualmente utilizar otros tipos de hortaliza para complementar la demanda de co-sustratos, pero para facilitar los cálculos, solo se considerará para el proceso este tipo de residuo orgánico. Para el maíz dulce cosechado como hortaliza en estado de grano lechoso, se considera una generación aproximada de 15 t de rastrojo fresco por hectárea cultivada [103]. Estudios cuantificaron directamente los tallos, hojas y chalas remanentes después de retirar las mazorcas, reportando valores promedios de 14,9 a 15,0 t/ha.

Si se observa la Tabla 5.3, el potencial metanogénico de la mezcla de estiércol de ave y rastrojos de maíz posee un valor aproximado de 158,2 millones de Nm³ de metano anuales, equivalentes a unos 6 millones de MMBTU/año, y a un 19,7% del potencial metanogénico total. Esta cantidad permitiría cubrir un 6,9 % de la demanda total de gas natural en Chile, valor significativo si tomamos en cuenta que la totalidad de biometano que se produce en la Unión Europea, solo representa un 1,3% de la demanda de gas natural entre los 27 países que componen esta asociación.

5.2.3 Proyección materias primas

En un horizonte de evaluación de 10 a 20 años, la oferta de biomasa no debe considerarse completamente constante, ya que depende de la evolución de las actividades productivas que generan los residuos. No obstante, los antecedentes disponibles permiten prever la continuidad de las principales corrientes estudiadas.

Respecto de la disponibilidad futura, el Plan Sectorial de Mitigación al Cambio Climático del Sector Agricultura utiliza las tendencias productivas nacionales para construir un escenario hasta 2050. Como base, el Censo Agropecuario y Forestal 2021 registró 1,81 millones de hectáreas cultivadas, entre ellas 431.774 ha de cereales y 64.091 ha de hortalizas, además de aproximadamente 59 millones de aves, 2,6 millones de cerdos y 2,4 millones de bovinos. Para el escenario futuro, la superficie de cultivos se proyecta según su tendencia histórica hasta 2030 y luego se mantiene constante hasta 2050; asimismo, se estima que las existencias bovinas disminuirán cerca de 3%, mientras que las porcinas aumentarán alrededor de 9% hacia 2030, respecto de 2020. Estos antecedentes permiten prever que la generación de residuos agrícolas y pecuarios continuará durante el horizonte de 10 a 20 años del proyecto, aunque su disponibilidad efectiva no necesariamente permanecerá constante, debido a variaciones productivas y climáticas, competencia con otros usos y eficiencia de recolección. Para el sector avícola, el documento no entrega una proyección cuantitativa específica de largo plazo, por lo que la continuidad de su oferta debe comprobarse mediante contratos y actualización periódica de los inventarios de biomasa [95].

5.3 Benchmark, bases de diseño y balance de masa.

5.3.1 Benchmark de plantas y tecnologías comparables

El estudio *benchmark* permite verificar que el estiércol de ave puede procesarse industrialmente, comprobar que puede combinarse con otros residuos orgánicos, identificar escalas de plantas existentes y seleccionar la tecnología aplicable al caso.

a) Uso de residuos pecuarios como principal base de alimentación de plantas de biometano y codigestión con residuos vegetales

En Europa, los residuos agrícolas constituyen una de las principales fuentes utilizadas para la producción de biogás y biometano. Un caso relevante en este aspecto es Dinamarca, donde las plantas agrícolas de biogás se encuentran fuertemente asociadas a zonas con alta densidad ganadera. La Agencia Danesa de Energía señala que las plantas agrícolas, cuyo insumo principal corresponde a residuos ganaderos, representaron aproximadamente el 85% de la producción danesa de biogás en 2022. Además, en estas plantas, los residuos ganaderos constituyen alrededor del 75% de la biomasa alimentada, mientras que el 25% restante corresponde a residuos orgánicos de hogares e industria, paja y cultivos energéticos [104].

En las plantas agrícolas europeas, la codigestión de residuos pecuarios con sustratos vegetales constituye una configuración ampliamente utilizada. IEA Bioenergy señala que la mayoría de las plantas alemanas de digestión de cultivos a escala industrial operaban con mezclas basadas en estiércol, complementadas con maíz, pasto y cereales. En una caracterización de 707 plantas alemanas, las excretas animales representaron el 44% de la masa alimentada y los recursos agrícolas renovables el 48%. Dentro de este último grupo, el ensilaje de maíz correspondió al 73% de la alimentación [105]. Asimismo, en las plantas centralizadas de codigestión de Dinamarca se reporta el uso de distintos estiércoles, incluidos el estiércol de ave y la cama animal, junto con sustratos vegetales como maíz y ensilaje de maíz [106]. Estos antecedentes muestran que la combinación de residuos ganaderos con sustratos derivados del maíz no corresponde a una configuración excepcional, sino a una práctica establecida en los sistemas agrícolas europeos de producción de biogás.

Para el caso particular del estiércol de ave, la codigestión con materiales derivados del maíz también se encuentra respaldada experimentalmente. Böjti et al. evaluaron la cofermentación de estiércol de pollo con ensilaje y rastrojo de maíz, obteniendo aumentos en la producción de metano de 24% y 19%, respectivamente, en comparación con el estiércol tratado como único sustrato [107]. De este modo, la incorporación de rastrojo o ensilaje de maíz permite aportar materia orgánica carbonada y complementar el estiércol de ave, cuyo elevado contenido de nitrógeno puede limitar su digestión como monosustrato.

b) Escala de plantas

De acuerdo con la European Biogas Association, en 2024 existían 1.620 plantas de biometano en Europa, con una capacidad media aproximada de 483 Nm³/h de biometano. Sin embargo, las plantas agrícolas centralizadas que reciben residuos desde múltiples explotaciones pueden alcanzar capacidades considerablemente mayores, debido a la concentración regional de estiércoles, purines y residuos vegetales [2].

La planta BioEnergiepark Güstrow, en Alemania, opera con un caudal de sustratos de 150.000 toneladas anuales, principalmente una mezcla de estiércol de ave y otros residuos agrícolas. Esta planta está orientada a la producción de bio-GNL y bio-CO₂. En operación regular, la planta produce alrededor de 9.000 toneladas anuales de bio-GNL y 18.000 toneladas anuales de bio-CO₂ [108].

Una referencia directamente relacionada con la codigestión de estiércol de ave es la planta Benas-GNS, ubicada en Ottersberg, Alemania. Esta instalación posee una capacidad de diseño de 174.000 t/año de sustratos orgánicos y cuenta con cuatro digestores. Durante 2019 procesó aproximadamente 92.200 t/año, compuestas por 41.000 toneladas de ensilaje de maíz, 37.900 toneladas de otros cultivos y 13.300 toneladas de estiércol de ave. La planta produjo aproximadamente 20,4 millones de Nm³ de biogás durante ese año y una parte de este flujo fue posteriormente purificada para obtener biometano [109].

También existen plantas agrícolas centralizadas de mayor capacidad en Dinamarca. La planta Nature Energy Videbæk procesa aproximadamente 600.000 t/año de sustratos, incluyendo cerca de 60.000 t/año de estiércol sólido o cama animal, y genera alrededor de 20 millones de Nm³ de metano al año. Por su parte, la planta Nature Energy Korsbæk posee una capacidad

aproximada de 1.050.000 t/año, incluyendo cerca de 100.000 t/año de estiércol sólido y cama animal, y produce aproximadamente 36 millones de Nm³ de metano al año. Ambas instalaciones incorporan pretratamiento, mezcla de sustratos sólidos con corrientes líquidas y producción de biometano para inyección a red [110].

Como referencia específica para la digestión de estiércol de ave, la planta Tully Biogas, ubicada en Irlanda del Norte, procesa aproximadamente 40.000 t/año de cama de pollo como única materia prima y posee una capacidad eléctrica de 3 MW. La instalación utiliza una tecnología de stripping de nitrógeno para controlar la concentración de amoníaco. Aunque esta planta produce biogás para generación eléctrica y no biometano, demuestra que el estiércol de ave puede ser procesado industrialmente como sustrato principal cuando se incorpora un sistema adecuado de control de nitrógeno [111].

Los casos revisados muestran que las plantas agrícolas europeas presentan capacidades que abarcan desde aproximadamente 40.000 t/año para instalaciones basadas principalmente en cama de pollo hasta más de un millón de toneladas anuales para plantas centralizadas que procesan purines, estiércoles sólidos y residuos vegetales provenientes de múltiples productores. Sin embargo, estas capacidades suelen expresarse en masa húmeda y, por lo tanto, se encuentran condicionadas por el contenido de agua de las materias primas, lo que dificulta su comparación directa.

A partir de este intervalo se establece de manera preliminar una capacidad de procesamiento de 100.000 t_{ST}/año para el caso base de la presente memoria. El uso de sólidos totales permite expresar la capacidad sobre una base seca común y evitar que el tamaño de la planta dependa exclusivamente de la humedad de los sustratos. Esta capacidad representa una instalación industrial de gran escala, pero se mantiene dentro del orden de magnitud observado en las plantas agrícolas centralizadas identificadas mediante el *benchmark*. La distribución de esta capacidad entre las materias primas, su equivalencia en masa húmeda y la cantidad de sólidos volátiles procesados se determinarán posteriormente a partir de las propiedades y de la relación de codigestión seleccionada.

c) Tecnologías comúnmente utilizadas en este tipo de plantas

Desde el punto de vista tecnológico, Güstrow también es útil como referencia porque integra la cadena completa de producción: digestión anaeróbica, limpieza de biogás, upgrading, tratamiento de digestato, licuefacción de biometano a bio-GNL y licuefacción de CO₂. En su etapa de upgrading utiliza tecnología de membranas EnviThan, basada en membranas Evonik, la cual ha sido implementada en más de 100 plantas. Esto respalda la selección de membranas como tecnología de upgrading en la presente memoria, especialmente cuando el producto final puede destinarse tanto a inyección a red como a licuefacción [108].

En Europa, las plantas de digestión anaeróbica que procesan residuos agropecuarios suelen utilizar sistemas de digestión húmeda, principalmente reactores CSTR o tanques continuos agitados, adecuados para mezclas bombeables de estiércoles, purines y co-sustratos orgánicos. La European Biogas Association señala que la mayoría de los sistemas de digestión húmeda son continuamente agitados [112].

Para la limpieza del biogás, los equipos más comunes corresponden a trampas de condensado o enfriadores para retirar humedad, filtros mecánicos para partículas y sistemas de adsorción, especialmente carbón activado o materiales impregnados, para remover H₂S y siloxanos. En aplicaciones donde el gas será inyectado a red o usado como biometano vehicular, también se requiere secado más estricto mediante adsorción, tamices moleculares o tecnologías equivalentes [113].

En la etapa de upgrading, las tecnologías comerciales más utilizadas en Europa son el lavado con agua, absorción química con aminas, PSA, absorción física orgánica y separación por membranas. Entre ellas, las membranas han ganado importancia por sus mejoras recientes en pureza de metano, reducción de pérdidas, fácil instalación e independencia de insumos químicos y agua [114].

Finalmente, para el tratamiento de digestato, la separación sólido-líquido mediante prensa tornillo o centrífuga decantadora es una de las configuraciones más habituales. Esto es relevante para plantas agropecuarias, ya que permite reducir volumen, separar una fracción sólida valorizable y manejar la fracción líquida como fertilizante o corriente de recirculación [115].

5.3.2 Bases de diseño y definición del caso base

A partir del estudio benchmark se define la configuración tecnológica general de la planta que será evaluada. Sin embargo, el benchmark no entrega por sí solo todos los valores numéricos requeridos para formular el balance de masa y dimensionar los equipos. Por esta razón, las bases de diseño se complementaron con criterios de ingeniería, antecedentes científicos sobre digestión anaeróbica y propiedades físico-químicas de las materias primas seleccionadas. Finalmente, algunos parámetros fueron calculados específicamente para la mezcla propuesta. A continuación, se presentan estos antecedentes diferenciados según su origen.

5.3.2.1 Configuración tecnológica definida a partir del benchmark

Los casos analizados en el benchmark permitieron definir la configuración tecnológica general de la planta. Se describen a continuación cada criterio de proceso derivado del estudio *benchmark*, respaldado con otros documentos científicos.

- **Etapas de proceso:** se definen las etapas de proceso que tendrá la planta de biometano, basado principalmente en la configuración que posee actualmente la planta de Güstrow, Alemania, complementado con otras plantas que solo generan biometano gaseoso. Estas etapas son:
 - Llegada y recepción de materia prima
 - Tratamiento o preparación de sustratos
 - Digestión anaeróbica húmeda con digestores CSTR
 - Tratamiento de digestato, con separación sólido-líquido dado por una prensa tornillo y decantador centrífugo. Además, se presenta una subetapa para limpiar la corriente líquida de digestato recirculado, dado por un conjunto de equipos stripping-scrubbing.
 - Generación de energía
 - Limpieza de biogás
 - Mejora o *upgrading* de biogás con membranas

- Licuefacción de biometano
- Acondicionamiento e inyección en gasoducto
- Seguridad y laboratorio

Se dará mayor detalle de estas etapas en el subcapítulo 5.4.1.

- **Diseño reactor/digestor:** se utilizarán reactores o digestores tipo CSTR. Para calcular las dimensiones del digestor, se establece que el volumen máximo de diseño (volumen útil) será de 10.000 m³. Este valor se encuentra respaldado por instalaciones industriales como la planta de Westdorpe, en Países Bajos, que opera con nueve digestores de aproximadamente 10.000 m³ cada uno [116].
- **Criterio modular:** La planta se diseña bajo un criterio modular, tal como se presenta la planta de Güstrow, Alemania, donde el aumento de capacidad no se representa mediante el crecimiento indefinido de una única línea de proceso, sino mediante la incorporación progresiva de módulos de producción. Cada módulo considera una línea de recepción y preparación de sustratos, dos digestores anaeróbicos tipo CSTR, sistemas asociados de bombeo, mezcla, conducción de biogás y equipos auxiliares necesarios para su operación. En el modelo de cálculo, el número de módulos se determina en función de la capacidad anual de sólidos totales procesados y del volumen máximo admisible por digestor.

5.3.2.2 *Criterios de ingeniería y datos científicos*

a) **Condiciones generales de operación:**

Para transformar la configuración tecnológica anterior en un modelo cuantitativo, se establecen condiciones generales de operación a partir de referencias de ingeniería y digestión anaeróbica. Los criterios más importantes son:

- **Horas de operación:** la planta de biometano se encontrará operativa durante todo el año, por lo cual, se estima un tiempo de operación mecánica de 8.000 horas. Se estipula que el tiempo restante anual se empleará para ejecutar paros programados y mantención de equipos [117]

- **Temperatura ambiental:** Se utiliza como temperatura de referencia para estimar requerimientos térmicos de algunos equipos. Se determina que la temperatura ambiente será de 15 °C.

b) Condiciones de alimentación y digestión anaeróbica

- **Sólidos totales (ST) en el digestor:** Se recomienda que la mezcla alimentada a reactores CSTR opere dentro de un rango aproximado de 8 a 12% de sólidos totales [15]. Es por ello, que se estima un valor de un 10% de ST en la mezcla de sustrato presente en cada digestor.
- **Digestión húmeda:** Se recomienda que la mezcla alimentada a reactores CSTR opere dentro de un rango aproximado de 8 a 12% de sólidos totales [15]. Es por ello, que se estima un valor de un 10% de ST en la mezcla de sustrato presente en cada digestor.
- **Densidad de la mezcla de alimentación/sustrato:** se considera que la densidad de la mezcla de materias primas con un 10% de ST, será de 1.030 kg/m³ [118]
- **Temperatura digestores:** los digestores pueden operar eficientemente en condiciones mesófilas, que implica temperaturas entre 30 y 40 °C, y bajo condiciones termófilas, con temperaturas que van desde 50 a 65°C [119]. La mayoría de las plantas operan bajo condiciones mesófilas, pues son más estables y requieren menor gasto energético [15]. Se establece entonces una temperatura de operación de los digestores de 35 °C.
- **Tiempo de Residencia Hidráulico (TRH) y Tasa de Carga Orgánica (TCO):** para condiciones mesófilas, el TRH oscila entre 10 a 40 días [119], y el TCO suele estar entre 1,6 a 4,8 kgsv/(m³·día) [15]. Ambos parámetros se utilizan para dimensionar el tamaño de los digestores. Si se establece un valor promedio de TRH de 25 días, y un valor promedio de TCO de 3,2 kgsv/(m³·día), ambos

parámetros generarían un volumen de trabajo de diferente tamaño. Para efectos del cálculo de la memoria, se tomará en consideración el mayor volumen de trabajo generado entre ambos parámetros, y, por consiguiente, se recalculará el otro parámetro como ajuste.

c) **Criterios geométricos del digestor**

- **Relación H/D:** Ya que los digestores tendrán un tamaño considerable, se adopta una relación altura y diámetro (H/D) de 0,25. Este valor suele encontrarse entre los rangos 0,22 a 0,6 [120].
- **Freeboard:** una vez calculado el volumen de trabajo que tendrá la planta, se procederá a calcular el volumen geométrico real del digestor. Para ello, se agregará una mayor holgura en la altura del reactor, espacio conocido como *freeboard*, que corresponde a la altura libre entre la superficie máxima del líquido o mezcla dentro del reactor y la parte superior del tanque. Este espacio no forma parte del volumen útil de digestión, sino que se deja como un margen de seguridad para evitar rebalses, permitir variaciones del nivel de operación y absorber la formación de espuma o acumulación temporal de gas. Se considera que el valor de esta altura extra suele ser de 0,6 a 0,75 metros para digestores cuyo diámetro se encuentra entre 4,5 y 38 metros [121]. Para diseñar el reactor y obtener el volumen geométrico, se considerará un *freeboard* de 0,7 metros.

d) **Propiedades de la materia prima**

- **Características materias primas:** El balance de masa requiere caracterizar individualmente las materias primas seleccionadas. Para ello se utilizan el contenido de sólidos totales, la fracción de sólidos volátiles, los contenidos de carbono y nitrógeno, el rendimiento específico de metano y la densidad aparente. Estos valores permiten convertir la capacidad base de 100.000 t_{ST}/año a masa húmeda, calcular la cantidad de sólidos volátiles contenida en la alimentación, definir la relación de codigestión, estimar la producción de metano y determinar los caudales volumétricos de proceso.

Las características más relevantes de cada materia prima y sus unidades son:

- Sólidos totales (ST): % masa húmeda
- Sólidos volátiles (SV): % de ST
- Contenido de carbono: % de ST
- Contenido de nitrógeno: % de ST
- Rendimiento: $\text{Nm}^3_{\text{CH}_4}/\text{t}_{\text{SV}}$
- Densidad: kg/m^3

Los valores o rangos de valores a considerar por cada materia prima, se presentan en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7: Propiedades Materia prima [122, 123, 124, 125, 126]

Materia prima	ST	SV	%C	%N	Rendimiento	Densidad
Estiércol de ave	80%	81%	20%	2,5%	220-270	521,6
Rastrojo de maíz	32%	85%	47%	0,6%	180-230	630

e) Composición de biogás y desempeño de upgrading

- **Composición del biogás y biometano generado:** se definirá la composición de la corriente de biogás generado en la DA, la corriente de biogás limpio y seco obtenido del proceso de limpieza y la composición del biometano generado en la etapa de mejora del biogás, a través de valores típicos obtenidos en plantas de este tipo. Para efectos del balance de masa, se considera una composición de biogás y biometano dada por la Tabla 5.8.

Tabla 5.8: Composición de biogás y biometano [127]

Composición del gas	Biogás	Biometano
Metano (CH_4)	60%	99%
Dióxido de carbono (CO_2)	35%	1%
Agua	4%	-
Otros	1%	-

Para el criterio de «otros» en la composición del gas, se considera: H_2S , siloxanos, NH_3 , aerosoles, compuestos orgánicos volátiles, N_2 y O_2 .

- **Composición de biogás limpio:** se establece que, durante la limpieza del biogás, la extracción de impurezas será casi total, quedando solo un remanente del criterio «otros» con un 0,01%, mientras que, para la humedad contenida en el biogás, se tomará en consideración el punto de rocío alcanzado por el equipo deshumidificador. Se tomará como valor una temperatura de rocío de 5°C .
- **Pérdidas de metano en la operación:** específicamente en la etapa de mejora del biogás, al utilizar una membrana como método de separación del dióxido de carbono y metano, se considera que parte del metano en el biogás es arrastrado hacia la corriente de salida de dióxido de carbono, generando pérdidas entre 0,5 y 2% del volumen total [113]. Para esta memoria, se considera una pérdida de metano equivalente al 1% del metano contenido en el biogás alimentado al sistema de upgrading.

f) **Tratamiento de digestato y recirculación**

- **Separación en tratamiento de digestato y recirculación de agua:** El digestato es el sustrato que sale de los digestores y del cual ya no se producirá más metano. Este flujo pasará a la etapa de tratamiento de digestato, en donde se separará en una fracción sólida y en una fracción líquida. La fracción sólida pasará a denominarse fertilizante sólido, y deberá almacenarse en una zona de acopio en la planta para su posterior venta. Para la fracción líquida, una parte será enviada al conjunto de equipos de stripping/scrubbing para extraer el exceso de nitrógeno y así reincorporarlo al proceso. La otra parte de la fracción líquida será almacenada y utilizada como fertilizante líquido.
El proceso de separación de digestato suele llevarse a cabo por dos equipos: prensa de tornillo y un decantador centrífugo. En la Tabla 5.9 se presentan algunas

estimaciones para la etapa de separación de fases del digestato y el porcentaje a recircular.

Tabla 5.9: Estimaciones separación sólido-líquido [128, 129, 130, 131]

Estimación tratamiento de digestato	
Criterio	Valor
Fracción líquida separada en prensa tornillo	80%
%ST en fracción sólida prensa tornillo	30%
Fracción líquida separada en decantador	85%
%ST en fracción sólida decantador	25%
Fracción de líquido recirculado	50%

Según fuentes, la recirculación de digestato líquido es óptima para valores máximos de un 50% del caudal, debido a que flujos mayores podrían alterar la concentración de amoníaco en los digestores y provocar una inhibición de los microorganismos. La limpieza de este flujo, llevada a cabo por un sistema de stripping y scrubbing, no logra eliminar todo el amoníaco contenido en la corriente recirculada.

g) Conversión energética

- **Poder calorífico superior metano (PCS):** una vez calculada la cantidad volumétrica de biometano producido en la planta, podremos estimar la capacidad energética de la planta. El PCS del metano puro es de $39,9 \text{ MJ/Nm}^3$, también expresado como $11,08 \text{ kWh/m}^3$ o $0,0378 \text{ MMBTU/Nm}^3$. Para esta memoria, en función de comparar el CNB con el precio del gas natural, se utilizarán valores en MMBTU. El PCS del biometano se calculará en base al PCS del metano, multiplicado por el porcentaje de metano contenido. Para un biometano con 99% de metano, el PCS será de $0,0374 \text{ MMBTU/Nm}^3$.

5.3.2.3 *Parámetros calculados para el modelo*

A partir de las propiedades de las materias primas y de los criterios de diseño anteriores, se calcularon los parámetros específicos de la mezcla utilizada en el modelo.

En primer lugar, se evaluaron distintas proporciones entre estiércol de ave y rastrojo de maíz. Una relación 1:1 en toneladas de sólidos totales entrega una relación C/N de 21,6, valor comprendido dentro del intervalo recomendado de 20 a 30, señalado en el subcapítulo 3.1.2. En cambio, las relaciones 2:1 y 3:1 entregan valores de C/N de 15,5 y 13,2, respectivamente, aumentando el riesgo de inhibición por amoníaco. Por esta razón, se selecciona una relación 1:1 en sólidos totales. El cálculo se presenta en el Anexo 1.

Considerando los contenidos de SV y los rendimientos específicos de ambas materias primas, se obtiene un rendimiento ponderado de aproximadamente $225 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{t}_{\text{SV}}$ para la mezcla. Este valor se utiliza para estimar la producción teórica de metano a partir de la cantidad anual de sólidos volátiles procesados.

Por otra parte, al dimensionar los digestores con una TCO de $3,2 \text{ kgSV}/(\text{m}^3 \cdot \text{día})$, el TRH resultante es de aproximadamente 27 días. Este valor se encuentra dentro del intervalo mesófilo reportado en la literatura y, por lo tanto, se adopta como TRH del caso base.

Finalmente, al considerar un punto de rocío de 5°C y la remoción de contaminantes durante la limpieza, se calcula una concentración de humedad de 0,86% en el biogás limpio [132]. La composición resultante corresponde aproximadamente a 62,61% de CH_4 , 36,52% de CO_2 , 0,86% de agua y 0,01% de otros compuestos.

5.3.2.4 *Definición final del caso base*

Con la configuración tecnológica, los criterios de ingeniería y los parámetros específicos de la mezcla definidos anteriormente, se establece el caso base para desarrollar el balance de masa y la evaluación técnico-económica. La capacidad de la planta se fija en $100.000 \text{ t}_{\text{ST}}/\text{año}$, debido a que los sólidos totales representan la materia seca total contenida en los sustratos y permiten comparar la alimentación sin que el resultado dependa exclusivamente de su

contenido de agua. Además, se selecciona una planta de gran escala para dimensionar inicialmente el balance de masa utilizando referencias que abarcan capacidades industriales elevadas. De esta manera, el modelo podrá aplicarse posteriormente al dimensionamiento de plantas menores mediante escalamiento, sin extrapolar los equipos y parámetros de diseño fuera de los rangos respaldados por las referencias utilizadas.

La codigestión considera una relación 1:1 en ST, equivalente a 50.000 t_{ST}/año de estiércol de ave y 50.000 t_{ST}/año de rastrojo de maíz. De acuerdo con los contenidos de humedad y SV adoptados, la planta de biometano consumiría finalmente 218.750 t/año de materias primas húmedas y su contenido de SV será de 83.000 t/año. Los ST se utilizan como base nominal de capacidad, mientras que los sólidos volátiles se emplean para determinar la tasa de carga orgánica y estimar la producción de metano. La planta considera digestión anaeróbica húmeda en reactores CSTR mesófilos, upgrading por membranas y tratamiento del digestato con recuperación de nitrógeno.

La capacidad seleccionada permite evaluar una planta industrial de gran escala, consistente con las instalaciones agrícolas centralizadas identificadas en el *benchmark*, y aprovechar las economías de escala descritas en el subcapítulo 3.2.2. Al distribuir la inversión y los costos fijos de operación sobre una mayor producción de biometano, se espera disminuir el costo unitario de producción. No obstante, el beneficio económico de esta escala dependerá de disponer de suficiente estiércol de ave y rastrojo de maíz dentro de un radio de recolección compatible con los costos logísticos.

En la Tabla 5.10. se presenta un resumen con todos los parámetros y criterios establecidos para el cálculo del balance de masa.

Tabla 5.10: Base de diseño y parámetros del caso base

Parámetro	Valor adoptado	Origen	Uso en el modelo
Tipo de digestión	Húmeda, CSTR	Benchmark	Configuración del proceso
Configuración	Modular	Decisión de diseño basada en benchmark	Escalamiento de capacidad
Volumen útil máximo por digestor	10.000 m ³	Benchmark, planta Westdorpe	Número de digestores
Tecnología de upgrading	Membranas	Benchmark	Producción de biometano
Operación anual	8.000 h/año	Criterio de ingeniería	Conversión de flujos anuales
ST en alimentación a digestores	10%	Bibliografía científica	Dilución de sustratos
Densidad de mezcla	1.030 kg/m ³	Bibliografía	Caudal volumétrico
Temperatura de digestión	35 °C	Bibliografía científica	Operación y demanda térmica
Temperatura ambiental	15 °C	Supuesto de diseño	Balance térmico
TCO	3,2 kgSV/(m ³ ·día)	Criterio de ingeniería	Volumen de digestión
TRH	27 días	Resultado calculado	Verificación del volumen
Relación H/D	0,25	Bibliografía de ingeniería	Geometría del reactor
Freeboard	0,7 m	Bibliografía de ingeniería	Volumen geométrico
Relación de sustratos	1:1 en ST	Resultado calculado	Balance de alimentación
Relación C/N	21,6	Resultado calculado	Estabilidad de la DA

Rendimiento ponderado	225 Nm ³ CH ₄ /tSV	Resultado calculado	Producción de metano
CH ₄ en biogás	60%	Bibliografía	Flujo de biogás
CH ₄ en biometano	99%	Especificación de producto	Flujo de biometano
Pérdida de CH ₄	1%	Bibliografía tecnológica	Balance del upgrading
Recirculación de líquido	50%	Bibliografía científica	Consumo de agua fresca
PCS del biometano	0,0374 MMBTU/Nm ³	Cálculo energético	Capacidad y CNB
Capacidad del caso base	100.000 t _{ST} /año	Decisión de diseño	Dimensionamiento global

5.3.3 Balance de masa

Se formula un balance de masa en el software Excel a partir de los parámetros y la definición del caso base establecidos en el subcapítulo 5.3.2.4. La metodología de cálculo inicia estimando que ingresan 100.000 t/año de ST de sustratos al proceso en una relación 1:1, y dadas las propiedades de la materia prima descritas en la Tabla 5.7, significa que estarían ingresando al sistema 218.750 t/año de materia prima húmeda, de la cual, 62.500 t/año correspondería al estiércol de ave y 156.250 t/año al rastrojo de maíz. Además, se contabilizan 83.000 t/año de SV totales. Ya que los digestores operan con una mezcla de sustrato de un 10% de ST, la cantidad total de mezcla que entra a los digestores en el año es de 1.000.000 t/año. Como la operación de la planta anual se establece en 8.000 horas, entonces, el flujo por hora será de 125 t/h, de los cuales, 97,7 t/h corresponderán al agua para lograr la mezcla con un 10% de ST. Sin embargo, parte de esta agua de mezcla corresponderá a la fracción líquida recirculada del proceso de tratamiento de digestato, por lo cual, deberá conocerse su valor para tener certeza de la cantidad de agua de servicio requerida.

Conociendo la cantidad de SV que ingresan al sistema, y considerando un rendimiento ponderado promedio de $225 \text{ Nm}^3_{\text{CH}_4}/\text{t}_{\text{SV}}$, podemos estimar que se obtendrán aproximadamente $18.675.000 \text{ Nm}^3/\text{año}$ de metano, equivalentes a $2.334 \text{ Nm}^3/\text{h}$. Si el biogás generado tiene un 60% de metano, entonces, el flujo de biogás será de $3.891 \text{ Nm}^3/\text{h}$.

El biogás generado en la DA será sometido a limpieza, extrayendo gran parte de la humedad contenida y de contaminantes. Finalmente, obtendremos una corriente de biogás limpio de $3.729 \text{ Nm}^3/\text{h}$, extrayendo así 0,094 t/h de agua.

El biogás limpio entrará al proceso de upgrading con el skid de membranas, donde un 1% del metano será considerado como pérdida al ser arrastrado por la corriente de CO_2 . La corriente de CO_2 de salida será de $1.394 \text{ Nm}^3/\text{h}$, y el biometano total obtenido en la planta será de $2.334 \text{ Nm}^3/\text{h}$. El biometano obtenido será limpiado finalmente para la licuefacción, extrayendo el resto de agua y CO_2 contenido en el gas.

El balance global neto de la planta, obteniendo como resultado un biometano seco y limpio para ingresar al proceso de licuefacción, está representado en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11: Resultado Balance de masa Excel 100.000 t/año ST

Entradas [t/h]	Valor
Sustratos	27,34
Agua fresca de dilución	57,15
Total	84,50
Salidas [t/h]	Valor
Biometano	1,61
CO ₂	2,85
Fertilizante sólido	38,6
Fertilizante líquido	41,0
Sulfato de amonio	0,54
Agua	0,12
Otros contaminantes	0,05
Pérdida metano upgrading	0,02
Total	84,50

Este balance posee como corriente de entrada al sistema la mezcla entre sustratos y agua para lograr una cantidad de ST en el biodigestor de un 10%. Las corrientes de salida corresponden al producto principal, biometano; la emisión atmosférica controlada de la corriente rica en CO₂ del upgrading; los fertilizantes sólidos y líquido obtenidos del tratamiento de digestato, el sulfato de amonio obtenido del proceso de limpieza de la corriente de agua recirculada, el agua extraída del biogás por el chiller en el proceso de limpieza y el agua extraída por el tamiz molecular previo a la licuefacción, los compuestos contaminantes que se encuentran en el gas y la pérdida de metano dentro del upgrading.

Finalmente, para el caso base dado por una planta que procesa 100.000 t/año de ST de estiércol de ave y rastrojos de maíz en una relación 1:1 de ST, se obtiene una corriente de 2.334 Nm³/h o 18.675.000 Nm³/año. Utilizando el PCS del biometano expresado en el punto g) conversión energética del subcapítulo 5.3.2, con un valor de 0,0374 MMBTU/Nm³, se obtiene una capacidad energética de la planta de 699.158 MMBTU/año.

5.4 Configuración del proceso, dimensionamiento de equipos y estimación de costo nivelado de biometano (CNB)

5.4.1 Etapas de proceso y equipos

Se entregará información de los equipos necesarios para cada etapa u operación unitaria que requiere la planta de producción de biometano. Tal como se señala en el subcapítulo 5.3.2, la producción de biometano se divide en 10 etapas.

5.4.1.1 Recepción de materias primas

La llegada de materia prima a la planta se realizará a través de tractocamiones con semirremolques tipo tolva, almacenando las materias primas en las zonas de acopio. El principal equipo que contempla esta etapa es una báscula de camiones con capacidad máxima de 60 toneladas, con un precio de inversión único, detallado en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Recepción de materias primas

Equipo	Uso/Especificaciones
Báscula camionera	Verifica peso de entrada y salida.

Por medio de cargadores frontales, la materia prima acopiada bajo techo será depositada en camiones basculantes laterales para ser llevados a los alimentadores sólidos de cada módulo, permitiendo una descarga mucho más rápida y controlada. En cada módulo de la planta, el estiércol de ave con cama será depositado en un alimentador sólido, mientras que el rastrojo de maíz ensilado será depositado en otro.

5.4.1.2 Preparación de sustratos:

Para asegurar una continua alimentación en los digestores, dosificar ambas materias primas al sistema en la relación adecuada y evitar el ingreso de elementos externos que puedan dañar los equipos mecánicos, se deberá contar con una línea de equipos dispuestos en serie para realizar un correcto ingreso de la materia prima al sistema.

Ya que la relación de mezcla de las materias primas pudiese diferir operacionalmente para biomasas con diferentes composiciones, estas serán dosificadas a través de dos alimentadores sólidos hasta un tornillo sinfín común, que conducirá el sustrato hasta un elevador de cangilones, descargando así en un estanque de mezclado. Aquí se homogenizará la mezcla con una corriente de agua hasta lograr el porcentaje de ST requerido por el biorreactor. Cabe destacar que el estanque mezclador contará con una unidad para separar cuerpos extraños que provoquen daño en los equipos aguas abajo. Finalmente, una bomba de cavidad progresiva transportará la mezcla de sustratos hasta los dos digestores que operan en cada módulo de la planta. El detalle de los equipos utilizados en esta etapa y los costos de inversión, se encuentra en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Preparación de sustratos

Equipo	Uso/Especificaciones
Alimentador sólido	Recibe la materia prima desde vehículos de carga y dosifica la cantidad requerida en el tornillo sinfín. Diseño: Se diseña a partir del flujo volumétrico de materia prima, para 12 horas de operación y un 20% de holgura.
Tornillo sinfín	Transporta la biomasa longitudinalmente.
Elevador de cangilones	Transporta la biomasa a mayores alturas.
Estanque de mezclado	Mezcla la materia prima con parte de la fracción líquida purificada del tratamiento de digestato para alcanzar el % de ST requerido en el biorreactor. Cuenta además con una trampa piedra.
Bomba cavidad progresiva	Transporta la mezcla de sustratos hasta los digestores. Cantidad: 1 por módulo

El diagrama de procesos de esta etapa se presenta en la Figura 5.4.

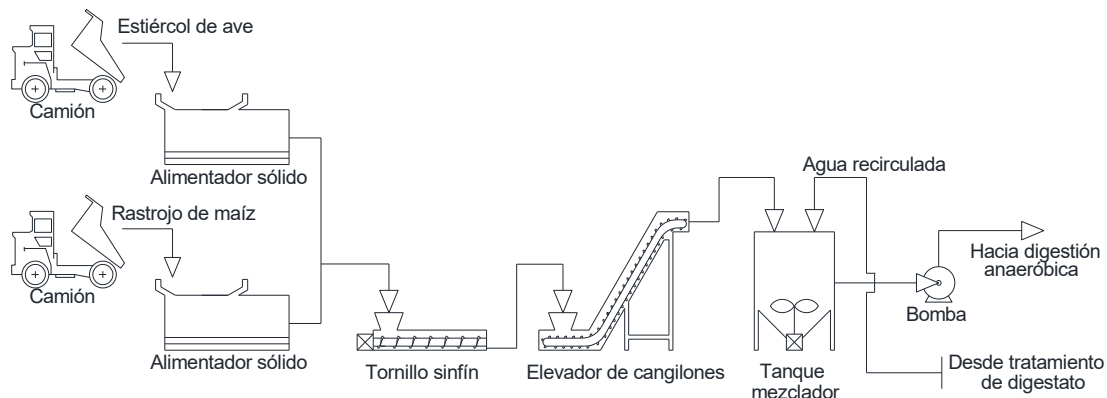


Figura 5.4: Diagrama de proceso de tratamiento de materia prima

5.4.1.3 Digestión Anaeróbica:

Esta es la etapa más importante en la planta de producción de biometano. Un correcto control de los parámetros de procesos durante la digestión anaeróbica en los digestores, permitirá una mayor proliferación y fermentación por parte de los microorganismos, produciendo así más metano. Los digestores/reactores tipo CSTR operarán a una temperatura mesófila, manteniendo una temperatura constante de 35°C a través de un intercambiador de calor interno tipo serpentín, y tendrán asignados 6 agitadores horizontales cada uno. Sobre el reactor se encontrará una cúpula de doble membrana, llamada gasómetro, cuya función es acumular y contener el biogás producido antes de su envío a limpieza y *upgrading*. En la línea de salida del gasómetro se instalará un analizador de gases.

El flujo de mezcla de sustrato que sale de ambos digestores se denomina digestato, que luego de cumplir el tiempo de residencia hidráulico definido, se bombeará a un depósito común, que servirá como un estanque pulmón para enviar este residuo a la zona de tratamiento de digestato.

Los equipos requeridos en esta etapa se presentan en la Tabla 5.14.

Tabla 5.14: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Digestión Anaeróbica

Equipo	Uso/Especificaciones
Digestor/Biodigestor tipo CSTR	Reactor donde ocurre la digestión anaeróbica de la biomasa. Cuenta con un intercambiador de calor tipo serpentín, agitadores y gasómetro de doble membrana como cúpula.
Bomba cavidad progresiva	Transporta el digestato desde digestores hacia el depósito de digestato, y desde el depósito de digestato hacia zona de tratamiento de digestato. Cantidad: 3 por módulo
Depósito de digestato	Recibe el digestato residual desde los digestores, y alimenta la etapa de tratamiento de digestato. Posee una cubierta hermética para evitar la liberación de malos olores y metano residual. Diseño: flujo volumétrico de digestato de entrada y 12 horas de operación.
Analizador de gases	Analiza composición del biogás formado en los digestores
Trampa condensados	Captura la humedad que es transportada por arrastre hasta el soplador.
Soplador	Cada digestor tendrá un soplador para movilizar el biogás generado hacia un colector de gases, previo a la limpieza del biogás.

El diagrama de procesos de esta etapa se presenta en la Figura 5.5.

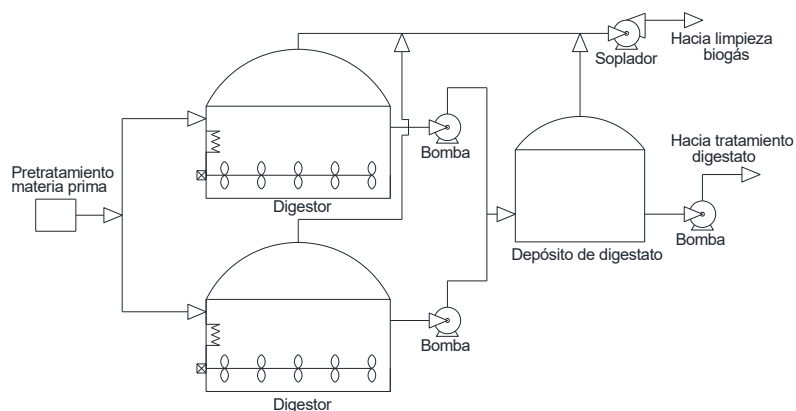


Figura 5.5: Diagrama de procesos Digestión Anaeróbica. Elaboración propia.

5.4.1.4 Tratamiento de digestato:

El digestato residual proveniente de la etapa de digestión anaeróbica será trasladado a 3 estanques de almacenamiento, que alimentarán la zona o planta de tratamiento de digestato. En este lugar, mediante una separación mecánica llevada a cabo por una prensa tornillo y un decantador centrífugo, se separará el digestato en una fracción sólida y una fracción líquida. La fracción sólida será retirada mediante camiones hasta una zona de acopio, donde posteriormente se venderá como fertilizante, mientras que parte de la fracción líquida será recirculada al proceso, debiendo pasar por una etapa de limpieza para eliminar el amoníaco contenido. Esta etapa implica un set de stripping y scrubbing. En la etapa de stripping se requiere aumentar la temperatura del flujo de ingreso para favorecer la conversión del nitrógeno amoniacal hacia amoníaco libre (NH_3), a una temperatura de 70°C [133]. El NH_3 se transfiere desde la fase líquida hacia una corriente de aire de arrastre, reduciendo así parcialmente la concentración de amoníaco en la fracción líquida antes de su recirculación al proceso. Posteriormente, la corriente de aire rica en NH_3 ingresa a una etapa de scrubbing ácido, donde entra en contacto con una solución de ácido sulfúrico. En esta etapa, el amoníaco es absorbido y reacciona con el ácido, formando sulfato de amonio, compuesto que puede ser recuperado como subproducto fertilizante. Los cálculos para determinar el sulfato de amonio generado se encuentran en el Anexo 2. La fracción líquida que no sea llevada a recirculación, se almacenará como fertilizante líquido en grandes estanques con cubierta de membrana para evitar malos olores. Los equipos requeridos en esta etapa se presentan en la Tabla 5.15.

Tabla 5.15: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Tratamiento de digestato

Equipo	Uso/Especificaciones
Estanque de almacenamiento digestato	Almacenamiento digestato para alimentar planta de tratamiento de digestato Diseño: Flujo volumétrico de digestato, con capacidad de 12 horas.
Bomba cavidad progresiva	Transporta el digestato desde estanques de almacenamiento hacia planta de tratamiento.
Prensa de tornillo	Primera separación sólido-líquido del digestato, eliminando material fibroso.
Decantador centrífugo	Segunda etapa de separación sólido-líquido, para eliminar en mayor medida los sólidos contenidos.
Tolva de fondo vivo	Recibe la fracción sólida, evita compactación/puentes del sólido y dosifica el material hacia el sistema de transporte. Diseño: almacenamiento de 1 hora.
Tornillo sinfín	Transporta el fertilizante sólido longitudinalmente.
Elevador de cangilones	Transporta el fertilizante sólido en altura, para descargar en camiones.
Tolva con compuerta	Recibe el fertilizante sólido para descarga en camiones. Diseño: almacenamiento de 1 hora.
Stripping/Scrubbing	Elimina el amoníaco contenido en el flujo de digestato líquido recirculado.
Bomba cavidad progresiva	Transporta el digestato/fertilizante líquido hacia los estanques de almacenamiento
Estanques digestato líquido	Almacenamiento definitivo de digestato líquido. Posee cubierta para evitar malos olores. Diseño: son 3. Se diseñan según el flujo volumétrico de digestato/fertilizante líquido, volumen máximo de 15.000 m ³ y 3 meses de almacenamiento [134].

El diagrama de procesos de esta etapa se presenta en la Figura 5.6.

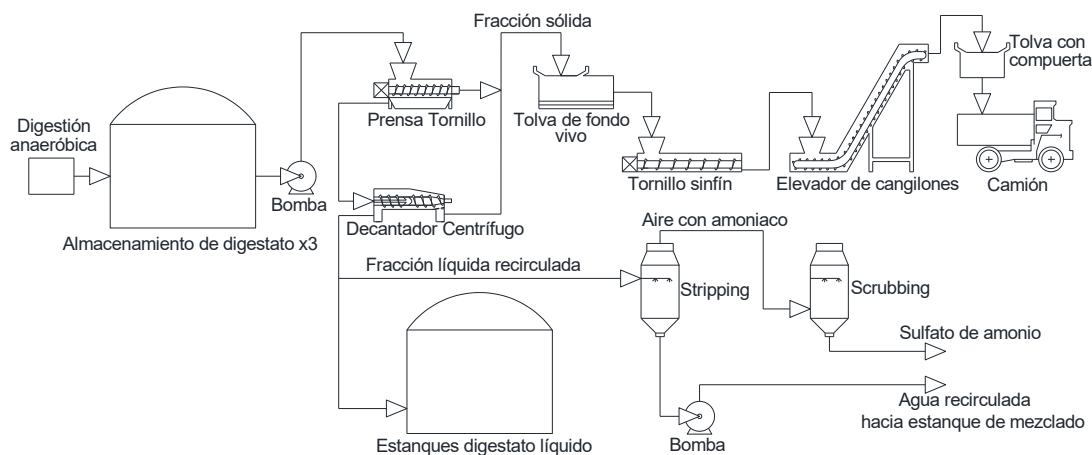


Figura 5.6: Diagrama de procesos de Tratamiento de digestato

5.4.1.5 Generación de energía

La planta de producción de biometano requiere suministro térmico para mantener las condiciones de operación de algunas etapas del proceso. La principal demanda de calor se encuentra en los digestores anaeróbicos, donde la mezcla de sustratos debe mantenerse a temperatura mesófila, cercana a 35 °C. Adicionalmente, la etapa de stripping de amoníaco requiere elevar la temperatura de la fracción líquida recirculada del digestato, con el fin de favorecer la conversión del nitrógeno amoniacal hacia amoníaco libre y mejorar su transferencia hacia la corriente gaseosa de arrastre.

Para cubrir esta demanda térmica, se considera una caldera alimentada con gas natural, encargada de generar el calor necesario para los sistemas de intercambio térmico del proceso. La transferencia de calor hacia los digestores se realiza de manera indirecta, mediante serpentines o intercambiadores asociados al reactor, evitando el contacto directo entre el fluido calefactor y la mezcla de sustratos. En el caso del sistema de stripping, la caldera permite acondicionar térmicamente la corriente líquida antes de su ingreso al equipo.

La electricidad requerida por bombas, agitadores, sopladores, compresores, equipos de separación y sistemas auxiliares se considera suministrada desde la red eléctrica, por lo que esta subetapa contempla únicamente el suministro de energía térmica de proceso.

El equipo requerido en esta etapa se presenta en la Tabla 5.16.

Tabla 5.16: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Generación de energía

Equipo	Uso/Especificaciones
Caldera	Se utiliza con el fin de generar vapor para intercambio energético.

5.4.1.6 Limpieza de biogás

El biogás producido en los digestores, es llevado hasta la zona o módulo de limpieza de biogás, donde se procurará extraer el agua, polvo, sulfuro de hidrógeno y amoníaco, para evitar el deterioro de los equipos aguas abajo. Primero, el biogás será enfriado por medio de un *chiller* para alcanzar el punto de rocío y condensar el contenido de humedad del biogás. Finalmente, el biogás pasará por un filtro coalescente para retirar contaminantes líquidos en forma de aerosol y partículas finas, y también por un filtro de carbón activado, para retirar el sulfuro de hidrógeno, siloxanos y compuestos orgánicos volátiles. Al final de esta etapa, se deberá analizar el gas para comprobar que las impurezas hayan sido retiradas correctamente.

Los equipos necesarios en esta etapa se encuentran detallados en la Tabla 5.17.

Tabla 5.17: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Limpieza de biogás

Equipo	Uso/Especificaciones
Chiller	Enfría el gas para condensar parte del vapor de agua.
Filtro Coalescente	Extrae partículas y aerosoles del biogás, protegiendo así el filtro de carbón activado.
Filtro carbón activado	Extrae sulfuro de hidrógeno.
Analizador de gases	Analiza composición del biogás formado en los digestores

El diagrama de proceso, se presenta en la Figura 5.7, en conjunto con la etapa de mejora del biogás.

5.4.1.7 Mejora del biogás/upgrading:

En esta etapa se llevará a cabo la separación de los compuestos principales del biogás, el dióxido de carbono y el metano. Esta separación se produce gracias al principio de permeabilidad o difusión de los gases a través de un sólido. Al aplicar presión en la corriente de biogás, las moléculas de metano y dióxido de carbono se absorben o solubilizan en la superficie de la membrana del lado de alta presión, luego difunden a través del material polimérico y finalmente se desorben hacia el lado de menor presión. La velocidad con que cada gas atraviesa la membrana depende de su permeabilidad, la cual está determinada por dos factores: la solubilidad del gas en el polímero y su difusividad dentro de la matriz polimérica. En general, el CO₂ presenta una mayor permeabilidad que el CH₄, debido a que posee mayor afinidad con muchos materiales poliméricos y además difunde con mayor facilidad. Como resultado, el CO₂ atraviesa preferentemente la membrana hacia la corriente permeada, mientras que el metano queda concentrado en la corriente retenida, obteniéndose así una corriente enriquecida en CH₄ denominada biometano.

Los equipos necesarios en esta etapa se detallan en la Tabla 5.18.

Tabla 5.18: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa Upgrading

Equipo	Uso/Especificaciones
Skid de Membranas	Separa el dióxido de carbono del metano. Contiene compresor.
Analizador de gases	Analiza composición del biometano generado en el upgrading.

El diagrama de proceso se presenta en la Figura 5.7, en conjunto con la etapa de limpieza del biogás.

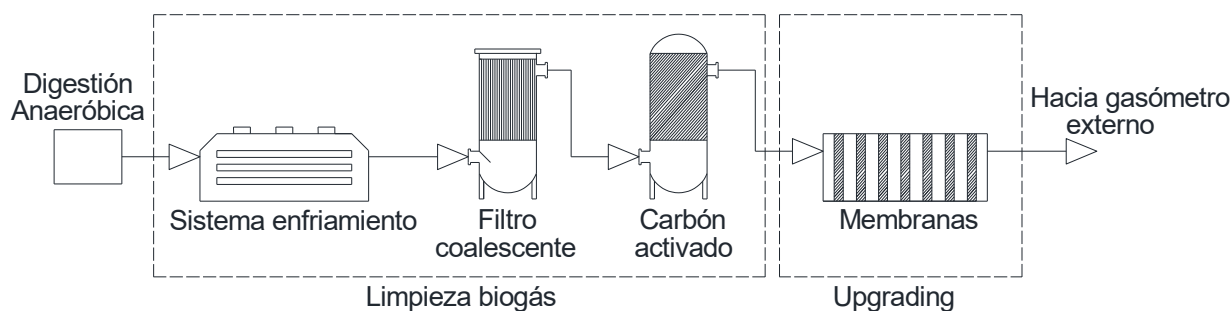


Figura 5.7: Diagrama de proceso de Limpieza biogás y Upgrading.

5.4.1.8 Licuefacción del biometano

La licuefacción del biometano para la formación de Bio-GNL es una opción que puede adoptar la planta para entregar un producto con una mayor densidad energética a través de tractocamiones con remolque tipo estanque. El estudio de esta etapa es clave para entender la diferencia de costos de producción y distribución respecto al biometano gaseoso.

Para poder licuar el biometano, es necesario retirar lo máximo posible las impurezas, humedad y dióxido de carbono presentes en el gas, para evitar la congelación y daños en la sección criogénica. Primero, el biometano será comprimido a través de un compresor multietapa, que contará con interenfriadores y separador de condensado. Luego se empleará un filtro coalescente para retirar cualquier rastro de partículas, aerosoles y aceite presente en el gas para proteger el resto de los equipos. El biometano limpio pasará por un tamiz molecular para reducir el contenido de humedad hasta un valor inferior a 1 ppmv [135], y luego por un equipo de adsorción por cambio de presión (PSA) para reducir el contenido de dióxido de carbono a una concentración inferior a 50 ppmv [136]. Posteriormente, se analizará el biometano para revisar su composición y dar inicio a la licuefacción. El skid de licuefacción corresponde a una unidad compacta encargada de transformar el biometano purificado en bio-GNL mediante enfriamiento criogénico. En una configuración basada en refrigerante mixto simple (SMR), el biometano se enfría progresivamente en una caja fría o intercambiador criogénico principal, mientras un circuito cerrado de refrigerante extrae el calor del proceso mediante compresión, enfriamiento, expansión y recirculación. Durante

esta etapa, el biometano se condensa y puede subenfriarse para obtener un líquido más estable antes de su envío al estanque criogénico. El skid puede integrar internamente compresores de refrigerante, enfriadores, separadores, válvulas de expansión, intercambiadores criogénicos, sistemas de control e instrumentación.

El detalle de los equipos necesarios en esta etapa se encuentra en la Tabla 5.19.

Tabla 5.19: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa de Licuefacción

Equipo	Uso/Especificaciones
Compresor multietapa	El biometano se comprime hasta alta presión antes del enfriamiento criogénico.
Filtro Coalescente	Extrae partículas y aerosoles del biogás, protegiendo y dando más vida útil al tamiz molecular.
Tamiz molecular	Secado profundo del biometano.
PSA	Sistema de polishing para retirar el CO ₂ .
Analizador de gases	Analiza composición del biometano purificado previo a licuefacción.
Skid de licuefacción	Sistema de licuefacción de biometano.
Skid de carga	Posee estanque de almacenamiento y bomba criogénica para carga en camiones. Diseño: 2 días de capacidad.

El diagrama de procesos de esta etapa se presenta en la Figura 5.8.

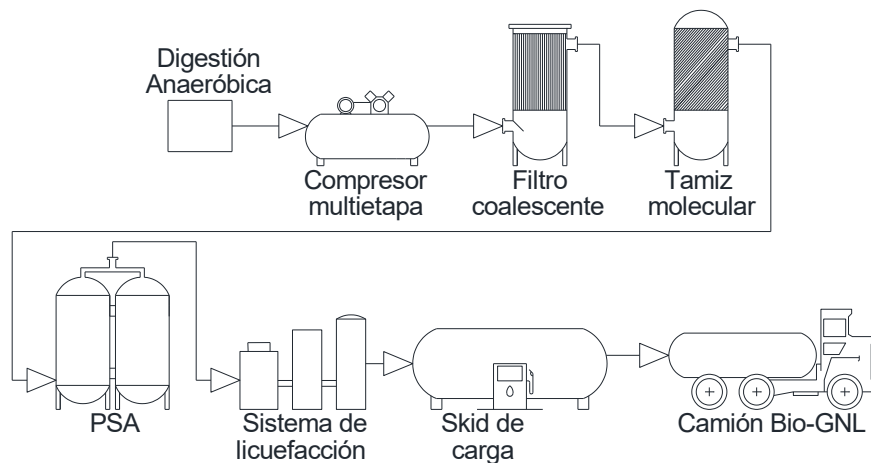


Figura 5.8: diagrama de proceso de la etapa de licuefacción

Para la producción de bio-GNL, se estima que la planta de producción será la responsable de transportar este combustible mediante tractocamiones con semirremolque tipo estanque hasta una PSR, lugar donde el bio-GNL será almacenado, vaporizado, regulado en presión, medido, odorizado y finalmente inyectado a la red. En Chile, los antecedentes de PSR muestran que estas instalaciones están vinculadas al operador o concesionario de distribución, por lo que la regasificación e inyección a red podrían considerarse fuera del alcance del estudio de esta memoria.

5.4.1.9 Acondicionamiento e inyección a gasoducto

El biometano debe ser acondicionado antes de su inyección a una red de gas o punto de inyección y medición. La SEC define estos puntos como el lugar donde se realiza la inyección de gas a un tramo de la red de distribución, y se exige que se verifique allí la calidad del gas inyectado [137]. Este acondicionamiento contempla 4 etapas:

- a) Regulación de presión: Esta etapa permite ajustar la presión del biometano purificado para que sea compatible con la presión del gasoducto o red de distribución. En la práctica, si el biometano sale del upgrading a una presión inferior a la requerida por la red, se debe incorporar una etapa de compresión. Si la presión fuese superior, bastaría entonces con una reducción y control de presión.

- b) Olorización: consiste en agregar una pequeña cantidad de odorante al biometano para que eventuales fugas puedan ser detectadas por olor. Esto es relevante especialmente cuando el gas se inyecta a redes de distribución o puntos donde el gas debe llegar odorizado al usuario final.

- c) Control de calidad del gas: Esta etapa verifica que el biometano cumpla con las especificaciones exigidas antes de ingresar al gasoducto. Normalmente se controla la composición del gas, contenido de CH₄, CO₂, O₂, N₂, H₂S, humedad, poder calorífico e índice de Wobbe. En caso de que el gas quede fuera de especificación, el flujo deberá desviarse mediante válvulas automáticas de desvío y una línea de retorno hacia el estanque pulmón, recircularse al tratamiento/upgrading o enviarse hacia la antorcha.
En Chile, el biometano inyectado en la red de gasoducto debe cumplir las especificaciones detalladas en la norma chilena NCh3213-2010 Biometano Especificaciones.

- d) Medición fiscal o comercial: permite cuantificar oficialmente el biometano inyectado a la red. Esta medición se utiliza para facturación, balance de masa/energía, trazabilidad del producto y cumplimiento regulatorio.

Los costos asociados a estas etapas dependerán de las responsabilidades asignadas entre la producción del biometano y el operador de distribución. En Chile, la normativa establece explícitamente que son las empresas distribuidoras de gas natural las encargadas de suministrar este combustible con las especificaciones de calidad exigidas. Además, también son los operadores de red o las empresas distribuidoras quienes tienen la responsabilidad de entregar un producto odorizado a los usuarios finales [137]. En consecuencia, para efectos del modelo económico, la planta considerará el acondicionamiento necesario para transportar el biometano hasta el punto de conexión acordado. Las etapas de odorización, medición fiscal y validación final de calidad se consideran responsabilidad del operador de red. Esto se condice con lo que sucede en Europa, donde la odorización suele ser responsabilidad del

operador de red, mientras que la regulación de presión/compresión suele recaer más frecuentemente en el producto [138].

En cuanto a los puntos de inyección de medición en Chile, debido a la escasa oferta de biometano, no existe actualmente una infraestructura adecuada para que empresas que generen este biocombustible puedan conectarse directamente en la red de distribución. La única empresa que inyecta biometano gaseoso en Chile es la planta de tratamiento de aguas servidas (PTAS) La Farfana, de Aguas Andinas, quien inyecta biometano gaseoso en la red de gasoductos de Metrogas en la región Metropolitana. La planta, ubicada en Maipú, produce biometano y lo transporta a través de un gasoducto de 14 km hasta las instalaciones de gas de Metrogas en Estación Central.

Para esta memoria, se estima que la instalación de la planta y producción de biometano estará acompañada de un acuerdo comercial con una de las dos concesionarias que operan en las tres regiones seleccionadas. Estas distribuidoras de gas natural por red son GasValpo en la región del Maule, y Metrogas en la Región Metropolitana y O'Higgins.

Esta etapa requerirá el uso de un estanque pulmón o gasómetro externo de doble membrana que ayudará a amortiguar las variaciones de caudal entre la etapa de upgrading y la compresión. Los gasómetros se diseñan típicamente para un volumen de aproximadamente el 10 a 30% de la producción diaria de biogás [139] Se estima entonces que se dimensionará el volumen del gasómetro según el 20% del caudal de biometano producido diariamente en la planta. Luego, un compresor multietapa entregará la presión necesaria para desplazar el biometano gaseoso a través del ducto, considerando las pérdidas de carga que puedan haber dada la distancia entre la planta y el punto de inyección a la red. El costo de inversión del ducto se estima con un valor de 580 €/m, es decir, unos 666.884 USD/km, dado por la fórmula regulatoria italiana de Snam [138]. El costo del ducto variará según la distancia establecida entre la planta y el punto de inyección. Finalmente, se presentará otro compresor multietapa para regular la presión del biometano a la red de gasoducto.

La descripción de los equipos necesarios en esta etapa se presenta en la Tabla 5.20.

Tabla 5.20: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa de Acondicionamiento/Inyección a gasoducto

Equipo	Uso/Especificaciones
Gasómetro externo	Amortigua las variaciones de caudal entre la etapa de upgrading y la compresión. Diseño: 20% del biometano producido a diario.
Compresor multietapa (x2)	Aumenta la presión del biometano para permitir su transporte por ducto e inyección a la presión requerida.

El diagrama de proceso de esta etapa se muestra en la Figura 5.9.

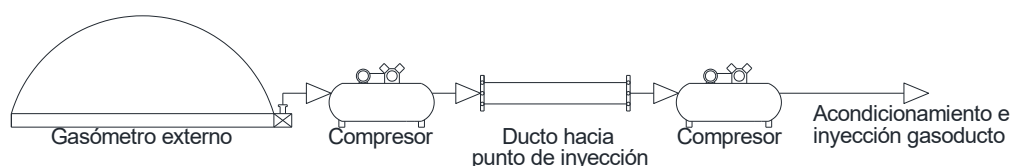


Figura 5.9: Diagrama de proceso de Acondicionamiento/Inyección a gasoducto. Elaboración propia.

5.4.1.10 Seguridad y Laboratorio

Como etapa extra al tren principal de producción, se plantean aquí los equipos básicos de seguridad y análisis de laboratorio que requiere una planta de biometano para un correcto funcionamiento. La antorcha es esencial para una planta que procesa biogás/biometano, ya que ante cualquier eventual problema que surja en la operación, los biogases no pueden acumularse ni tampoco pueden ventearse directamente a la atmósfera, por lo que deberán ser dirigidos hacia la antorcha para su quema directa. Por otro lado, equipo de laboratorio será necesario para analizar la composición del lote contenido en los digestores de cada módulo. Se estima que se requerirá 1 laboratorio por cada módulo de la planta.

Los equipos necesarios en esta etapa se presentan en la Tabla 5.21.

Tabla 5.21: Equipos, especificaciones e inversión de la etapa de Seguridad y Laboratorio

Equipo	Uso/Especificaciones
Antorcha de gas	Quema excesos de biogás durante producción o mantención
Equipo de laboratorio	Permite analizar muestras de los digestores

En el Anexo 3 se presenta un diagrama de procesos de toda la planta.

5.4.2 Estimación del Costo Nivelado del biometano

Se utiliza la metodología planteada en el subcapítulo 3.1.5 para calcular el CNB.

Los valores monetarios a utilizar en este trabajo corresponderán al mes de marzo de 2026. Estos se presentan en la Tabla 5.22.

Tabla 5.22: equivalencias monetarias [140]

Cambio de moneda (31 de marzo)	
1 USD a CLP	931,57
1 Euro (€) a USD	1,15
1 rupia india (₹) a USD	0,011
1 Libra esterlina (£) a USD	1,324

5.4.2.1 Cálculo de inversión

a) Metodología de cálculo de inversión de capital total

El alcance de la inversión considera todas las etapas de producción descritas anteriormente en el subcapítulo 5.4.1, la adquisición de vehículos de transporte cuando el escenario logístico lo considere y el capital de trabajo. Por otro lado, se excluirán de este cálculo los costos asociados a la regasificación del bio-GNL en la PSR y la odorización, control de calidad y medición fiscal del biometano en el punto de inyección a gasoducto, ya que, como se comentó en el subcapítulo 3.2.7, estas etapas suelen ser responsabilidad del operador de red de distribución de gas natural.

La metodología para calcular la inversión se hará en base a los costos de los equipos principales de la planta, tal como se plantea en el subcapítulo 3.1.5.1. Para calcular el total de costos de los equipos, se requerirá conocer primero la capacidad o dimensión de cada equipo necesario para operar en una planta con la capacidad establecida en el caso base. Estas capacidades se obtendrán a través del balance de masa realizado a través del software Excel. Una vez obtenidas las dimensiones de cada equipo, se podrá hacer uso de la regla de los seis décimos, para así estimar el costo de cada equipo.

La información con los costos de referencia y capacidad para cada equipo principal se encuentra en el Anexo 4.

Para distintas referencias de precios de equipos, los valores totales encontrados y señalados en la Tabla 8.1, muchas veces no suelen representar solo el costo total del equipo físico a instalar en la planta, sino que, además, incorpora en la totalidad de este valor otros costos ya asociados a los ítems presentes en la Tabla 3.1, del subcapítulo 3.1.5.1. Por ejemplo, para el caso del costo total del skid de membranas utilizadas en la etapa de mejora del biogás/upgrading, y detalladas en la Tabla 8.5, Anexo 4, estos valores ya incluyen la instrumentación y control, tuberías y el sistema eléctrico. La referencia [141] señala que el skid de membranas se vende como un módulo completo, y que ya incorpora todos estos ítems dentro del costo total de inversión. Es por ello, que aplicar los factores señalados en la Tabla 3.1, para este equipo en particular, resultaría eventualmente en un doble conteo de los costos de instrumentación y control, tuberías y el sistema eléctrico, dando como resultado una sobreestimación de los costos de inversión totales.

Por otro lado, la operación del skid de membranas no requiere de la instalación de otros servicios auxiliares más que el de la energía eléctrica, ni tampoco requiere la construcción de un espacio en particular o una mejora en el terreno, ya que este equipo suele instalarse a la intemperie dentro de la planta. Además, el montaje de los equipos modulares suele ser simple, en donde solo se asocian costos al trabajo de traslado y el empleo de una grúa para posicionar y anclar el equipo en la zona asignada. Es por ello, que aplicar los factores señalados en la Tabla 3.1 para calcular la inversión total, también podría eventualmente sobreestimar los cálculos.

Es por estas dos razones que se resuelve analizar cada equipo requerido en la planta y las referencias desde donde proceden los costos de inversión

Se creará para ello una tabla que contenga un listado con todos los equipos de la planta, los costos de inversión de cada uno escalados a la capacidad necesaria para el caso base, y su relación con cada uno de los criterios de inversión de costos directos descritos en la Tabla 3.1.

La relación del equipo con cada criterio de inversión estará dada por un símbolo en particular, definidos como:

✓ = El equipo requiere incorporar el criterio de inversión: implica que los costos del equipo no consideran tal criterio, y este debe añadirse para su instalación y/o producción.

x = El costo escalado del equipo ya incorpora el criterio de inversión: significa que el alcance del precio original utilizado como referencia incluía dicho criterio y que este se mantiene incorporado después del escalamiento a la capacidad del caso base. Por lo tanto, el factor correspondiente no debe aplicarse nuevamente durante la estimación la inversión.

Para evitar la doble contabilización de los criterios de inversión ya incorporados, el costo escalado del equipo se convierte en un costo base corregido mediante la ecuación (6)

$$C_0 = \frac{C_E}{1 + \sum F_{CI}} \quad (6)$$

donde,

- C_0 = costo base corregido del equipo
- C_E = costo escalado del equipo para el caso base
- $\sum F_{CI}$ = sumatoria de todos los factores de criterios de inversión que ya posee el costo de referencia

0 = El equipo no requiere dicho criterio de inversión: implica que los costos del equipo no consideran tal criterio, ni tampoco deben aplicarse.

Nuevamente, para no sobrestimarla inversión, deberá ajustarse el cálculo para que al momento de aplicar los factores descritos en la Tabla 3.1, no se contabilicen criterios de inversión que no correspondan. Para ello, se deberá calcular un costo que deberá descontarse en el total de los costos directos, dado por la ecuación (7):

$$C_D = C_0 \cdot \sum F_{CI} \quad (7)$$

donde,

- C_D = costo a descontar en el total de costos directos
- C_0 = costo base corregido del equipo
- $\sum F_{CI}$ = sumatoria de todos los factores de criterios de inversión que no deben contabilizarse

Específicamente para el criterio de montaje, el símbolo 0 no implica una ausencia total de costos, sino que representa un montaje de carácter simple, ya que nunca este costo debiese ser 0. Es por ello, que se considera un factor de un 10% del costo base del equipo, descontando solo la diferencia respecto al factor general de montaje de un 39%.

Para el criterio de mejoras en terreno, se consideró que este factor aplica únicamente a equipos de gran tamaño, instalación permanente o emplazamiento exterior que requieran habilitación específica del sitio, tales como nivelación, compactación, losas, fundaciones superficiales, patios de maniobra, drenajes, caminos de acceso o contención secundaria. En cambio, equipos compactos, modulares, montados sobre skid o instalados dentro de áreas ya habilitadas no incorporan este factor.

En la Tabla 8.11 del Anexo 5 se presentan los resultados de la estimación de costos de equipos principales para el caso base, dado por los factores de inversión, los costos base corregidos y los costos por descontar.

b) Resultados inversión de capital total

La Tabla 5.23 presenta el listado de equipos principales dimensionados para el caso base, con sus respectivos costos base corregidos. Para una planta que procesa 100.000 t/año de ST de biomasa, se requieren 4 módulos, es decir, 4 carriles de acondicionamiento de materia prima y 8 digestores en total.

Tabla 5.23: Listado de precios y dimensión de equipos principales caso base

Etapas	Equipo	Nº	Costo total [USD]	Capacidad
1	Báscula camionera	1	40.000	60 t
2	Alimentador sólido estiércol de ave	4	504.434	54 m ³
	Alimentador sólido rastrojos de maíz	4	780.488	112 m ³
	Tornillo sinfín	4	769.189	164 t/día
	Elevador de cangilones	4	19.110	11 m ³ /h
	Estanque de mezclado	4	164.423	121 m ³
	Bomba de cavidad progresiva	4	10.369	30 m ³ /h
3	Digestor/Biodigestor tipo CSTR	8	2.815.037	10.468 m ³
	Analizador de gases	8	131.212	-
	Bomba cavidad progresiva	8	11.968	15 m ³ /h
	Depósito de digestato	4	95.503	364 m ³
	Bomba cavidad progresiva	4	7.632	29 m ³ /h
	Trampa condensados	8	64.385	486 Nm ³ /h
	Soplador	8	47.221	486 Nm ³ /h
4	Estanque de almacenamiento digestato	3	451.549	469 m ³
	Bomba cavidad progresiva	1	5.011	117 m ³ /h
	Prensa de tornillo	1	186.016	117 m ³ /h
	Decantador centrífugo	1	118.082	96 m ³ /h
	Tolva de fondo vivo	1	171.377	39 t
	Tornillo sinfín	1	543.558	927 t/día

	Elevador de cangilones	1	12.803	59 m ³ /h
	Tolva con compuerta	1	171.377	39 t
	Stripping/Scrubbing	1	426.359	41 t/h
	Bomba cavidad progresiva	1	2.592	41 m ³ /h
	Estanques digestato líquido	6	1.313.799	14.629 m ³
5	Caldera	1	84.168	5.794 kWt
6	Chiller	1	178.726	3.891 Nm ³ /h
	Filtro Coalescente	1	12.894	3.729 Nm ³ /h
	Filtro carbón activado	1	157.983	3.729 Nm ³ /h
	Analizador de gases	1	16.402	-
7	Skid de Membranas	1	4.620.790	3.729 Nm ³ /h
	Analizador de gases	1	16.402	-
8	Compresor multietapa	1	71.344	2.334 Nm ³ /h
	Filtro Coalescente	1	9.736	2.334 Nm ³ /h
	Tamiz molecular	1	754.061	2.334 Nm ³ /h
	PSA	1	1.377.006	2.334 Nm ³ /h
	Analizador de gases	1	16.402	-
	Skid de licuefacción	1	5.013.948	12.754 t/año
	Skid de carga	1	242.421	181 m ³
9	Gasómetro externo	1	114.061	11.205 m ³
10	Antorcha de gas	1	201.215	3.891 Nm ³ /h
	Equipo de laboratorio	4	129.581	-

Para una planta que genera solo biometano gaseoso, se deben considerar todas las etapas de proceso menos la etapa 8 de licuefacción, obteniendo así un valor de 14,4 MMUSD para los equipos principales (o costos base corregidos). Para una planta de bio-GNL, se consideran todas las etapas, excepto la etapa 9, obteniendo así un valor de 21,77 MMUSD para los equipos principales.

Con estos valores, y aplicados los factores de inversión de costos directos, se obtienen los costos directos brutos. Estos costos directos se encuentran sobrestimados, por lo cual, se le deberán restar los costos a descontar calculados bajo la ecuación (7), para obtener los costos directos netos. Para el caso del biometano y bio-GNL, estos costos a descontar, presentes en la tabla 8.11 del Anexo 5, tienen un valor de 12,88 y 21,97 MMUSD respectivamente.

Para el caso de los costos indirectos, los factores de inversión se aplican directamente sobre los costos totales de equipos principales. Con estos resultados, se obtendrá el CAPEX o capital fijo de inversión (suma entre costos directos netos y costos indirectos) y el capital de trabajo (con un factor de 0,75 sobre los costos totales de equipos principales). Este capital de trabajo representa el dinero y los recursos que una empresa necesita para pagar sus gastos diarios, como el sueldo de los trabajadores, la compra de materiales y el pago a los proveedores. Finalmente, se obtienen los resultados de inversión de capital total para ambos casos, sumando el CAPEX y el capital de trabajo, dando como resultado para una planta que produce biometano y bio-GNL, un total de 59,53 y 87,52 MMUSD respectivamente.

En la Tabla 5.24 se presenta el resultado de la inversión de capital total para el tamaño de planta dado por el caso base, calculado a partir de los costos de equipos principales requeridos para la producción de biometano y la producción de bio-GNL, dados por la fórmula (6).

Tabla 5.24: Resultados CAPEX e inversión de capital total para el caso base

Costos Directos			
Criterio de inversión/Ítems	Factor	Bio-GNL [MMUSD]	Biometano [MMUSD]
Costo total de equipos principales	1,00	21,77	14,40
Montaje de equipos	0,39	8,49	5,61
Tuberías	0,31	6,75	4,46
Instrumentación y control	0,26	5,66	3,74
Sistema eléctrico	0,10	2,18	1,44
Instalaciones de servicio	0,55	11,97	7,92
Construcciones	0,29	6,31	4,17
Mejoras en el terreno	0,12	2,61	1,73
Costo Directos totales brutos	3,02	65,74	43,48
Costo Directos totales netos	-	43,77	30,59
Costos Indirectos			
Criterio de inversión/Ítems	Factor	Bio-GNL [MMUSD]	Biometano [MMUSD]
Ingeniería y supervisión	0,32	6,97	4,61
Gastos en construcción	0,34	7,40	4,89
Gastos legales	0,04	0,87	0,58
Honorarios del contratista	0,19	4,14	2,74
Contingencia	0,37	8,05	5,33
Costos indirectos totales planta	1,26	27,43	18,14
Capital fijo de inversión (CAPEX)	4,28	71,20	48,73
Capital de trabajo	0,75	16,32	10,80
Inversión de capital total	5,03	87,52	59,53

Estos resultados no consideran la inversión de gasoductos o la inversión en vehículos de transporte de materia prima y productos fuera de la planta. Sin embargo, para que la planta pueda operar con normalidad, se requieren vehículos de carga y transporte que operen internamente en la planta. Estos vehículos, tanto de carga como de transporte, permitirán movilizar la materia prima o biomasas desde el punto de acopio hasta los alimentadores sólidos, y el fertilizante sólido desde la zona de tratamiento de digestato hasta el punto de acopio. En la Tabla 5.36 del subcapítulo 5.5.2 se presentan los resultados de inversión para el movimiento interno de biomasa y fertilizante sólido en la planta de biometano/bio-GNL, dado por el valor de 3,36 MMUSD para el caso base.

Como resultado final de los costos de inversión de la planta de producción de biometano y bio-GNL para el caso base, se obtiene un valor de 62,89 y 90,88 MMUSD respectivamente. Este valor incluye CAPEX, capital de trabajo e inversión de vehículos internos de la planta.

c) Validación resultados de inversión de capital total

Debido al carácter preliminar de la metodología de estimación de costos empleada, los resultados de la inversión de capital total se contrastan con la inversión declarada de plantas existentes mediante indicadores clave de desempeño económico o KPI (*Key Performance Indicators*). Estos indicadores permiten normalizar la inversión y comparar instalaciones de distinta capacidad productiva.

El principal indicador utilizado corresponde a la inversión específica, definido como la inversión de capital total de la planta dividida por su capacidad anual de producción energética, expresado con la unidad de USD/MMBTU. Para el caso base, la capacidad energética de la planta es de 699.158 MMBTU/año, tal como se presenta en el balance de masa del subcapítulo 5.3.3. Conociendo los costos de inversión de la planta de producción de biometano y bio-GNL, con valores de 62,89 y 90,88 MMUSD respectivamente, obtenemos, para ambos casos, una inversión específica de 89,95 y 129,98 USD/MMBTU.

Esta validación se realizará de manera gráfica considerando distintos escenarios de tamaños de plantas. Se calculará para ello, con ayuda del balance de masa dispuesto en el Excel, la inversión específica para 10 casos diferentes de capacidad productiva, iniciando por una planta que opera con 10.000 t/año de ST, hasta una planta de 100.000 t/año de ST, tal como el caso base. Además, para asegurar una comparación homogénea, las inversiones de las plantas de referencia se convierten a una moneda y fecha común, mientras que sus capacidades energéticas se expresan en la misma unidad. Asimismo, las plantas se separan según su producto final, comparando las instalaciones de biometano gaseoso exclusivamente con el escenario gaseoso del modelo y las instalaciones de bio-GNL con el escenario que incorpora licuefacción. En el caso gaseoso no se considera la inversión del gasoducto externo, mientras que en el caso de bio-GNL no se incluyen los camiones destinados al transporte del producto.

Además, dada la metodología empleada, la cual es utilizada principalmente como un cálculo preliminar en la estimación de costos, se considerará un margen de error de un $\pm 30\%$ sobre el resultado base [17].

- **Plantas biometano**

Para el caso de plantas europeas que producen biometano gaseoso, se tienen los siguientes ejemplos:

- i. Planta de Beauce Gâtinais, Francia [142].
 - Empresa: Engie
 - Año construcción: 2017
 - Producción: 23 GWh/año de biometano (78.476 MMBTU/año)
 - Inversión: 10 millones de euros (14,7 MMUSD actuales)
 - Sustratos: subproductos agrícolas de origen vegetal de la cooperativa AgroPithiviers y de las industrias agroalimentarias locales, junto con estiércol de caballo
- ii. Planta de Noez, Toledo, España [143].
 - Empresa: Biomethane Initiatives
 - Año construcción: 2023
 - Producción: 40 GWh/año de biometano (136.480 MMBTU/año)
 - Inversión: 15 millones de euros (18,2 MMUSD actuales)
 - Sustratos: 50.000 toneladas de estiércol procedente de granjas de engorda de ganado; 30.000 t/año de puré porcino procedente de granjas porcinas; y 20.000 t/año de lodos de aguas residuales y residuos agroalimentarios
- iii. Planta de Torrefarrera, España [144].
 - Empresa: Naturgy
 - Año construcción: 2023
 - Producción: 60 GWh/año de biometano (204.720 MMBTU/año)
 - Inversión: 18 millones de euros (21,8 MMUSD actuales)
 - Sustratos: 140.000 t/año de residuos agroindustriales y ganaderos

iv. Planta San Millán de los Caballeros, León, España [145].

- Empresa: Biorig
- Año construcción: 2024
- Producción: 90 GWh/año de biometano (307.080 MMBTU/año)
- Inversión: 26 millones de euros (30,7 MMUSD actuales)
- Sustratos: residuos agrícolas y ganaderos locales

En la Figura 5.10 se presentan los resultados obtenidos de la inversión de capital total y el balance de masa para una planta que produce biometano gaseoso (sin considerar gasoducto para movilizar el biometano). El gráfico muestra la inversión específica en función de la capacidad energética de la planta, con el resultado base, los costos de inversión con un margen del $\pm 30\%$ y las 4 plantas señaladas.

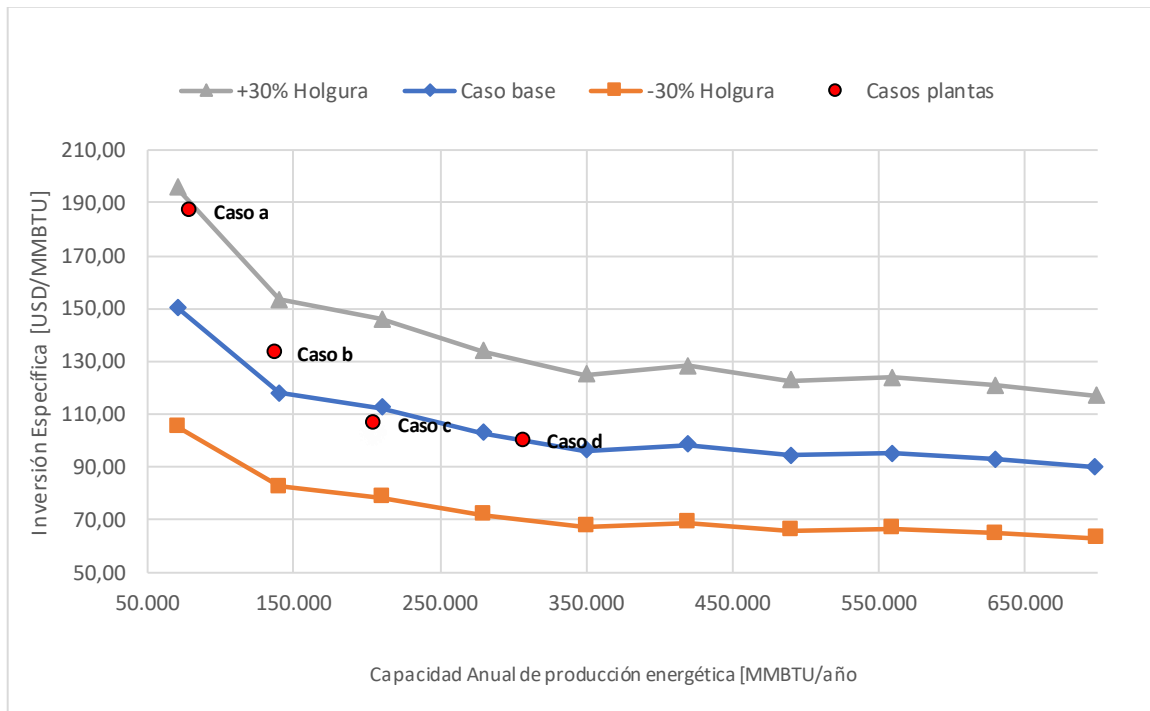


Figura 5.10: Tabla validación de inversión para casos de plantas europeas de producción de biometano gaseoso

Los cuatro casos de biometano gaseoso se encuentran dentro del intervalo de $\pm 30\%$ definido para la metodología preliminar. Esto indica que, para las capacidades analizadas, el orden de magnitud de la inversión estimada por el modelo base es consistente con las inversiones reportadas para plantas europeas existentes.

- **Plantas bio-GNL**

Para el caso de las plantas de biometano europeas que constan con un sistema de licuefacción, se tienen los siguientes ejemplos:

- i. Planta de Mirandola, Italia [146].
 - Empresa: Andion
 - Año construcción: 2022
 - Producción: 44 GWh/año bio-GNL (150.128 MMBTU/año)
 - Inversión: 24 millones de euros (30,6 MMUSD actuales)
 - Sustratos: 70.000 t/año de materia prima a base de estiércol
- ii. Planta de Nurmo, Finlandia [147].
 - Empresa: Suomen Lantakaasu Oy y Atria Finland Ltd
 - Año construcción: 2024
 - Producción: 100 GWh/año bio-GNL (341.200 MMBTU/año)
 - Inversión: 60 millones de euros (70,9 MMUSD actuales)
 - Sustratos: estiércol de granjas de la región de Ostrobotnia del Sur, así como subproductos agrícolas y de la industria alimentaria
- iii. Planta Mönsterås, Suecia [148].
 - Empresa: SBF
 - Año construcción: 2024
 - Producción: 125 GWh bio-GNL (426.500 MMBTU/año)
 - Inversión: 53,6 millones de euros (63,3 MMUSD actuales)
 - Sustratos: 300.000 t/año estiércol y residuos biogénicos de ganado vacuno, porcino y aves
- iv. Planta Borlänge, Suecia [149].
 - Empresa: Gasum
 - Año construcción: 2024

- Producción: 133 GWh bio-GNL (453.796 MMBTU/año)
- Inversión: 62 millones de euros (73,3 MMUSD actuales)
- Sustratos: 270.000 t/año residuos orgánicos domésticos y estiércol

En la Figura 5.11 se presentan los resultados obtenidos de la inversión de capital total y el balance de masa para una planta que produce bio-GNL (no se considera la inversión de camiones de transporte de bio-GNL). El gráfico muestra la inversión específica en función de la capacidad energética de la planta, con el resultado base, los costos de inversión con un margen del $\pm 30\%$ y las 4 plantas señaladas.

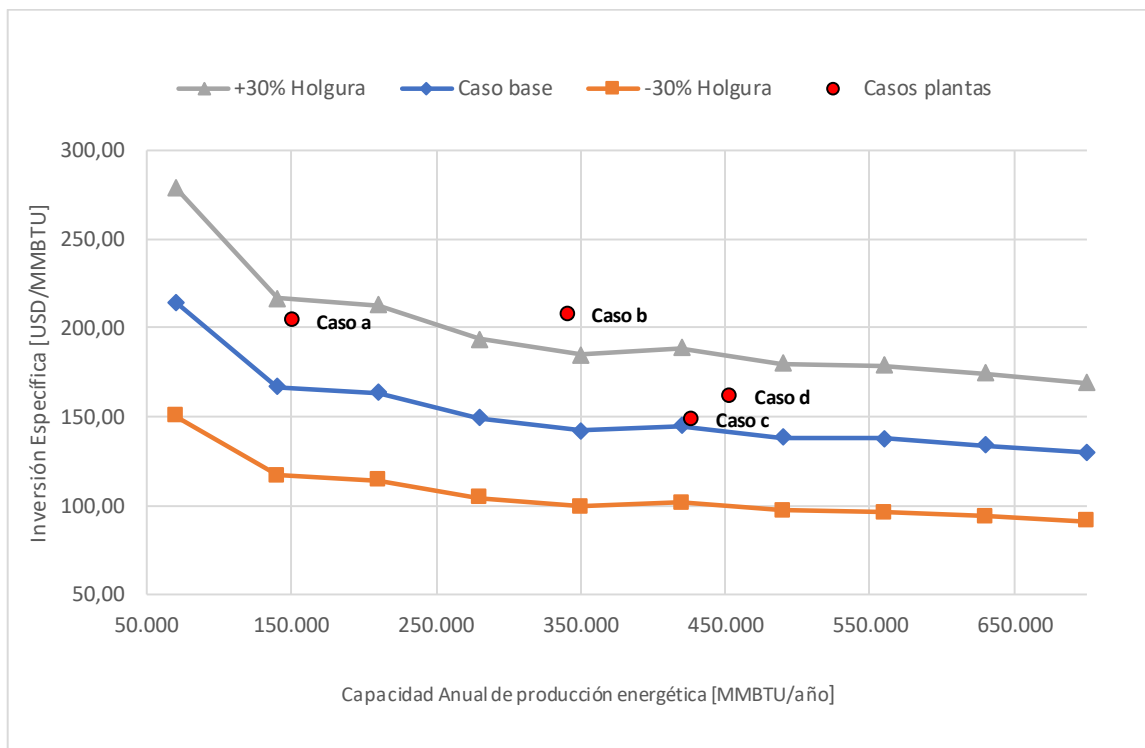


Figura 5.11: Tabla validación de inversión para casos de plantas europeas de producción de bio-GNL

Para las plantas de bio-GNL, tres de los cuatro casos analizados se encuentran dentro del intervalo de $\pm 30\%$, mientras que uno presenta una inversión específica superior al límite adoptado. En términos generales, el modelo reproduce el orden de magnitud de las inversiones observadas, aunque podría subestimar el costo de algunos proyectos de licuefacción. Esta diferencia puede relacionarse con infraestructura adicional, condiciones particulares de emplazamiento, almacenamiento, tratamiento avanzado del gas u otros componentes no identificados en las fuentes públicas.

5.4.2.2 Cálculo del OPEX

a) Metodología de cálculo OPEX

Para calcular los costos de operación de la planta, se tomará como guía la Tabla 3.2 dispuesta en el subcapítulo 3.1.5.2.

- i. **Materia Prima:** Para establecer el precio del estiércol de ave o pollinaza, se requiere observar el mercado extranjero de este sustrato como materia prima en las plantas de biometano, ya que no se han encontrado referencias directas nacionales. Se observa que en Europa el valor del estiércol de ave suele encontrarse entre 0 y 5,7 euros por tonelada [150, 151, 152]. Se asigna un valor máximo de 5 USD/t para el estiércol recolectado.

Para el caso del ensilado de rastrojos de maíz, según una ficha técnica del Instituto de Desarrollo Agropecuario (INDAP), que data de abril del 2021, el valor del ensilado de maíz es de 30 CLP/kg. Sin embargo, este valor corresponde a un precio comercial como alimento de ganado, que, a diferencia del rastrojo de maíz, corresponde a un forraje fermentado que contiene la totalidad de la planta (grano, tallo y hojas), mientras que el rastrojo de maíz solo corresponde al tallo y las hojas. Debido a que el rastrojo de maíz es un desecho sin valor comercial, se estima que su valor ensilado sería de aproximadamente 10 CLP/kg, correspondiente a unos 10.8 \$USD/t como costo máximo.

- ii. **Costos de transporte:** El costo de transporte de materias primas y productos obtenidos en la planta es esencial para observar la variación del CNB según la ubicación de la planta respecto a los puntos de recolección de sustratos y el punto de inyección de biometano o PSR para el caso de bio-GNL. El cálculo de los costos operacionales de transporte interno se presenta en la Tabla 5.36 del subcapítulo 5.5.2.
- iii. **Mano de obra:** El número de operadores (N_{TA}) necesario por desplazamiento puede estimarse a partir de una correlación de Alkhayat y Gerrard que se basa en datos de cinco grandes empresas químicas [18]. La ecuación que describe esta correlación es:

Para contabilizar los pasos de proceso, debemos observar las etapas descritas en el subcapítulo 5.4.1.

El número de pasos que implica manipulación de sólidos se presenta en la Tabla 5.25.

Tabla 5.25: Número de pasos en manipulación de sólidos

Etapas de proceso	Número de pasos
Transporte y pretratamiento materia prima	n° de módulos/2
Tratamiento de digestato	1

El número de pasos que no implica manipulación de sólidos se presenta en la Tabla 5.26.

Tabla 5.26: número de pasos en etapas sin manipulación de sólidos

Etapas de proceso	Número de pasos
Digestión Anaeróbica	1
Limpieza biogás y upgrading	1
Licuefacción	1
Inyección gasoducto	1

Tomando en consideración que la planta de biometano opera los 365 días del año, incluyendo el tiempo de operación, mantenimiento y paradas, y se establece que cada día se deben cumplir 3 turnos de 8 horas, se obtiene un total de 1.095 turnos al año. Si se estima que un operador trabaja cinco turnos a la semana durante 49 semanas al año (descontando 3 semanas por vacaciones y/o baja por enfermedad), se obtiene un total de 245 turnos por operador. Esto quiere decir, que cada puesto permanente por turno equivale a 4,5 personas contratadas.

El número de operadores según la capacidad de la planta o número de módulos, se presenta en la Tabla 5.27.

Tabla 5.27: número de operarios según número de módulos de la planta.

n° de módulos	n° operarios por turno	n° operarios totales
1	9	41
2	12	54
3	15	68
4	18	81

Los costos de los operadores se calculan en base a los sueldos referenciados en la industria chilena [153, 154], presenten en la Tabla 5.28.

Tabla 5.28: sueldo operarios

Fuente	Sueldo [CLP]
Indeed	\$651.571
Computrabajo	\$704.713

iv. **Supervisión operativa y asistencia administrativa:** Siempre se requiere cierta cantidad de supervisión directa y apoyo administrativo para cualquier operación de manufactura. La cantidad necesaria de este tipo de mano de obra está estrechamente relacionada con la cantidad total de mano de obra operativa, la complejidad de la operación y los estándares de calidad del producto. El costo de la mano de obra de supervisión directa y administrativa promedia aproximadamente el 15 % del costo de la mano de obra operativa.

v. **Servicios auxiliares:**

- **Agua:** El costo total anual de agua se establece según el balance de materia, considerando un valor de mercado de 0,64 USD/t [155].
- **Electricidad:** La energía eléctrica se calcula en base a la demanda eléctrica de cada equipo utilizado en la planta. En el Anexo 6 se presenta un ejemplo para una capacidad de la planta de 100.000 t de ST de sustratos en una relación 1:1. Las referencias de los valores descritos, pueden corresponder a un catálogo de potencias eléctricas de equipos de diferentes capacidades, un valor fijo de potencia eléctrica o un valor de energía requerida según los flujos que se manejen.

En Chile, desde febrero de 2025, los clientes con potencia conectada superior a 300 kW pueden optar al régimen de cliente libre. Los clientes entre 300 kW y 5.000 kW pueden elegir entre régimen regulado o libre, mientras que, sobre 5.000 kW, se consideran clientes libres.

Para el costo de electricidad se consideró que la planta puede operar bajo régimen de cliente libre, dado que su potencia conectada se encontraría dentro del rango permitido. Como referencia se utilizaron los Precios Medios de Mercado publicados por la Comisión Nacional de Energía [156], los cuales reflejan precios medios de contratos informados por las empresas generadoras. El Precio Medio de Mercado (PMM) asociado a ventas libres del SEN se ubicó en 88,263 CLP/kWh durante el mes de marzo de 2026, equivalente aproximadamente a 94,7 USD/MWh.

- **Energía térmica:** la demanda de energía calorífica se concentra en los digestores anaeróbicos y en el sistema de stripping.

El costo de la energía térmica demandada se estima a partir del precio del gas natural, dado por 13,47 USD/MMBtu [157].

- **Digestores:** Para calcular la demanda energética de los digestores se utiliza la fórmula de transferencia de calor sensible, dado por la ecuación (8):

$$Q_{feed} = \frac{m \cdot C_p \cdot \Delta T}{n_d} \quad (8)$$

donde,

- Q_{feed} = energía calorífica requerida por cada digestor
- m = caudal másico de sustrato total a procesar en la planta
- C_p = capacidad calorífica sustratos
- ΔT = diferencia de temperatura
- n_d = número de digestores

La masa de sustrato a procesar depende del tamaño de la planta, mientras que el poder calorífico se calculará en función de la concentración de ST, según la ecuación (9) [158]:

$$C_p = 4,17 \cdot (1 - 0,00812 \cdot ST) \quad (9)$$

donde $ST = \%ST$

Finalmente, para un sustrato con una concentración de 10% de ST, se obtiene un poder calorífico de 3,83 KJ/(kg·°C). La temperatura que debe alcanzar cada digestor es de 35° C para operar bajo condiciones mesófilas, y la tal como se señaló en el subcapítulo 5.3.2, la temperatura ambiente será de 15 °C.

Ya que los digestores poseen tamaños considerables, se requiere calcular también la pérdida de energía a través de la totalidad de su superficie. Para ello, se utiliza la ecuación (10):

$$P_c = U \cdot A \cdot \Delta T \quad (10)$$

donde,

- P_c = pérdida de calor [kW]
- U = coeficiente global de transferencia de calor [W/(m²·°C)]
- A = área transversal a través de la cual ocurre la pérdida de calor [m²]
- ΔT = diferencia o caída de temperatura a través de la superficie considerada [°C]

Los coeficientes globales de transferencia de calor para paredes de metal, cubierta flotante o gasómetro y el suelo, son de 0,35; 0,95 y 1,7 W/(m²·°C) respectivamente. El área transversal se calcula a partir del diámetro de los digestores, obtenido a su vez a través del volumen de trabajo y la relación entre altura y diámetro (H/D) igual a 0,25 establecido en el subcapítulo 7.5.1. La diferencia de temperatura está dada por la temperatura del digestor y del ambiente.

- Stripping: Para el caso del equipo de limpieza *stripping*, también se hará uso de la fórmula de transferencia de calor sensible, dada por la ecuación (11):

$$Q_{feed} = m \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (11)$$

donde,

- Q_{feed} = energía calorífica requerida por el equipo stripping
- m = caudal másico de agua recirculada
- C_p = capacidad calorífica del agua recirculada
- ΔT = diferencia de temperatura requerida

La temperatura adecuada para una eficiente operación del stripping, es de 70°C [133]. Se considera que el agua recirculada se encuentra a temperatura ambiente, igual a 15°C. El poder calorífico se asemeja al del agua, por lo que se considera un valor de 4,18 KJ/(kg·°C).

En el Anexo 7 se presenta una tabla con las estimaciones energéticas para una planta con capacidad de 100.000 t de ST.

vi. **Catalizadores, solventes y otros insumos químicos:** Los insumos químicos o rellenos de filtros de limpieza se deben contabilizar para el cálculo de costos de operación.

- **Stripping/scrubbing:** el sistema de limpieza de stripping/scrubbing requiere de ácidos y bases para su operación. Entre estos insumos se encuentran:

- Ácido sulfúrico:

Para estimar de forma simplificada el costo de ácido sulfúrico utilizado en el scrubber ácido del sistema de stripping/scrubbing, se consideró una dosificación específica por tonelada de agua recirculada o digestato líquido tratado. De acuerdo con referencias de procesamiento de digestato, el consumo de H₂SO₄ puede variar entre aproximadamente entre 2,5 y 10 kg de H₂SO₄ al 98% por tonelada de digestato, dependiendo de la composición del digestato, la eficiencia de recuperación de amoníaco y la estrategia de operación [159]. Para el caso base se adoptó un valor intermedio de 10 kg H₂SO₄/t de digestato líquido tratado.

El costo del ácido sulfúrico al 98% se establece como 0,136 USD/kg [160].

- Agua:

El consumo de agua del sistema de stripping/scrubbing se asocia principalmente al scrubber ácido, donde el amoníaco removido desde el digestato se recupera como una solución de sulfato de amonio. Debido a que

concentraciones superiores a aproximadamente 40% pueden generar cristalización y obstrucciones en el sistema de aspersión, se consideró una reposición de agua para mantener la solución en torno a un 37 a 40% de sulfato de amonio [161]. Se estima que, para mantener estas concentraciones, se requiere un consumo de 0,015 m³ de agua por m³ de digestato líquido tratado.

El costo del agua se establece como 0,64 USD/t [155].

- Hidróxido de sodio y H₂SO₄ para neutralizar:

Dado que el stripping de amoníaco considera la adición de NaOH para elevar el pH y favorecer la conversión de amonio a amoníaco libre, se reconoce la necesidad de controlar el pH de la corriente líquida tratada antes de su retorno al proceso o almacenamiento. Para el caso base, se considera que el ajuste de pH puede realizarse mediante mezcla con otras corrientes del proceso y control operacional. Como escenario conservador, se incorpora una neutralización parcial con ácido sulfúrico, equivalente al 50% del NaOH dosificado. La neutralización completa se considera una cota superior, dado que implicaría aproximadamente 8,1 kg de H₂SO₄ al 98% por m³ de digestato tratado para una dosificación de 6,5 kg NaOH/m³ [130].

Se estima que el costo de NaOH al 50% es de 0,711 USD/kg [162].

- **Filtro carbón activado:** este equipo es utilizado para extraer el sulfuro de hidrógeno (H₂S) de la corriente de biogás, y requiere renovar el lecho cada cierto tiempo. El consumo anual de carbón activado se estimó a partir de la carga anual de H₂S presente en el biogás y una capacidad de adsorción de 0,20 kg H₂S/kg de carbón activado impregnado. Este valor se adoptó como una aproximación a partir de referencias técnicas que indican capacidades de 120 a 140 kg H₂S/m³ para carbones activados impregnados. El costo anual se obtuvo multiplicando la masa anual de carbón requerida por un precio unitario de 3,0 USD/kg, considerado representativo de una compra industrial importada [163].

La concentración de H₂S utilizada para estimar el consumo de carbón activado corresponde a la concentración volumétrica de sulfuro de hidrógeno presente en

el biogás que ingresa al lecho adsorbente, expresada en ppmv. Debido a la ausencia de mediciones experimentales para la mezcla de sustratos evaluada, se adoptó un valor base de 1.500 ppmv, dentro del rango reportado para biogás generado a partir de residuos agropecuarios y estiércoles animales [97].

b) Resultados OPEX

Los resultados de costos de operación para la planta base, tanto para la producción de biometano gaseoso como de bio-GNL, se presenta en la Tabla 5.29.

Tabla 5.29: Costos de operación (OPEX) para el caso base

Costos variables de producción		
Criterio	Costo Total anual bio-GNL [MMUSD]	Costo Total anual biometano [MMUSD]
Materias Primas/Transporte	3,32	3,32
Mano de obra operativa	0,71	0,71
Supervisión de operación	0,11	0,11
Servicios auxiliares	6,45	5,16
Mantenimiento y reparaciones	1,42	0,97
Suministros de operación	0,21	0,15
Costos de laboratorio	0,07	0,07
Insumos químicos	2,49	2,49
Total	14,79	12,98
Cargos fijos		
Criterio	Costo Total anual bio-GNL [MMUSD]	Costo Total anual biometano [MMUSD]
Impuestos	0,71	0,49
Seguros	0,71	0,49
Total	1,42	0,97
Costos generales de la planta [MMUSD]		
Total	1,34	1,07
Costos de manufactura [MMUSD]		
Total	17,55	15,03
Gastos administrativos [MMUSD]		
Total	0,14	0,14
Costo total del producto [MMUSD]		
Total	17,69	15,17

5.4.2.3 Cálculo de costos de Reposición

a) Metodología de cálculo de costos de reposición

En el caso de la planta de biometano, los equipos que deben considerarse para reposición son:

- i. **Membranas:** En el caso del sistema de *upgrading* de biogás por medio de membranas, fuentes señalan que este equipo posee entre 5 y 10 años de vida útil [164]. La reposición consideraría exclusivamente la membrana de permeación selectiva para la separación de CH₄ y CO₂, y no el skid completo de esta etapa del proceso, como el container, compresor, válvulas principales, piping y montaje en general. Algunas empresas como Evonik, señala que sus equipos de membranas cuentan con cartuchos que se ensamblan en un sistema modular, y que los nuevos productos son compatibles con sistemas existentes para reducir costos de actualización o reemplazo [165]. Se estima que el costo de las membranas representa un 27% del skid total del equipo de upgrading, contabilizando el compresor (68% del costo), un sistema de limpieza por adsorción con carbono (4%) y adsorción por sílice (1%) [166]. Considerando estas proporciones, se estima un valor por reposiciones cada 5 años, con un costo de un 30% del total del skid de membranas.
- ii. **Tamiz molecular:** La zeolita contenida en el tamiz molecular tiene una vida útil de aproximadamente 4 años. Para calcular la masa de zeolita requerida en la operación, se utilizó el concepto de carga al punto de ruptura, cuya sigla en inglés es BTL (Break Through Loading). El BTL se define como la relación entre la masa de agua removida durante el ciclo de adsorción y la masa de tamiz molecular [167]. Despejando la fórmula, se llega a la ecuación (12):

$$m_{zeolita} = \frac{Q_{gas} \cdot C_{H_2O} \cdot t_{ads}}{x_{util}} \quad (12)$$

donde,

- Q_{gas} = caudal de biometano [Nm^3/h]
- C_{H_2O} = agua a remover [kg/Nm^3]
- t_{ads} = tiempo de adsorción [h]
- x_{util} = capacidad útil de adsorción [$\text{kg}_{H_2O}/\text{Kg}_{zeolita}$]

Para el caso base, se asume que el biometano ingresa al tamiz molecular después de haber pasado por la etapa de limpieza del biogás y la etapa de *upgrading*, donde el biogás ya ha sido previamente enfriado y separado del condensado, por lo que se asume que el biometano se encuentra saturado con una temperatura de 10°C , lo que implica un contenido de humedad aproximado de $9,2 \text{ g}/\text{Nm}^3$ o $0,0092 \text{ kg}/\text{Nm}^3$ [168]. Si estimamos que se requiere obtener una humedad menor a $0,1 \text{ ppmv}$ ($7,6 \cdot 10^{-8} \text{ kg}/\text{Nm}^3$) para el proceso de licuefacción, al ser un valor demasiado pequeño, se considera que la humedad a extraer es la misma humedad contenida en el gas saturado a 10°C . Se considera, además, un tiempo de adsorción de 16 h y una capacidad útil de adsorción de 10,6% en peso, tal y como se señala en la referencia [167]. Con ello, se obtiene como resultado una masa específica de $1,4 \text{ kg}/(\text{Nm}^3/\text{h})$ de gas tratado.

Por otro lado, en la práctica se suele tener un sistema de secado que consta de dos torres de adsorción: una torre que se encuentra adsorbiendo y otra torre que se encuentra regenerando mientras la otra está en operación. Esto implica que el factor específico será finalmente de $2,8 \text{ kg}$ de zeolita por Nm^3/h de gas tratado.

- iii. **Bombas:** Las bombas de cavidad progresiva pueden llegar a operar 16.300 horas (2 años) sin mantención [169], debiendo realizarse un overhaul para cambiar las piezas desgastadas como el estator, rotor, sello mecánico y también para revisar las juntas y acoplamientos [170].

Se estima que esta reposición tendrá un valor del 50% del costo total de inversión de estos equipos.

- iv. **Compresores:** Los compresores requieran una revisión cada 20.000 o 40.000 horas [171] para la integridad de diferentes piezas claves dentro del sistema del compresor, como rodamientos, sellos, el elemento de compresión y empaquetaduras mayores [172].

Se estima que, durante la vida útil del proyecto, se realizará una revisión cada 3 años de los compresores (24.000 horas de operación), y que el costo de reposición tendrá un valor de un 30% del costo total de cada equipo [173].

Los compresores principales de la planta que tendrán un costo de reposición son:

- Compresor del *skid* de membranas: el costo de inversión de este skid está valorizado según el rango de producción de la planta, informado en la Tabla 8.5. Se estima que el costo del compresor equivale aproximadamente a un 70% del total de costos de inversión del skid de membranas [166].
 - Compresor multietapa: el compresor multietapa posee una referencia de 42.900 USD, que escala según el tamaño de la planta.
 - Compresor equipo de licuefacción: al igual que el skid de membranas, el costo de inversión total del equipo de licuefacción incorpora los costos de una serie de equipos y elementos necesarios para cumplir con la operación unitaria de licuar el biometano. Se estima que el costo de reposición de este compresor equivale a un 40% del costo total de inversión del equipo [174].
- v. **Sopladores:** Los sopladores requieren un overhaul cada 36.000 horas (4,5 años), intervención que incluye principalmente el cambio de rodamientos, sellos, juntas, revisión de engranajes sincronizadores, verificación de holguras entre lóbulos y carcasa, revisión de acoplamientos, correas, motor eléctrico y prueba mecánica posterior al armado [175].

Se estima que el *overhaul* se hará cada 4 años, y que el costo de reposición de los sopladores equivale a un 40% del costo total de inversión del equipo [176].

- vi. **Decantador centrífugo:** Cada 15.000 o 20.000 horas de funcionamiento, se debe realizar una revisión mayor en estos equipos para revisar y sustituir rodamientos, reconstrucción o reemplazo de caja reductora, reacondicionamiento del tornillo sinfin, inspección/repación del bowl, balanceo dinámico y posible actualización eléctrica/control [177]. Se asigna un costo de reposición para decantadores

centrífugos de 60% del costo de inversión del equipo, que deberá ejecutarse cada 2 años (16.000 horas de operación) [178].

b) Resultados costos de reposición

En la Tabla se presenta una tabla resumen con los resultados de los costos por reposición para una planta con capacidad de 100.000 t/año de ST.

Tabla 5.30: Costos de Reposición planta capacidad 100.000 t/año de ST

Zeolita Tamiz molecular		
Criterio	Valor	Unidad
Vida útil	4	años
Caudal biometano	2.334	Nm3/h
Agua a remover	0,0092	kg/Nm3
Tiempo de adsorción	16	h
Capacidad útil de adsorción	10,6%	%
Masa 1 lecho	3.241	kg
Masa 2 lechos	6.482	kg
Precio	2,5	USD/kg
Costo de reposición	0,0162	MMUSD
Membranas		
Criterio	Valor	Unidad
Vida útil	5	años
% de costo de equipo	30%	%
Costo de reposición	2,3150	MMUSD
Bombas de cavidad progresiva		
Criterio	Valor	Unidad
Vida útil	2	años
% de costo de equipo	50%	%
Costo total de inversión	37.573	USD
Costo de reposición	0,0188	MMUSD
Compresores		
Criterio	Valor	Unidad
Vida útil	3	años
% de costo de equipo	30%	%
Compresor multietapa	71.344	USD
Compresor membranas	5401703	USD
Compresor skid licuefacción	3.349.317	USD

Total costo compresores	8.822.365	USD
Costo de reposición c/lic	2,65	MMUSD
Costo de reposición s/lic	1,62	MMUSD
Decantador centrífugo		
Criterio	Valor	Unidad
Vida útil	2	años
% de costo de equipo	60%	%
Costo total de inversión	118.082	USD
Costo de reposición	0,0708	MMUSD
Sopladores		
Criterio	Valor	Unidad
Vida útil	4	años
% de costo de equipo	40%	%
Costo total de inversión	47.221	USD
Costo de reposición	0,0189	MMUSD

Considerando la suma de todos estos costos a lo largo de los 20 años estimados para el proyecto, se obtiene como resultado:

Tabla 5.31: Costos de Reposición que se deben incluir cada año para el cálculo de CNB

Año	Biometano gaseoso	Bio-GNL
	Valor [MMUSD]	Valor [MMUSD]
0	0,00	0,00
1	0,00	0,00
2	0,09	0,09
3	1,62	2,65
4	0,11	0,12
5	2,32	2,32
6	1,71	2,74
7	0,00	0,00
8	0,11	0,12
9	1,62	2,65
10	2,40	2,40
11	0,00	0,00
12	1,73	2,76
13	0,00	0,00
14	0,09	0,09
15	3,94	4,96
16	0,11	0,12
17	0,00	0,00

18	1,71	2,74
19	0,00	0,00
20	0,00	0,00

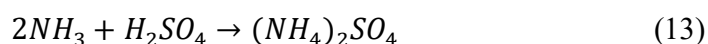
5.4.2.4 Cálculo Ingresos secundarios

a) Metodología de cálculo ingresos secundarios

- i. **Fertilizante sólido y líquido:** De acuerdo con el informe técnico del Joint Research Centre de la Comisión Europea sobre compost y digestato, emitido el 2014 [179], el precio de mercado del digestato producido en plantas de DA suele ser bajo, y rara vez alcanza precios que cubran sus costos, con valores máximos promedio de 3 a 5 €/t. Incluso se señala que muchas veces el digestato líquido, cuyo costo de transporte es mayor debido al gran porcentaje de agua que contiene, suele ser gratuito para que los agricultores puedan ir y abastecerse de este subproducto. Si llevamos esos precios a marzo de 2026, con el HICP de diciembre de 2014 de 77,58, y de marzo de 2026 de 101,99 [180], y con la conversión de euros a dólares (1 € = 1,15 USD) se encontrarían en un rango de 4.5 a 7,5 USD/t aproximadamente.

Se estimará que el valor será de 4,5 USD/t para el fertilizante líquido, y 7,5 USD/t para el fertilizante sólido.

- ii. **Sulfato de amonio:** la producción anual de este fertilizante químico, generado a partir de la limpieza del digestato líquido recirculado proveniente del tratamiento de digestato, por medio de un equipo de stripping/scrubbing para eliminar el amoníaco, se puede calcular a través de la relación estequiométrica dada por la reacción del ácido sulfúrico y el amoníaco, según la ecuación (13):



Como ya conocemos la masa anual que se requiere de ácido sulfúrico podemos calcular la masa del sulfato de amonio conociendo su masa molar, que tiene un valor de 132,14 g/mol, y con la masa molar del ácido sulfúrico, que es de 98,08 g/mol. Ya que el ácido sulfúrico se

encuentra a una concentración del 98%, la fórmula para estimar la masa de sulfato de amonio anual, se presenta en la ecuación (14):

$$M_{(NH_4)_2SO_4} = Q_{H_2SO_4} \cdot 0.98 \cdot \frac{132.14}{98.08} \quad (14)$$

$$M_{(NH_4)_2SO_4} = 1.32 \cdot Q_{H_2SO_4}$$

donde:

- $Q_{H_2SO_4}$ = masa de ácido sulfúrico en kg/año

b) Resultados ingresos secundarios

Los ingresos secundarios totales para el caso base representan 5,32 MMUSD/año. La Tabla 5.32 presenta el detalle de estos resultados.

Tabla 5.32: Ingresos secundarios en planta caso base

Fertilizante sólido		
Flujo anual	309.036	t/año
Precio 2014	5,00	€/t
Precio 2026	6,56	€/t
	7,55	USD/t
Total ingreso anual	2,33	MMUSD/año
Fertilizante líquido		
Flujo anual	328.350	t/año
Precio 2014	3,00	€/t
Precio 2026	3,94	€/t
	4,53	USD/t
Total ingreso anual	1,49	MMUSD/año
Sulfato de amonio		
Flujo anual	4.335	t/año
Precio	347	USD/t
Total ingreso anual	1,50	MMUSD/año

5.4.2.5 Cálculo CNB

El costo nivelado se calcula a partir de la ecuación (2). Para el cálculo se adopta una vida útil económica de 20 años. Este periodo representa el tiempo durante el cual se espera que el proyecto permanezca operativo, lo que no implica que deban realizarse costos de reposición en algunos equipos mecánicos a lo largo de este periodo. Asimismo, se utiliza una tasa de descuento anual de 10%, considerada una estimación conservadora del retorno exigido para un proyecto industrial de esta naturaleza. Esta combinación de una vida útil de 20 años y una tasa de descuento de 10% ha sido utilizada previamente en evaluaciones económicas de plantas de producción y mejora de biogás [181].

Se realiza el cálculo del CNB neto a partir de los resultados obtenidos para inversión, OPEX, costos de reposición e ingresos secundarios para el caso base, y el cálculo del CNB bruto, sin considerar los ingresos secundarios. Los resultados se presentan en la tabla 5.33.

Tabla 5.33: Resumen resultados finales CNB caso base

Inversión [MMUSD]	
Planta bio-GNL	90,9
Planta biometano	62,9
OPEX [MMUSD]	
Bio-GNL	17,7
Biometano	15,2
Ingresos Secundarios [MMUSD]	
Planta biometano/bio-GNL	5,3
Capacidad Energética [MMBTU]	
Planta biometano/bio-GNL	699.158
Resultados CNB bruto [USD/MMBTU]	
Planta bio-GNL	41,8
Planta biometano	33,2
Resultados CNB neto [USD/MMBTU]	
Planta bio-GNL	34,2
Planta biometano	25,6

El detalle de los cálculos de CNB de biometano gaseoso y bio-GNL se encuentran detallados en el [Anexo 8](#).

5.5 Costos de transporte

Para determinar los costos de inversión asociados al transporte de biomasa, biometano y bio-GNL, se deberá tomar en cuenta dos factores: cantidad a transportar y distancia por recorrer. Cada caso será evaluado según diferentes condiciones logísticas.

5.5.1 Tipo de transporte

5.5.1.1 *Transporte de biomasa*

Estos costos de inversión están asociados directamente al costo de los vehículos necesarios para transportar el estiércol de ave y el rastrojo de maíz. Se tienen dos casos diferentes a evaluar:

- a) **Transporte de biomasa desde el punto de recolección hasta la planta:** Este caso involucra largas distancias entre el punto de recolección de la materia prima y su traslado hacia la planta. Se utilizará como vehículo un tractocamión con semirremolque tipo tolva, con una capacidad de carga útil de 28 t o 20 m³.

Para calcular el número de camiones requeridos para el traslado de materia prima, primero se hará cálculo del tiempo de ciclo, dado por la ecuación (15):

$$t_{ciclo} = \frac{2 \cdot D}{v} + t_{c+d} \quad (15)$$

donde,

- D = distancia entre la planta y el punto de recolección [km]
- v = velocidad promedio del vehículo [km/h]
- t_{c+d} = tiempo de carga y descarga

Luego, se calcula el número de viajes (siendo este un número entero) que se realizan por día, por medio de la ecuación (16):

$$N_{viajes/día} = \frac{H_{op}}{t_{ciclo}} \quad (16)$$

donde,

- H_{op} = horas efectivas de operación

Para el dimensionamiento de la flota de transporte de materias primas se consideró una operación efectiva de 16 h/día por camión, equivalente a dos turnos diarios de 8 horas. Este supuesto representa la disponibilidad operacional del vehículo y no la jornada continua de un mismo conductor. Además, el modelo considera 330 días de operación anual para el transporte y una flota de respaldo equivalente al 20% de los vehículos requeridos, considerando como mínimo una unidad adicional cuando dicho porcentaje resulte inferior a un vehículo. Esta holgura permite mantener la continuidad del transporte ante mantenciones programadas, fallas mecánicas u otras indisponibilidades temporales de los camiones.

Una vez obtenido el número de viajes necesarios, se puede calcular la capacidad diaria del camión, tanto volumétrica como másica, dada por las ecuaciones (17) y (18):

$$C_{dV} = V_c \cdot N_{viajes/día} ; C_{dm} = M_c \cdot N_{viajes/día} \quad (17) (18)$$

donde,

- C_{dV} = capacidad diaria volumétrica
- C_{dm} = capacidad diaria másica
- V_c = capacidad de carga volumétrica del camión
- M_c = capacidad de carga másica del camión

Finalmente, el número de camiones se calculará como el cociente entre la cantidad de materia prima que se requiere transportar diariamente a la planta, y las capacidades diarias de los camiones, tal como se presenta en la ecuación (19):

$$n_c = \text{valor máximo} \left[\frac{S_m}{C_{dm}} ; \frac{S_v}{C_{dV}} \right] \quad (19)$$

donde,

- S_m = cantidad de sustrato diario a movilizar en [t/día]
- S_v = cantidad de sustrato diario a movilizar en [m³/día]

Una vez calculado el número de camiones necesario para transportar la materia prima, se podrán calcular los costos de inversión. Los costos por cada tractocamión y semirremolque tolva, se presentan en la Tabla 5.34.

Tabla 5.34: Inversión vehículo de carga [182, 183]

Elemento	Valor [USD]
Tractocamión	119.553
Semirremolque tolva	35.742

Por otro lado, los costos de operación de transporte se calcularán en base a los costos unitarios de operación según tipo camión. Durante el 2020, la subsecretaría de transporte emitió un informe donde presenta los costos de operación de camiones tipo tractor semirremolque tolva [184]. El informe detalla un valor de 24 pesos por kilómetro recorrido y toneladas transportadas (24 CLP/(t·km)). Este valor contabiliza los gastos por combustible, costos de circulación, sueldo de conductores, mantención, depreciación, gestión y administración, y el uso de infraestructuras.

Este costo se debe actualizar según los índices de ICT para marzo de 2026, obteniendo un valor expresado en dólares de 0,04 USD/(t·km).

- b) **Transporte interno de la biomasa en la planta:** Este caso implica el transporte de la materia prima desde la zona de acopio de materias primas dispuesto dentro de la planta, hasta los alimentadores sólidos de cada módulo. Este movimiento da inicio al proceso de producción de biometano. Involucra cortas distancias, y el uso de cargadores frontales para abastecer los tractocamiones con semirremolque tolva, mismo modelo visto anteriormente.

Para calcular el número de camiones y cargadores frontales, se utilizará la misma fórmula empleada por los tractocamiones de carga pesada y larga distancia. Los cargadores frontales poseen una capacidad de carga de 1,8 m³, un tiempo de carga y descarga de 2,5 min, una velocidad de desplazamiento promedio de 5 km/h. El costo de los cargadores frontales es de 25.108 USD [185].

Debido a que este movimiento de sustratos representa una logística diferente con respecto al transporte de sustratos de larga distancia, las estimaciones para calcular los costos de operación serán diferentes. Para su cálculo, primero se estimará que, por cada camión requerido para el transporte interno de sustratos, se necesitarán 2 conductores designados para cumplir con los 2 turnos de 8 horas. También se deberá considerar el consumo de diésel por hora, el precio del diésel y el sueldo del conductor. Todos estos datos se presentan en la Tabla 5.35.

Tabla 5.35: Datos transporte Interno de materias primas en planta.

Criterio	Valor	Unidad	Referencia
Consumo Diesel camión	4	l/h	[186]
Consumo Diesel cargador	10	l/h	[187]
Precio Diesel 26 marzo	1.170,82	USD/m3	[188]
	1,17	USD/l	
Sueldo conductor	683.002	CLP/mes	[189]
	33	USD/día	

5.5.1.2 Transporte de subproductos

El fertilizante sólido producido en la etapa de tratamiento de digestato, se elevará hasta una tolva con compuerta para su posterior descarga en los camiones. El movimiento de este subproducto se realizará de manera interna hasta un punto de acopio, con condiciones logísticas equivalentes a las descritas en el punto 5.5.1 para el transporte interno de la biomasa. Se utilizarán también cargadores frontales para abastecer los camiones externos que requieran del fertilizante.

5.5.1.3 Transporte de biometano

El transporte de biometano se realizará a través de un gasoducto que conectará la planta con el punto de inyección de biometano en la red de distribución de gas natural. En la planta de biometano, desde el gasómetro externo de almacenamiento, se utilizará un compresor para movilizar el gas. En el punto de inyección, debido a la pérdida de carga que pueda existir en el trayecto, el biometano volverá a someterse a un aumento de presión para igualar las condiciones requeridas por el operador de red.

Para calcular los costos de inversión del transporte de biometano, se estima que el gasoducto tiene un costo de 580.000 euros/km, o bien, unos 666.884 USD/km [138].

Los costos de operación están asociados exclusivamente al uso de ambos compresores.

5.5.1.4 Transporte de bio-GNL

Para movilizar el bio-GNL desde la planta hasta la PSR, se utilizarán tractocamiones con semirremolque criogénico de 51 m³ y 21,6 t/viaje.

El cálculo de camiones requeridos se hará de igual forma que los camiones de transporte de larga distancia de biomasa.

Para calcular los costos de operación, se utilizarán los datos actualizados del informe del 2020 de la subsecretaría de transporte. El costo asociado a este tipo de camiones es de 0,038 USD/(t·km) [184].

5.5.2 Resultados Costo de Transporte

En síntesis, la logística del proyecto considera el transporte externo de las materias primas hacia la planta, el movimiento interno de biomasa y subproductos, y la distribución del producto final. Mientras el biometano gaseoso se transporta mediante un gasoducto hasta el punto de inyección, el bio-GNL se moviliza en camiones con semirremolque criogénico hasta una PSR. En todos los casos, los costos dependen principalmente de la cantidad transportada, la distancia recorrida y la capacidad de los equipos utilizados, por lo que la ubicación de la planta y la configuración logística influyen directamente en el costo nivelado del biometano.

Si consideramos solo el transporte interno de la planta, dado por vehículos cargadores y tractocamiones tipo tolva, utilizados para movilizar la materia prima y el fertilizante sólido, tendremos como resultados de costos operacionales y de inversión, los valores presentes en la Tabla 5.36.

Tabla 5.36: Costo operacional y de inversión para transporte interno planta caso base

Costos operacional caso base movimiento interno		
Transporte	n° camiones	Costo MMUSD
Camión tolva Materia prima	5	0,22
Camión tolva Fertilizante interno	11	0,53
Cargadores frontales	8	0,57
Total		1,32
Costos de inversión caso base movimiento interno (+20% holgura)		
Transporte	n° camiones	Costo MMUSD
Camión tolva Materia prima	6	0,93
Camión tolva Fertilizante interno	14	2,17
Cargadores frontales	10	0,25
Total		3,35

Para el mismo caso base, se hará el cálculo de los costos de inversión y operación en transporte externo e interno de la planta partir de las siguientes distancias:

- Distancia planta-punto de inyección/PSR o punto de entrega = 50 km
- Distancia planta-punto recolección estiércol de ave = 100 km
- Distancia planta-punto de recolección rastrojo de maíz = 100 km

Considerando el 20% de holgura en la adquisición de vehículos, Se obtienen los siguientes resultados para el costo de transporte del caso base,

Tabla 5.37: Costos operacionales transporte interno y externo caso base

Recolección materia prima y movimiento interno planta		
Transporte	n° camiones	Costo MMUSD
Camión tolva Materia prima externo	20	1,30
Camión tolva Materia prima interno	5	0,22
Camión tolva Fertilizante interno	11	0,53
Cargadores frontales	8	0,57
Total		2,62
Transporte bio-GNL		
Transporte	n° camiones	Costo MMUSD
Camión Bio-GNL	1	0,036
Costo operacional total de transporte		
Planta bio-GNL	2,66	[MMUSD/año]
Planta biometano gaseoso	2,62	[MMUSD/año]

Tabla 5.38: Costos de inversión y transporte interno y externo caso base

Tractocamión y semirremolque tolva		
Transporte	n° camiones	Costo MMUSD
Camión tolva Materia prima externo	24	3,727
Camión tolva Materia prima interno	6	0,932
Camión tolva Fertilizante interno	14	2,174
Total	44	6,83
Tractocamión y semirremolque estanque		
Transporte	n° camiones	Costo MMUSD
Camión Bio-GNL	2	0,758
Cargadores frontales		
Transporte	n° camiones	Costo MMUSD
Cargadores frontales	10	0,251
Gasoducto biometano		
Gasoducto	33,34	[MMUSD]
Costo inversión total de transporte		
Planta bio-GNL	7,84	[MMUSD]
Planta biometano gaseoso	40,42	[MMUSD]

Para el caso base, los costos operacionales de transporte alcanzan 2,62 MMUSD/año para la producción de biometano gaseoso y 2,66 MMUSD/año para bio-GNL. La diferencia entre ambas alternativas es reducida, debido a que los principales costos corresponden a la recolección de las materias primas y al movimiento interno de biomasa y fertilizante sólido, mientras que el transporte del bio-GNL añade solo 0,036 MMUSD/año. En cambio, los costos de inversión presentan una diferencia considerable, alcanzando 40,42 MMUSD para el biometano gaseoso y 7,84 MMUSD para el bio-GNL. Esto se explica principalmente por la construcción del gasoducto de 50 km de largo, estimado en 33,34 MMUSD, mientras que la alternativa de bio-GNL requiere dos camiones criogénicos, cuya inversión asciende a 0,758 MMUSD. Por lo tanto, para las distancias adoptadas en el caso base, la configuración de transporte del producto final tiene un efecto significativamente mayor sobre la inversión inicial que sobre los costos operacionales.

5.6 Análisis de sensibilidad

Una vez definido el modelo de flujos de operación, balance de masa y cálculo del CNB en Excel, se desarrollan los análisis de sensibilidad para distintos parámetros de proceso y condiciones logísticas. El modelo fue estructurado de forma dinámica, de manera que la modificación de variables como la capacidad de procesamiento, el rendimiento de metano o las distancias de transporte, actualiza los flujos, requerimientos de equipos, costos asociados y el CNB resultante. Esto permite evaluar distintos escenarios manteniendo una misma estructura de cálculo. Tal como se señala en el subcapítulo 5.4.2.5 se estima una tasa de descuento del 10% y un periodo de vida útil del proyecto de 20 años.

Para cada caso a evaluar, se obtendrán los siguientes resultados:

- CNB para producción de biometano gaseoso o proceso sin licuefacción.
- CNB para producción de bio-GNL o proceso con licuefacción

Los diferentes escenarios a evaluar, son:

1. Capacidad de procesamiento de la planta.

Se analizarán 10 casos para estudiar la variación del CNB en función de la capacidad operativa de la planta. El caso inicial se hará con una capacidad de procesamiento de 10.000 toneladas de ST, en una relación 1:1 de ST entre el estiércol de ave y el rastrojo de maíz ensilado. Se irán sumando así 10.000 toneladas por cada caso, hasta llegar al caso 10, que implica un máximo de 100.000 toneladas de ST procesadas, al igual que el caso base. Además, solo para este escenario, se identificará el impacto de los ingresos secundarios en el cálculo de CNB. Se obtendrán resultados de CNB sin considerar los ingresos secundarios, denominado como CNB bruto; y un cálculo del CNB que sí incorpore los ingresos secundarios, siendo denominado como CNB neto.

Cabe destacar que, para aislar con mayor precisión los resultados del CNB al realizar una variación del tamaño productivo de la planta, el análisis se calculará bajo un rendimiento de conversión de biomasa a biogás constante, con un valor promedio de $225 \text{ Nm}^3\text{CH}_4/\text{t}_{\text{sv}}$. Además, no se considerará el transporte de larga distancia de biomasas y productos. El único

transporte considerado será el de la biomasa al interior de la planta. Finalmente, el alcance de dicho cálculo abarcará desde la recepción de la biomasa en planta, hasta la obtención y almacenamiento del biometano gaseoso o bio-GNL dentro de la planta.

2. Rendimiento/eficiencia del proceso.

Debido a la complejidad de la digestión anaeróbica y los diversos factores que afectan el proceso de generación de biogás, se realizará un análisis de sensibilidad del CNB en función del rendimiento de conversión por parte de las materias primas procesadas. Según la Tabla 5.7, Propiedades Materia prima, el rango de rendimiento ponderado de ambas materias primas, varía entre 200 y 250 Nm³/tsv.

Se evaluarán 6 casos, correspondientes a un rendimiento ponderado de 200, 210, 220, 230, 240 y 250 Nm³/tsv. Para ello, se mantendrá fija la capacidad de procesamiento de la planta en 100.000 toneladas de ST anuales.

3. Distancia entre la planta y el punto de recolección de la materia prima.

Uno de los principales aspectos a evaluar en esta memoria, son las distancias logísticas entre la planta y el punto de recolección de las biomásas. Para verificar el efecto que esta variable implica sobre los costos, se realizará un análisis de sensibilidad del CNB en función de esta distancia, evaluando 10 casos diferentes. Cada caso tendrá una diferencia de 20 km, iniciando con un valor de 20 km y finalizando con una distancia de hasta 200 km.

En este análisis habrá dos casos. En el primero, se analizará la distancia entre la planta y el punto de recolección del estiércol de ave, dejando en 0 la distancia con el rastrojo de maíz. En el segundo caso, se dará el escenario contrario, donde se analizará la distancia entre la planta y el punto de recolección del rastrojo de maíz, manteniendo en 0 la distancia con el estiércol de ave.

4. Distancia entre la planta y el punto de inyección/PSR

Para comparar los costos de producción y entrega de biometano y bio-GNL al operador de red de distribución de gas natural, se debe analizar la variación de CNB en función de la distancia entre la planta y el punto de inyección al gasoducto, para el caso de producir biometano gaseoso, y la distancia entre la planta y la PSR, para el caso de producir bio-GNL.

5.7 Resultados Costo Nivelado

1. Capacidad de procesamiento de la planta.

Los resultados obtenidos para el análisis de sensibilidad del CNB en función del tamaño de la planta se presentan en la Tabla 5.39.

Tabla 5.39: Resultados CNB análisis de sensibilidad por tamaño planta

Capacidad ST [t/año]	Costo nivelado [USD/MMBTU] Biometano gaseoso		Costo nivelado [USD/MMBTU] Bio-GNL	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
10.000	54,8	47,2	67,6	60,0
20.000	41,7	34,1	51,8	44,2
30.000	40,3	32,7	50,8	43,1
40.000	36,9	29,3	46,6	39,0
50.000	35,0	27,3	44,7	37,1
60.000	35,6	28,0	45,3	37,7
70.000	34,2	26,6	43,5	35,9
80.000	34,9	27,3	43,9	36,3
90.000	34,0	26,4	42,9	35,2
100.000	33,2	25,6	41,8	34,2

Tanto para la producción de biometano gaseoso como de bio-GNL, la venta de subproductos como el fertilizante sólido, fertilizante líquido y el sulfato de amonio para obtener ingresos secundarios disminuye considerablemente el CNB. Para el caso del biometano gaseoso, la diferencia entre CNB bruto y CNB neto es de un 14 a un 23%, mientras que para el bio-GNL, la diferencia puede llegar a estar entre un 11 a un 18%.

Los datos de CNB bruto y neto para ambos casos, se presentan en el gráfico de la Figura 5.12.

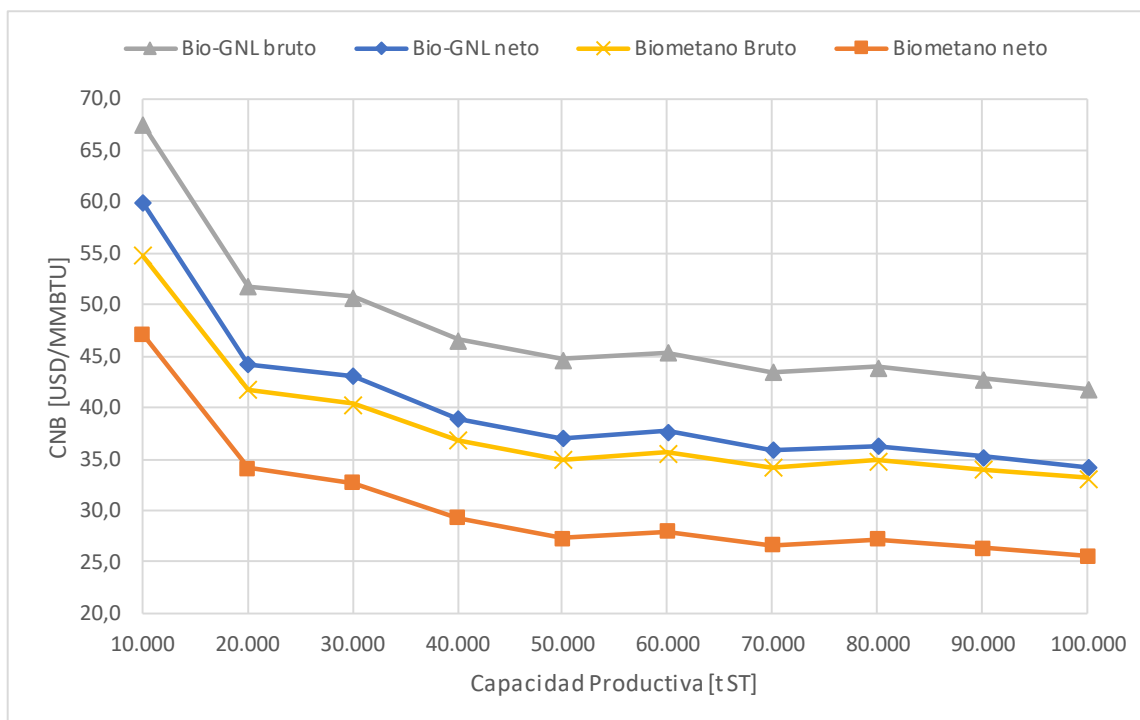


Figura 5.12: Gráfico CNB vs Capacidad Productiva

El cambio porcentual del CNB gradual respecto al tamaño de la planta, se presenta en la Figura 5.13.

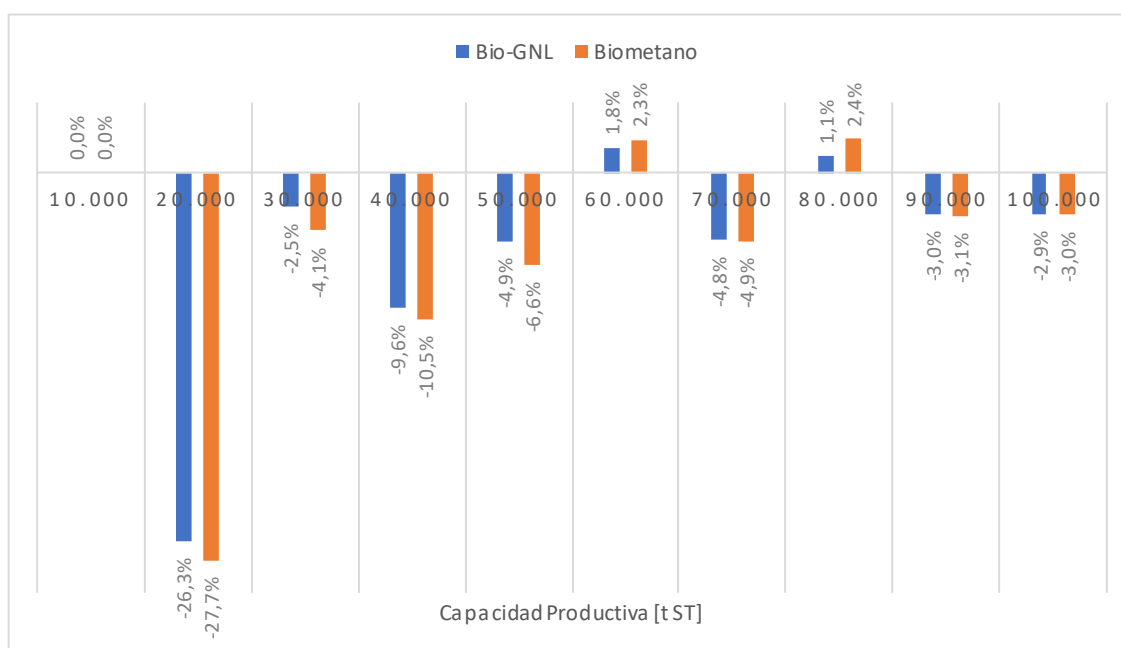


Figura 5.13: Cambio porcentual del CNB neto al aumentar la capacidad de la planta

El mayor porcentaje de cambio entre una capacidad y otra, se presenta entre el caso 1 y 2, donde el aumento de la capacidad de la planta provoca una disminución del CNB para el biometano gaseoso y bio-GNL de un 27,7% y 26,3% respectivamente. Los casos 6 y 8, en cambio, presentan un ligero aumento del CNB con respecto a una menor capacidad. Esto se debe a que, en ambos casos, la planta debe considerar la instalación de un nuevo módulo, lo que implica la inversión y operación de dos digestores adicionales, más todo un tren de equipos para mezclar y transportar los sustratos.

2. Rendimiento/eficiencia del proceso.

Los resultados del CNB en relación a la variación del rendimiento en la operación de la DA, se presentan en la Tabla 5.40.

Tabla 5.40: Resultados CNB análisis de sensibilidad por variación del rendimiento en la operación de DA

Rendimiento ponderado	Costo nivelado [USD/MMBTU]		Costo nivelado [USD/MMBTU]	
	Bruto	Neto	Bruto	Neto
200	36,3	27,7	45,2	36,6
210	34,9	26,7	43,7	35,5
220	33,7	25,9	42,3	34,5
230	32,7	25,2	41,2	33,8
240	31,7	24,6	40,2	33,1
250	30,7	23,9	39,6	32,8

El gráfico con los valores de CNB neto de la Tabla 5.40 se presenta en la Figura 5.14.

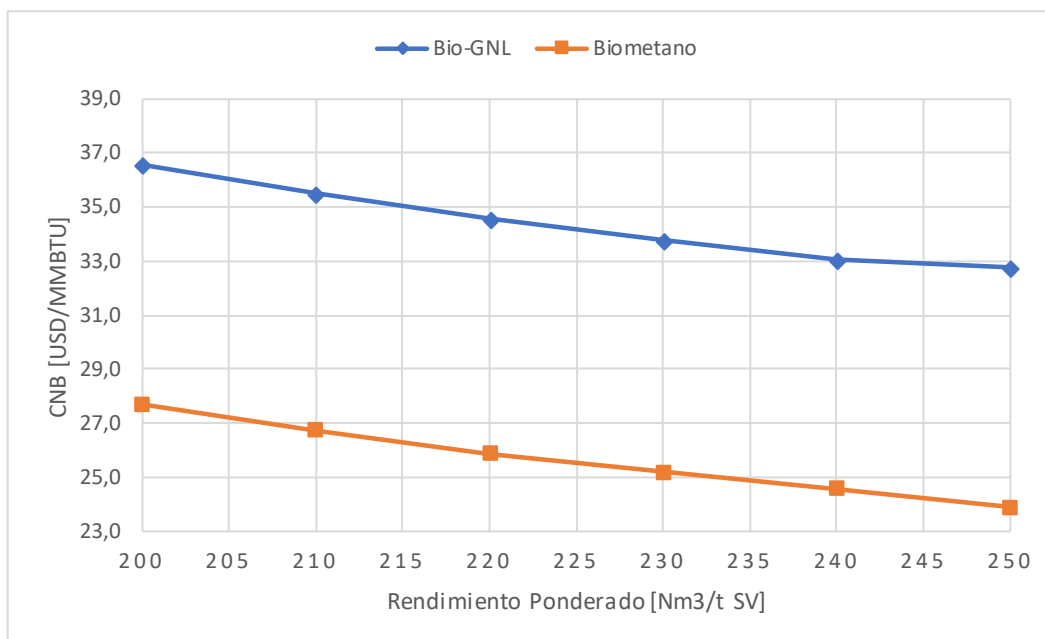


Figura 5.14: Efecto del rendimiento de metano sobre el CNB neto

Para ambos casos, la variación porcentual entre el mínimo y máximo rendimiento, puede llegar a ser de un -13,7% para el biometano gaseoso, y de un -10,4% para el bio-GNL. La Figura 5.15 muestra el cambio porcentual del CNB por cada cambio en el rendimiento.

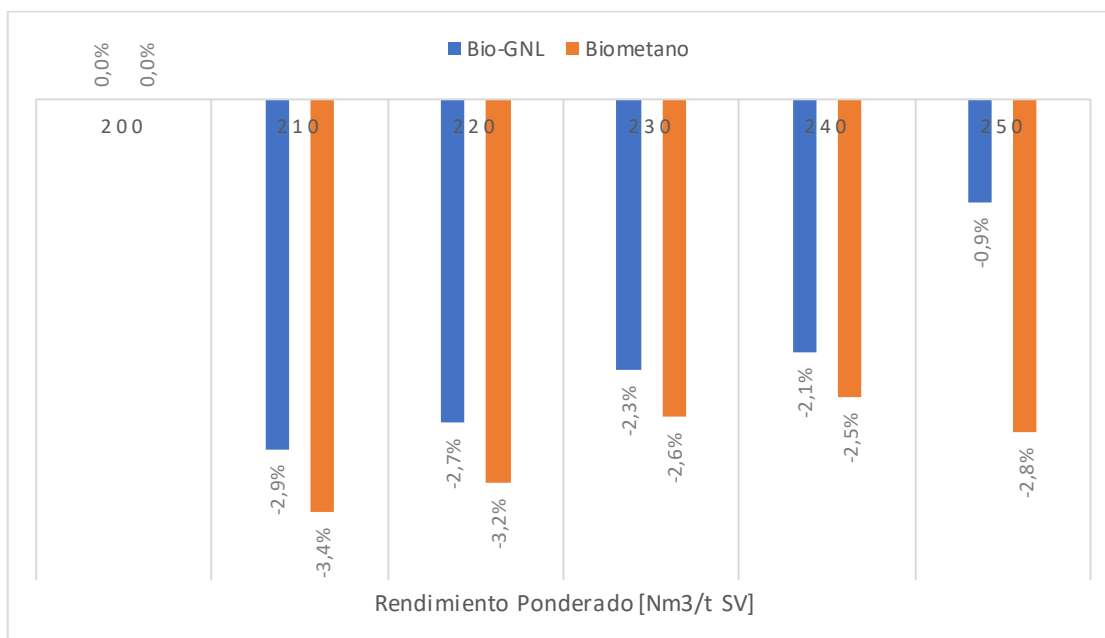


Figura 5.15: Variación porcentual del CNB neto al variar el rendimiento de la planta

3. Distancia entre la planta y el punto de recolección de la materia prima.

Los resultados de este análisis se hacen en base al CNB neto del biometano gaseoso. Los datos obtenidos se presentan en la Tabla 5.41.

Tabla 5.41: Resultados CNB análisis de sensibilidad por variación en la distancia entre planta y punto de recolección de materia prima.

Distancia [KM]	Costo nivelado [USD/MMBTU]	
	Estiércol de ave	Rastrojo de maíz
20	25,8	26,0
40	25,9	26,4
60	26,1	26,7
80	26,3	27,1
100	26,4	27,3
120	26,6	27,8
140	26,7	28,1
160	26,8	28,3
180	27,2	29,2
200	27,3	29,5

El valor del CNB entre el caso 1 y 10 de ambos escenarios, varía en un 5,6% con respecto a la distancia de la planta y el sustrato estiércol de ave, y en un 13,2% para el caso de la distancia entre la planta y el rastrojo de maíz.

El gráfico que representa los datos de la tabla anterior se encuentra en la Figura 5.16, mientras que la variación porcentual entre cada caso, se encuentra en la Figura 5.17.

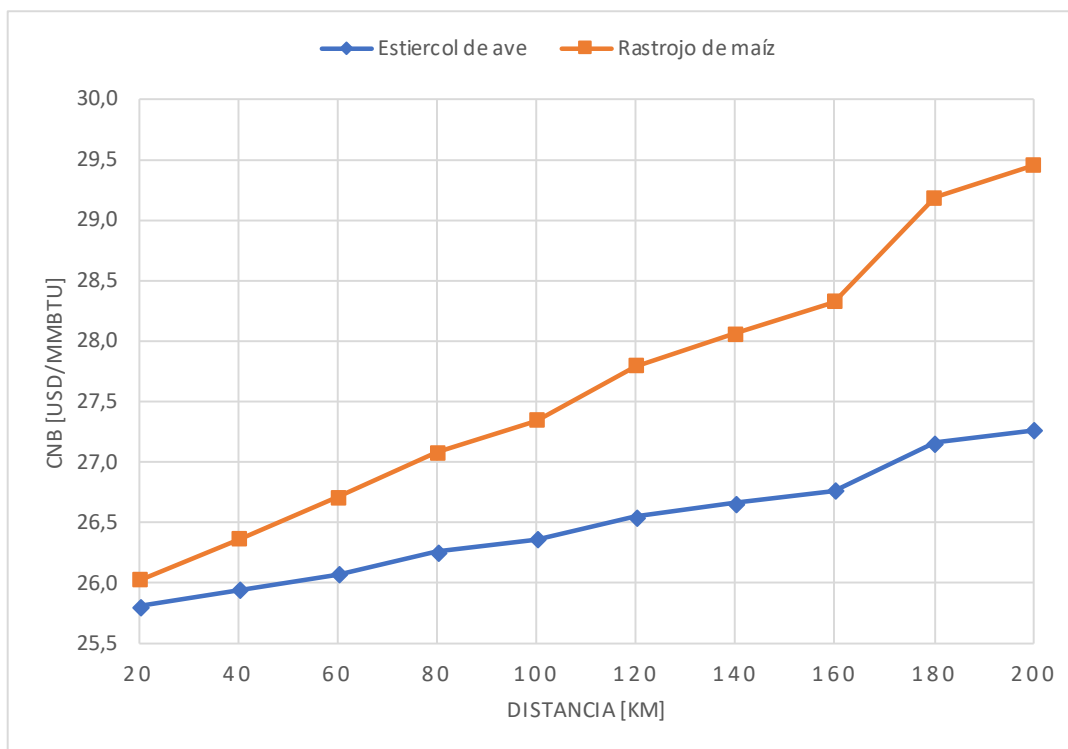


Figura 5.16: Efecto de distancia planta-punto de recolección materia prima y el CNB neto del biometano gaseoso

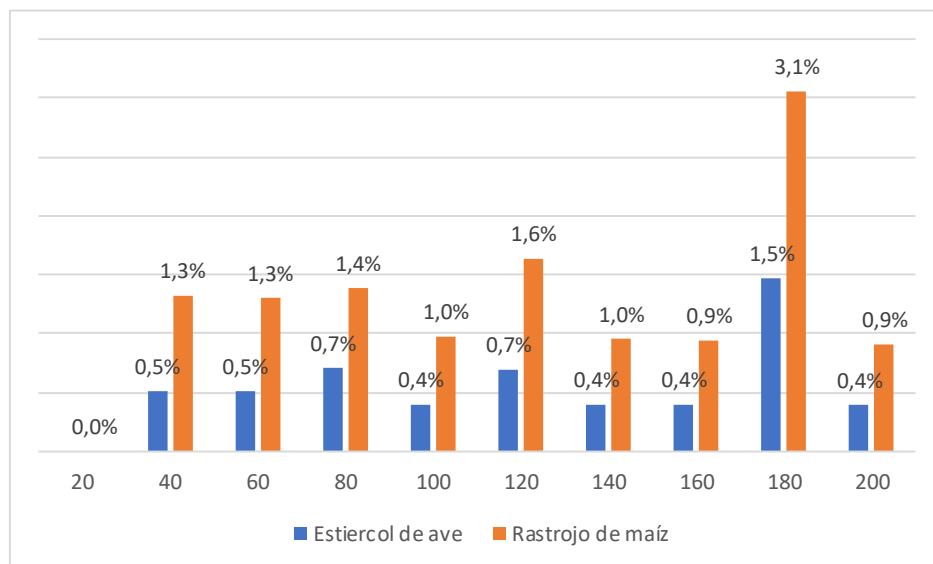


Figura 5.17: Variación porcentual del CNB neto del biometano al variar la distancia de transporte de materia prima

El rastrojo de maíz presenta un aumento más pronunciado en el valor del CNB cada 20 km, debido a que el contenido de humedad de este sustrato es mayor que el del estiércol de ave.

4. Distancia entre la planta y el punto de inyección/PSR o punto de entrega

Los resultados de este análisis se realizan según los CNB neto. En la Tabla 5.42 se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 5.42: Resultados CNB análisis de sensibilidad por variación en la distancia entre planta y punto de inyección/PSR

Distancia [KM]	Costo nivelado [USD/MMBTU]	
	Biometano	Bio-GNL
20	28,7	34,35
40	30,9	34,37
60	33,1	34,39
80	35,4	34,42
100	37,6	34,44
120	39,9	34,46
140	42,1	34,48
160	44,3	34,50
180	46,6	34,58
200	48,8	34,60

La variación del CNB para el caso del bio-GNL es mínimo, mientras que, para el caso del biometano gaseoso, cada kilómetro aumenta considerablemente los costos de inversión, debido a la construcción del gasoducto.

Estos datos se encuentran graficados en la Figura 5.18, mientras que en la Figura 5.19 se presenta el cambio porcentual del CNB para cada caso.

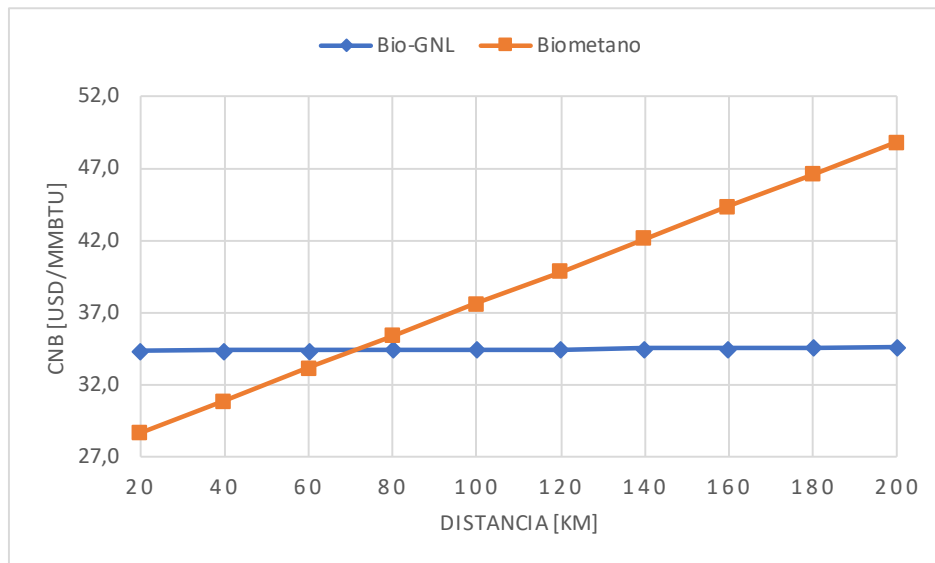


Figura 5.18: Efecto entre la distancia de la planta-punto de inyección gasoducto/PSR en el CNB neto

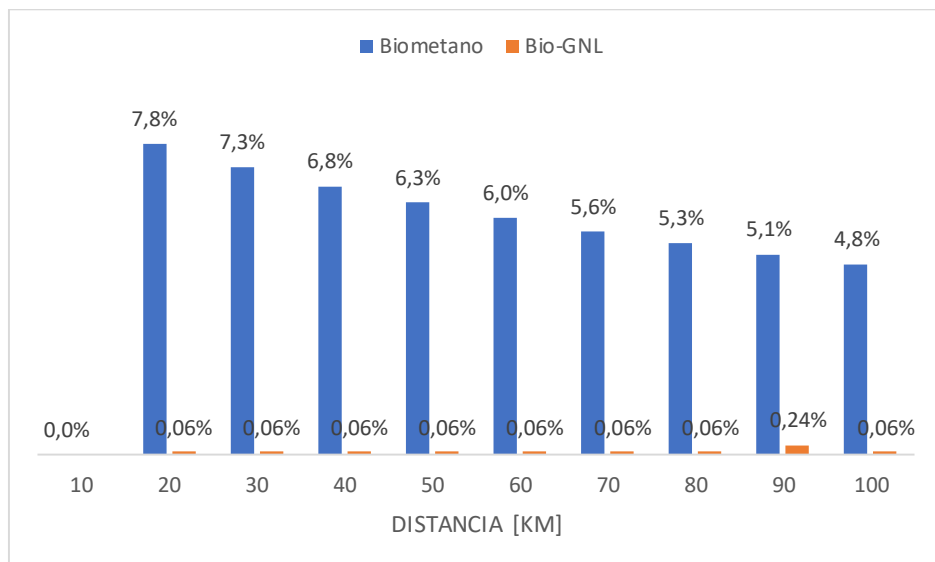


Figura 5.19: Variación porcentual del CNB entre diferentes casos de distancia planta-punto de inyección/PSR

Se observa en el gráfico de la Figura 5.18, que cuando la planta se encuentra a una distancia entre 70 y 75 km del punto de inyección a la red de gasoducto, el costo de transportar biometano gaseoso pasa a ser equivalente a la producción y transporte de bio-GNL. Es por ello, que para distancias que superen este valor, sería más conveniente el uso de bio-GNL que la creación de un gran gasoducto de biometano gaseoso.

Con respecto a la distancia entre la planta y una PSR o punto de entrega de bio-GNL, se analiza el efecto de mayores rangos de distancia de transporte en el CNB. Para ello, se analizan 10 casos, hasta unos 1.000 km recorridos. Los resultados se presentan en la Tabla 5.43 y la Figura 5.20.

Tabla 5.43: Detalle análisis de sensibilidad distancia planta-PSR/punto de entrega bio-GNL

Distancia [km]	n° camiones	CNB neto [USD/MMBTU]
100	1	34,4
200	1	34,5
300	2	34,7
400	2	34,8
500	3	35,0
600	3	35,1
700	4	35,2
800	4	35,4
900	5	35,5
1.000	5	35,6

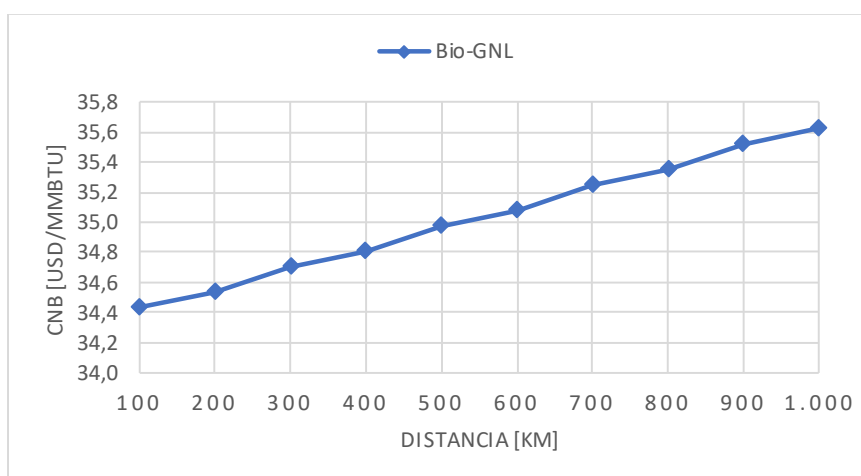


Figura 5.20: Efecto entre la distancia de la planta y PSR o punto de entrega de bio-GNL en el CNB

El CNB presenta un leve cambio cada 100 km, valor que aumenta entre un 0,29 y 0,48%. El aumento del CNB entre 100 y 1.000 km, es de un 3,5%.

5.8 Comparación del CNB con combustibles de referencia y evaluación de competitividad

Para evaluar la competitividad económica de los productos obtenidos, se compararon los valores de costo nivelado correspondientes a una planta con capacidad de procesamiento de 100.000 t/año de sólidos totales con los precios de los combustibles fósiles presentados en el subcapítulo 3.2.6. Bajo esta capacidad y sin considerar el transporte externo, el CNB neto obtenido fue de 25,6 USD/MMBTU para el biometano gaseoso y de 34,2 USD/MMBTU para el bio-GNL.

En el caso del biometano gaseoso, se adopta como valor único de comparación la tarifa de 15,45 USD/MMBTU, correspondiente al tramo de mayor consumo publicado para el gas natural industrial. Este valor se considera el más representativo para el caso base, debido a que la producción estimada de biometano equivale aproximadamente a 1,56 millones de Nm³ mensuales, característica de un consumidor industrial de gran escala. Frente a esta referencia, el biometano presenta una diferencia de aproximadamente 10,15 USD/MMBTU, equivalente a un 65,7%. Este diferencial puede interpretarse como la prima verde requerida para reconocer su origen renovable, la valorización de residuos orgánicos y su contribución a la reducción de la huella de carbono. Asimismo, una mezcla de 5 a 10% de biometano con gas natural incrementaría el costo energético de la mezcla en aproximadamente 0,51 a 1,02 USD/MMBTU, mostrando una alternativa de incorporación gradual con un impacto económico acotado.

Como aplicación industrial, puede considerarse el caso de Cristalerías de Chile S.A., establecimiento que se encuentra incluido entre aquellos afectos al Impuesto Verde durante el período 2025 [238]. Para su establecimiento ubicado en Padre Hurtado, un inventario industrial elaborado para el Ministerio del Medio Ambiente reportó un consumo aproximado de 21.454 t/año de gas natural, utilizado principalmente en hornos de fusión y una caldera de fluido térmico [239]. Considerando el poder calorífico inferior y el factor de emisión utilizados por el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero para el gas natural, de 46,31 TJ/Gg y 56,1 kgCO₂/GJ, respectivamente [240], este consumo representa del orden de 55.700 tCO₂/año de emisiones fósiles asociadas a su combustión. Dado el valor actual del

Impuesto Verde de 5 USD/tCO₂ señalado en el subcapítulo 3.2.3, el costo del carbono contenido en el gas natural equivale aproximadamente a solo 0,3 USD/MMBTU. Bajo un escenario de sustitución energética, reemplazar 5%, 10% y 15% del gas natural por biometano permitiría reducir aproximadamente 2.800, 5.600 y 8.400 tCO₂ fósil/año, respectivamente, equivalentes a un ahorro tributario potencial del orden de 14.000, 28.000 y 42.000 USD/año si estas reducciones fueran reconocidas para efectos de las emisiones gravadas. Sin embargo, considerando la prima de 10,15 USD/MMBTU obtenida para el caso base, estas proporciones incrementarían el costo energético de la mezcla en aproximadamente 0,51, 1,02 y 1,52 USD/MMBTU, respectivamente. Bajo el valor actual del Impuesto Verde, el ahorro potencial asociado a la reducción de emisiones fósiles compensaría aproximadamente un 3% de la prima requerida por el biometano. Por lo tanto, aunque el impuesto genera una señal económica favorable a la sustitución del gas natural, su magnitud actual resulta insuficiente para reducir significativamente la brecha de costos entre ambos combustibles.

Para el bio-GNL, el principal combustible de comparación corresponde al diésel utilizado en transporte pesado. Frente al precio de paridad de importación de 25,7 USD/MMBTU, el cual no corresponde a un precio final de venta ni incorpora el impuesto específico aplicado al diésel, el CNB del bio-GNL resulta superior en 8,5 USD/MMBTU, equivalente a un 33,1%. Respecto del GLP vehicular, cuyo valor de referencia alcanza 15,8 USD/MMBTU y también corresponde a un precio de paridad de importación puesto en el Puerto de Quintero, y no a un precio final de venta al consumidor, la diferencia aumenta a 18,4 USD/MMBTU. Si el bio-GNL fuera regasificado para sustituir gas natural mediante una PSR, su costo también superaría en 4,15 USD/MMBTU el límite superior del rango industrial considerado.

Estos resultados indican que el biometano gaseoso presenta una mayor competitividad económica, especialmente cuando existe cercanía con la red de distribución y cuando se compara con consumidores ubicados en los tramos superiores de precio del gas natural. El bio-GNL, en cambio, no resulta competitivo exclusivamente por su costo energético bajo las condiciones evaluadas, por lo que su adopción dependería en mayor medida de la valorización de sus beneficios ambientales, de incentivos asociados a la reducción de

emisiones y de su utilización en sectores con metas específicas de descarbonización, como el transporte pesado y la minería.

La comparación debe considerarse referencial, debido a que la tarifa industrial de gas natural incluye IVA, mientras que los valores del diésel y del GLP corresponden a precios de paridad de importación y el CNB representa un costo nivelado de producción. Una evaluación comercial definitiva requeriría homologar el tratamiento tributario, los costos logísticos, el punto de entrega y las condiciones contractuales de cada combustible.

6. Conclusiones

A través del análisis de biomasas disponibles en Chile y una evaluación multicriterio, se logró identificar que estiércol de ave o pollinaza y los residuos hortícolas son los sustratos mejor evaluados para procesar en la planta de biometano. Para caracterizar los residuos hortícolas, se considera utilizar los rastrojos de maíz dulce como sustrato de codigestión. El potencial metanogénico conjunto estimado para el estiércol de ave y la categoría de residuos hortícolas posee un valor aproximado de 158,2 millones de Nm^3 de metano anuales, equivalentes a unos 6 millones de MMBTU/año, que representa un 26,6% del potencial metanogénico total estimado para las biomasas consideradas aptas para DA en Chile, y que permitiría reemplazar un 6,9 % de la demanda total de gas natural en Chile.

El estudio benchmark confirmó la factibilidad industrial de procesar estiércol de ave en codigestión con rastrojos de maíz y permitió identificar las escalas y configuraciones tecnológicas utilizadas en plantas agrícolas europeas. A partir de estas referencias se definió una planta modular de DA húmeda en reactores CSTR, con *upgrading* por membranas y tratamiento del digestato mediante separación sólido-líquido y recuperación de nitrógeno. Estos antecedentes, complementados con criterios de ingeniería y datos científicos, permitieron establecer las diez etapas de proceso y definir un caso base de gran escala de 100.000 t_{ST} /año, utilizado para desarrollar el balance de masa y dimensionar posteriormente plantas de distintas capacidades dentro de los rangos respaldados por las referencias.

En cuanto al marco regulatorio, se determinó que Chile dispone de normativa aplicable a las distintas etapas asociadas a la producción y utilización de biometano y bio-GNL, incluyendo especificaciones de calidad para el biometano, requisitos de seguridad para plantas de biogás, inyección y distribución de gas por red, y disposiciones aplicables al almacenamiento y transporte de GNL. Sin embargo, actualmente no existe una prima verde regulada, una tarifa preferencial ni un mecanismo de incentivo específico para la producción de biometano, por lo que su desarrollo comercial dependería principalmente de las condiciones de mercado y de la valorización económica de sus beneficios ambientales.

El balance de masa elaborado en el software Excel, arroja que para el caso base, se obtiene una planta con una capacidad energética de 204,91 GWh/año o 699.158 MMBTU/año. Esta cantidad de energía permitiría sustituir un 0,8% de la demanda total de gas natural en el país, y se estarían utilizando un 3,1% del potencial metanogénico nacional a través de la DA.

El cálculo del costo nivelado neto para el caso base es de 25,6 USD/MMBTU para biometano gaseoso y 34,2 USD/MMBTU para bio-GNL, sin considerar los costos de operación e inversión de transporte de materia prima, productos y subproductos fuera de la planta. La diferencia se debe principalmente a que el Bio-GNL requiere equipos adicionales de acondicionamiento, licuefacción, almacenamiento criogénico y carga. Comparando estos valores de CNB con los rangos de costos descritos en el subcapítulo 3.2.2, siendo estos de 10,6 y 31,6 USD/MMBTU para el biometano gaseoso y de 27,3 y 44,3 USD/MMBTU para el bio-GNL, observamos que los resultados se encuentran dentro del margen de costos estimados a nivel mundial.

El análisis de sensibilidad respecto de la capacidad de procesamiento permitió identificar el efecto de las economías de escala sobre el costo de producción. En particular, para capacidades entre 50.000 y 100.000 t_{ST}/año se observa una tendencia general a la disminución del CNB, pasando, para el biometano gaseoso, desde 27,3 hasta 25,6 USD/MMBTU, equivalente a una reducción de aproximadamente 6,2%. Para el bio-GNL, el CNB disminuye desde 37,1 hasta 34,2 USD/MMBTU en el mismo intervalo. Esta reducción no es completamente continua, debido a que el diseño modular exige incorporar nuevos digestores y líneas de proceso al superar determinadas capacidades, generando aumentos puntuales del costo. Sin embargo, dentro del intervalo evaluado, las mayores capacidades permiten distribuir la inversión y los costos fijos sobre una mayor producción energética, obteniéndose los menores valores de CNB hacia las 100.000 t_{ST}/año. Por lo tanto, los resultados indican que una capacidad igual o superior a 50.000 t_{ST}/año resulta más favorable para aprovechar las economías de escala del proceso, siempre que exista disponibilidad suficiente de biomasa para sostener dicho nivel de producción. Este rango de capacidad también resulta consistente con las escalas observadas en el benchmark europeo. El rango de capacidad establecido dentro de una economía de escala, dado por 50.000 a 100.000 t_{ST}/año, equivale aproximadamente a 109.000–219.000 t/año de biomasa húmeda, intervalo comparable con

instalaciones como Güstrow y Benas-GNS, que procesan del orden de 100.000 a 175.000 t/año de sustratos. Por lo tanto, el rango donde el modelo evidencia economías de escala corresponde efectivamente a capacidades alcanzadas por plantas agrícolas de biometano a escala industrial.

Considerando este efecto de escala, la competitividad del biometano gaseoso también depende del tamaño de la planta. Para el caso base de 100.000 t_{ST}/año, el CNB neto de 25,6 USD/MMBTU supera en 10,15 USD/MMBTU la tarifa industrial de gas natural de 15,45 USD/MMBTU, equivalente a una prima verde de 65,7%, mientras que para una planta de 50.000 t_{ST}/año esta diferencia aumenta a 11,85 USD/MMBTU, o 76,7%. Sin embargo, esta prima debe evaluarse también frente al beneficio ambiental de sustituir carbono fósil. Como referencia, el consumo de gas natural reportado para Cristalerías de Chile permite estimar emisiones del orden de 55.700 tCO₂ fósil/año. Una sustitución de 5%, 10% o 15% por biometano reduciría aproximadamente 2.800, 5.600 y 8.400 tCO₂ fósil/año, respectivamente. Con un Impuesto Verde de 5 USD/tCO₂, el costo del carbono contenido en el gas natural es de solo alrededor de 0,30 USD/MMBTU, por lo que el ahorro tributario potencial compensaría una fracción cercana al 3% de la prima del biometano obtenida para el caso base. Esto evidencia que el impuesto actualmente vigente constituye una señal favorable, pero insuficiente por sí sola para alcanzar la paridad económica con el gas natural, por lo que la incorporación del biometano dependerá también de la valorización de sus beneficios ambientales, compromisos de descarbonización y otros mecanismos de incentivo.

Para el bio-GNL, el CNB neto del caso base de 34,2 USD/MMBTU supera en aproximadamente 8,5 USD/MMBTU el precio de paridad de importación del diésel utilizado como referencia, equivalente a una diferencia de 33,1%. Por lo tanto, bajo las condiciones evaluadas, el bio-GNL tampoco alcanza la paridad económica con el combustible fósil que podría sustituir. No obstante, esta comparación debe considerarse referencial, debido a que el valor de 25,7 USD/MMBTU utilizado para el diésel corresponde a un precio de paridad de importación y no a un precio final de venta al consumidor, por lo que la brecha comercial efectiva dependerá además de impuestos, costos logísticos y condiciones de suministro.

La prima verde requerida también presenta una alta dependencia del precio del combustible fósil sustituido. Mientras que frente a la tarifa industrial actual de 15,45 USD/MMBTU el

caso base requiere una diferencia de 10,15 USD/MMBTU, una referencia industrial de 9,1 USD/MMBTU observada en 2019 elevaría esta diferencia a 16,5 USD/MMBTU. Por lo tanto, un retorno del gas natural a niveles de precio previos a las recientes crisis energéticas reduciría la competitividad relativa del biometano, mientras que períodos de precios elevados del gas favorecerían su incorporación al mercado.

Independientemente de esta variación económica, se concluye que la sustitución de combustibles fósiles por biometano contribuye a la descarbonización. Los antecedentes revisados muestran emisiones de ciclo de vida de 10 y $-36 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$ para el biometano, frente a $72 \text{ gCO}_{2\text{eq}}/\text{MJ}$ para el gas natural. Además, su producción a partir de residuos permite valorizar materia orgánica y evitar parte de las emisiones asociadas a su descomposición. Sin embargo, no corresponde afirmar que el biometano sea necesariamente carbono neutral, ya que su desempeño depende de las fugas de metano, el manejo del digestato y la energía utilizada durante el proceso, requiriendo así un análisis de ciclo de vida.

El rendimiento de metano también resultó ser una variable relevante en los costos. Al comparar un escenario de menor rendimiento, de $200 \text{ Nm}^3\text{CH}_4/\text{tsv}$, con uno favorable de $250 \text{ Nm}^3\text{CH}_4/\text{tsv}$, el CNB neto del biometano gaseoso disminuye desde 27,7 hasta 23,9 USD/MMBTU, equivalente a una reducción de 3,8 USD/MMBTU (13,7%). Para el bio-GNL, el CNB disminuye desde 36,6 hasta 32,8 USD/MMBTU, también en 3,8 USD/MMBTU (10,4%). Esto evidencia que mantener condiciones de operación que favorezcan la conversión de los SV en metano, mediante una adecuada caracterización de los sustratos, control de la relación C/N y estabilidad de la digestión anaeróbica, puede mejorar significativamente la competitividad económica de la planta.

Al incorporar las distancias logísticas, la diferencia respecto del gas natural aumenta considerablemente. Para una distancia de 100 km entre la planta y el punto de inyección, el CNB del biometano gaseoso para el caso base aumenta desde 25,6 hasta 37,6 USD/MMBTU, superando en 22,15 USD/MMBTU la tarifa industrial de referencia de 15,45 USD/MMBTU. Asimismo, el transporte de las materias primas incrementa progresivamente el costo, especialmente para el rastrojo de maíz debido a su mayor contenido de humedad. Estos resultados confirman que la competitividad del proyecto depende de localizar la planta próxima tanto a las fuentes de biomasa como a la infraestructura de distribución o los puntos

de consumo. Al integrar este criterio con las condiciones territoriales analizadas y la concentración de biomasa identificada, la zona centro del país aparece como la alternativa más favorable para la instalación de una planta de biometano, al combinar una elevada disponibilidad de residuos agropecuarios y agrícolas con una mayor presencia de redes de gas natural, actividad industrial y potenciales consumidores del producto.

Como resultado del análisis de sensibilidad, la logística de transporte de materias primas arroja que al aumentar la distancia en 20 km entre la planta y los puntos de recolección no repercute en gran medida en el CNB. El mayor impacto en el CNB ocurre cuando la distancia supera los 170 km, cuando el modelo requiere incorporar vehículos adicionales a la flota para mantener la capacidad diaria de transporte. La distancia para recolectar el rastrojo de maíz es más influyente en los costos, debido a que esta materia prima contiene mayor porcentaje de humedad que el estiércol de ave.

Para el caso de las distancias de transporte de productos, se concluye que el biometano gaseoso es más conveniente para distancias bajas y medias hacia el punto de inyección. Sin embargo, cuando la distancia se acerca a los 70 o 75 km, el costo del biometano gaseoso se vuelve equivalente al del Bio-GNL. Adicionalmente, para el bio-GNL, aumentar la distancia hasta el punto de entrega desde 100 hasta 1.000 km incrementa su CNB en solo alrededor de 3,5%, evidenciando una sensibilidad considerablemente menor frente a grandes distancias de transporte. Por ello, el Bio-GNL puede justificarse en escenarios donde no exista infraestructura de red cercana o cuando se requiera transportar el producto mediante gasoducto virtual.

En conclusión, el biometano gaseoso corresponde a la alternativa más favorable bajo las condiciones evaluadas, especialmente en plantas de mayor escala y cercanas a puntos de inyección a red. El Bio-GNL presenta un costo nivelado mayor, pero ofrece ventajas logísticas cuando se requiere transportar el producto a mayores distancias. En ambos casos, la competitividad del proyecto depende de aumentar la escala de producción, asegurar altos rendimientos de metano, reducir distancias logísticas, valorizar los subproductos y contar con condiciones regulatorias y comerciales que reconozcan el valor energético y ambiental del biometano como sustituto renovable del gas natural.

7. Referencias

- [1] European Biogas Association, “15th Statistical Report of the European Biogas Association unveiled: biogases strategic pillar for energy security, competitiveness and sustainability,” 2025. Disponible en: <https://www.europeanbiogas.eu/news/eba-statistical-report-2025/>.
- [2] European Biogas Association, “EBA Statistical Report 2025,” 2025. Disponible en: <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2025/12/EBA-Statistical-Report-2025-Final.pdf>.
- [3] European Commission, “Quarterly Report on European Gas Markets, Q4 2024.” Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/document/download/4aebee79-01e9-4a06-927e-8dd42fc4f9a8_en?filename=New+Quarterly+Report+on+European+gas+markets+Q4+2024.pdf.
- [4] Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile, “Plantas de Biogás.” Disponible en: https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2024/01/Plantas-de-Biogas-v1.pdf?utm_source=chatgpt.com.
- [5] AIDIS Chile, “Presentación de PowerPoint.” Disponible en: <https://www.aidis.cl/wp-content/uploads/2023/05/Biofact-Y-Descarbon-AIDIS75anos-VF3.pdf>.
- [6] Lipigas, “Un hito para Sudamérica: Lipigas pone en marcha la primera planta de BioGNL del continente,” 2025. Disponible en: <https://lipigas.cl/hogar/consejos-energeticos/un-hito-para-sudamerica-lipigas-pone-en-marcha-la-primera-planta-de-biognl-del-continente/>.
- [7] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Ley N.º 20.780: Reforma tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario,” 2014. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1067194>.
- [8] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “DFL 4/20018, 5 de febrero de 2007.” Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>.
- [9] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Balance nacional de energía – Energía Abierta.” Disponible en: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>.
- [10] Elsevier / ScienceDirect, “Anaerobic co-digestion of food waste and dairy manure: Effects of food waste particle size and organic loading rate,” 2014. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301479713007573>.
- [11] Springer Nature, “Anaerobic digestion process: technological aspects and recent developments,” 2018. Disponible en: <https://link.springer.com/article/10.1007/s13762-018-1682-2>.
- [12] Elsevier / ScienceDirect, “Optimizing feeding composition and carbon–nitrogen ratios for improved methane yield during anaerobic co-digestion of dairy, chicken manure and wheat straw,” 2012. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960852412009625>.
- [13] Ministerio del Medio Ambiente de Chile, “Biodigestión.” Disponible en: <https://reciclorganicos.mma.gob.cl/proyectos/biodigestion/>.
- [14] Biorig, “Fertilizante orgánico.” Disponible en: <https://biorig.energy/nuestra-actividad/digestato/>.
- [15] Ministerio de Energía de Chile, “Manual de biogás,” 2011. Disponible en: https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/manual_de_biogas.pdf.
- [16] M. S. Peters, K. D. Timmerhaus y R. E. West, Plant Design and Economics for Chemical Engineers, 5.ª ed. New York, NY, EE. UU.: McGraw-Hill, 2003. Disponible en:

- <https://www.mheducation.com/highered/mhp/product/plant-design-economics-chemical-engineers-fifth-edition.html>.
- [17] G. Towler y R. Sinnott, Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design, 2.^a ed. Oxford, Reino Unido: Elsevier, 2012. Disponible en: <https://shop.elsevier.com/books/chemical-engineering-design/towler/978-0-08-096659-5>.
 - [18] BCcampus Open Education, “Cost of Operating Labour – Foundations of Chemical and Biological Engineering I.” Disponible en: <https://pressbooks.bccampus.ca/chbe220/chapter/cost-of-operating-labour/>.
 - [19] Elsevier / ScienceDirect, “A profitability analysis of small-scale plants for biomethane injection into the gas grid,” 2018. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652618305754>.
 - [20] Wiley, “Greenhouse gas emissions of electricity and biomethane produced using the Biogasdoneright™ system: four case studies from Italy,” 2017. Disponible en: <https://scijournals.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/bbb.1789>.
 - [21] International Energy Agency, “Outlook for Biogas and Biomethane,” 2025. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/5b757571-c8d0-464f-baad-bc30ec5ff46e/OutlookforBiogasandBiomethane.pdf>.
 - [22] zerocarbonshipping.com, “Biogas as a Source of Biofuels for Shipping: Techno-economic Trends,” 2024. Disponible en: https://www.zerocarbonshipping.com/files/biogas-as-a-source-of-biofuels-for-shipping_5_techno-economic-trends.pdf.
 - [23] International Energy Agency, “Assessing the sustainable potential and cost of feedstocks for biogas and biomethane.” Disponible en: https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane/assessing-the-sustainable-potential-and-cost-of-feedstocks-for-biogas-and-biomethane?utm_source=chatgpt.com.
 - [24] Biomethane Industrial Partnership, “BIP - TF4.2 study.” Disponible en: https://bip-europe.eu/wp-content/uploads/2024/08/BIP_TF4.2_study.pdf?utm_source=chatgpt.com.
 - [25] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto Supremo N.º 4: Reglamento de proyectos de reducción de emisiones de contaminantes para compensar emisiones gravadas,” 2023. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1196414>.
 - [26] Ministerio del Medio Ambiente de Chile, “Misión – Sistema de compensación de emisiones.” Disponible en: <https://portalcompensaciones.mma.gob.cl/sistema-de-compensacion-de-emisiones/>.
 - [27] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Ley N.º 21.455: Ley Marco de Cambio Climático,” 2022. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286>.
 - [28] Ministerio del Medio Ambiente de Chile, “Sector residuos y el VCS.” Disponible en: https://portalcompensaciones.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2025/08/Sector-residuos-y-el-VCS-MMA-Chile_compressed.pdf?utm_source=chatgpt.com.
 - [29] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto Supremo N.º 32: Reglamento del artículo 6 del Acuerdo de París,” 2025. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1219471>.
 - [30] Comisión Chilena del Cobre, “Informe Consumo de Energía en la Minería del Cobre. Actualización 2024,” 2025. Disponible en: <https://www.cochilco.cl/web/informe-consumo-de-energia-en-la-mineria-del-cobre-actualizacion-2024/>.
 - [31] Comisión Chilena del Cobre, “La minería del cobre generó el menor nivel de emisiones gases de efecto invernadero en 14 años,” 2025. Disponible en: <https://www.cochilco.cl/web/la->

- mineria-del-cobre-genero-el-menor-nivel-de-emisiones-gases-de-efecto-invernadero-en-14-anos/.
- [32] Comisión Chilena del Cobre, “Sustentabilidad - COCHILCO Sustentabilidad.” Disponible en: <https://www.cochilco.cl/web/sustentabilidad/>.
- [33] Ministerio de Energía de Chile, “Balance Nacional de Energía.” Disponible en: <https://energia.gob.cl/pelp/balance-nacional-de-energia>.
- [34] Ministerio de Energía de Chile, “Informe final del Comité de Expertos para la mejora regulatoria del mercado del gas natural,” 2023. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_comite_de_expertos_gas_natural.pdf.
- [35] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Resolución Exenta CNE N.º 64/2026 - IT Definitivo TCC.” Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2026/02/Res-Ex-CNE-N64-2026-IT-Definitivo-TCC.pdf?utm_source=chatgpt.com.
- [36] Naturgy Chile, “Memoria Anual Integrada Naturgy Chile GN 2025.” Disponible en: https://naturgy.cl/wp-content/uploads/Memoria-Anual-Integrada-Naturgy-Chile-GN-2025.pdf?utm_source=chatgpt.com.
- [37] GasValpo, “Nosotros.” Disponible en: https://www.gasvalpo.cl/nosotros.aspx?utm_source=chatgpt.com.
- [38] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Resolución Exenta CNE N.º 829/2025 - ITF Rentabilidad Lipigas 2024.” Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2026/01/Resolucion-Exenta-CNE-N829-2025-ITF-Rentabilidad-Lipigas-2024_Censurado.pdf?utm_source=chatgpt.com.
- [39] ENAP, “ENAP en Magallanes.” Disponible en: https://www.enap.cl/nuestras-operaciones/enap-en-magallanes?utm_source=chatgpt.com.
- [40] GasValpo, “Cambio de tarifas GasValpo, 4 de mayo de 2026,” 2026. Disponible en: <https://www.gasvalpo.cl/gv2c/pdf/tarifas/tarifa04052026.pdf>.
- [41] GasValpo, “Tarifas.” Disponible en: <https://www.gasvalpo.cl/tarifas.aspx>.
- [42] CORFO, “Informe mercado hidrógeno verde en Chile, versión en español.” Disponible en: https://www.corfo.gob.cl/sites/cpp/wp-content/uploads/2025/03/informe_mercado_hidrogeno_verde_en_chile_version_en_espanol.pdf.
- [43] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Informe de proyección de precios de crudo, carbón y gas natural 2025–2045.” Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/06/Res-Ex-CNE-N334-Aprueba-Inf-Proy-precios-crudo-carbon-GN-2025-2045-3.pdf?utm_source=chatgpt.com.
- [44] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Informe de precios FEPP-MEPCO, 26 de marzo de 2026,” 2026. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2026/04/2026_03_26_MEPCO.pdf.
- [45] Ministerio de Energía de Chile, “Informe anual del Balance Nacional de Energía 2019,” 2020. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/2020_informe_anual_bne_2019.pdf.
- [46] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Hidrocarburos - Precio Mensual Regional de Combustibles Líquidos.” Disponible en: https://www.cne.cl/estadisticas/hidrocarburo/?utm_source=chatgpt.com.
- [47] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Ley N.º 18.502.” Disponible en: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=29903&utm_source=chatgpt.com.

- [48] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto N.º 332, 9 de abril de 2011.” Disponible en: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1024389&utm_source=chatgpt.com.
- [49] Servicio de Impuestos Internos de Chile, “Oficio N.º 1439 de 2011.” Disponible en: https://www.sii.cl/normativa_legislacion/jurisprudencia_administrativa/ley_impuesto_ventas/2011/ja1439.htm.
- [50] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto N.º 348, 12 de agosto de 2013.” Disponible en: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1053551&utm_source=chatgpt.com.
- [51] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto Supremo N.º 201: Oficializa la NCh3213.Of2010, Biometano — Especificaciones,” 2010. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1017038&idVersion=2010-09-15>.
- [52] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto Supremo N.º 119: Reglamento de Seguridad de las Plantas de Biogás,” 2017. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1099847>.
- [53] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “DFL N.º 323: Ley de Servicios de Gas,” 1931. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=5423>.
- [54] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto Supremo N.º 280: Reglamento de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas de Red,” 2010. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1012263>.
- [55] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto Supremo N.º 67: Reglamento de Seguridad de Plantas de Gas Natural Licuado,” 2012. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1042686>.
- [56] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto Supremo N.º 102: Reglamento de Seguridad para el Transporte de Gas Natural Licuado,” 2014. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1060749>.
- [57] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto Supremo N.º 38: Norma de emisión de ruidos generados por fuentes que indica,” 2012. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1040928>.
- [58] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Decreto Supremo N.º 43: Reglamento de Almacenamiento de Sustancias Peligrosas,” 2016. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1088802>.
- [59] International Energy Agency, “Global biomethane production and market development,” 2024. Disponible en: https://iea.blob.core.windows.net/assets/33c29a6e-a2f2-4e20-9fa1-e057263c893a/IEA_Biomethanewebinar_GergelyMOLNAR.pdf.
- [60] CEDIGAZ, “Global Biomethane Market 2025 Assessment,” 2025. Disponible en: <https://www.cedigaz.org/global-biomethane-market-2025-assessment/>.
- [61] 3tres3.com, “Chilean pork production and exports rebound in 2023 - Swine news - pig333, pig to pork community,” 2024. Disponible en: https://www.3tres3.com/en/latest_swine_news/chilean-pork-production-and-exports-rebound-in-2023_20078/.
- [62] 3tres3.com, “Chile: producción y exportaciones de carne de cerdo repuntaron en 2023,” 2024. Disponible en: <https://www.3tres3.com/latam/print/16337>.
- [63] nationalhogfarmer.com, “Does hog size impact manure production?,” 2015. Disponible en: <https://www.nationalhogfarmer.com/manure/does-hog-size-impact-manure-production->.
- [64] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Producción de ganado bovino, ovino y caprino en Chile,” 2023. Disponible en:

- [https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio%2F10221%2F34047%2F1%2FProduccion de ganado Bovino ovino y caprino.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio%2F10221%2F34047%2F1%2FProduccion%20de%20ganado%20Bovino%20ovino%20y%20caprino.pdf).
- [65] scielo.cl, “Perception of Chilean dairy farmers facing the growing heat stress events in the country,” 2025. Disponible en: https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0719-81322025000100103&lng=es&nrm=iso&tlng=en.
- [66] INDAP, “Manual de producción agroecológica,” 2022. Disponible en: <https://www.indap.gob.cl/sites/default/files/2022-02/n%C2%BA8-manual-de-produccion%CC%81n-agroecologica.pdf>.
- [67] repositorio.una.ac.cr, “Documento en repositorio institucional sobre generación de estiércol ovino.” Disponible en: <https://repositorio.una.ac.cr/server/api/core/bitstreams/e9775b00-9850-4a78-a9d4-2b12d0b765be/content>.
- [68] Instituto Nacional de Estadísticas de Chile, “Boletín de ferias y mataderos, trimestre enero–marzo de 2026,” 2026. Disponible en: https://www.ine.gob.cl/docs/default-source/mataderos-de-ganado/boletines/feria-y-mataderos/bolet%C3%ADn-ferias-y-mataderos-trimestre-enero-marzo-2026.pdf?sfvrsn=145276e7_4.
- [69] sag.gob.cl, “Informe Final Cosecha 2024,” 2024. Disponible en: <https://www.sag.gob.cl/sites/default/files/Informe%20Final%20Cosecha%202024.pdf>.
- [70] hubtec.cl, “Concha y Toro Innova - HUBTEC.” Disponible en: <https://www.hubtec.cl/concha-y-toro-innova/>.
- [71] PortalPortuario, “Exportaciones de cerezas chilenas crecen 51% en temporada 2024-2025 - PortalPortuario,” 2025. Disponible en: <https://portalportuario.cl/exportaciones-de-cerezas-chilenas-crecen-51-en-temporada-2024-2025/>.
- [72] MDPI, “Sustainable Valorization of Industrial Cherry Pomace: A Novel Cascade Approach Using Pulsed Electric Fields and Ultrasound Assisted-Extraction,” 2024. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2304-8158/13/7/1043>.
- [73] diariofruticola.cl, “Producción chilena de manzanas caería ... conoce por qué - Diario Fruticola,” 2024. Disponible en: <https://www.diariofruticola.cl/noticia/noticias-fruticolas/2024/05/produccion-chilena-de-manzanas-caeria-conoce-por-que>.
- [74] scielo.cl, “Efecto del ensilado sobre la composición química y degradabilidad ruminal de la pomasa de manzana,” 2002. Disponible en: https://www.scielo.cl/scielo.php?pid=S0301-732X2002000200005&script=sci_arttext.
- [75] Instituto Nacional de Estadísticas de Chile, “Hortalizas.” Disponible en: <https://www.ine.gob.cl/estadisticas-por-tema/agricultura-y-medio-ambiente/hortalizas>.
- [76] ODEPA, “Pérdidas y desperdicios de alimentos en Chile,” 2019. Disponible en: https://www.odepa.gob.cl/wp-content/uploads/2019/02/articulo-perdida_desperdicios.pdf.
- [77] Instituto Nacional de Estadísticas de Chile, “Superficie sembrada de cultivos anuales en el país disminuyó 10,9% interanualmente en la temporada 2021-2022,” 2022. Disponible en: <https://www.ine.gob.cl/sala-de-prensa/prensa/general/noticia/2022/10/06/superficie-sembrada-de-cultivos-anuales-en-el-pa%C3%ADs-disminuy%C3%B3-10-9-interanualmente-en-la-temporada-2021-2022>.
- [78] ODEPA, “Cultivos anuales: Superficie | ODEPA.” Disponible en: <https://www.odepa.gob.cl/cultivos-anuales-superficie>.
- [79] Ministerio del Medio Ambiente de Chile, “Alternativas a la quema agrícola de residuos vegetales,” 2019. Disponible en: <https://repositorioambiental.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2019/10/Manual-quema-agri%CC%81cola-alternativa.pdf>.

- [80] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Situación de los servicios sanitarios y plantas de tratamiento de aguas servidas en Chile.” Disponible en: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio%2F10221%2F37115%2F1%2FMinuta_situacion_SS_Chile_F.pdf.
- [81] Ministerio del Medio Ambiente de Chile, “REMA 2021: capítulo 10, Residuos,” 2021. Disponible en: <https://sinia.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2022/01/C10-residuos-rema-2021.pdf>.
- [82] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Gestión de residuos domiciliarios en Chile,” 2022. Disponible en: https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio%2F10221%2F33229%2F1%2FBCN_Gestion_de_residuos_domiciliarios_Chile_2022_FINAL.pdf.
- [83] catastro.nacional.rsd.subdere.gob.cl, “Estrategia Nacional de Gestión de Residuos Sólidos,” 2025. Disponible en: <https://catastro.nacional.rsd.subdere.gob.cl/docs/Estrategia%20nacional%20gestion%20residuos%20solidos-digital%2011.08.2025.pdf?v=2>.
- [84] Ministerio del Medio Ambiente de Chile, “Estrategia Nacional de Residuos Orgánicos Chile 2040,” 2021. Disponible en: <https://economiacircular.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2021/03/Estrategia-Nacional-de-Residuos-Organicos-Chile-2040.pdf>.
- [85] acechi.cl, “Nuestra Industria - Acechi.” Disponible en: <https://acechi.cl/nuestra-industria/>.
- [86] condorchem.com, “Tratamiento y valorización de efluentes en la industria cervecera | Condorchem Enviro Solutions.” Disponible en: <https://condorchem.com/es/blog/tratamiento-vertidos-industria-cerveceria-valorizacion-residuos/>.
- [87] pmc.ncbi.nlm.nih.gov, “Dairy By-Products: A Review on the Valorization of Whey and Second Cheese Whey,” 2021. Disponible en: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC8151190/>.
- [88] consorciolechero.cl, “Indicadores del mercado nacional de productos lácteos,” 2025. Disponible en: <https://consorciolechero.cl/wp-content/uploads/2025/08/Indicadores-Mercado-nacional.pdf>.
- [89] ODEPA, “Estadísticas de faena de ganado bovino en Chile.” Disponible en: <https://bibliotecadigital.odepa.gob.cl/server/api/core/bitstreams/7d85723b-5b9c-439c-851f-a03d438caf00/content>.
- [90] chilecarne.cl, “Reporte sector porcino, 20 de enero de 2026,” 2026. Disponible en: <https://chilecarne.cl/wp-content/uploads/2026/02/reporte-porcino-Version-digital-20-enero-2026-BJ.pdf>.
- [91] pmc.ncbi.nlm.nih.gov, “Slaughterhouse and poultry wastes: management practices, feedstocks for renewable energy production, and recovery of value added products,” 2022. Disponible en: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC8830992/>.
- [92] Instituto Forestal de Chile, “Subproductos madereros de la industria del aserrío 2025,” 2025. Disponible en: <https://bibliotecadigital.infor.cl/handle/20.500.12220/33151>.
- [93] Ministerio de Energía de Chile, “Estudio del potencial de biomasa forestal en Chile.” Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estudio_potencial_biomasa_forestal.pdf.
- [94] Instituto Forestal de Chile, “Anuario forestal 2025,” 2025. Disponible en: <https://bibliotecadigital.infor.cl/handle/20.500.12220/33115>.
- [95] ODEPA, “Disponibilidad de biomasa forestal en Chile.” Disponible en: <https://bibliotecadigital.odepa.gob.cl/server/api/core/bitstreams/ce2ca134-12ab-46ba-bf46-ddae417b3436/content>.

- [96] ledslac.org, “Cuadernillo de gestión de residuos verdes,” 2021. Disponible en: https://ledslac.org/wp-content/uploads/2021/07/cuadernillo-gestion-residuos-verdes_2021-1.pdf.
- [97] lemvigbiogas.com, “Biogas Handbook,” 2008. Disponible en: <https://www.lemvigbiogas.com/BiogasHandbook.pdf>.
- [98] Elsevier / ScienceDirect, “Biogas production from brewery spent grain as a mono-substrate in a two-stage process composed of solid-state anaerobic digestion and granular biomass reactors,” 2017. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652617316529>.
- [99] Elsevier / ScienceDirect, “Anaerobic digestion of nine varieties of grape pomace: Correlation between biochemical composition and methane production,” 2017. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S096195341730346X>.
- [100] kh.aquaenergyexpo.com, “A scoping review of options for increasing biogas production from sewage sludge: challenges and opportunities for enhancing energy self-sufficiency in wastewater treatment plants,” 2023. Disponible en: <https://kh.aquaenergyexpo.com/wp-content/uploads/2023/12/A-Scoping-Review-of-Options-for-Increasing-Biogas-Production-from-Sewage-Sludge-Challenges-and-Opportunities-for-Enhancing-Energy-Self-Sufficiency-in-Wastewater-Treatment-Plants.pdf>.
- [101] analysisfunction.civilservice.gov.uk, “An Introductory Guide to Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA) – Government Analysis Function,” 2024. Disponible en: <https://analysisfunction.civilservice.gov.uk/policy-store/an-introductory-guide-to-mcda/>.
- [102] Elsevier / ScienceDirect, “Assessment of feedstocks for biogas production, part I—A multi-criteria approach,” 2017. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0921344917300307>.
- [103] ResearchGate, “Growth and yield performance of sweet corn (*Zea mays* L. var. *saccharata*) applied with organic and inorganic fertilizers under different methods of crop establishment.” Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/384253329_Growth_and_yield_performance_of_sweet_corn_Zea_mays_L_var_saccharata_applied_with_organic_and_inorganic_fertilizers_under_different_methods_of_crop_establishment.
- [104] ens.dk, “Biogas in Denmark.” Disponible en: <https://ens.dk/en/energy-sources/biogas-denmark>.
- [105] IEA Bioenergy Task 40, “IEA T40 Country Report 2014.” Disponible en: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/IEA_T40_Country_Report2014.pdf?utm_source=chatgpt.com.
- [106] IEA Bioenergy Task 37, “Digestate in Denmark.” Disponible en: https://task37.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/32/2022/03/Teodorita_Al_Seadi_Digestate_in_Denmark.pdf.
- [107] ScienceDirect, “Pretreatment of poultry manure for efficient biogas production as monosubstrate or co-fermentation with maize silage and corn stover.” Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1075996417300665?via%3Dihub>.
- [108] Gas Renewable, “La más grande planta de biometano licuado de Alemania está en Güstrow,” 2025. Disponible en: <https://gasrenovable.com/biometano/la-mas-grande-planta-de-biometano-licuado-de-alemania-esta-en-gustrow/>.
- [109] SYSTEMIC Project, “Benas factsheet.” Disponible en: https://systemicproject.eu/wp-content/uploads/Factsheet-4-Benas-year-3-final.pdf?utm_source=chatgpt.com.

- [110] Nature Energy, “Nature Energy presentation to ADBA.” Disponible en: <https://www.biogastradeshaw.com/wp-content/uploads/2019/07/04-Nature-Energy-presentation-to-ADBA-2019-J-Fink-rev1.pdf>.
- [111] IEA Bioenergy, “Tully Biogas: chicken litter anaerobic digestion case story,” 2022. Disponible en: https://task37.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/32/2022/03/IEA_Tully_biogas_Case_Story_end.pdf.
- [112] European Biogas Association, “Anaerobic digestion: a circular solution for organic waste,” 2025. Disponible en: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2025/06/BioGas_AD_Final.pdf.
- [113] IEA Bioenergy, “Biogas upgrading and utilisation,” 2009. Disponible en: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2009/10/upgrading_rz_low_final.pdf.
- [114] vav.griffel.net, “Biogas upgrading – review of commercial technologies,” 2013. Disponible en: https://vav.griffel.net/filer/C_SGC2013-270.pdf.
- [115] IEA Bioenergy, “Nutrient recovery from digestate,” 2015. Disponible en: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2015/08/NUTRIENT_RECOVERY_RZ_web2.pdf.
- [116] sempre-bio.com, “Opportunities for the valorisation of biogenic CO₂,” 2024. Disponible en: <https://sempre-bio.com/wp-content/uploads/2024/10/SB-WP4-D4.1-OpportunitiesValorizationCO2-PU.pdf>.
- [117] R. K. Sinnott, Coulson & Richardson's Chemical Engineering, vol. 6, Chemical Engineering Design, 4.^a ed. Oxford, Reino Unido: Elsevier Butterworth-Heinemann, 2005. Disponible en: <https://shop.elsevier.com/books/chemical-engineering-design/sinnott/978-0-08-049255-1>.
- [118] MDPI, “Physical Properties of Dairy Manure Pre- and Post-Anaerobic Digestion,” 2019. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2076-3417/9/13/2703>.
- [119] Elsevier / ScienceDirect, “A critical review on operating parameters and strategies to improve the biogas yield from anaerobic digestion of organic fraction of municipal solid waste,” 2019. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148119307001>.
- [120] minergynepal.com, “Design and construction manual of double-membrane CSTR-based large-sized biogas plants,” 2020. Disponible en: <https://www.minergynepal.com/wp-content/uploads/2020/10/Design-and-Construction-Manual-of-Double-Membrane-CSTR-based-Large-Sized-Biogas-Plant.pdf>.
- [121] archive.nptel.ac.in, “Design of anaerobic digesters: freeboard and gas space.” Disponible en: <https://archive.nptel.ac.in/content/storage2/courses/105105048/M22L36.pdf>.
- [122] MDPI, “Anaerobic Digestion of Broiler Litter from Different Commercial Farm Flocks,” 2025. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2674-1164/4/2/19>.
- [123] ResearchGate, “(PDF) Effect of Corn Stover Ensiling on Methane Production and Carbon Dioxide Emissions,” 2024. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/386532635_Effect_of_Corn_Stover_Ensiling_on_Methane_Production_and_Carbon_Dioxide_Emissions.
- [124] ResearchGate, “(PDF) Synergistic Effects of Anaerobic Co-Digestion of Chicken Manure and Corn Stover in Batch and Continuous Modes,” 2023. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/372436920_Synergistic_Effects_of_Anaerobic_Co-Digestion_of_Chicken_Manure_and_Corn_Stover_in_Batch_and_Continuous_Modes.
- [125] DairyNZ, “density and storage.” Disponible en: <https://www.dairynz.co.nz/feed/supplements/density-and-storage/>.

- [126] dr.lib.iastate.edu, “Physical properties of corn residues.” Disponible en: <https://dr.lib.iastate.edu/server/api/core/bitstreams/f3207d5c-118e-4b87-8a80-5766a521eaf1/content>.
- [127] MDPI, “Development of the Biomethane Market in Europe,” 2023. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/4/2001>.
- [128] fan-separator.de, “Separator PSS 1.2 and 3.2 - FAN Separator.” Disponible en: <https://www.fan-separator.de/en/product/separators-pss/separator-pss-1-2-and-3-2/>.
- [129] fan-separator.de, “FAN separator PSS 1.1-300 technical brochure.” Disponible en: https://www.fan-separator.de/wp-content/uploads/sites/4/FAN_017_10-FD-Separator-PSS-1.1-300-EN_preview.pdf.
- [130] biogasassociation.ca, “Digestate Nutrient Reuse and Recovery Technology Summary – May 2024,” 2024. Disponible en: [https://www.biogasassociation.ca/images/uploads/documents/2024/resources/Digestate Nutrient Reuse and Recovery Summary May 2024.pdf](https://www.biogasassociation.ca/images/uploads/documents/2024/resources/Digestate_Nutrient_Reuse_and_Recovery_Summary_May_2024.pdf).
- [131] MDPI, “Enhancement of Fermentation Performance in the Anaerobic Co-Digestion of Chicken Manure and Corn Straw under Biogas Slurry Reflux via Air Stripping of the Digestate,” 2024. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2073-4395/14/8/1794>.
- [132] National Institute of Standards and Technology, “Water: Antoine equation parameters.” Disponible en: <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?ID=C7732185&Mask=4&Plot=on&Type=ANTOINE>.
- [133] MDPI, “Investigation of the Main Parameters Influencing the Kinetics of an Ammonia Stripping Plant Treating Swine Digestate,” 2023. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2071-1050/15/13/10494>.
- [134] downloads.unido.org, “Biogas handbook.” Disponible en: https://downloads.unido.org/ot/25/48/25481236/Biogas%20handbook_English%20version.pdf.
- [135] arkema.com, “Practical considerations for the design of adsorbent beds.” Disponible en: https://www.arkema.com/files/live/sites/shared_arkema/files/downloads/products/dtm/practical-considerations-for-the-design-of-adsorbent-beds.pdf.
- [136] ieaghg.org, “Techno-economic evaluation of CO₂ capture in LNG plants,” 2019. Disponible en: <https://ieaghg.org/publications/2019-07%20Techno-Economic%20Evaluation%20of%20CO2%20Capture%20in%20LNG%20Plants.pdf>.
- [137] diariooficial.interior.gob.cl, “Publicación del Diario Oficial del 17 de febrero de 2025,” 2025. Disponible en: <https://www.diariooficial.interior.gob.cl/publicaciones/2025/02/17/44077/01/2609415.pdf>.
- [138] European Biogas Association, “How costs to connect biomethane to gas grids are paid for: Common Futures study for EBA,” 2025. Disponible en: https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2025/04/How-costs-to-connect-biomethane-to-gas-grids-are-paid-for_Common-Futures-study-for-EBA.pdf.
- [139] World Bank, “World Bank technical document on gas storage and transport infrastructure,” 2015. Disponible en: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/448741468187805293/pdf/ACS13221-v2-WP-P145830-PUBLIC-Box393171B.pdf>.
- [140] si3.bcentral.cl, “Base de Datos Estadísticos (BDE).” Disponible en: https://si3.bcentral.cl/siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TIPO_CAMBIO/MN_TIPO_CAMBIO4/TCB_520_TIPO_CAMBIO_NOMINAL.

- [141] gasnetworks.ie, “Ringsend biogas feasibility study,” 2022. Disponible en: <https://www.gasnetworks.ie/sites/default/files/docs/business/renewable-gas/GIF-Ringsend-Biogas-Feasibility-Study.pdf>.
- [142] ENGIE, “ENGIE to mobilize €800 million to develop green gases in France,” 2018. Disponible en: <https://en.newsroom.engie.com/download-pdf/5cf53cad1416ef7ee24c4c4f>.
- [143] Naturgy, “The Biomethane Initiatives plant in Toledo to inject 40 GWh of renewable gas into the Naturgy network,” 2023. Disponible en: <https://www.naturgy.com/en/press-release/the-biomethane-initiatives-plant-in-toledo-to-inject-40-gwh-of-renewable-gas-into-the-naturgy-network/>.
- [144] Naturgy, “Naturgy will build its fourth biomethane plant in Lleida to generate renewable gas using agricultural and livestock waste,” 2023. Disponible en: <https://www.naturgy.com/en/press-release/naturgy-will-build-its-fourth-biomethane-plant-in-lleida-to-generate-renewable-gas-using-agricultural-and-livestock-waste/>.
- [145] Biorig, “Biorig to Build a Biomethane Plant in León with a Capacity of 90 GWh/year,” 2025. Disponible en: <https://biorig.energy/en/biorig-to-build-a-biomethane-plant-in-leon-with-a-capacity-of-90-gwh-year/>.
- [146] Andion CH4 Renewables, “Andion CH4 closes €24 million project financing for Mirandola Biomethane Plant – ANDIONCH4,” 2026. Disponible en: <https://andionch4.com/andion-ch4-closes-e24-million-project-financing-for-mirandola-biomethane-plant/>.
- [147] Suomen Lantakaasu, “Suomen Lantakaasu and Atria Finland invest in biogas plant in Nurmo - Suomen Lantakaasu,” 2024. Disponible en: <https://www.suomenlantakaasu.fi/en/artikkelit/suomen-lantakaasu-and-atria-finland-invest-in-biogas-plant-in-nurmo/>.
- [148] Scandinavian Biogas Fuels International AB, “Annual and Sustainability Report 2022,” 2022. Disponible en: <https://mb.cision.com/Main/1925/3725758/1950962.pdf>.
- [149] bioenergyinternational.com, “Gasum invests in second biogas plant in Sweden | Bioenergy International,” 2023. Disponible en: <https://bioenergyinternational.com/gasum-invests-in-second-biogas-plant-in-sweden/>.
- [150] gasnetworks.ie, “Border Region anaerobic-digestion feasibility study.” Disponible en: <https://www.gasnetworks.ie/sites/default/files/docs/business/renewable-gas/GIF-GNI-Border-Region-AD-Feasibility-Study.pdf>.
- [151] IEA Bioenergy Task 37, “IEA Bioenergy Task 37 presentation,” 2023. Disponible en: <https://task37.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/sites/32/2023/06/Task-37-Presentation-Peter-Kornatz.pdf>.
- [152] big-east.eu, “Case study: Latvia.” Disponible en: https://www.big-east.eu/downloads/fr-reports/ANNEX%203-34_WP6_D6.4%20Case%20Study%20Latvia.pdf.
- [153] Indeed, “Sueldo de Operador/a de planta en Chile.” Disponible en: https://cl.indeed.com/career/operador-de-planta/salaries?from=top_sb.
- [154] cl.computrabajo.com, “Salarios de Operador/a de planta en 2026 | Trabajo Chile,” 2026. Disponible en: <https://cl.computrabajo.com/salarios/operadora-de-planta>.
- [155] Superintendencia de Servicios Sanitarios de Chile, “Tarifas de agua potable, febrero de 2026,” 2026. Disponible en: https://www.siss.gob.cl/589/articles-4625_Andinas_G1_Feb2026.pdf.
- [156] Comisión Nacional de Energía de Chile, “Precio Medio de Mercado,” 2026. Disponible en: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2026/04/Precio_Medio_de_Mercado-3.pdf.

- [157] legales.cooperativa.cl, “Tarifas Metrogas, marzo de 2026,” 2026. Disponible en: <https://legales.cooperativa.cl/wp-content/uploads/2026/03/VERSI%C3%93N-IMPRESA-TARIFAS-METROGAS1.pdf>.
- [158] docs.nlr.gov, “Anaerobic Fermentation of Beef Cattle Manure: Final Report.” Disponible en: <https://docs.nlr.gov/docs/legosti/old/98372-1.pdf>.
- [159] diva-portal.org, “Stripping and recovery of ammonia from digestate.” Disponible en: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2%3A943238/FULLTEXT01.pdf>.
- [160] World Bank, “Sulphuric acid; oleum imports by country |2024,” 2024. Disponible en: <https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/ALL/year/2024/tradeflow/Imports/partner/WLD/product/280700>.
- [161] Vlaamse Compostorganisatie, “Ammonia stripping and scrubbing of digestate,” 2022. Disponible en: https://cdn.digisecure.be/vcm/2022520104719524_nh3stripping-scrubbing.pdf.
- [162] IndexBox, “Price for Caustic Soda in Aqueous Solution (Soda Lye) in Chile - 2025 - Charts and Tables - IndexBox,” 2025. Disponible en: <https://www.indexbox.io/search/price-for-caustic-soda-aqueous-solution-soda-lye-chile/>.
- [163] Business Analytiq, “Activated carbon prices - businessanalytiq.” Disponible en: <https://businessanalytiq.com/procurementanalytics/index/activated-carbon-prices/>.
- [164] Elsevier / ScienceDirect, “Membrane materials for biogas purification and upgrading: Fundamentals, recent advances and challenges,” 2024. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2213343724022371>.
- [165] Evonik, “SEPURAN® Membranes for Biogas Upgrading – Maximize Methane, Minimize Energy Use - Evonik Industries.” Disponible en: <https://www.membrane-separation.com/en/biogas>.
- [166] scispace.com, “Membrane-based biogas upgrading processes.” Disponible en: <https://scispace.com/pdf/membrane-based-biogas-upgrading-processes-2ccu8j2364.pdf>.
- [167] jmcampbell.com, “A Short Cut Method for Evaluating Molecular Sieve Performance – Campbell Tip of the Month,” 2019. Disponible en: <https://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2019/05/a-short-cut-method-for-evaluating-molecular-sieve-performance/>.
- [168] National Institute of Standards and Technology, “NISTIR 5078: Thermophysical properties of fluid systems, table 1,” 1994. Disponible en: <https://www.nist.gov/system/files/documents/srd/NISTIR5078-Tab1.pdf>.
- [169] NETZSCH Pumps & Systems, “Pumping Abrasive Sludge From Wastewater Treatment Plants.” Disponible en: <https://pumps-systems.netzsch.com/en/applications-and-solutions/environment-energy/thickened-sludge>.
- [170] Pumps & Systems, “A Beginner’s Guide to Progressive Cavity Pumps.” Disponible en: https://www.pumpsandsystems.com/article/beginners-guide-progressive-cavity-pumps/?utm_source=chatgpt.com.
- [171] Atlas Copco, “Compressor element & motor overhaul - Atlas Copco Egypt.” Disponible en: <https://www.atlascopco.com/en-eg/compressors/compressor-offers/overhaul-campaign>.
- [172] Atlas Copco, “What are the main air compressor components and parts? - Atlas Copco Taiwan.” Disponible en: <https://www.atlascopco.com/en-tw/compressors/air-compressor-blog/air-compressor-components>.
- [173] lwamericas.com, “High-Pressure Air Compressor Costs: LW Americas' Breakdown.” Disponible en: <https://lwamericas.com/breakdown-of-expenses-for-high-pressure-air-compressors/>.

- [174] MDPI, “Optimization and Economic Analysis for Small-Scale Movable LNG Liquefaction Process with Leakage Considerations,” 2020. Disponible en: <https://www.mdpi.com/2076-3417/10/15/5391>.
- [175] airsolcan.com, “High-pressure compressor technical brochure.” Disponible en: https://airsolcan.com/media/dpiplqwe/bbc-pressure-tri-volt-575v-9_9593_33use_ca.pdf.
- [176] pdblowers.com, “Roots Blower Repair Pricing | Parts & Service for all major brands.” Disponible en: <https://www.pdblowers.com/service-and-repair/standard-blower-repair-pricing/>.
- [177] zkcentrifuge.com, “Decanter Centrifuge Maintenance Guide | ZK SEPARATION.” Disponible en: <https://www.zkcentrifuge.com/maintenance/decanter-maintenance.html>.
- [178] dolphincentrifuge.com, “Alfa Laval Centrifuge | Applications, Benefits, Cost, Types, Specs, Sizes.” Disponible en: <https://dolphincentrifuge.com/alfa-laval-centrifuge/>.
- [179] European Compost Network, “End-of-waste Criteria for Biodegradable Waste Subjected to Biological Treatment,” 2014. Disponible en: https://www.compostnetwork.info/wordpress/wp-content/uploads/JRC87124_EoW-report-on-compost-and-digestate.pdf.
- [180] Federal Reserve Bank of St. Louis, “Table Data - Harmonized Index of Consumer Prices: Total for Euro Area (20 Countries) | FRED | St. Louis Fed.” Disponible en: <https://fred.stlouisfed.org/data/CP00MI15EA20M086NEST>.
- [181] MDPI, “Techno-Economic Assessment of Biological Biogas Upgrading Based on Danish Biogas Plants.” Disponible en: https://www.mdpi.com/1996-1073/14/24/8252?utm_source=chatgpt.com.
- [182] difor.cl, “JAC Camiones Tractocamión 2026 | Modelos Precios y Bonos,” 2026. Disponible en: <https://www.difor.cl/jac-camiones-tractocamion-chile>.
- [183] dossilchile.cl, “SEMIRREMOLQUE TOLVA 20 METROS CUBICOS, NUEVO, TRES EJES, VALOR \$27.980.000 + IVA.” Disponible en: <https://dossilchile.cl/automotriz/detalle/3114/codigo%3DAVM1324>.
- [184] observatoriologistico.cl, “Actualización del modelo de costos de transporte de carga para el análisis de costos logísticos,” 2024. Disponible en: <https://www.observatoriologistico.cl/sites/default/files/2024-06/eaaaa88d-8a05-456d-8976-3e0e09fa60ba.pdf>.
- [185] maquinariaandesequipchile.com, “Listado de maquinaria y equipos para transporte interno.” Disponible en: <https://maquinariaandesequipchile.com/lander>.
- [186] webfleet.com, “¿Cuánto Diésel Consume un Camión en Chile? Ahorros y Rendimiento.” Disponible en: https://www.webfleet.com/es_cl/webfleet/blog/cuanto-diesel-consume-un-camion-en-chile-y-cuanto-puede-ahorrar/.
- [187] wheelercat.com, “Caterpillar Performance Handbook: fuel-consumption data,” 2022. Disponible en: <https://wheelercat.com/wp-content/uploads/2023/01/Cat-Performance-Handbook-from-VST-fuel-consumption-2022-12-09T21-20-09.pdf>.
- [188] ENAP, “Tabla de precios de paridad.” Disponible en: <https://www.enap.cl/informacion-comercial/tabla-de-precios-de-paridad>.
- [189] Indeed, “Sueldo de Chófer de camión en Chile.” Disponible en: <https://cl.indeed.com/career/ch%C3%B3fer-de-cami%C3%B3n/salaries>.
- [190] tmgindustrial.com, “60 Ton Weighbridge Truck Scale, -35°C to +70°C, 10' x 56' (W x L).” Disponible en: <https://www.tmgindustrial.com/products/tmg-industrial-60-ton-weighbridge-truck-scale-40-to-75-10-x-60-w-x-l-high-quality-steel-u-shape-beam-design-120-safe-overload-tmg-fst60>.

- [191] Zorg Biogas, “Zorg Biogas GmbH | Catalogue | Solids feeder H80, 80 m³.” Disponible en: <https://zorg-biogas.com/equipment/solid-feeders/solid-feeder-h100-80-m>.
- [192] Zorg Biogas, “Proposal: 1 MW biogas plant using maize, 2024,” 2024. Disponible en: https://zorg-biogas.com/uploads/1/6897-proposal_zorg_biogas_plant_1mw_using_maize_2024.pdf.
- [193] surplusrecord.com, “20" wide x 17' long, MC3 Conveyor #1, slider bed belt conveyor (D-Style), cleated belt, new surplus For Sale | Surplus Record.” Disponible en: <https://surplusrecord.com/listing/39-width-x-17-long-mc3-conveyor-1-slider-bed-belt-conveyor-d-style-new-surplus-805900/>.
- [194] behaelter-kg.de, “50000 liter insulated storage tank made of stainless steel 304 with lateral propeller agitator.” Disponible en: <https://www.behaelter-kg.de/en/50000-liter-insulated-storage-tank-made-of-stainless-steel-304-with-lateral-propeller-agitator-k0240-2.html>.
- [195] viscidflowhelicalpumps.com, “Progressive Cavity Pumps - 3 Hp Helical Rotor Pump Manufacturer from Coimbatore.” Disponible en: <https://www.viscidflowhelicalpumps.com/progressive-cavity-pumps.html>.
- [196] Zorg Biogas, “Zorg Biogas GmbH | Steel tank with flexible gas holder.” Disponible en: <https://zorg-biogas.com/equipment/reactors/biogas-reactor-flexible-gas-holder>.
- [197] Zorg Biogas, “Proposal: 2.3 MW biogas plant using maize silage.” Disponible en: https://zorg-biogas.com/uploads/1/6946-proposal_zorg_biogas_2_3mw_using_maize_silage.pdf.
- [198] Zorg Biogas, “Zorg Biogas GmbH | Catalogue | Gas analyzer SSM 6000 Conti.” Disponible en: <https://zorg-biogas.com/equipment/gas-analyzers/gas-analyzer-ssm-6000-conti>.
- [199] es.scribd.com, “Progeco biogas equipment price list,” 2011. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/582310750/EXPORT-PRICE-LIST-2011-BIOGAS-al-01-06-2011>.
- [200] Zorg Biogas, “Zorg Biogas GmbH | Catalogue | Biogas fan blower K-10-MS-11kW 450 m³/h - 350 mbar.” Disponible en: <https://zorg-biogas.com/equipment/biogas-blowers/biogas-blower-782-mh>.
- [201] Zorg Biogas, “Proposal: biogas plant using sugar beet pulp and press mud, 720 tonnes per day.” Disponible en: https://zorg-biogas.com/uploads/1/6923-6886_proposal_zorg_biogas_sugar_beet_pulp_press_mud_720_tonnes_per_day_v2.pdf.
- [202] Zorg Biogas, “Zorg Biogas GmbH | Catalogue | Separator PSS 3.3-780 GB.” Disponible en: <https://zorg-biogas.com/equipment/separators-en/separator-pss-33-780-gb>.
- [203] jhshenzhou.en.made-in-china.com, “45 Years Centrifuge Manufacturer Industrial Sludge /Wastewater Disposal Decanter Centrifuge - Decanter Centrifuge and Centrifuge.” Disponible en: <https://jhshenzhou.en.made-in-china.com/product/xwAtvbHKhlfh/China-45-Years-Centrifuge-Manufacturer-Industrial-Sludge-Wastewater-Disposal-Decanter-Centrifuge.html>.
- [204] a2gov.org, “Combined heat and power feasibility study.” Disponible en: <https://www.a2gov.org/media/mdild5zs/a2-chp-feasibility-study-report-final.pdf>.
- [205] systemicproject.eu, “Schemes and scenarios for nutrient recovery from digestate,” 2021. Disponible en: https://systemicproject.eu/wp-content/uploads/D3.2-Report-Schemes-and-Scenarios_update2021-2.pdf.
- [206] boilerroom.com, “The Boiler Room / Unilux Stock Boilers for Immediate Delivery.” Disponible en: <https://www.boilerroom.com/uniluxstock.html>.
- [207] Zorg Biogas, “Zorg Biogas GmbH | Catalogue | Chillers of biogas.” Disponible en: <https://zorg-biogas.com/equipment/biogas-dryers>.

- [208] compressorworld.com, “Walker Filtration PRO XF Series Coalescing Filter | Industrial Compressor Filters | Compressor World.” Disponible en: <https://www.compressorworld.com/products/57876/walker-filtration-pro-xf-series-coalescing-filter>.
- [209] Zorg Biogas, “Zorg Biogas GmbH | Catalogue | Sulfur removal in biogas.” Disponible en: <https://zorg-biogas.com/equipment/biogas-sulphur-removal>.
- [210] xzhuayan.en.made-in-china.com, “Electric-driven natural-gas compressor, 250 kW and 1,000 Nm³/h,” 2026. Disponible en: <https://xzhuayan.en.made-in-china.com/product/CrDYKIxchlWH/China-Electric-Driven-Natural-Gas-Compressor-250kw-1000nm-H-for-City-Gas-Pipeline-Boosting.html>.
- [211] accio.com, “Molecular-sieve natural-gas dehydration skid for CNG and LNG.” Disponible en: <https://www.accio.com/d/1601469300321?dataSource=Alibaba.com>.
- [212] Zorg Biogas, “Zorg Biogas GmbH | Catalogue | Biomethane purification.” Disponible en: <https://zorg-biogas.com/equipment/biogas-upgrade>.
- [213] uwasa.fi, “Techno-economic analysis of biomethane liquefaction processes,” 2020. Disponible en: [https://www.uwasa.fi/sites/default/files/2020-12/Techno economic analysis of biomethane liquefaction processes.pdf](https://www.uwasa.fi/sites/default/files/2020-12/Techno%20economic%20analysis%20of%20biomethane%20liquefaction%20processes.pdf).
- [214] tictrucks.en.made-in-china.com, “LNG Lifiable Skid Mounted Filling Station Self-Equilibrium (30m³/60m³) - LNG Filling Station and LNG Skid-Mounted Filling Station.” Disponible en: <https://tictrucks.en.made-in-china.com/product/xORtTIDdsGkY/China-LNG-Lifiable-Skid-Mounted-Filling-Station-Self-Equilibrium-30m3-60m3-.html>.
- [215] Zorg Biogas, “Zorg Biogas GmbH | Double membrane gasholder V=13090 m³.” Disponible en: <https://zorg-biogas.com/equipment/biogas-gasholders/double-membrane-gasholder-dome-shape-13090m3-en>.
- [216] Zorg Biogas, “Zorg Biogas GmbH | Catalogue | Flares for biogas.” Disponible en: <https://zorg-biogas.com/equipment/biogas-flare>.
- [217] Zorg Biogas, “Zorg Biogas GmbH | Catalogue | Laboratory for a biogas plant.” Disponible en: <https://zorg-biogas.com/equipment/laboratory-en>.
- [218] pdfs.semanticscholar.org, “Cost model for biogas and biomethane production in anaerobic digestion and upgrading: case study of Castile and León.” Disponible en: <https://pdfs.semanticscholar.org/b635/b350d0e8cb194877c4244eb08e0c9a4311d4.pdf>.
- [219] agb-biogas.com, “Solid-matter feeder technical data sheet,” 2021. Disponible en: https://www.agb-biogas.com/wp-content/uploads/2021/10/agb_scheda_prodotto_dosatore_EN.pdf.
- [220] fliegl-dosierttechnik.de, “Fliegl dosing technology product catalogue,” 2019. Disponible en: https://fliegl-dosierttechnik.de/fileadmin/user_upload/2019_Dosierttechnik/Downloads/Dosierttechnik24_GB_web.pdf.
- [221] making.com, “WAMGROUP solids-handling equipment brochure,” 2024. Disponible en: https://making.com/wp-content/uploads/2024/09/WAMGROUP_10592_brochure.pdf.
- [222] beidouace.com, “Bucket Elevator - bulk blending fertilizer equipment | Water soluble fertilize production line | Packing scale | Belt conveyor scale | Drip irrigation.” Disponible en: <https://www.beidouace.com/auxiliary-equipments/bucket-elevator-54.html>.
- [223] npnpk.com, “Conveyor system - No.1 Fertilizer Production Line Solution.” Disponible en: <https://npnpk.com/conveyor-system/>.

- [224] brinkmann-tech.com, “Bucket Elevators - Reliable vertical Conveying | Brinkmann.” Disponible en: <https://www.brinkmann-tech.com/en/products/conveying/bucket-elevator/>.
- [225] vogelsang.info, “Solid-matter feeder technical brochure.” Disponible en: https://www.vogelsang.info/fileadmin/mediabase/720/720/720_vgs2085-solid-matter-feeder-brochure-en.pdf.
- [226] primefluid.co.nz, “Wangen progressive-cavity pump brochure.” Disponible en: https://primefluid.co.nz/hubfs/Brochures/Agri_PFM_Wangen%20brochure_PFM0076_AW.pdf.
- [227] directindustry.com, “Biogas blower - LD Series - Manvac Technik ltd - side-channel / single-stage / ATEX.” Disponible en: <https://www.directindustry.com/prod/manvac-technik-ltd/product-201224-2291025.html>.
- [228] biogastechnik-sued.de, “Sepogant separator technical brochure,” 2022. Disponible en: https://www.biogastechnik-sued.de/wp-content/uploads/2022/01/01_TT-PSS_BRO_001-00_Brochure-Sepogant_EN_WEB.pdf.
- [229] andritz.com, “Decanter centrifuge D | sludge and waste water | ANDRITZ.” Disponible en: <https://www.andritz.com/products-en/separation/decanter-centrifuges/decanter-centrifuges>.
- [230] mawera.co.uk, “SST product information,” 2014. Disponible en: <https://www.mawera.co.uk/wp-content/uploads/2014/08/SST-Product-Information.pdf>.
- [231] psecommunity.org, “Ammonia Recovery from Livestock Manure Digestate through an Air-Bubble Stripping Reactor: Evaluation of Performance and Energy Balance,” 2023. Disponible en: <https://psecommunity.org/wp-content/plugins/wporg/includes/file/2302/LAPSE-2023.10332-1v1.pdf>.
- [232] prokcssmedia.blob.core.windows.net, “Generator-set technical brochure,” 2011. Disponible en: https://prokcssmedia.blob.core.windows.net/sys-master-images/h61/hda/8970887626782/genset_201106_web.pdf.
- [233] lsh-biotech.dk, “Bright Biomethane brochure,” 2021. Disponible en: <https://www.lsh-biotech.dk/wp-content/uploads/2021/03/Bright-Biomethane-Brochure-EN.pdf>.
- [234] Parker Hannifin, “Compressed-air and gas-treatment product bulletin.” Disponible en: <https://www.parker.com/content/dam/Parker-com/Literature/Hiross-Zander-Division/PDF-Files/Bulletins/BULWKL-01-EN.pdf>.
- [235] BAUER Compressors, “Biogas compressor brochure,” 2022. Disponible en: https://www.bauercomp.com/sites/default/files/uploads/BioGas%20Brochure%202022_824_lr.pdf.
- [236] Bright Renewables, “Bio-LNG: polishing & liquefaction | Bright Renewables.” Disponible en: <https://www.bright-renewables.com/technology/bio-lng-polishing-and-liquefaction/>.
- [237] CIMC Enric, “China LNG pump skid factory and manufacturers | Enric.” Disponible en: <https://www.cimc-enric.com/lng-pump-skid-product/>.
- [238] Superintendencia del Medio Ambiente, “Listado de establecimientos afectos al Impuesto Verde, período 2025,” 2026. Disponible en: <portal.sma.gob.cl>.
- [239] DICTUC S.A., “Inventario RMS Industria – Agroindustria, Informe Final N.º 1610944,” 2023. Disponible en: <airerm.mma.gob.cl>.
- [240] Ministerio del Medio Ambiente de Chile, Sistema Nacional de Inventarios de GEI de Chile, “Documento del Inventario Nacional de GEI.” Disponible en: <snichile.mma.gob.cl>.

8. Anexos:

- **Anexo 1: cálculo relación C/N**

$$\frac{C}{N_{mezcla}} = \frac{\sum C}{\sum N} = \frac{\%C_{EG} \cdot M_{EG} + \%C_{RM} \cdot M_{RM}}{\%N_{EG} \cdot M_{EG} + \%N_{RM} \cdot M_{RM}} \quad (20)$$

donde,

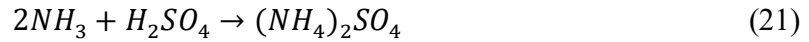
- $\%C_{EG}$ = contenido de carbono en estiércol de ave
- $\%N_{EG}$ = contenido de nitrógeno en estiércol de ave
- $\%C_{RM}$ = contenido de carbono en rastrojos de maíz
- $\%N_{RM}$ = contenido de nitrógeno en rastrojos de maíz
- M_{EG} = toneladas de ST de estiércol de ave
- M_{RM} = toneladas de ST de rastrojos de maíz
-

Para una relación 1:1 en toneladas de ST entre materias primas, se obtiene:

$$\frac{C}{N_{mezcla}} = \frac{\%C_{EG} + \%C_{RM}}{\%N_{EG} + \%N_{RM}} = \frac{0,2 + 0,47}{0,025 + 0,006} = 21,6$$

- **Anexo 2: cálculo de sulfato de amonio**

La reacción entre el ácido sulfúrico y el amoníaco está dada por la ecuación:



Se estima, que se requieren 10 kg de ácido sulfúrico por cada tonelada de digestato tratado [159]. Conociendo la relación estequiométrica entre estos compuestos, la masa molecular de cada uno, y el caudal de ácido sulfúrico al 98% utilizado en el scrubbing, podemos conocer la masa del sulfato de amonio, en toneladas por año, por medio de la ecuación (22):

$$M_{sulf.amonio} = \frac{10 \cdot F_{líq. rec.} \cdot 0.98 \cdot MM_{(NH_4)_2SO_4}}{MM_{H_2SO_4} \cdot 1000} \quad (22)$$

donde,

- $F_{líq. rec.}$ = flujo másico anual (t/año) de líquido recirculado
- $MM_{(NH_4)_2SO_4}$ = Masa molecular del sulfato de amonio (132,14 g/mol)
- $MM_{H_2SO_4}$ = Masa molecular del ácido sulfúrico (98,08 g/mol)

- **Anexo 3: Diagrama de procesos de la planta**

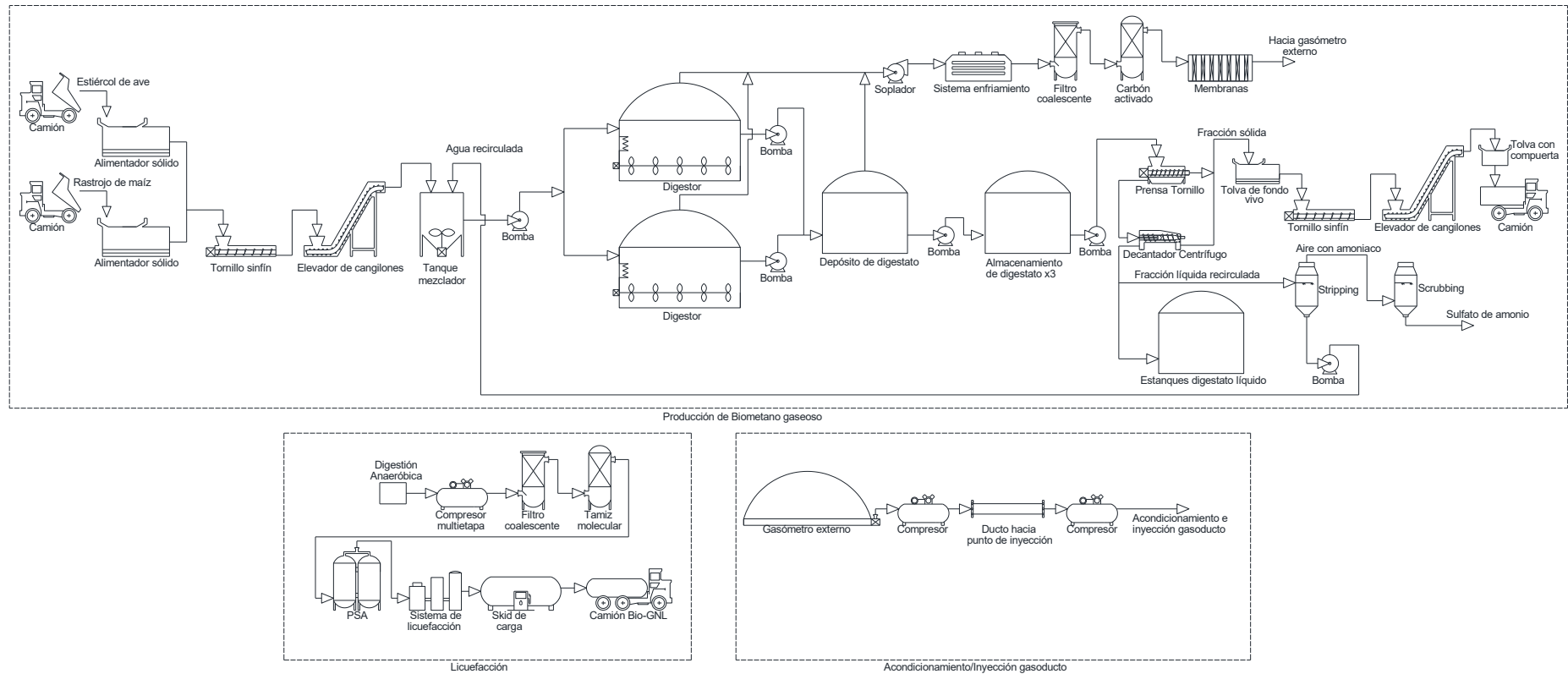


Figura 8.1: Diagrama completo de procesos de la planta.

- **Anexo 4: Costos y capacidades de equipos**

Tabla 8.1: Tabla de referencias con los costos y dimensión de equipos principales.

Etapa	Equipo	Costo [USD]	Capacidad	Referencia
1	Báscula camionera	40.000	60 t	[190]
2	Alimentador sólido	217.312	80 m ³	[191]
	Tornillo sinfín	91.984	48 t/día	[192]
	Elevador de cangilones	8.995	33 m ³ /h	[193]
	Estanque de mezclado	24.146	50 m ³	[194]
	Bomba de cavidad progresiva	Según Tabla 8.2	Según Tabla 8.2	[195]
3	Digestor/Biodigestor tipo CSTR	436.924	5.107 m ³	[196]
	Bomba cavidad progresiva	Según Tabla 8.2	Según Tabla 8.2	[195]
	Depósito de digestato	114.980	5.000 m ³	[197]
	Analizador de gases	22.306	-	[198]
	Trampa condensados	8.183	500 Nm ³ /h	[199]
	Soplador	5.634	450 Nm ³ /h	[200]
4	Estanque de almacenamiento digestato	103.712	252 m ³	[201]
	Bomba cavidad progresiva	Según Tabla 8.2	Según Tabla 8.2	[195]
	Prensa de tornillo	64.389	20 m ³ /h	[202]
	Decantador centrífugo	70.000	40 m ³ /h	[203]
	Tolva de fondo vivo	175.000	40 t	[204]
	Tornillo sinfín	91.984	48 t/día	[192]
	Elevador de cangilones	8.995	33 m ³ /h	[193]
	Tolva con compuerta	175.000	40 t	[204]

	Stripping/Scrubbing	517.410	15 t/h	[205]
	Estanques digestato líquido	114.980	5.000 m ³	[197]
5	Caldera	37.860	1.530 kWt	[206]
6	Chiller	Según Tabla 8.3	Según Tabla 8.3	[207]
	Filtro Coalescente	8.238	1.767 Nm ³ /h	[208]
	Filtro carbón activado	Según Tabla 8.4	Según Tabla 8.4	[209]
	Analizador de gases	22.306	-	[198]
7	Skid de Membranas	Según Tabla 8.5	Según Tabla 8.5	[141]
	Analizador de gases	22.306	-	[198]
8	Compresor multietapa	42.900	1.000 Nm ³ /h	[210]
	Filtro Coalescente	8.238	1.767 Nm ³ /h	[208]
	Tamiz molecular	500.000	1.177 Nm ³ /h	[211]
	PSA	Según Tabla 8.6	Según Tabla 8.6	[212]
	Analizador de gases	22.306	-	[198]
	Skid de licuefacción	657 USD/TPA	-	[213]
	Skid de carga	208.600	60 m ³	[214]
9	Gasómetro externo	239.158	13.090 m ³	[215]
	Compresor multietapa (x2)	42.900	1.000 Nm ³ /h	[210]
10	Antorcha de gas	Según Tabla 8.7	Según Tabla 8.7	[216]
	Equipo de laboratorio	Según Tabla 8.8	Según Tabla 8.8	[217]

Tabla 8.2: Capacidad y costos de inversión bomba progresiva [159]

Costo bomba progresiva	
Capacidad [m³/h]	Costo [USD]
5	651
10	987
20	1.496
30	1.908
50	2.592
75	3.306
100	3.929
150	5.011
200	5.956
>200	6.971

Tabla 8.3: Capacidad y costos de inversión Chiller [207]

Costo de inversión Chiller	
Capacidad [m³/h]	[USD]
300	44.842
400	48.292
500	52.546
750	74.737
1.000	86.235
2.000	156.833
3.000	172.470
4.000	243.068
>4.000	313.665

Tabla 8.4: Capacidad y costos de inversión filtro carbón activado [209]

Costo de inversión filtro de carbón activado	
Capacidad [m³/h]	[USD]
220	41.393
600	48.292
1.200	56.340
1.600	71.288
2.000	86.695
2.220	128.088
2.600	134.987
3.200	143.035
4.000	157.983
>4.000	173.390

Tabla 8.5: Capacidad y costos de skid de membranas [218]

Costo de inversión skid de membranas	
Capacidad [m³/h]	[USD/(Nm³/h)]
40	6.000
800	2.000
>800	1.800

Tabla 8.6: Capacidad y costos de inversión del PSA [212]

Costo de inversión PSA	
Capacidad [m³/h]	[USD]
480	689.880
680	896844
960	1379760
1.360	1793688
2.500	2299600
>2.500	3104460

Tabla 8.7: Capacidad y costos de inversión de Antorchas [216]

Costo de inversión Antorchas	
Capacidad [m³/h]	[USD]
300	41.393
400	42.773
500	50.591
800	66.688
1.150	79.336
1.500	111.531
2.000	136.826
3.200	216.967
4.000	273.652
>4.000	353.793

Tabla 8.8: Costos de inversión de máquinas de laboratorio [217]

Costo de inversión Equipo de laboratorio	
Según n° de reactores	[USD]
1	63.239
2	96.583
3	129.927
4	163.272
5	226.511

• **Anexo 5: Tabla factores de inversión sobre equipos principales**

Tabla 8.9: Factores de inversión sobre equipos principales. Condiciones: capacidad de procesamiento de 100.000 t_{st}; sin logística de transporte.

Etapas	Equipo	Costo Escalado caso base [USD]	Montaje	Tuberías	I&C	Sist. Eléct.	Inst. Servicio	Construcciones	Mejoras en terreno	Σ criterios de inversión ya incorporados	Costo base corregido [USD]	Σ criterios de inversión no requeridos	Costos a descontar [USD]
1	Báscula de camiones	40.000	✓	0	0	✓	0	0	✓	1	40.000	1,41	56.400
2	Alimentador sólido estiércol	686.030	✓	0	x	x	0	✓	✓	1,36	504.434	0,86	433.813
	Alimentador sólido rastrojos	1.061.464	✓	0	x	x	0	✓	✓	1,36	780.488	0,86	671.220
	Tornillo sinfin	769.189	✓	0	✓	✓	0	✓	0	1	769.189	0,98	753.805
	Elevador de cangilones	19.110	✓	0	✓	✓	0	✓	0	1	19.110	0,98	18.728
	Estanque de mezclado	164.423	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0	1	164.423	0,12	19.731
	Bomba	10.369	0	0	✓	✓	0	0	0	1	10.369	1,56	16.176
3	Digestor	5.376.720	✓	✓	x	x	x	0	✓	1,91	2.815.037	0,29	816.361
	Analizador de gases	178.449	0	0	x	x	0	0	0	1,36	131.212	1,56	204.691
	Bomba	11.968	0	0	✓	✓	0	0	0	1	11.968	1,56	18.670
	Depósito de digestato	95.503	✓	✓	✓	0	0	0	✓	1	95.503	0,94	89.773
	Bomba	7.632	0	0	✓	✓	0	0	0	1	7.632	1,56	11.906
	Trampa condensados	68.587	0	✓	0	0	0	0	0	1	68.587	1,61	110.424
	Soplador	50.303	0	✓	✓	✓	0	0	0	1	50.303	1,25	62.879
4	Estanque almacenamiento	449.990	✓	✓	✓	0	0	0	✓	1	449.990	0,94	422.991
	Bomba	5.011	0	0	✓	✓	0	0	0	1	5.011	1,56	7.818
	Prensa de tornillo	185.374	✓	✓	✓	✓	0	✓	0	1	185.374	0,67	124.201
	Decantador centrífugo	117.675	✓	✓	✓	✓	0	✓	0	1	117.675	0,67	78.842
	Tolva de fondo vivo	170.786	✓	0	✓	✓	0	✓	0	1	170.786	0,98	167.370
	Tornillo sinfin	541.681	✓	0	✓	✓	0	✓	0	1	541.681	0,98	530.848
	Elevador de cangilones	12.758	✓	0	✓	✓	0	✓	0	1	12.758	0,98	12.503
	Tolva con compuerta	170.786	✓	0	✓	✓	0	✓	0	1	170.786	0,98	167.370
	Set Stripping/Scrubbing	943.251	0	x	x	x	x	0	0	2,22	424.888	0,7	297.421
	Bomba	2.592	0	0	✓	✓	0	0	0	1	2.592	1,56	4.044
5	Estanques digestato líquido	2.226.490	✓	✓	✓	0	0	0	✓	1	2.226.490	0,94	2.092.901
	Caldera	79.752	✓	✓	✓	✓	✓	✓	0	1	79.752	0,12	9.570
	CHP	0	✓	✓	x	x	x	0	0	1,91	0	0,41	0
6	Chiller	313.665	✓	✓	x	x	✓	0	0	1,36	230.636	0,41	94.561
	Filtro coalescente	14.091	0	0	✓	0	0	0	0	1	14.091	1,66	23.391
	Filtro de carbón activado	173.390	0	✓	0	0	0	0	0	1	173.390	1,61	279.158

	Analizador de gases	22.306	0	0	x	x	0	0	0	1,36	16.402	1,56	25.586
7	Membranas	8.946.881	0	x	x	x	0	0	0	1,67	5.357.414	1,25	6.696.767
	Analizador de gases	22.306	0	0	x	x	0	0	0	1,36	16.402	1,56	25.586
8	Compresor multietapa	76.000	✓	✓	✓	✓	0	0	0	1	76.000	0,96	72.960
	Filtro coalescente	10.371	0	✓	0	0	0	0	0	1	10.371	1,61	16.698
	Tamiz molecular de zeolita	803.269	0	✓	0	0	0	0	0	1	803.269	1,61	1.293.263
	PSA	3.104.460	✓	x	x	x	0	0	0	1,67	1.858.958	0,96	1.784.600
	Analizador de gases	22.306	0	0	x	x	0	0	0	1,36	16.402	1,56	25.586
	Skid licuefacción	9.397.635	0	x	x	x	0	0	0	1,67	5.627.327	1,25	7.034.158
9	Skid de carga	433.871	✓	x	x	x	0	0	✓	1,67	259.803	0,84	218.235
	Gasómetro externo	232.072	✓	✓	x	x	x	0	✓	1,91	121.504	0,29	35.236
	Compresor multietapa	0	✓	x	✓	✓	x	0	0	1,86	0	0,41	0
	Compresor multietapa	0	✓	x	✓	✓	x	0	0	1,86	0	0,41	0
10	Antorcha	353.793	✓	✓	x	x	0	0	✓	1,36	260.142	0,84	218.519
	Laboratorio	163.272	✓	0	x	✓	0	0	0	1,26	129.581	1,27	164.567

Tabla 8.10: Simbología

✓	El equipo requiere incorporar el criterio de inversión
x	El equipo ya incorpora este criterio de inversión en sus costos
0	El equipo no requiere incorporar este criterio de inversión

Tabla 8.11: Resultado tabla de factores de inversión de equipos principales

Ítem	Bio-GNL	Biometano	Unidad
Costo base total corregido	21,77	14,4	[MMUSD]
Total a descontar en Costos directos	21,97	12,88	[MMUSD]

• **Anexo 6: Demanda eléctrica equipos planta con capacidad 100.000 t/año ST**

Tabla 8.12: Demanda eléctrica equipos planta con capacidad 100.000 t/año de ST

Etapa	Equipo	Cantidad	Consumo Energético [kW]	Potencia instalada [kW]	Factor de carga	Consumo MWh año	Referencia
2	Alimentador de sólidos Estiércol	4	8,3	33,2	0,5	133	[219, 220]
	Alimentador de sólidos Rastrojos	4	11,0	44,0	0,5	176	[219, 220]
	Tornillo sinfin	4	5,5	22,0	1	176	[221]
	Elevador de cangilones	4	1,1	4,4	1	35	[222, 223, 224]
	Estanque mezclador	4	30,0	120,0	1	960	[225]
	Bomba	4	7,5	30,0	1	240	[226]
3	Agitador digestor	48	15,0	720,0	1	5.760	[197]
	Ventilador de aire soporte Gasómetro	8	1,0	4,0	1	32	[197]
	Analizador de gases	8	0,09	0,7	1	5	[198]
	Bomba	8	7,5	60,0	1	480	[226]
	Bomba	4	11,0	44,0	1	352	[226]
	Soplador	8	30,0	240,0	1	1.920	[227]
4	Prensa Tornillo	1	11,0	11,0	1	88	[228]
	Decantador	1	205,0	205,0	1	1.640	[229]
	Tolva de fondo vivo	1	4,0	4,0	1	32	[230]
	Tornillo sinfin	1	15,0	15,0	1	120	[221]
	Elevador de cangilones	1	3,0	3,0	1	24	[222, 223, 224]
	Tolva de fondo vivo con compuerta	1	4,0	4,0	0,5	32	[230]
	Bomba	2	7,5	15,0	1	120	[226]
	Set Stripping/Scrubbing	1	405,7	405,7	1	3.246	[231]
6	Enfriador de biogás	1	65,0	65,0	1	520	[232]
	Analizador de gases	1	0,09	0,1	1	1	[198]
7	Compresor upgrading/membranas	1	855,9	855,9	1	6.848	[233]
	Analizador de gases	1	0,09	0,1	1	1	[198]
8	Tamiz molecular	1	115,5	115,5	1	924	[234]
	Compresor multietapa	1	300,0	300,0	1	2.400	[235]
	Analizador de gases	1	0,09	0,1	1	1	[198]
	Skid licuefacción	1	1.127,2	1127,2	1	9.018	[236]
	Skid de carga	1	15,0	15,0	1	120	[237]
9	Ventilador de aire soporte Gasómetro	1	0,5	0,5	1	4	[197]

- Total potencia instalada para prod. Bio-GNL = 4.421,7 [kW]
- Total potencia instalada para prod. biometano = 2.876,2 [kW]
- Total energía requerida para prod. de bio-GNL = 35.049 [kWh]
- Total energía requerida para prod. biometano = 22.684 [kWh]

- **Anexo 7: Estimaciones energía térmica, planta con capacidad 100.000 t/año ST.**

Tabla 8.13: Energía térmica planta con capacidad 100.000 t/año de ST

Digestores		
Criterio	Valor	Unidad
Capacidad calorífica	4,18	[kJ/kg-°C]
Temperatura ambiente	15	[°C]
Temperatura requerida	35	[°C]
Demanda térmica por digestor	332,5	[kWth]
Pérdidas en digestores		
Coeficiente global de transferencia por paredes de metal	0,35	[W/m2-°C]
Coeficiente global de transferencia por cubierta flotante	0,95	[W/m2-°C]
Coeficiente global de transferencia por piso o base	1,7	[W/m2-°C]
Temperatura ambiente	15	[°C]
Área superior	1.059	[m2]
Área inferior	1.059	[m2]
Área lateral cilindro	1.140	[m2]
Pérdida térmica por digestor	64	[kWth]
Stripping/Scrubbing		
Criterio	Valor	Unidad
Capacidad calorífica	4,18	[kJ/kg-°C]
Temperatura de ingreso	15	[°C]
Temperatura requerida	70	[°C]
Demanda térmica	2.616,8	[kWth]

- **Anexo 8: Tabla de cálculo CNB de biometano gaseoso y bio-GNL caso base**

Tabla 8.14: Cálculo CNB de bio-GNL gaseoso para caso base

Año	Factor de descuento	CAPEX [MMUSD]	OPEX [MMUSD]	Reposición [MMUSD]	Ingresos secundarios [MMUSD]	Costos brutos [MMUSD]	Costos brutos descontados [MMUSD]	Costos netos [MMUSD]	Costos netos descontados [MMUSD]	Energía vendible [MMBTU/año]	Energía descontada [MMBTU]
0	1,00	90,88	0,00	0,00	0,00	90,9	90,9	90,88	90,88	0	0
1	0,91	0	17,69	0,00	5,3	17,7	16,1	12,37	11,25	699.158	635.598
2	0,83	0	17,69	0,09	5,3	17,8	14,7	12,46	10,30	699.158	577.816
3	0,75	0	17,69	2,65	5,3	20,3	15,3	15,02	11,28	699.158	525.288
4	0,68	0	17,69	0,12	5,3	17,8	12,2	12,49	8,53	699.158	477.534
5	0,62	0	17,69	2,32	5,3	20,0	12,4	14,68	9,12	699.158	434.122
6	0,56	0	17,69	2,74	5,3	20,4	11,5	15,11	8,53	699.158	394.656
7	0,51	0	17,69	0,00	5,3	17,7	9,1	12,37	6,35	699.158	358.779
8	0,47	0	17,69	0,12	5,3	17,8	8,3	12,49	5,83	699.158	326.162
9	0,42	0	17,69	2,65	5,3	20,3	8,6	15,02	6,37	699.158	296.511
10	0,39	0	17,69	2,40	5,3	20,1	7,7	14,77	5,70	699.158	269.556
11	0,35	0	17,69	0,00	5,3	17,7	6,2	12,37	4,34	699.158	245.051
12	0,32	0	17,69	2,76	5,3	20,5	6,5	15,13	4,82	699.158	222.773
13	0,29	0	17,69	0,00	5,3	17,7	5,1	12,37	3,58	699.158	202.521
14	0,26	0	17,69	0,09	5,3	17,8	4,7	12,46	3,28	699.158	184.110
15	0,24	0	17,69	4,96	5,3	22,7	5,4	17,33	4,15	699.158	167.373
16	0,22	0	17,69	0,12	5,3	17,8	3,9	12,49	2,72	699.158	152.157
17	0,20	0	17,69	0,00	5,3	17,7	3,5	12,37	2,45	699.158	138.325
18	0,18	0	17,69	2,74	5,3	20,4	3,7	15,11	2,72	699.158	125.750
19	0,16	0	17,69	0,00	5,3	17,7	2,9	12,37	2,02	699.158	114.318
20	0,15	0	17,69	0,00	5,3	17,7	2,6	12,37	1,84	699.158	103.925
Total							248,93		203,60		5.952.325

Tabla 8.15: cálculo CNB de biometano para caso base

Año	Factor de descuento	CAPEX [MMUSD]	OPEX [MMUSD]	Reposición [MMUSD]	Ingresos secundarios [MMUSD]	Costos brutos [MMUSD]	Costos brutos descontados [MMUSD]	Costos netos [MMUSD]	Costos netos descontados [MMUSD]	Energía vendible [MMBTU/año]	Energía descontada [MMBTU]
0	1,00	62,89	0,00	0,00	0,00	62,9	62,9	62,89	62,89	0	0
1	0,91	0	15,17	0,00	5,3	15,2	13,8	9,85	8,95	699.158	635.598
2	0,83	0	15,17	0,09	5,3	15,3	12,6	9,94	8,21	699.158	577.816
3	0,75	0	15,17	1,62	5,3	16,8	12,6	11,47	8,61	699.158	525.288
4	0,68	0	15,17	0,11	5,3	15,3	10,4	9,95	6,80	699.158	477.534
5	0,62	0	15,17	2,32	5,3	17,5	10,9	12,16	7,55	699.158	434.122
6	0,56	0	15,17	1,71	5,3	16,9	9,5	11,56	6,52	699.158	394.656
7	0,51	0	15,17	0,00	5,3	15,2	7,8	9,85	5,05	699.158	358.779
8	0,47	0	15,17	0,11	5,3	15,3	7,1	9,95	4,64	699.158	326.162
9	0,42	0	15,17	1,62	5,3	16,8	7,1	11,47	4,86	699.158	296.511
10	0,39	0	15,17	2,40	5,3	17,6	6,8	12,25	4,72	699.158	269.556
11	0,35	0	15,17	0,00	5,3	15,2	5,3	9,85	3,45	699.158	245.051
12	0,32	0	15,17	1,73	5,3	16,9	5,4	11,57	3,69	699.158	222.773
13	0,29	0	15,17	0,00	5,3	15,2	4,4	9,85	2,85	699.158	202.521
14	0,26	0	15,17	0,09	5,3	15,3	4,0	9,94	2,62	699.158	184.110
15	0,24	0	15,17	3,94	5,3	19,1	4,6	13,78	3,30	699.158	167.373
16	0,22	0	15,17	0,11	5,3	15,3	3,3	9,95	2,17	699.158	152.157
17	0,20	0	15,17	0,00	5,3	15,2	3,0	9,85	1,95	699.158	138.325
18	0,18	0	15,17	1,71	5,3	16,9	3,0	11,56	2,08	699.158	125.750
19	0,16	0	15,17	0,00	5,3	15,2	2,5	9,85	1,61	699.158	114.318
20	0,15	0	15,17	0,00	5,3	15,2	2,3	9,85	1,46	699.158	103.925
Total							197,71		152,38		5.952.325