



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA METROPOLITANA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA CONSTRUCCIÓN Y
ORDENAMIENTO TERRITORIAL
ESCUELA DE PREVENCIÓN DE RIESGOS Y MEDIO AMBIENTE

**EVALUACION TECNICA-ECONOMICA Y MEDIOAMBIENTAL DE UN
PROYECTO DE GENERACION DE BIOGAS PARA PRODUCCION
ENERGETICA A PARTIR DE RESIDUOS DEL TERMINAL PESQUERO
METROPOLITANO**

TRABAJO DE TITULACION PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO CIVIL
EN PREVENCIÓN DE RIESGOS Y MEDIO AMBIENTE

UTEM

UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA
METROPOLITANA

AUTOR:

ITALO IGNACIO ARIAS BERRIOS

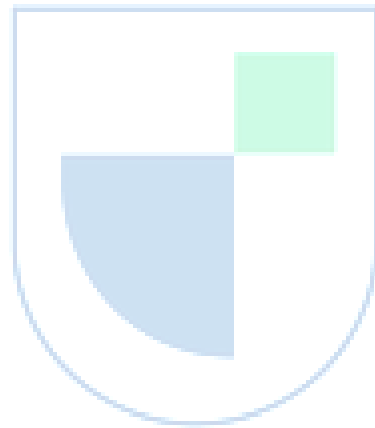
PROFESOR GUIA:

RAUL SALAS

SANTIAGO - CHILE

2020

NOTA OBTENIDA: 6,4



Firma y timbre autoridad
responsable

UTEM

UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA
METROPOLITANA

Autorización para la reproducción del Trabajo de Titulación

1. Identificación del trabajo de titulación

Nombre del estudiante: Italo Ignacio Arias Berrios

Run: 18.667.998-9

E-mail: arias.italo1@gmail.com, italo.ariasb@utem.cl

Teléfono: +569 87821538

Título de la tesis: EVALUACION TECNICA-ECONOMICA Y MEDIOAMBIENTAL DE UN PROYECTO DE GENERACION DE BIOGAS PARA PRODUCCION ENERGETICA A PARTIR DE RESIDUOS DEL TERMINAL PESQUERO METROPOLITANO

Escuela: Prevención de Riesgos y Medio Ambiente

Carrera: Ingeniería Civil en Prevención de Riesgos y Medio Ambiente

Título al que opta: Ingeniero Civil en Prevención de Riesgos y Medio Ambiente

2. Autorización de Reproducción

Se autoriza la reproducción total o parcial de este trabajo de titulación, con fines académicos por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica que acredita al trabajo y a su autor.

En consideración a lo anterior, se autoriza su reproducción de forma inmediata.

Fecha: 05/09/2020

Firma:



Agradecimientos

Agradecer a mi madre Cecilia y mi padre Nelson, gracias por el gran esfuerzo que han hecho, por haber ayudado de gran manera hasta este momento. Gracias por el cariño, el apoyo y las enseñanzas que me han entregado todos estos años.

También a mis hermanos Gerardo, Marco y mi hermana Priscilla, porque a pesar de nuestras diferencias de edad y nos falte tiempo de compartir cosas, gracias por el cariño y el apoyo brindado.

A mis compañeros y compañeras de universidad, sin duda tendremos grandísimos recuerdos por nuestro paso en esta etapa universitaria, y por los grandes recuerdos vivencias y experiencias en CECADES.

Agradecer también al equipo de Difusión de la universidad, por la oportunidad de trabajo y los gratos momentos que significo el tiempo que estuve ahí.

A mis sobrino y sobrinas Elizabeth, Lucia, Marco, Annel, Josefa y Florencia, decir que ustedes son el futuro para los cambios que hacen falta en el mundo, luchan día a día por un mundo mejor y que no se olviden que son capaces de cumplir sus sueños, y que a pesar que no siempre pueda estar presente por la distancia, pueden contar conmigo para lo que necesiten.

Finalmente, gracias a todas las luchas de las movilizaciones estudiantiles, que, gracias a eso, tantos como yo, muchos y muchas pudimos acceder a estudiar en la universidad sin endeudarnos por la mitad de nuestra vida.

Tabla de contenido

1.Contexto general.....	1
1.1 Industria pesquera.....	1
1.1.1 Desembarques	1
1.1.2 Problema ambiental sector pesquero	3
1.2 Cambio climático	5
1.3 Compromisos de Chile con mirada hacia el futuro	6
2.Objetivo general.....	9
3.Objetivos específicos	9
4.Marco teórico	10
4.1 Residuos	10
4.1.1 Residuos según sus características:	10
4.1.2 Según su origen:	10
4.2. Tipologías de proyectos de valorización de residuos.....	11
4.3 Contexto situación energética en Chile	12
4.3.1 Generación en Chile por tecnología de producción energética	13
4.3.2 Generación de energía renovable no convencionales	14
4.3.3 Generación en Chile por tipo de ERNC.....	15
4.4 Antecedentes biomasa.....	16
4.4.1 Tratamientos biomasa	17
4.4.2 Productos de la digestión anaerobia	22
4.5 Biogás	22
4.5.1 Sustratos	23
4.6 Etapas para generación de biogás.....	30
4.6.1 Alimentación y pretratamiento	30
4.6.2 Digestión	31

4.6.3	Tecnología en biorreactores.....	32
4.6.4	Post tratamiento	36
4.7	Equipos de generación eléctrica y cogeneración	38
4.8	Indicadores de evaluación económica de proyectos	40
4.8.1	VAN.....	40
4.8.2	TIR	41
4.8.3	CAPEX	41
4.8.4	OPEX	41
5.	Marco Legal – Ambiental.....	42
5.1	Regulación ambiental.....	42
5.1.1	SEA.....	42
5.1.2	Ingreso al SEIA	43
5.1.3	Evaluación del proyecto en particular.....	46
5.2	Regulación de electricidad y combustible	48
5.2.1	Superintendencia de electricidad y combustibles	48
5.2.2	Marco normativo.....	49
5.2.3	Generalidades de la ley ERNC.....	51
5.2.4	Conexión a redes de distribución	52
5.2.5	Permiso SEC planta de biogás.....	54
5.2.6	Operación comercial	54
6.	Evaluación técnica.....	57
6.1	Contextualización del Terminal Pesquero Metropolitano	57
6.1.1	Caracterización y gestión de residuos del TPM	58
6.2	Sustratos a partir de residuos generados por el TPM	59
6.3	Capacidad de planta	61
6.4	Selección de reactor fase de digestión.....	63
6.5	Generación de cogeneración y biogás según sustrato.....	64
6.6	Generación de digestato	66

6.7	Requerimiento de planta autoabastecimiento	67
6.8	Localización del proyecto	67
7.	Evaluación económica	69
7.1	Equipamiento planta.....	69
7.2	Diagrama equipamiento planta.....	70
7.3	CAPEX	71
7.4	OPEX	72
7.5	Flujo de caja VAN – TIR.....	72
7.6	Análisis de sensibilidad	74
7.6.1	Variación venta de precio nudo y potencia.....	74
7.6.2	Variación digestato.....	77
7.6.3	Variación en ventas de bonos de carbono.	78
7.6.4	Variación sustrato.....	79
7.8	Alternativas de financiamiento.....	81
8.	Conclusión	84
9.	Bibliografía	89
10.	Glosario	93
11.	Anexos.....	94
11.1	Caracterización de residuos de pescado parámetros de sólidos totales y sólidos volátiles.....	94
11.2	Cotización grupo electrógeno.....	95
11.3	Precio nudo actualizado	96
11.4	CAPEX	97
11.5	OPEX	98
11.6	Cálculos flujos de caja.....	100
11.6.1	Ingresos por ventas estimados de planta.....	100
11.6.2	Depreciación de bienes.....	100

11.6.3	Financiamiento y amortización deuda.....	101
11.6.4	Flujo de caja proyecto sin apalancamiento.....	102
11.6.5	Flujo de caja proyecto financiado	104

Índice de gráficos

Gráfico 1-1	Desembarques 2018 por sector de extractivo	2
Gráfico 1-2	Desembarque histórico entre 1951-2013 en Chile.....	3
Gráfico 1-3	Proyección matriz energética mundial 2050	5
Gráfico 4-1	Evolución de generación eléctrica por sistema en MW	13
Gráfico 4-2	Distribución de generación energética según fuente.	13
Gráfico 4-3	Cuadro resumen ERNC mayo 2019.	15
Gráfico 7-1	Variaciones por precio de energía eléctrica	75
Gráfico 7-2	Variaciones por precio de potencia eléctrica	76
Gráfico 7-3	Variación de precio de venta digestato.....	77
Gráfico 7-4	Variación del precio de venta de bonos de carbono.....	79
Gráfico 7-5	Variación costo sustrato	81

Índice de tablas

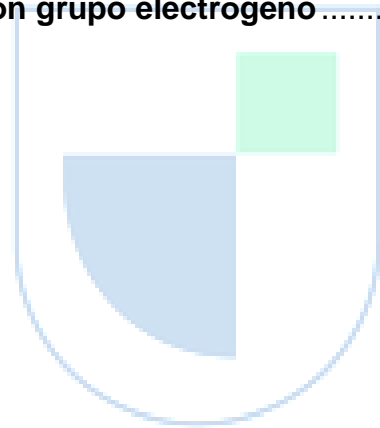
Tabla 4-1	Composición biogás y características generales.....	23
Tabla 4-2	Rendimientos de sustratos para generación de biogás.....	24
Tabla 4-3	Concentración de inhibiciones.....	26
Tabla 4-4	Componentes de biogás y sus efectos negativos en el aprovechamiento energético	37
Tabla 5-1	Permisos ambientales aplicables.....	48
Tabla 6-1	Cantidad de residuos generados por el TPM 2018	59
Tabla 6-2	Cantidad de residuos generados por el TPM 2019	60
Tabla 6-3	Sustrato mensual disponible	61

Tabla 6-4 TRH por región geográfica	61
Tabla 6-5 Volúmenes diarios de residuos	62
Tabla 6-6 Tipo de reactor	63
Tabla 6-7 Cantidad de solidos totales residuos del TPM	64
Tabla 6-8 Potencial biogás de planta según sustrato	65
Tabla 6-9 Potencial de energía generada por biogás (Continua otra pág.) 65	
Tabla 6-10 Requerimiento planta y energías disponibles	67
Tabla 7-1 Etapa general de proceso planta	69
Tabla 7-2 CAPEX Resumen	71
Tabla 7-3 OPEX resumen	72
Tabla 7-4 Indicadores flujo de caja sin apalancamiento	73
Tabla 7-5 Indicadores flujo de caja proyecto financiado	73
Tabla 7-6 Valores precio nudo y potencia eléctrica de acuerdo al CNE	74
Tabla 7-7 Variaciones por precio nudo	75
Tabla 7-8 Variaciones por precio de potencia eléctrica	76
Tabla 7-9 Variación de precio de venta digestato	77
Tabla 7-10 Variación del precio de venta de bonos de carbono	79
Tabla 7-11 Variación costo sustrato	80
Tabla 11-1 Precio Nudo	96
Tabla 11-2 Detalles de CAPEX	97
Tabla 11-3 Detalle de OPEX	98
Tabla 11-4 Estimación de Ingresos por ventas	100
Tabla 11-5 Depreciación de bienes	100
Tabla 11-6 Financiamiento y amortización	101
Tabla 11-7 Flujo de caja proyecto sin apalancamiento (continúa otra pág.)	102
Tabla 11-8 Continuación flujo de caja proyecto sin apalancamiento	103
Tabla 11-9 Flujo de caja proyecto financiado (continúa otra pág.)	104
Tabla 11-10 Continuación flujo de caja proyecto financiado	105

Índice de ilustraciones

Ilustración 4-1 Cuadro resumen ERNC mayo 2019	15
Ilustración 4-2 Cuadro resumen bio-tratamientos	17
Ilustración 4-3 Fermentación alcohólica en etanol	19
Ilustración 4-4 Esquema de digestión anaerobia	21
Ilustración 4-5 Composición de biogás por sustratos convencionales	24
Ilustración 4-6 Producción promedio de biogás a partir de residuos pesqueros	27
Ilustración 4-7 Producción promedio de biogás a partir de residuos pesqueros en codigestión de otros sustratos	28
Ilustración 4-8 Datos técnicos referenciales de plantas de generación de biogás por codigestion	29
Ilustración 4-9 etapas para generación de biogás	30
Ilustración 4-10 Tipos de reactores anaerobios	32
Ilustración 4-11 Reactor de mezcla completa con y sin recirculación	33
Ilustración 4-12 Reactor flujo pistón con agitadores	34
Ilustración 4-13 Reactor tipo batch	35
Ilustración 4-14 Esquema simplificado producción de biogás por biomasa	35
Ilustración 4-15 Esquema de cogeneración en motor a gas	38
Ilustración 4-16 Sistema de calefacción del biorreactor por cogeneración 39	
Ilustración 4-17 Comparativa entre equipos de producción de biogás (continua otra pág.)	39
Ilustración 4-18 Comparativa entre equipos de producción de biogás continuación	40
Ilustración 5-1 Diagrama de flujo de una declaración de impacto ambiental	47

Ilustración 5-2 Cronología del proceso normativo	52
Ilustración 5-3 Procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD	53
Ilustración 5-4 Ejemplo de comercialización de mercado eléctrico chileno	55
Ilustración 6-1 Ubicación geográfica del TPM	57
Ilustración 6-2 Gestión de residuos TPM	59
Ilustración 11-1 Caraterizacion residuos de pescado	94
Ilustración 11-2 Cotización grupo electrógeno	95



UTEM

UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA
METROPOLITANA

Resumen

El trabajo consiste en una evaluación técnica económica y ambiental para una planta de producción de biogás, producido para autoabastecimiento energético mediante la cogeneración. Como objetivo principal de proyecto es evaluar la factibilidad de la instalación de la planta de biogás con sustratos generados en su mayoría en el TPM. Cabe recalcar que una planta de biomasa de estas cualidades sería única en Chile ya que no existe otra de estas características similares, además abordando el concepto de economía circular.

El contexto nacional de producción de biogás, es bastante incipiente por ende aún no ha sido explotado y existe un potencial importante, ya que la diversidad de sustratos disponibles es abundante. El caso base se considera un flujo aproximado de 6 Tm al día de sustrato para tratamiento, el cual consiste en el descarte de los procesos de fileteado de pescado y desechos de aceites y grasas generados en dependencias del Terminal. Todo esto se traduce en la transformación de esta materia prima en biogás producido en biorreactores, que con posterioridad es transformado por el empleo de motores de combustión en 215 kW de potencia en generación eléctrica y 123 kW de potencia térmica total.

Se abordan, las distintas tecnologías como también casos de plantas similares en países europeos, en donde la clave en su funcionamiento es la codigestión.

Así también, en la evaluación técnica económica y ambiental, se determina la viabilidad del proyecto, con los análisis de sensibilidad que demuestran como los distintos factores de operación afectan la rentabilidad del proyecto. Por otro lado, la institucionalidad ambiental establece requerimientos para el óptimo funcionamiento de la planta y ajustes que se deben abordar en el proceso del SEIA.

Abstract

The project consists in a technical, economic and environmental evaluation for a biogas production plant for self-sufficiency through cogeneration. The main objective is to evaluate the feasibility of the installation of a biogas plant in base of substrates mostly generated in the Terminal Pesquero Metropolitano of Santiago. This type of plant would be unique in Chile in terms of the substrate characteristics.

The national context of biogas production is incipient in Chile, however exists an important potential, since the substrates availability is abundant. The base case considers an approximate flow of 6 tons per day of substrates for treatment. Which consist in the discards of the process of filleted fish and waste of oil and fats generated in this Terminal. All this ends in the transformation of the raw material in biogas production inside the bioreactors. This biogas fuels internal combustion engines to produce 215 kW of electric power and 123 kW of thermal power.

This work also addresses different technologies available in the market, and similar cases in the European countries, where the key to its operation is the codigestion.

Includes also, the technical, economic and environmental evaluation, to determined the feasibility the project. The sensitivity analysis shows the variation of the profitability of the project, by different factors. On the other hand, the environmental institutionalist establishes the requirements to be assessed during the process of the environmental evaluation through the SEIA.

Keyword: Biogas plant, Fish waste, Non-conventional renewable energy, Sustainability, Circular economy

1. Contexto general

1.1 Industria pesquera

La industria pesquera en Chile representa una importante actividad Geográfica-histórica y económica.

Los pueblos indígenas costeros han desarrollado la actividad pesquera durante cientos de años, teniendo un protagonismo en su explotación como fuente de alimentación, tanto en zonas del norte, centro y sur de Chile.

La explotación pesquera se ha desarrollado permanentemente a largo del país que cuenta con aproximadamente más de 4 mil kilómetros de costa con capacidad de desarrollo de esta actividad, dando la importancia de este sector económico en todo el territorio nacional.

En la actualidad el sector pesquero se divide en tres ramas de extracción, como es el sector industrial, pesca artesanal y acuicultura o centros de cultivos.

Según la ODEPA el sector denominado “Pesca y Acuícola” representa el 1,05% del PIB nacional (Cox y Bravo, 2014).

Además, a nivel internacional, la FAO en el informe “El estado mundial de pesca y acuicultura” (2018). Posiciona a Chile en el lugar número 7° de exportadores e importadores de productos de pescado a nivel mundial considerando los años (2006 y 2016), Entendiendo así la importancia de este sector productivo tanto nacional como internacional.

1.1.1 Desembarques

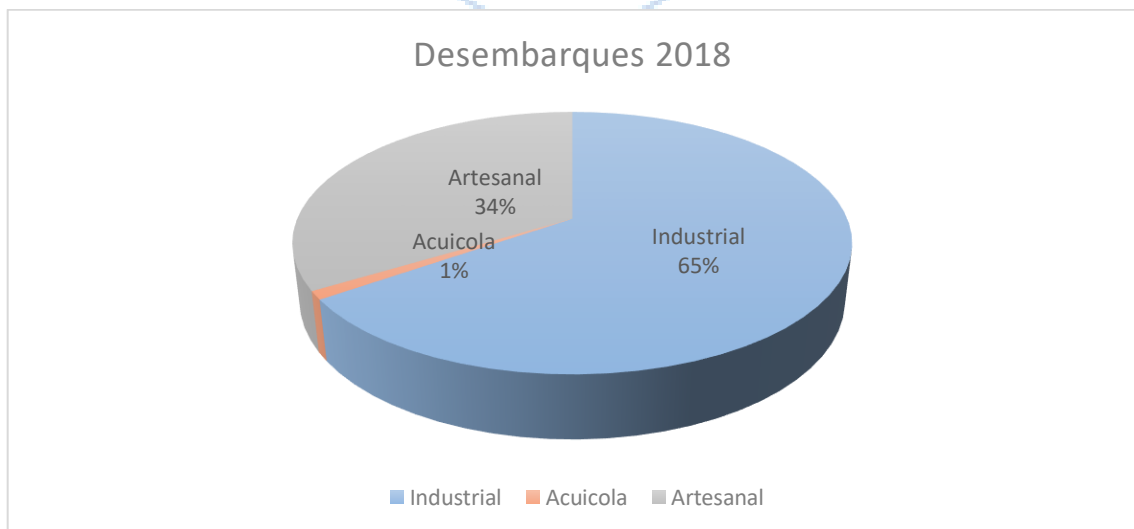
Según la ODEPA se define como la captura tanto en “puertos, caletas o barcos transportadores de los sectores industrial y artesanal, captura de barcos factoría,

cosecha de centros de cultivo “(Cox y Bravo, 2014).

De acuerdo a la información entregada por la Subsecretaría de pesca y acuicultura en el informe sectorial de enero 2019, los desembarques totales del año 2018 llegaron a la cifra de 3,57 millones de Toneladas,” cifra que representa un aumento del 6,86% respecto a igual fecha de 2017 y es también un 6,92% superior al promedio del quinquenio 2013–2017” (Subpesca ,2019).

A modo de caracterizar las industrias pesqueras en Chile, en el año 2018 el sector industrial, fue el que registro la mayor captura llegando a la cifra de 2,33 millones de toneladas, por otra parte, el sector artesanal alcanzó una cifra de 1,2 millones de toneladas y el sector acuícola registrando una cifra total de 36.839 toneladas. A partir de estos datos se plasma en el siguiente Grafico 1-1, para dimensionar en porcentajes como se desarrolla la industria en Chile.

Gráfico 1-1 Desembarques 2018 por sector de extractivo



Fuente: Elaboración propia con datos del Informe sectorial de enero 2019, Subpesca.

1.1.2 Problema ambiental sector pesquero

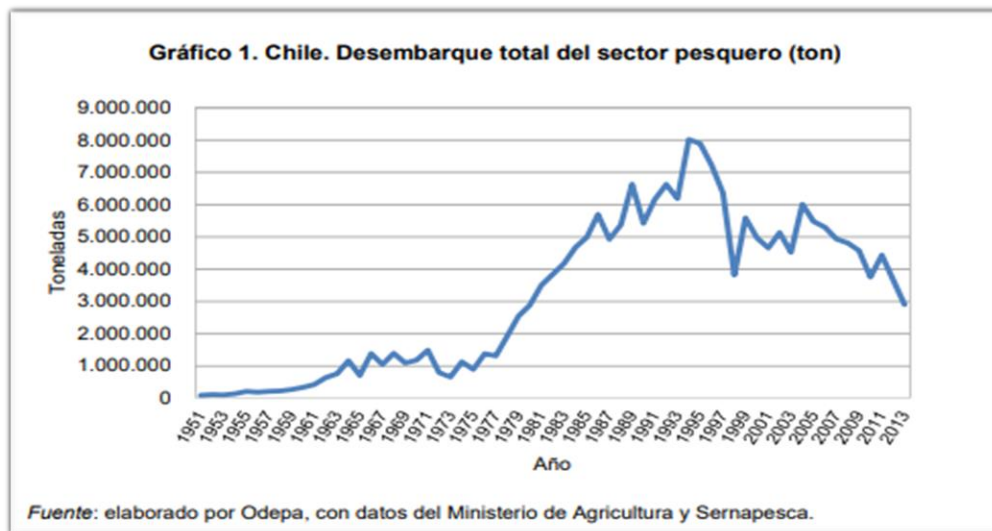
- **Sobre explotación**

Como toda actividad productiva de extracción de recursos, tiene un impacto tanto negativo como positivo. Pero la explotación con poca regulación, trae consigo impactos que tienden a balancearse de manera negativa desde la óptica ambiental, ya que la regeneración de recursos comienza cada vez, a ser minoritaria y la sustentabilidad del recurso en el tiempo se ve en peligro.

Cuestión que es reflejada en el siguiente grafico 1-2, en donde se registran los desembarques desde comienzos de las décadas del 1950 hasta principios del 2010.

En donde a lo largo de los primero 20 años el alza en los desembarques fue de manera gradual, pero aproximadamente en los 20 años subsiguientes, se observa el alza de las cifras de manera exponencial y acelerada llegando al peak en el año 1995 registrando 8 millones de toneladas anuales, situación el cual fue el punto de quiebre ya que la tendencia de desembarques a partir de esa fecha es a la baja.

Gráfico 1-2 Desembarque histórico entre 1951-2013 en Chile



Fuente: Cox y Bravo, 2014.

Según el análisis que se presenta en el informe sector pesquero de *Cox y Bravo* 2014, uno de los factores que involucra la baja de desembarques es que: “se debe a la disminución de pesquerías, especialmente de jurel (*Trachurus murphyi*) y anchoveta (*Engraulis ringens*), provocada por una sobreexplotación del recurso, agravada en algún grado por los efectos de la corriente del Niño, que ha variado las temperaturas de los mares”.

Esto declara que la explotación del recurso pesquero en la década de los 70's, 80's y mediados de los años 90's fue excesivo en función de las cuotas de recuperación biológica del recurso. Además, se suma la agravante del cambio climático, que aún estamos ad portas de los grandes cambios que ocurrirán a nivel mundial, modificando el mundo como lo conocemos.

- **Residuos**

Otro factor preocupante en los problemas ambientales de la industria es la generación de residuos, ya sea por redes u otros utensilios que son desechados en el océano generando micro plásticos, entre otros.

Además, existen los residuos generados por la industria en el procesamiento del producto en las fases de fileteado y limpieza de pescados que generan descartes que en ciertas ocasiones se destinan para la producción de harina de pescado.

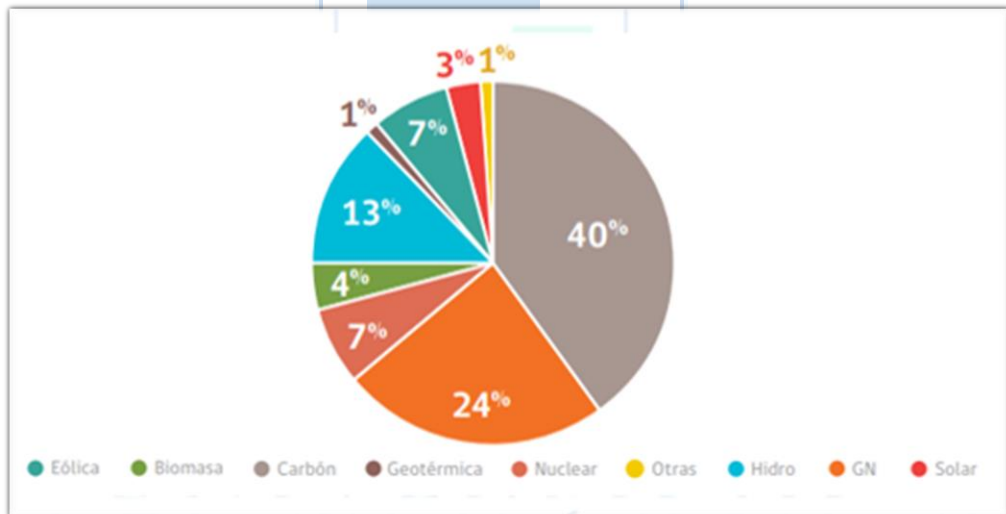
Según declaraciones entregadas en la revista AQUA Acuicultura + Pesca, en el año 2018, la industria acuícola, aproximadamente el 30% del peso del pescado es descartado (viseras, esqueleto, Cabeza, etc.).

Con esta cifra se puede estimar preliminarmente que la generación de residuos es absolutamente relevante considerando que el año 2018 se desembarcaron 3,57 millones de toneladas de pescados en el país. Pudiendo estimar una generación aproximada de 1 millón de residuos pesqueros al año, con potencial absoluto de ser utilizado tanto desde el ámbito agroindustrial, como energético.

1.2 Cambio climático

Desde varios años la comunidad internacional ha advertido reiteradamente, como las actividades productivas y extractivas han afectado de forma negativa al planeta y las posibles consecuencias. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), declara en el año 2015 que, si se mantiene el escenario actual de matriz energética a nivel mundial (Gráfico 1-3), de aquí al año 2050 llevaría a un incremento de la temperatura en el planeta de 6 grados Celsius más que los existentes en la era preindustrial, provocando consecuencias impensadas para el desarrollo humano.

Gráfico 1-3 *Proyección matriz energética mundial 2050*



Fuente: MMA 2015. Energía 2050.

Es por ello que la comunidad internacional está desplegando un gran esfuerzo para lograr, de modo equilibrado, la mitigación de las emisiones GEI para aminorar el efecto del cambio climático.

La IEA estima que para alcanzar una matriz que se haga cargo de los desafíos del calentamiento global al 2050, se debe aumentar significativamente la eficiencia energética y las fuentes de generación de las energías renovables.

En el caso de Chile, el sector energía ha sido el sector con mayor impacto en cuanto a su participación en las emisiones GEI, principalmente debido al consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad.

Al año 2018 los GEI generados por el sector energético representaba el 78% de las emisiones totales de Chile, llegando a la cifra de 87.135 kTm CO₂eq según el Informe Bienal de Actualización de Chile sobre Cambio Climático del año 2018.

Si bien Chile, solo es responsable del 0,25% de las emisiones globales, es altamente vulnerable a sus efectos, debido al bajo nivel de las costas a lo largo de su territorio, como al régimen nival y glacial de sus ríos, además de los tipos de bosques endémicos que cubren su superficie, y al cambio en la flora y fauna del océano, que son fuente de la pesca que constituye un recurso clave para el desarrollo del país.

Por esto es la necesidad de cambiar la matriz energética actual, pasando de combustibles fósiles a fuentes de energía renovables no convencionales.

1.3 Compromisos de Chile con mirada hacia el futuro

- **Industria pesquera**

En el año 2018 Serna pesca firma un acuerdo de producción limpia (APL) con una parte del gremio pesquero industrial nacional, promoviendo el reciclaje, la reutilización y valorización de los residuos generados por las embarcaciones pesqueras, dando un pie para el compromiso de una industria sustentables en el país.

Así también, la industria acuícola un poco más avanzada dentro de las políticas de sustentabilidad, denomina su estrategia como “Salmon: Cero residuos “en donde, se valorizan los residuos de Salmon como materia prima de harina y aceite de pescado, que en el año 2016 llegan a exportar 105.000 toneladas con utilidades en US\$ 152 millones.

Por otro lado, la pesca artesanal mantiene hasta el día de hoy, cierto retraso en estos avances de sustentabilidad a nivel nacional, sin embargo, en el año 2015 surge el proyecto denominado “Modelo Tecnológico y logístico para la utilización integral de residuos de la pesca artesanal”, liderado por el Dr. Manuel Young de la Universidad Técnica Federico Santa María (UTFSM) ubicada en Valparaíso.

Proyecto el cual se basa en agregar valor a los residuos provenientes de la pesca artesanal de Caleta Portales en la región de Valparaíso, el cual se estima que genera diariamente 1,5 toneladas de residuos de pesca.

Dado el desarrollo de este proyecto que se encuentra vigente, hoy se comercializan pulpas congeladas con origen de descartes como: merluza, reineta, jibia, etc. Los cuales generan productos ricos en proteínas y aceites, produciendo ventas a plantas de alimentos para mascotas, dando origen nuevos puestos de trabajo y nuevos ingresos al Sindicato de Trabajadores Independientes de la Caleta Diego Portales.

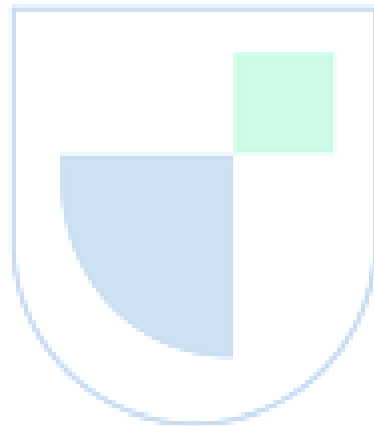
Esta idea marca un precedente de como poder integrar proyectos de cero residuos en la pesca artesanal, replicable en otros lugares a lo largo del país.

- **Compromiso 2050**

En el ámbito energético, en el año 2015 se publica el documento denominado “Hoja de Ruta al 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva para Chile”, impulsada por el Ministerio de Energía que marca el camino y los objetivos respecto a energía sustentable en el país.

Esta hoja de ruta, deja como objetivo que al año 2050 la matriz energética nacional al menos llegue al 70% proveniente de fuentes renovables, con énfasis en energía solar y eólica, sin embargo, no descarta la incorporación progresiva de otras fuentes de generación renovable emergentes en el país, tales como la geotermia, biomasa y energía oceánica.

Desafío importante, ya que como se menciona anteriormente los GEI producidos en Chile, son mayoritariamente desde el rubro energético. Entregando una tarea, que se debe abordar tanto en el ámbito público y privado, para alcanzar la meta del 2050 con un 70% de energías sustentables en el país. Dando así relevancia en el desarrollo de este tipo de proyectos que abordan las temáticas de: Energía, Sustentabilidad y Economía circular.



UTEM

UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA
METROPOLITANA

2. Objetivo general

Evaluar y diseñar una planta energética alimentada a partir de generación de biogás, por la utilización de residuos pesqueros del Terminal Metropolitano para autoabastecimiento.

3. Objetivos específicos

- Cuantificar y caracterizar los residuos del terminal para estimación potencial de generación de biogás.
- Evaluar la factibilidad técnica de planta de biogás en dependencias del Terminal Pesquero Metropolitano.
- Evaluar la factibilidad económica del proyecto planta de biogás en el Terminal Pesquero Metropolitano.
- Evaluar la factibilidad ambiental del proyecto planta de biogás en el Terminal Pesquero Metropolitano.

UTEM
UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA
METROPOLITANA

4. Marco teórico

4.1 Residuos

Según la definición del Ministerio de Medio Ambiente define, “residuo” o “desecho” como “todas sustancias, elementos u objetos resultantes de los procesos de producción de bienes o servicios que se deben eliminar”. A continuación, se detalla su clasificación.

4.1.1 Residuos según sus características:

- **Residuo peligroso:** residuo o mezcla de residuos que presenta riesgo para la salud pública y/o efectos adversos al medio ambiente, ya sea directamente o debido a su manejo actual o previsto.
- **Residuo no peligroso:** residuo que no presenta riesgo para la salud pública ni efectos adversos al medio ambiente.
- **Residuo inerte:** es un residuo no peligroso que no experimenta variaciones físicas, químicas o biológicas significativas, no es soluble, ni combustible, ni reacciona física o químicamente, ni de ninguna otra manera. No es biodegradable y tampoco afecta negativamente a otras materias con las cuales entra en contacto.

4.1.2 Según su origen:

- **Residuos sólidos municipales:** incluye residuos sólidos domiciliarios y residuos similares a los anteriores generados en el sector servicios y pequeñas industrias. También se consideran residuos municipales a los derivados del aseo de vías públicas, áreas verdes y playas.
- **Residuo industrial:** residuo resultante de los procesos de fabricación, transformación, utilización, consumo, limpieza y mantenimiento, generados por la actividad industrial. Corresponden a residuos sólidos, líquidos o

combinaciones de estos, que, por sus características físicas, químicas o microbiológicas, no pueden asimilarse a los residuos domésticos.

4.2. Tipologías de proyectos de valorización de residuos

En función del documento “Metodología de formulación y evaluación socioeconómica de proyectos de valorización de residuos municipales” del Ministerio Desarrollo Social. Define alguna de las alternativas de proyecto para eliminación o utilización de los residuos mediante relleno sanitario u otra metodología:

- **Instalaciones de reutilización:** Instalaciones donde se lleva a cabo la reutilización. Producto de la naturaleza misma de la acción de reutilización, no se desarrollan proyectos de reutilización de residuos que requieran el uso de infraestructura.
- **Instalaciones de reciclaje:** Instalaciones donde se tratan los residuos reciclables. Pueden desarrollarse proyectos de construcción, mejoramiento o ampliación de las mismas.
- **Instalaciones intermedias:** Instalaciones donde los residuos son acumulados temporalmente y posteriormente transbordados a camiones de mayor capacidad para ser transportados al lugar donde serán tratados (relleno sanitario, instalación de reciclaje o instalación de valorización energética según corresponda). Pueden desarrollarse proyectos de construcción, mejoramiento o ampliación de las mismas. En estas instalaciones pueden realizarse actividades de pretratamiento de los residuos como clasificación y separación mecanizada o compactación.

- **Instalaciones de valorización energética:** Instalaciones donde se tratan los residuos valorizables energéticamente. Pueden desarrollarse proyectos de construcción, mejoramiento o ampliación de las mismas.

4.3 Contexto situación energética en Chile

Un área importante en el desarrollo del país es la generación energética para abastecer las necesidades que requiere en su desarrollo.

En Chile el mercado eléctrico es operado por empresas de carácter privado, la autoridad cumple el rol de regulador y fiscalizador, buscando establecer criterios favorables para la expansión económica del sistema eléctrico.

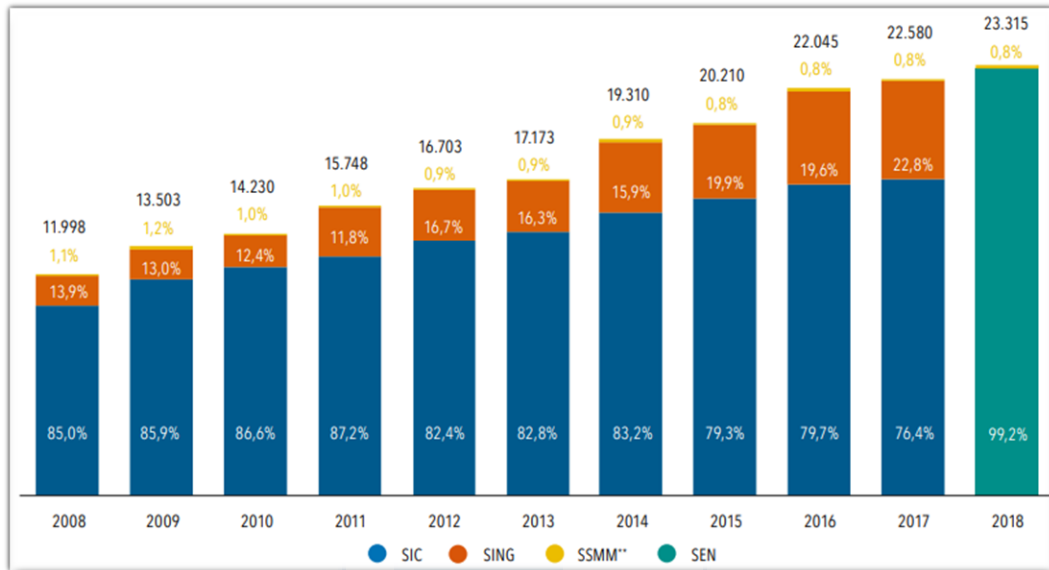
Hasta finales del año 2017 existían dos grandes sistemas interconectados independientes llamados: Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que desde la fecha mencionada se integraron en un solo sistema, logrado por la construcción de infraestructura en la región de Atacama.

Además, en la zona austral del país, cuenta con los sistemas de Aysén y Magallanes denominados SEA y SEM respectivamente, que solo llegan a suministrar un 0,8% de la matriz energética de Chile.

Finalmente se denomina con la integración de los sistemas SIC y SING en un único sistema llamado, Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que se ubica desde la región de Arica y Parinacota hasta la isla de Chiloé (Décima Región) representando un 99,2% de la generación energética en el país.

Como resultante de los sistemas SEN, SEA, SEM, Chile tiene una matriz energética de 23.389 MW (CNE, 2019). Correspondiendo 182 MW para el sistema SEA y SEM representando un 0,8% y 23.207 MW para el sistema SEN representando un 99,2 % de la matriz energética del país.

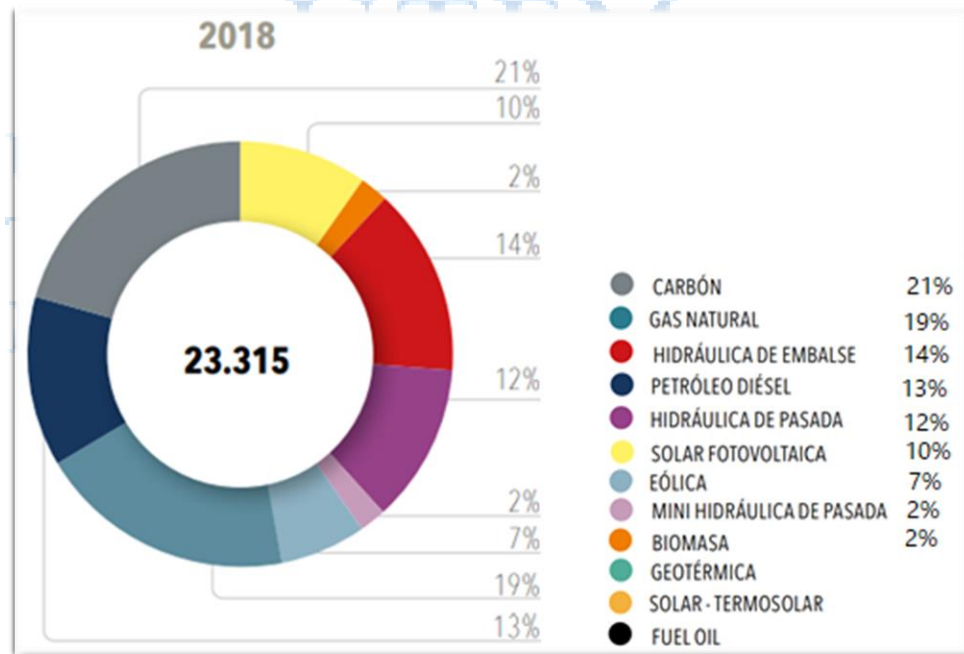
Gráfico 4-1 Evolución de generación eléctrica por sistema en MW



Fuente: CNE, 2018. Anuario Estadístico de Energía.

4.3.1 Generación en Chile por tecnología de producción energética

Gráfico 4-2 Distribución de generación energética según fuente.



Fuente: CNE, 2018. Anuario Estadístico de Energía.

4.3.2 Generación de energía renovable no convencionales

Las ERNC son fuentes de energías inagotables limpias, cada vez más competitivas. Se distinguen de los combustibles fósiles altamente contaminantes, por su abundancia, diversidad y potencial de aprovechamiento en cualquier lugar del planeta. Pero lo más importante es que estas fuentes de energía no producen emisiones contaminantes o gases de efecto invernadero a gran escala, causantes del cambio climático, que cada vez más se hace presente en la vida diaria.

La Ley N° 20.257 no define claramente “ERNC”. Pero en su artículo 225, define “ERNC” como: “aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales”, y señala cuáles son:

- **Energía por Biomasa:** Generación de energía por la degradación de materia orgánica pudiendo ser aprovechada para producción de energía eléctrica y térmica.
- **Energía Hidráulica:** Generación de energía por el caudal de los ríos.
- **Energía Geotérmica:** Generación de energía por obtención del calor natural del interior de la tierra.
- **Energía Solar:** Generación de energía obtenida por radiación solar.
- **Energía Eólica:** Generación de energía correspondiente a la energía cinética del viento.
- **Energía Mareomotriz:** Generación de energía de los mares de forma mecánica por movimiento de mareas, olas y corrientes.

Según el “Reporte mensual ERNC” del mes de mayo del 2019 emitido por la CNE, la capacidad instalada neta de ERNC asciende a 21% del total de la matriz energética en el país, equivalente a un 4.906 MW, con un 99,4% conectado al SEN.

Ilustración 4-1 Cuadro resumen ERNC mayo 2019.

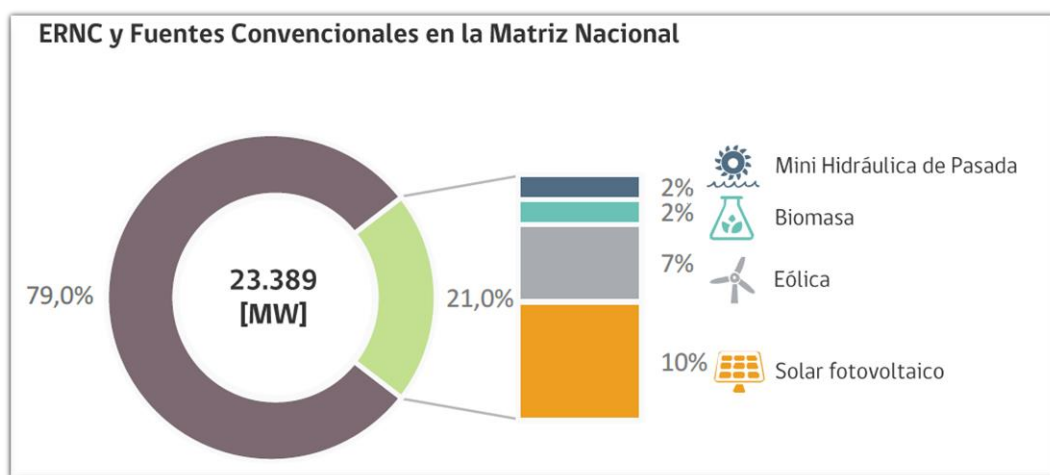
Tecnología	Operación (1) [MW]	En Pruebas [MW]	Construcción [MW]	RCA Aprobada (2) [MW]	En Calificación [MW]
Biomasa (3)	501	6	6	1.087	12
Eólica	1.529	220	735	10.774	1.340
Geotermia	0	40	0	120	50
Mini Hidro (4)	495	42	0	749	61
Solar - PV	2.382	72	508	16.790	1.989
Solar - CSP	0	0	110	2.775	0
Total	4.906	380	1.358	32.295	3.452

(1) Considera sólo proyectos entregados a explotación comercial.
 (2) Considera todos los proyectos aprobados a la fecha.
 (3) Considera los proyectos de biogás.
 (4) Representa las centrales hidroeléctricas de pasada con capacidad instalada inferior a 20 MW.

Fuente: CNE, mayo 2019. Reporte mensual ERNC

4.3.3 Generación en Chile por tipo de ERNC

Gráfico 4-3 Cuadro resumen ERNC mayo 2019.



Fuente: CNE, mayo 2019. Reporte mensual ERNC

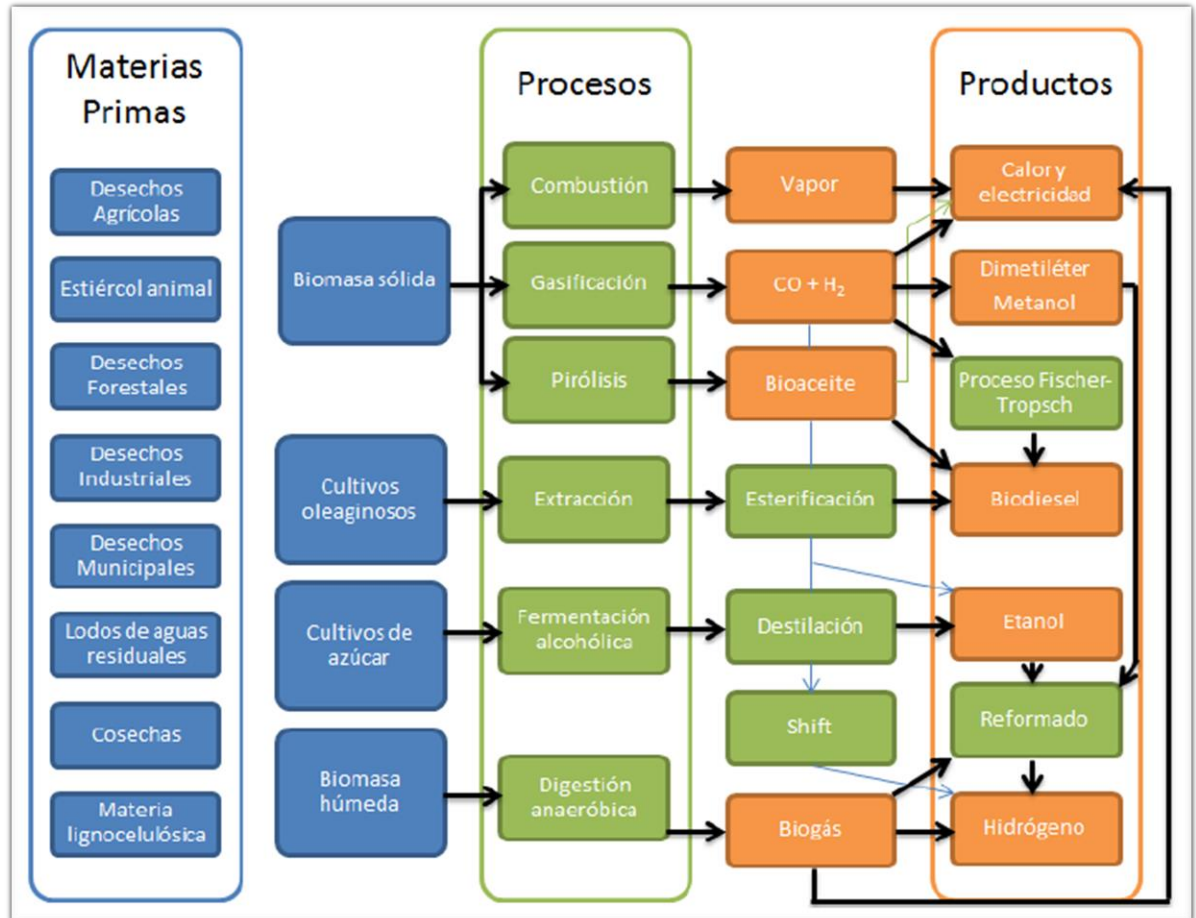
4.4 Antecedentes biomasa

Según la CNE define Biomasa como: “conjunto de materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma. La energía de la biomasa corresponde entonces a toda aquella energía que puede obtenerse de ella, bien sea a través de su quema directa o su procesamiento para conseguir otro tipo de combustible tal como el biogás o los biocombustibles líquidos.” (CNE, 2007).

Los tipos de biomasa que se establecen en la “Guía de Evaluación Ambiental ERNC”, 2007(CNE), según su definición es:

- **Biomasa natural:** es la que se encuentra en la naturaleza sin ningún tipo de intervención humana. Los recursos generados por los desechos naturales de un bosque constituyen un ejemplo de este tipo de biomasa.
- **Biomasa residual seca:** se incluyen en este grupo los productos sólidos no utilizados de las actividades agrícolas y ganaderas, las forestales y de los procesos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera. Algunos ejemplos de este tipo de biomasa son el estiércol, la paja, el orujo, la madera de podas y raleo, el aserrín, etc.
- **Biomasa residual húmeda:** son los vertidos denominados biodegradables: las aguas residuales urbanas e industriales y los residuos ganaderos principalmente purines. La fermentación de este tipo de biomasa genera un gas (biogás) que se combustiona.
- **Cultivos energéticos:** son cultivos realizados con la finalidad de producir biomasa transformable en biocombustible. Se encuentran en este grupo el maíz, raps, girasol, etc.

Ilustración 4-2 Cuadro resumen bio-tratamientos.



Fuente: Carrasco Juan Luis, 2015.

4.4.1 Tratamientos biomasa

Los procesos de tratamiento se pueden clasificar en tres tratamientos como son: Los tratamientos termoquímicos, bioquímicos y químicos.

4.4.1.1 Tratamientos termoquímicos

En este tipo de tratamiento se utiliza calor como fuente de transformación de la biomasa en productos con alto valor energético. Algunos de los distintos tratamientos termoquímicos, más utilizados destacan:

- **Combustión directa**

Proceso donde se combustiona biomasa, comúnmente utilizado por la industria forestal. Es el proceso más antiguo y económico de aprovechamiento energético o térmico, ya que requiere la fuente de biomasa preferentemente seca y una caldera de combustión para la generación de energía.

- **Pirolisis**

Es un tratamiento de carbonización de la biomasa. La materia orgánica es sujeta a condiciones de alta temperaturas de 500 °C en condiciones anaeróbicas, generando como producto un gas combustible compuesto mayoritariamente por compuestos de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂). Producto comúnmente utilizado para obtención de calor o electricidad en motores, en turbinas o ciclos combinados de alta eficiencia.

- **Gasificación**

Se explica como un proceso que utiliza carbón transformándose en un gas combustible, se obtiene a través de la oxidación parcial de la materia, ocurriendo en condiciones aeróbicas, vapor de agua y/o hidrogeno. De igual forma en el proceso anterior, el gas obtenido por este tratamiento es mayoritariamente rico en CO y H₂, utilizándose para la generación de energía eléctrica y/o térmica por medio de métodos mecánicos.

4.4.4.2 Tratamientos químicos

Los tratamientos químicos se agrupan como procesos que no intervienen microorganismos en la transformación de los componentes. Comúnmente como ejemplo es la transformación de ácidos grasos, que se basa en la modificación de aceites vegetales o animales a una mezcla de hidrocarburos a través de procesos químicos.

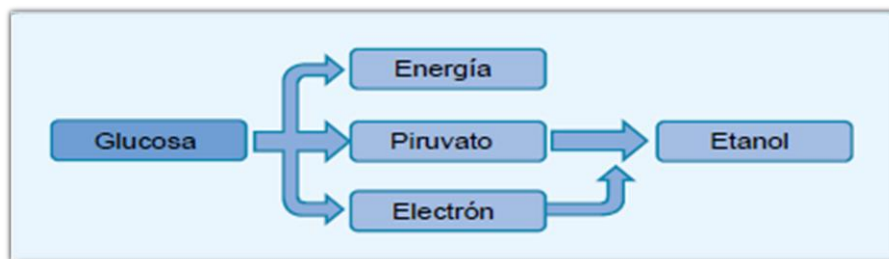
4.4.4.3 Tratamientos bioquímicos

Este tipo de procesos se caracterizan por la combinación de reacciones químicas y biológicas en el cual incurre transformación de materia orgánica a otro estado. Se basa en la degradación de la biomasa en altos niveles de humedad, debido al requerimiento de las enzimas para reaccionar, ocurre en ambientes acuosos. Como producto de esta transformación se obtienen componentes que pueden ser utilizados para aprovechamiento energético. Los tipos de tratamientos más comunes son en ambientes ausentes de oxígeno como es la fermentación alcohólica y la digestión anaerobia que toma mayor relevancia en la investigación, por la generación de biogás en su proceso.

- **Fermentación Alcohólica**

También denominada fermentación anaeróbica, proceso el cual microorganismo actúan degradando la materia orgánica en ausencia de un aceptor de electrones externo a través de reacciones de óxido- reducción. El resultado genera como producto electrones liberados durante la descomposición de la materia orgánica. En este proceso el sustrato es parcialmente oxidado por lo tanto solo una pequeña cantidad de la energía contenida se conserva. Proceso utilizado durante siglos en la producción de licores y actualmente utilizado para la generación de combustibles líquidos como el etanol para vehículos motorizados, proceso empleado en gran escala en Brasil.

Ilustración 4-3 Fermentación alcohólica en etanol.



Fuente: Varnero Moreno Teresa, 2011. Manual de Biogás.

- **Digestión Anaerobia**

Proceso bioquímico el cual el sustrato (materia orgánica de residuos) es degradado por un conjunto de bacterias que reaccionan en ausencia de oxígeno, que en su proceso de degradación el producto que se genera es denominado biogás que contiene metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2) y trazas de otros elementos. Este proceso complejo se divide en cuatro fases:

Hidrolisis

Proceso que involucra la acción de enzimas extracelulares hidrolíticas que intervienen el sustrato que en lo macro se divide en proteínas, carbohidratos y lípidos, el cual estas enzimas hidrolizan estas moléculas de cadena larga para obtener azúcares simples, aminoácidos y ácidos grasos.

Ácidogénesis o Fermentación

Posterior a la etapa de hidrolisis los microorganismos presentes en el medio, forman ácidos orgánicos y gases como el dióxido de carbono (CO_2), hidrógeno (H_2) y en menores volúmenes de amoníaco (NH_3), ácido sulfhídrico (H_2S) además de alcoholes como el glicerol.

Acetogénesis

Etapa en donde algunos de los productos pueden ser metabolizados directamente por microorganismos metanogénicos (H_2 y acético), otros (etanol, ácidos grasos volátiles y algunos compuestos aromáticos) y deben ser transformados en elementos más simples, como acetato (CH_3COO^-), hidrógeno (H_2), por medio de las bacterias acetogénicas.

Metanogénesis

Última etapa y más sensible porque implica la producción del metano por microorganismos metanogénicos. Un gran grupo de bacterias anaeróbicas actúan sobre el producto de las etapas anteriores. Estos microorganismos completan el

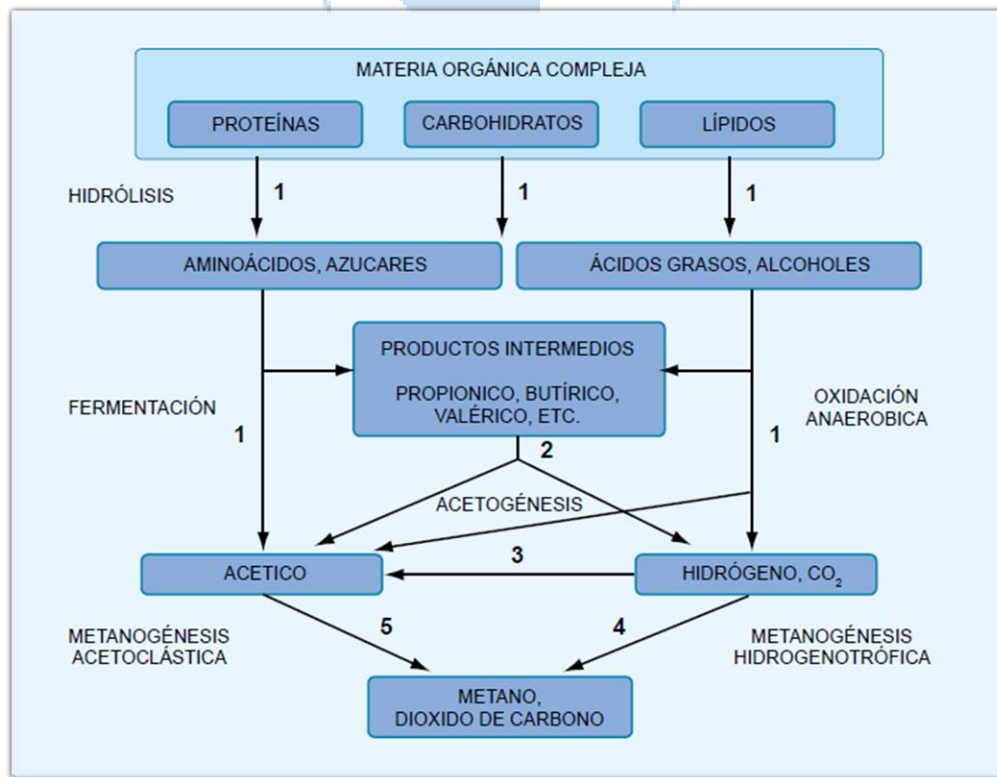
proceso de digestión anaerobia a partir de sustratos mono carbonados o con dos átomos de carbono como: acetato, H₂/CO₂, formato, metanol y algunas metilaminas.

Se pueden establecer dos grandes grupos de microorganismos, en función del sustrto principal que metabolizan: hidrogenotróficos, que consumen H₂/CO₂, fórmico, acetoclásticos, acetato, metanol y algunas aminas.

El proceso de óxido reducción el cual involucra el transporte de electrones implica compuestos como: SO₄⁻, CO y NO₃ y los aceptores finales son H₂S, CH₄ y N₂.

Esta etapa es la más lenta del proceso y la más susceptible a cambios por las condiciones el cual ocurren estas reacciones.

Ilustración 4-4 Esquema de digestión anaerobia



Fuente: Varnero Moreno Teresa, 2011. Manual de Biogás.

4.4.2 Productos de la digestión anaerobia

Los productos finales de este proceso de digestión se dividen en dos productos, Bio-abono como efluente estabilizado y el biogás.

Bio-abono

También llamado lodo de digestión cuyas características y composición va en función del tipo de tecnología que se utilice además del tipo de sustrato que se utilice. Durante el proceso anaeróbico parte de la materia orgánica es transformada en metano, por lo que el contenido de carga orgánica es menor que los del sustrato inicial. Gran parte de la materia orgánica de este producto se ha mineralizado, por lo que normalmente aumenta el contenido de nitrógeno amoniacal y disminuye el nitrógeno orgánico.

El uso del bio-abono principalmente se destina para el acondicionamiento de suelos, como cubierta vegetal de rellenos sanitarios, como fertilizante, etc.

4.5 Biogás

Como se menciona en los puntos antes descritos como producto de la digestión anaerobia, el biogás es resultado de este proceso. Este gas es una mezcla formada principalmente de metano y dióxido de carbono, pero además contiene otros tipos de compuestos. La composición del biogás dependerá del material digerido y la tecnología del proceso.

Para asegurar el funcionamiento del proceso de transformación de generación de energía, se debe conocer cuál es el tipo de combustible principal y en la siguiente Tabla 4-1 se aprecia en resumen ciertos rangos de composición del biogás.

Tabla 4-1 Composición biogás y características generales

Composición	55-70%metano (CH ₄) 30-45%dioxido de carbono (CO ₂) Trazas de otros gases
Contenido energético	6.0-6.5 kWh m ³
Equivalente de combustible	0.60-0.65 L petróleo/m ³ biogás
Límite de explosión	6-12% de biogás en el aire
Temperatura de ignición	650-750 ^o (con el contenido de CH ₄ mencionado)
Presión crítica	74-88 atm
Temperatura crítica	-82.5 ^o C
Densidad Normal	1.2 kg m ³
Olor	Huevo podrido (olor del gas desulfurado es imperceptible)
Masa molar	16.043 kg/ kmol

Fuente: Varnero Moreno Teresa, 2011. Manual de Biogás.

4.5.1 Sustratos

La calidad del biogás estará sujeto al tipo de materia prima el cual se alimente el biodigestor, en cuanto mayor sea el porcentaje de metano en su mezcla, permitiría usos similares al del gas natural (gas natural cercano al 92% de metano). En la siguiente Ilustración 4-5 muestra algunos rendimientos comúnmente utilizados según la Agencia andaluza de la Energía, 2011.

Ilustración 4-5 Composición de biogás por sustratos convencionales

Componente	Residuos ganaderos	Residuos agrícolas	Fangos de depuradora	Residuos municipales	Gas de vertedero
Metano	50-80 %	50-80%	50-80 %	50-70 %	45-60%
Dióxido de carbono	30-50 %	30-50%	20-50 %	30-50 %	40-60%
Agua	Saturado	Saturado	Saturado	Saturado	Saturado
Hidrógeno	0-2 %	0-2 %	0-5 %	0-2 %	0-0,2 %
Sulfuro de hidrógeno	0-1 %	100-700 ppm	0-1 %	0-8 %	0-1 %
Amoníaco	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas	0,1-1 %
Monóxido de carbono	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0-0,2 %
Nitrógeno	0-1 %	0-1 %	0-3 %	0-1 %	2-5 %
Oxígeno	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0-1 %	0,1-1 %
Constituyentes en cantidades trazas, compuestos orgánicos	Trazas	Trazas	Trazas	Trazas	0,01-0,6%(*)

(*) Terpenos, ésteres,...

Fuente: Agencia andaluza de la Energía, Estudio Básico del Biogás, 2011.

Tabla 4-2 Rendimientos de sustratos para generación de biogás

Tipo	Rendimiento de gas (m3/ton)
Purines de Vacuno	25
Purines de cerdo	36
Suero de leche	55
Desechos cerveceros	75
Desechos de poda	110
Desechos alimentarios	220
Aceites usados	600

Fuente: CNE 2007. Guía para evaluación ambiental energías renovables no convencionales proyectos de biomasa.

Según el “Estudio Básico del Biogás” desarrollado por Agencia andaluza de la Energía, establece algunos residuos más utilizados en la industria española para generación de biogás. Importante tomar en cuenta, ya que son sustratos disponibles en Chile y se puede tomar de referencia como desarrollo de proyectos de plantas de biogás.

Residuos ganaderos y de granjas:

Purines de cerdo y vaca, estiércoles, su potencial para la producción del biogás no es demasiado alta, debido a su alto contenido en nitrógeno y a su excesiva liquidez para el proceso. No obstante, por causa de su poder contaminante de suelos y por la abundancia de recurso, sumado a la ausencia de tratamientos eficientes de valorización, los residuos ganaderos constituyen el combustible por excelencia para la generación de biogás mediante digestión anaerobia.

Residuos agrícolas:

Los restos agrícolas procedentes de cultivos de consumo, cultivos energéticos o de generación de materias primas para la industria alimentaria constituyen un sustrato apropiado, en general, para la digestión anaerobia. No obstante, la tipología del material usado, en función de la carga orgánica que posea, genera una gran variabilidad en el potencial de biogás existente en el residuo. Además, presenta la problemática de estar sometido a la estacionalidad del recurso (en general).

Residuos de la industria alimentaria:

El procesado de las materias primas animales y vegetales para la elaboración de productos alimenticios genera abundantes residuos susceptibles de ser aprovechados para la producción de biogás. Las industrias lácteas, cerveceras, conserveras, azucareras y similares producen unos residuos con alta carga de materia orgánica, muy adecuados para el aprovechamiento energético. No obstante, en función del tipo de residuo, puede ser necesario un pretratamiento previo para maximizar el potencial de generación de biogás.

Lodos de Depuradora:

Los tratamientos de depuración de aguas residuales generan lodos de difícil tratamiento, muy apropiados para la generación de biogás.

Biogás de vertedero:

Existen vertederos que cuentan con sistemas de aprovechamiento del biogás, mediante la colocación de una red de tuberías y chimeneas que reconducen el biogás que se genera hasta los motores para generación eléctrica. De este modo se aprovecha de forma pasiva la emisión gaseosa de la fermentación de los vertidos para la generación de un biogás con bajo contenido en metano.

Residuos pesqueros

Según el estudio los procesos de digestión anaerobia a partir de residuos de la industria pesquera pueden producir una inhibición de la actividad metanogénica debido a la alta presencia de concentraciones salinas.

De acuerdo a la siguiente Tabla 4-3, se estipulan las concentraciones salinas de inhibición para tomar en cuenta en la utilización de este tipo de sustratos.

Tabla 4-3 Concentración de inhibiciones

Tipo de residuo	Reactor - Temperatura	Concentraciones	Autores
Agua residual procesado de almeja	UASB – 32°C	Mayores a 13.35 g Na ⁺ / L	Boardman et al., 1995
Agua residual de comida pre cocida de pescado	Filtro anaerobio 37°C	30 g NaCl / L	Vidal et al., 1997
Lodo salino de piscifactorías	Discontinuo 35°C	26g NaCL / L	Gebauer 2004

Fuente: Agencia andaluza de la Energía, Estudio Básico del Biogás, 2011.

En las siguientes Ilustraciones 4-6 y 4-7 se muestran cosustratos con productos de origen pesquero, tipos de biorreactor, y rendimiento de producción de biogás.

Ilustración 4-6 Producción promedio de biogás a partir de residuos pesqueros

Alimentación	Composición alimentación	Operación	Producción gas	% CH ₄	Referencia
Residuos de cangrejo		HSBF (operación en percolación e inundado) 35 °C	250-290 m ³ CH ₄ /t SV ⁽¹⁾	> 70	O'Keefe et al. (1996)
Residuos sólidos de piscifactorías		UASB 24-25°C HRT: 22-38 d VCO: 0,23-0,75 g SV/L/d	400-800 m ³ biogás/t SV ⁽²⁾	80	Lanari y Franci (1998)
Lodo de piscifactorías salino	ST: 4,1-5,1% (sin diluir) Na: 5,3 g/L S%: 17,5 VFA: 0,6 g/L	CSTR semicontinuo Lodo diluido 1:1 HRT: 30 d 35 °C	220 m ³ CH ₄ /t SV ⁽³⁾	57,6	Gebauer (2004)
Aceite y residuos pesqueros	SV: 8-44%		360-750 m ³ CH ₄ /t SV (43-389 m ³ biogás/ton) ⁽⁴⁾		Folkecenter (2005)
Agua de industria de productos del mar (30 g NaCl)		AF VCO: 5,7-7,1 g/L/d 37°C	170 m ³ CH ₄ /t DQO ⁽¹⁾		Vidal et al. (1997)
Agua de cocción de cangrejo azul			6,6-10,0 m ³ biogás/ m ³ alimentación ⁽¹⁾ (68% CH ₄)		Rodenhizer and Boardman (1999)
Efluente residual de procesado atún		Lecho fijo ascendente 30°C	180 m ³ CH ₄ /t SV ⁽¹⁾		Achour et al. (2000)
Agua sintética (conservera sardinas y atún)		30°C	230 m ³ CH ₄ /t SV ⁽¹⁾		Palenzuela-Rollon et al. (2002)

(¹) Ensayos en continuo a escala laboratorio; (²) Ensayos en continuo a escala piloto; (³) Ensayos en semicontinuo a escala laboratorio; (⁴) Ensayos en continuo a escala industrial

Fuente: Probiogas, 2009.

Ilustración 4-7 Producción promedio de biogás a partir de residuos pesqueros en codigestión de otros sustratos

Alimentación	Composición alimentación	Operación	Producción gas	% CH ₄	Referencia
Pulpa sisal y residuos de pescado		Ensayos en batch 27°C HRT: 24 d	440-620 m ³ biogás/t SV ⁽¹⁾	58-65	Mdhandete et al. (1999)
20% residuos de pescado (cabezas, colas y vísceras de trucha), 70% purín de vacuno	93 g SV/L	Ensayos en batch 35°C 79,2 g SV/L	Residuos de pescado: 380 m ³ CH ₄ /t SV ⁽¹⁾ Purín vacuno: 300 m ³ CH ₄ /t SV ⁽¹⁾		Callaghan et al. (1999)
97% estiércol cerdo, 2% residuo de aceite de pescado, 1% bentonita-bound oil		30°C HRT: 15 d	184 m ³ CH ₄ /t SV ⁽²⁾	65	Francese et al. (2000)
Residuos matadero, industriales, restaurantes y estiércol de cerdo	9,7-10,3% ST C/N: 8-11	CSTR 35°C OLR: 2,6-3,1 g/L/dHRT: 28-36 d	800-1000 m ³ CH ₄ /t SV ⁽²⁾	68,2-70,5	Murto et al. (2003)
20% residuos repostería, 80% estiércol de vaca	25% ST (res. orgánicos) 5,9-8% ST (estiércol)	CSTR 35/55°C OLR: 2,3-2,5 g/L/dHRT: 15/20 d	190-290 m ³ CH ₄ /t SV ⁽²⁾		Paavola et al. (2006)
⁽¹⁾ Ensayos en discontinuo a escala de laboratorio; ⁽²⁾ Ensayos en continuo a escala laboratorio					

Fuente: Probiogas, 2009.

En la siguiente ilustración 4-8 se muestran plantas operativas en Dinamarca, en donde lo importante es el tipo de sustratos que utilizan. Todas las plantas utilizan la combinación de sustratos para producción de biogás, condición a considerar en el diseño de una planta de este tipo de sustratos.

Ilustración 4-8 Datos técnicos referenciales de plantas de generación de biogás por codigestión

	Hegndal - Hemmet (Dinamarca)	Davinde (Dinamarca)	Vester Hjermitlev (Dinamarca)	Blåbjerg (Dinamarca)
Constructor/Gestor	Jenny and Kent Skaaning	Davinde Energiselskab A.m.b.a.	Vester Hjermitlev Energiselskab	Blåbjerg Biogas A.m.b.a.
Co-sustratos	Ganaderos (95%, cerdo) Pesqueros grasos (5%)	Ganaderos (89%: cerdo y vacuno) Lodo y residuo de pescado (11%)	Ganaderos (76%: cerdo y vacuno) Pesqueros (lodos flotantes) y residuos de curtidos (24%)	Ganaderos (72%, cerdo y vacuno) Pesqueros, orgánicos de alimentos, lodos de depuradora, etc (28%)
Digestor	Vertical de 800 m ³	750 m ³	3 × 500 m ³	2 × 2.500 m ³
Pretratamiento	Dato no disponible	No se realiza	4,5 horas a 57°C (Tras la digestión)	MGRT 8 horas a 53,5 °C
Capacidad de tratamiento	52,7 t/día	28 t/día	54 t/día	309 t/día
Tª de operación	Termofílico	36°C (Mesofílico)	37 °C (Mesofílico)	53,5°C (Termofílico)
Materia seca	Dato no disponible	Dato no disponible	Dato no disponible	Dato no disponible
Tiempo residencia	16 días	Dato no disponible	Dato no disponible	Dato no disponible
Producción biogás	3.560 m ³ /día (67,6 m ³ /t)	822 m ³ /día (29,4 m ³ /t)	2.740 m ³ /día (50,7 m ³ /t)	8.500 m ³ /día (27,5 m ³ /t)
Contenido en CH ₄ del biogás	Dato no disponible	Dato no disponible	Dato no disponible	Dato no disponible
Producción energética	350 kW	Dato no disponible	1.610 kW	7.840 kW

Fuente: Probiogas, 2009.

4.6 Etapas para generación de biogás

En la siguiente figura se muestra los cuatro procesos claves que integran los sistemas de producción de biogás

Ilustración 4-9 etapas para generación de biogás



Fuente: Carrasco Juan Luis, 2015.

4.6.1 Alimentación y pretratamiento

El proceso de alimentación del digester va directamente en función del tipo de reactor que se esté utilizando y obviamente del tipo de sustrato que se disponga. Es por ello que en algunos casos es necesario pretratamientos para disponer la materia prima con mejores rendimientos para la transformación de biogás. La principal tarea que tienen los sistemas de pre tratamiento son facilitar la degradación de las materias primas, ya sea degradando de forma parcial la materia orgánica o aumentando la superficie de contacto. Algunos de los tipos de tratamientos en la industria son:

Físico: Tratamiento que facilita la solubilización de la materia orgánica. Existen distintos métodos entre los que se encuentran son: el pretratamiento ultrasónico (uso de ondas de ultra sonido), la pulverización (uso de fuerzas mecánicas para disminuir el tamaño la materia prima) y la homogenización a alta velocidad.

Térmico: Básicamente implica la inyección de calor al sistema. Este tipo de tratamiento ha demostrado aumentar la eficiencia de la operación, ya que, aumenta la solubilidad de los compuestos, elimina microorganismos patógenos, además, ha logrado aumentar los niveles de metano en el producto de la digestión.

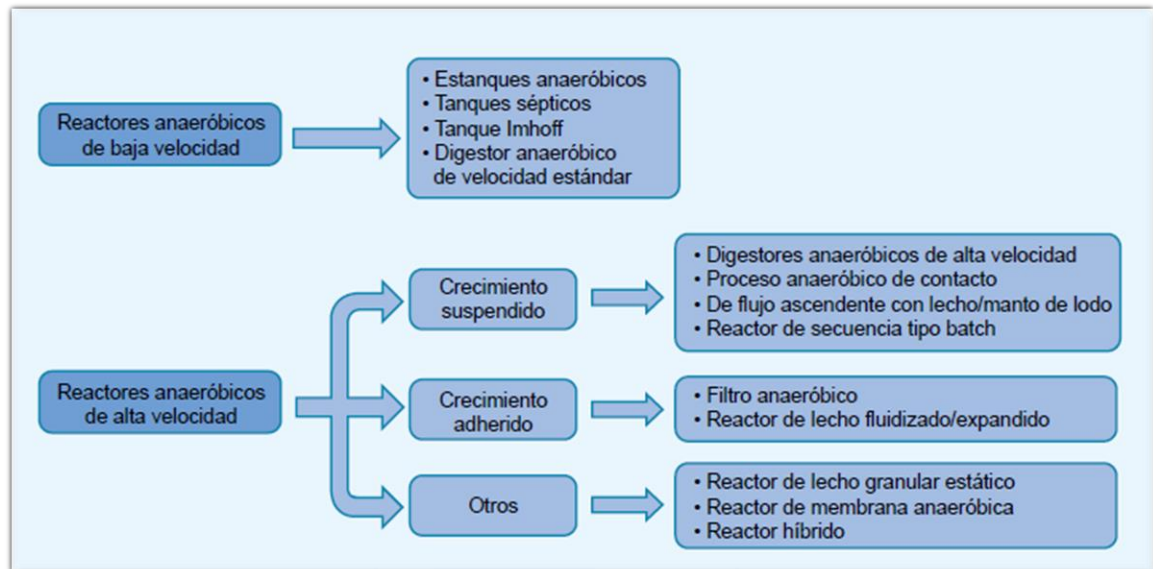
Químico: involucra la utilización de compuestos que permitan la degradación parcial del sustrato. Principalmente son usados agentes oxidantes para este tipo de tratamiento siendo la ozonización (uso de ozono) y la peroxidación las principales técnicas.

Termoquímicos: Este tipo de tratamiento es una combinación entre los dos anteriores, donde se utiliza generalmente el tratamiento alcalino con inyección de calor.

4.6.2 Digestión

En la segunda etapa de digestión ocurre netamente en un bio-reactor. La elección correcta del tipo de reactor es clave en la obtención de los rendimientos esperados, así como el desarrollo completo del proyecto, ya que existen distintos tipos de reactores en función de la biomasa a tratar. En la ilustración 4-10 se esquematiza los distintos tipos de tecnología disponibles.

Ilustración 4-10 Tipos de reactores anaerobios



Fuente: Varnero Moreno Teresa, 2011. Manual de Biogás.

Como se aprecia en la imagen existen dos tipos de digestores anaerobios: Los de baja velocidad y Los de alta velocidad.

Los de baja velocidad no existe un control de las condiciones de operación y generalmente son para bajas tasas de carga orgánica por ende no son adecuados para el uso energético por su bajo rendimiento. En cambio, los reactores de alta velocidad crean condiciones de capa o lecho fijo de microorganismos, el cual degrada la materia prima constantemente. Las plantas de alta velocidad son de mayor envergadura y requieren un flujo constante de alimentación, son plantas óptimas para la generación de energía eléctrica o térmica.

4.6.3 Tecnología en biorreactores

- **Reactor de mezcla completa con o sin recirculación**

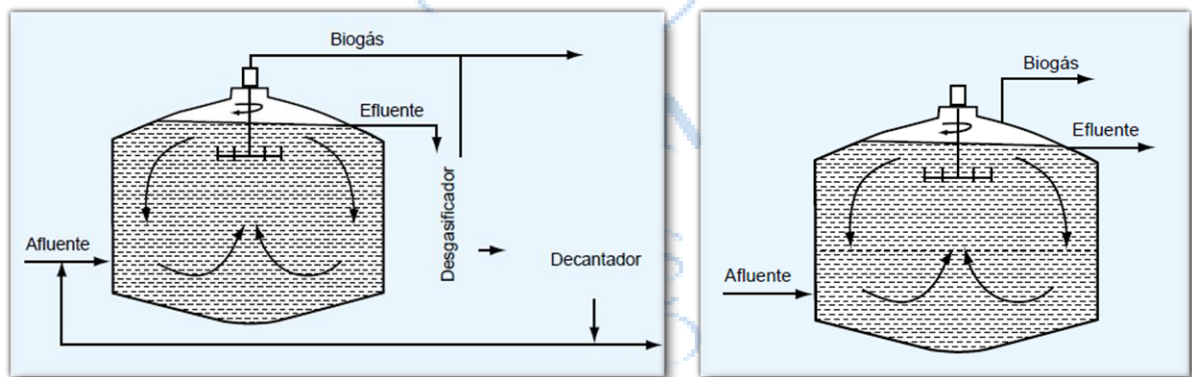
Se componen de estanques herméticos generalmente de acero, hormigón o fibra de vidrio, en donde el sustrato es mezclado, ya sea por agitadores mecánicos o

neumáticos con el objeto de que el residuo entre en contacto con la población bacteriana de forma homogénea, y que entre en contacto con el sustrato ya degradado.

El TRH (tiempo de retención hidráulico) en este tipo de reactores son elevados ya que es un proceso biológico que va en función del medio, es por ello que la velocidad de digestión depende de la concentración del sustrato que se degrada en el estanque.

En los sistemas que existe recirculación es posible operar con TRH más bajo, debido a que el tiempo de retención de los microorganismos en el sistema aumenta, por el sistema de separación en un decantador y posterior recirculación al estanque inicial.

Ilustración 4-11 Reactor de mezcla completa con y sin recirculación



Fuente: Varnero Moreno Teresa 2011, Manual de Biogás.

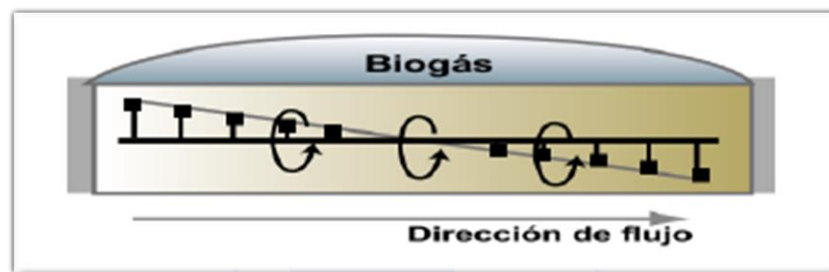
- **Reactor de flujo pistón**

Son reactores de carácter horizontal en donde se utiliza el empuje de la incorporación del mismo sustrato generando un flujo longitudinal de materia. La mezcla se produce de forma perpendicular al flujo por medio de agitadores.

Son apropiados para sustratos con alto contenido de sólidos y pueden presentar procesos microbiológicos más estables, pero pueden presentar faltas de homogenización en las secciones transversales.

Alguna de sus ventajas está en su baja demanda de espacio por su configuración, requieren menores TRH debido a su compactación, la calefacción del medio es más efectiva por su distribución longitudinal. Algunas desventajas son que para su mantención requiere su vaciado completo, y también para plantas grandes se requieren varios reactores en paralelo.

Ilustración 4-12 Reactor flujo pistón con agitadores

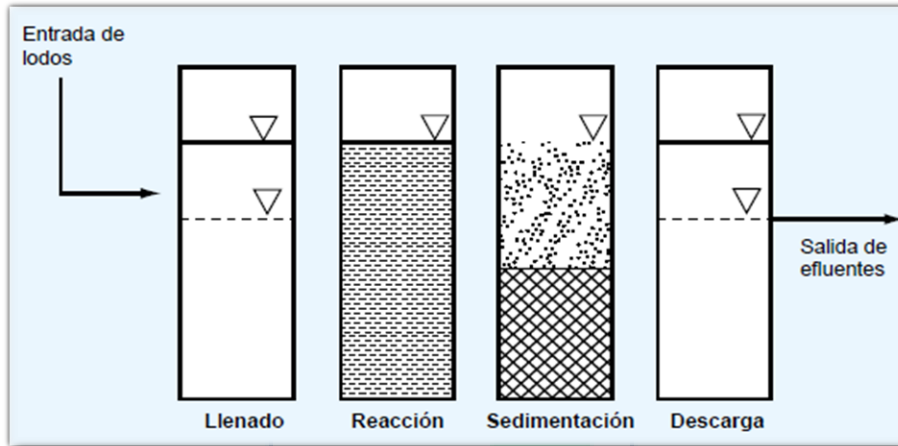


Fuente: Ortiz Sebastián Andrés, 2017.

- **Reactor tipo Batch**

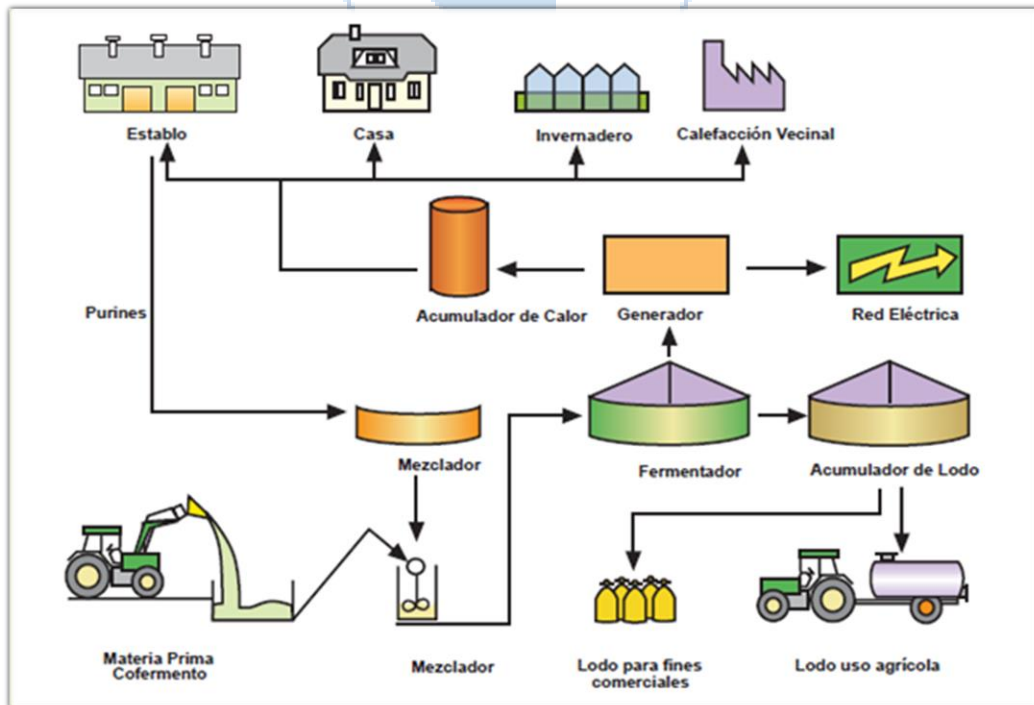
Sistema que funciona por ciclos y no en flujo constante, en donde se dividen en cuatro etapas fundamentales: Alimentación, Reacción, Sedimentación, Descarga. Entre sus ventajas es que presenta flexibilidad de operación, permite mejor control del proceso mejorando la calidad del efluente, se puede conseguir la eliminación de la etapa de sedimentación disminuyendo el tiempo de cada ciclo, además tiene un bajo costo de operación.

Ilustración 4-13 Reactor tipo batch



Fuente: Varnero Moreno Teresa, 2011. Manual de Biogás.

Ilustración 4-14 Esquema simplificado producción de biogás por biomasa



Fuente: CNE, 2007. Guía para evaluación ambiental energías renovables no convencionales proyectos de biomasa.

4.6.4 Post tratamiento

El biogás como se menciona anteriormente, depende del tipo de sustrato que se utilice, determinará la composición del biogás conteniendo compuestos gaseosos que afectaran en el proceso de aprovechamiento energético. Algunos de los gases contaminantes que se presentan son el ácido sulfhídrico (H_2S), compuesto toxico para la población y en al mezclarse con vapor de agua forma ácido sulfúrico (H_2SO_4) altamente corrosivo.

Por otra parte, la propia combustión del biogás en bruto generara óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x) los que son altamente perjudiciales para el ambiente, por la cual se debe evitar esta condición.

Existen tipos de postratamientos biológicos o fisicoquímicos, algunos de los procesos más comunes son:

Tratamiento Físico Químico

- **Adsorción**

Método utilizado sobre un lecho seco solido fijo, donde se busca la adhesión del gas a través de una superficie de un sólido como el H_2S y CO_2 . Algunos solidos comunes son el carbón activado, zeolitas, tamices moleculares de zeolitas y tamices moleculares de carbón.

- **Absorción**

Se constituye en métodos que utilizan una solución que separa los gases absorbidos, son de costos de materiales bajo y de buen rendimiento

La utilización de compuestos de hierro es uno de los métodos para la remoción de H_2S . Se utilizan comúnmente limallas de hierro en columnas de purificación, bajo condiciones de presión variable y humedad ente los 30% y 60%.

Otro método es la conversión directa del ácido sulfhídrico hasta el azufre elemental, que reduce las sales de hierro o Zinc.

Tratamiento biológico

En estos procesos involucra la utilización de microorganismos para que cumplan con la tarea de purificación de compuestos no deseados en el biogás, pero con énfasis en la eliminación del ácido sulfhídrico en el medio.

Para la eliminación del ácido sulfhídrico se utiliza las bacterias (Sulfobacter oxydans), capaces de transformar el sulfuro de hidrógeno, en presencia de oxígeno, en azufre elemental.

Por otro lado, la presencia de vapor de agua del biogás disminuye el poder calorífico, es por eso la necesidad de eliminar a la menor cantidad de vapor de agua. Proceso el cual se realiza en las tuberías de transporte del biogás en donde se busca reducir la temperatura del biogás con intercambiadores de calor trampas de condensación desde donde se elimina el agua acumulada.

Tabla 4-4 Componentes de biogás y sus efectos negativos en el aprovechamiento energético

Componente	Rango	Efecto
CO ₂	25-50%	Baja el poder calorífico Causa corrosión
H ₂ S	0-0,5%	Corrosión en equipos y piping Emisión de SO ₂ después de los quemadores Emisión de H ₂ S en combustión imperfecta Inhibición de la catálisis
NH ₃	0-0,05%	Emisión de Nox Daño en las celdas de combustible
Vapor agua	1-5%	Corrosión en equipos y piping Daños de instrumentación Riesgo de congelar y bloquear tuberías y válvulas
Polvo	>5µm	Bloquear las boquillas
N ₂	0-0,5%	Baja el poder calorífico Incrementa el número de metano Causa corrosión
Siloxenos	0-50 (mg/m ³)	Actúan como abrasivos, daño en motores

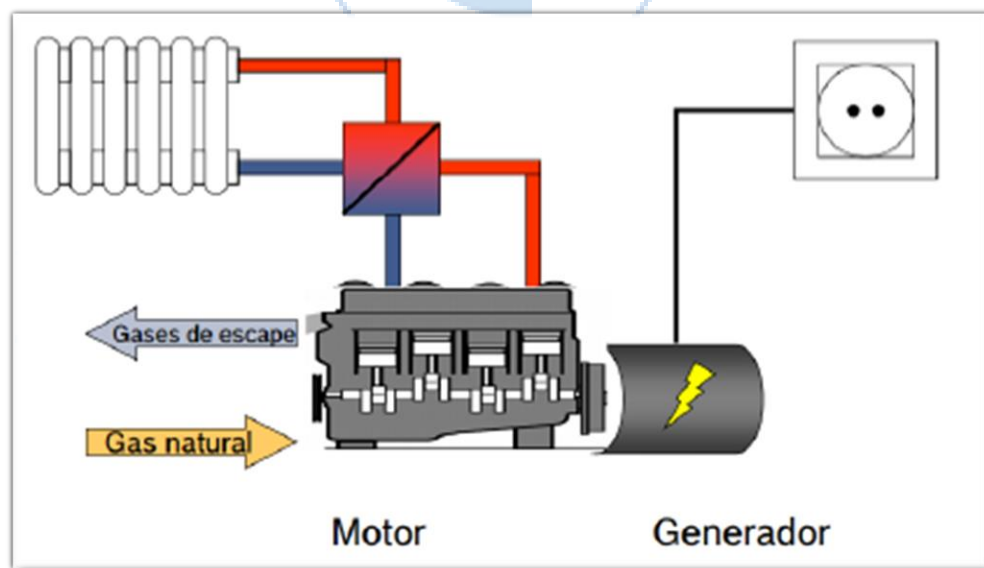
Fuente: Varnero Moreno Teresa, 2011. Manual de Biogás.

4.7 Equipos de generación eléctrica y cogeneración

Actualmente existen distintos tipos de aprovechamiento energético del biogás, las tecnologías existentes y comúnmente utilizadas son: las turbinas de vapor, turbinas a gas, los motores de combustión interna y ciclos combinados de gas-vapor. La operación combinada entre la producción de energía eléctrica y térmica aumenta la eficiencia del sistema llegando al 90 % de rendimiento, minimizando las pérdidas del sistema.

El sistema consiste en la utilización del calor residual en forma de vapor o gases calientes de los equipos, que se inyectan ya sea en los mismos equipos de producción energética o en otros procesos secundarios como es en los bio-reactores.

Ilustración 4-15 Esquema de cogeneración en motor a gas.



Fuente: Carrasco Juan Luis, 2015.

Ilustración 4-16 Sistema de calefacción del biorreactor por cogeneración



Fuente: CNE 2007. Guía para evaluación ambiental energías renovables no convencionales proyectos de biomasa.

Ilustración 4-17 Comparativa entre equipos de producción de biogás (continúa otra pág.)

Característica	Motor combustión interna Diésel	Motor combustión interna (Gas)	Turbina Vapor	Turbina de Gas	Micro-turbina	Pila de Combustible
Eficiencia Eléctrica (LHV)	30-50%	25-45%	30-42%	25-40% (ciclo simple) 40-80% (ciclo combinado)	20-30%	40-70%
Rango (MW)	0.05-5	0.05-5	-----	3-200	0.025-0.25	0.2-2
Espacio requerido (m ² /kW)	0.22	0.22-0.31	<0.1	0.02-0.61	0.15-1.5	0.6-4
Costo de instalación (\$/kW)	800-1500	800-1500	800-1000	700-900	500-1300	>3000
Costo operación y mantenimiento (O&M) (\$/kWh)	0.005-0.008	0.007-0.015	0.004	0.002-0.008	0.002-0.01	0.003-0.015
Disponibilidad	90-95%	92-97%	Cerca del 100%	90-98%	90-98%	>95%
Hora de puesta a punto	25,000-30,000	24,000-60,000	>50,000	30,000-50,000	5,000-40,000	10,000-40,000

Ilustración 4-18 **Comparativa entre equipos de producción de biogás**
continuación

Hora de puesta a punto	25,000-30,000	24,000-60,000	>50,000	30,000-50,000	5,000-40,000	10,000-40,000
Tiempo de arranque	10 seg	10 seg	1 hr-1 día	10 min –1 hr	60 seg	3 hrs-2 días
Presión de combustible (psi)	<5	1-45	n/a	120-500 (puede requerir compresor)	40-100 (puede requerir compresor)	0.5-45
Combustible	Diésel y residuos de petróleo	Gas natural, biogás, bencina	Todos	Gas natural, biogás, bencina, destilado de petróleo	Gas natural, biogás, bencina, destilado de petróleo	Hidrogeno, gas natural, bencina
Ruido	Moderado a alto	Moderado a alto	Moderado a alto	Moderado	Moderado	Bajo
Uso del calor recuperado	Agua caliente sanitaria, vapor de bajo potencial, calefacción	Agua caliente sanitaria, vapor, calefacción	Vapor de bajo y alto potencial, calefacción	Calor directo, agua caliente sanitaria, vapor de bajo y alto potencial, calefacción	Calor directo, agua caliente, vapor de bajo potencial	Agua caliente sanitaria, vapor de bajo y alto potencial
CHP Output (Btu/kWh)	3,400	1,000-5,000	n/a	3,400-12,000	4,000-15,000	500-3,700
Temperatura aprovechable (°F)	82-480	150-260	n/a	260-595	205-345	60-370

Fuente: Carrasco Juan Luis, 2015.

4.8 Indicadores de evaluación económica de proyectos

En cualquier tipo de proyecto de ingeniería es necesario métodos de evaluación referente a desempeños económicos, con el objeto de evaluar cuantitativamente si corresponde la inversión en realización de proyectos de ingeniería y si finalmente es rentable en su ciclo de operación.

4.8.1 VAN

Valor actual neto indicador que suma los flujos efectivos del proyecto en su tiempo de duración, indicando un monto a valor presente. La variable “r”

corresponde a la tasa de descuento que representará el costo de capitalización del proyecto.

Este criterio establece que cualquier proyecto de inversión cuyo VAN es positivo, aumenta el valor de la empresa propietaria

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1+r)^i}$$

4.8.2 TIR

La tasa Interna de retorno establece que cualquier proyecto cuya TIR sea mayor que el costo de capitalización o financiamiento del proyecto indicará la conveniencia de su realización, puesto que se relaciona directamente con el van ya que es que cuando el van se hace cero. Es un índice que transforma la rentabilidad a un porcentaje el cual es comparable con tasas de rentabilidad de inversión de bajo riesgo.

$$= -I_0 + \sum_{i=0}^N \frac{F_i}{(1+TIR)^i}$$

4.8.3 CAPEX

Capital Expenditure, en español gasto/costo de capital.

Es la inversión en capital o inversión necesaria para adquirir, mantener o expandir los bienes de capital de una compañía.

4.8.4 OPEX

Operational Expenditure, gasto/costo operacional.

Se define como el costo permanente que se desprende de la operación de un negocio o sistema, es la sumatoria de todos los gastos de operación en un periodo de tiempo.

5. Marco Legal – Ambiental

Para ejecutar cualquier tipo de proyecto es necesario contar con los permisos respectivos de acuerdo a cada actividad, cumpliendo la normativa vigente nacional como también los permisos sectoriales que se requieren para el funcionamiento de un proyecto en cualquiera de sus fases, tanto como en la regulación de normativa técnica o de diseño de un proyecto.

5.1 Regulación ambiental

En Chile la institucionalidad ambiental actual parte con la ley 19.300 Ley sobre bases generales del medio ambiente y en conjunto con la Ley 20.417 en sé dónde crea el Ministerio del Medio Ambiente (MMA), además del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) y la Super Intendencia del Medio Ambiente (SMA) en el año 2010, y por último la promulgación del reglamento el Decreto 40 del 2012 que regula el SEIA.

5.1.1 SEA

El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) es un organismo público funcionalmente descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio. Su función central es tecnificar y administrar el instrumento de gestión ambiental denominado “Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental” (SEIA), cuya gestión se basa en la evaluación ambiental de proyectos ajustada a lo establecido en la norma vigente, fomentando y facilitando la participación ciudadana en la evaluación de los proyectos.

Este servicio cumple la función de uniformar los criterios, requisitos, condiciones, antecedentes, certificados, trámites, exigencias técnicas y procedimientos de carácter ambiental que establezcan los ministerios y demás organismos del Estado competentes, mediante el establecimiento, entre otros, de guías trámite.

La tecnificación del sistema apunta a establecer criterios comunes para evaluar cada tipo de proyecto, con el objeto de asegurar la protección del medio ambiente de manera eficiente y eficaz

5.1.2 Ingreso al SEIA

Los Proyectos que deben someterse obligatoriamente a evaluación a través del SEIA están señalados en el Art 3° del reglamento 40/2012, que son los siguientes:

- a. Acueductos, embalses o tranques y sifones que deban someterse a la autorización establecida en el artículo 294 del Código de Aguas, presas, drenajes, desecación, dragado, defensa o alteración, significativos, de cuerpos o cursos naturales de aguas;
- b. Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones;
- c. Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW;
- d. Reactores y establecimientos nucleares e instalaciones relacionadas;
- e. Aeropuertos, terminales de buses, camiones y ferrocarriles, vías férreas, estaciones de servicio, autopistas y los caminos públicos que puedan afectar áreas protegidas;
- f. Puertos, vías de navegación, astilleros y terminales marítimos;
- g. Proyectos de desarrollo urbano o turístico, en zonas no comprendidas en alguno de los planes a que alude la letra siguiente;
- h. Planes regionales de desarrollo urbano, planes intercomunales, planes reguladores comunales, planes seccionales, proyectos industriales o inmobiliarios que se ejecuten en zonas declaradas latentes o saturadas;
- i. Proyectos de desarrollo minero, incluidos los de carbón, petróleo y gas, comprendiendo las prospecciones, explotaciones, plantas procesadoras y

disposición de residuos y estériles, así como la extracción industrial de áridos, turba o greda;

j. Oleoductos, gasoductos, ductos mineros u otros análogos;

k. Instalaciones fabriles, tales como metalúrgicas, químicas, textiles, productoras de materiales para la construcción, de equipos y productos metálicos y curtiembres, de dimensiones industriales;

l. Agroindustrias, mataderos, planteles y establos de crianza, lechería y engorda de animales, de dimensiones industriales;

m. Proyectos de desarrollo o explotación forestales en suelos frágiles, en terrenos cubiertos de bosque nativo, industrias de celulosa, pasta de papel y papel, p

n. Proyectos de explotación intensiva, cultivo, y plantas procesadoras de recursos hidrobiológicos;

ñ. Producción, almacenamiento, transporte, disposición o reutilización habituales de sustancias tóxicas, explosivas, radioactivas, inflamables, corrosivas o reactivas;

o. Proyectos de saneamiento ambiental, tales como sistemas de alcantarillado y agua potable, plantas de tratamiento de aguas o de residuos sólidos de origen domiciliario, rellenos sanitarios, emisarios submarinos, sistemas de tratamientos y disposición de residuos industriales líquidos o sólidos;

p. Ejecución de obras, programas o actividades en parques nacionales, reservas nacionales, monumentos naturales, reservas de zonas vírgenes, santuarios de la naturaleza, parques marinos, reservas marinas o en cualesquiera otras áreas colocadas bajo protección oficial, en los casos en que la legislación respectiva lo permita;

q. Aplicación masiva de productos químicos en áreas urbanas o zonas rurales próximas a centros poblados o a cursos o masas de agua que pueden ser afectadas,

r. Cotos de caza, en virtud del artículo 10 de la Ley N.º 4.601.

s. Obras que se concesionen para construir y explotar el subsuelo de los bienes nacionales de uso público, en virtud del artículo 37 del D.F.L. N° 1/19.704 de 2001, del Ministerio del Interior, que fija el texto refundido de la Ley N° 18.695.

El titular del proyecto ingresa al SEIA por uno de los dos mecanismo existentes, ya sea presentando una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), en el caso que dicho proyecto genere o presente alguno de los siguientes efectos, características o circunstancias contemplados en el artículo 11 de la Ley, especificados en el Título II del Reglamento del SEIA (artículos 5, 6, 7, 8, 9, 10 y 11), deberá presentar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), los efectos adversos son los siguientes:

- Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluido el suelo, agua y aire.
- Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de los grupos humanos.
- Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos, glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar
- Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona.
- Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.

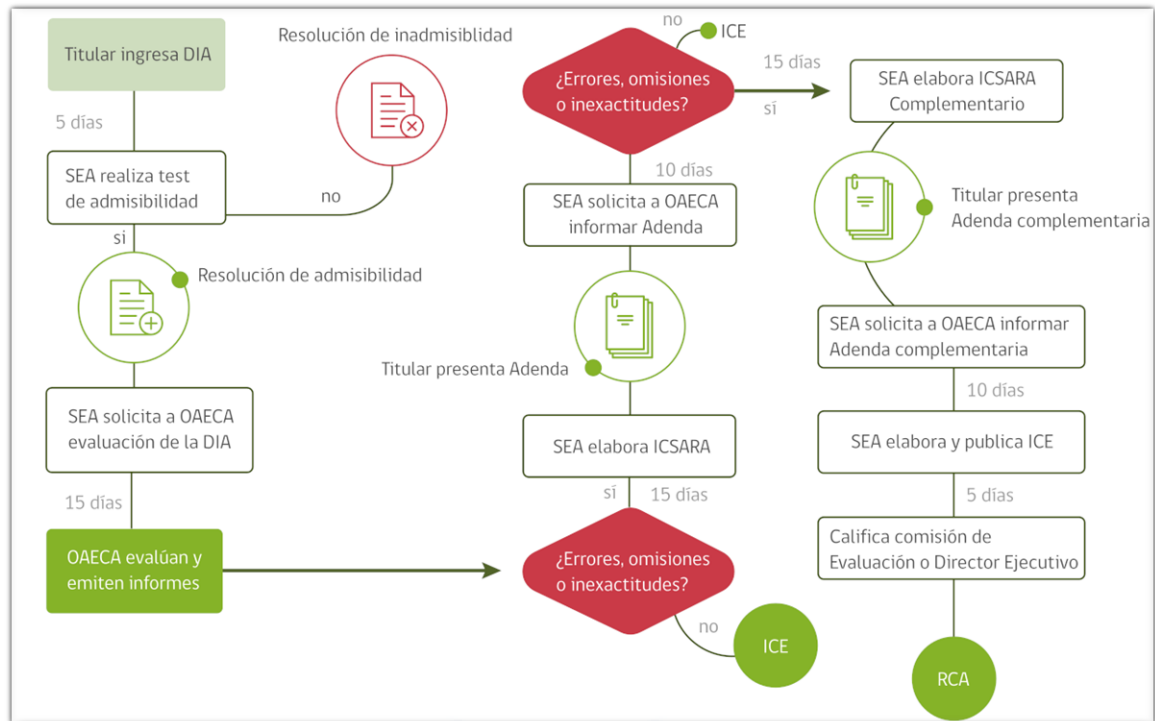
5.1.3 Evaluación del proyecto en particular

En este caso dado las características del proyecto dando cumplimiento a lo dispuesto por la Ley N° 19.300 sobre Bases del Medio Ambiente y el Decreto Supremo N° 40/12 que establece el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, en virtud de que aquellos proyectos o actividades susceptibles de causar impactos ambientales, en cualquiera de sus fases, deberán ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Además, considerando los efectos adversos eventuales que podría generar en cualquiera de sus fases, no necesita presentar una EIA, solo en este caso se debe someter obligatoriamente al ingreso del SEIA a través de una DIA dado por los siguientes puntos.

- b. Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones;
- o. Proyectos de saneamiento ambiental, tales como sistemas de alcantarillado y agua potable, plantas de tratamiento de agua o de residuos sólidos de origen domiciliario, rellenos sanitarios, emisarios submarinos, sistemas de tratamiento y disposición de residuos industriales líquidos o sólidos.

UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA
METROPOLITANA

Ilustración 5-1 Diagrama de flujo de una declaración de impacto ambiental



Fuente: SEA, 2019.

Permisos ambientales sectoriales (PAS)

Además, en conjunto con la presentación de la DIA por el Decreto 40 del Ministerio de Medioambiente, Título VII del Reglamento del SEIA, relativo a los permisos y pronunciamientos ambientales sectoriales, presenta la lista de los permisos ambientales sectoriales (artículos 111 al 161), los requisitos para su otorgamiento y los requerimientos técnicos y formales para acreditar el cumplimiento.

Dado la característica del proyecto los PAS necesarios son:

Tabla 5-1 Permisos ambientales aplicables

Permiso	Refiere	Institución	Referencia
Artículo 139	Manejo de residuos industriales	Autoridad Sanitaria	Permiso para la construcción, reparación, modificación y ampliación de cualquier obra pública o particular destinada a la evacuación, tratamiento o disposición final de residuos industriales o mineros.
Artículo 140	Calificación establecimiento industrial	Autoridad Sanitaria	Permiso para la construcción, reparación, modificación y ampliación de cualquier planta de tratamiento de basuras y desperdicios de cualquier clase o para la instalación de todo lugar destinado a la acumulación, selección, industrialización, comercio o disposición final de basuras y desperdicios de cualquier clase.
Artículo 160	Cambio de uso del suelo	Seremi de Agricultura	Permiso en el caso eventual de instalar el proyecto en una zona donde se requiera cambio de uso de suelo

Fuente: Elaboración propia a partir del decreto 40/2013.

5.2 Regulación de electricidad y combustible

5.2.1 Superintendencia de electricidad y combustibles

Principal agencia pública responsable de supervigilar el mercado de la energía en cuanto al cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la

calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las antes citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas.

Es responsabilidad de la SEC fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normativas, otorgar las concesiones provisionales de plantas productoras de gas, de centrales productoras de energía eléctrica, de subestaciones eléctricas, de líneas de transporte y de líneas de distribución de energía eléctrica, resolver conflictos, autorizar servidumbres, amonestar, aplicar multas, entre otras, de acuerdo a la Ley 18.410

5.2.2 Marco normativo

Ley 18.410

Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustible, estableciendo sus funciones y ámbitos de competencia. Según esta Ley, el objeto de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles será fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las antes citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o cosas.

Normativa específica para biogás

Normativa aplicable respecto a materias de seguridad y que la SEC corresponde fiscalizar.

- D.S.244/2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que “Aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios

eléctricos”

- D.F.L. 4/20.018 del 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto de Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica”
- D.S. 327 de 1997, del Ministerio de Minería, “Fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”.
- D.S. 4188/1955, del Ministerio del Interior, aprobatorio del “Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes”, NSEG 5. En. 71, Electricidad. “Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes”.
- D.S. 1261/1957, del Ministerio del Interior, aprobatorio de la Norma NSEG 6 en. 71. Electricidad. “Cruces y Paralelismos de Líneas Eléctricas”.
- D.S.115/2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, aprobatorio de la "Norma Técnica NCh Elec. 4/2003, Instalaciones de Consumo en Baja Tensión y deroga en lo pertinente, el decreto número 91, de 1984".
- Resolución Exenta N° 610, de 1982, de SEC "Prohíbe el uso de PCB en equipos eléctricos 1982".
- Norma NCh Elec 10/1984. Electricidad. “Trámite para la puesta en servicio de una instalación interior”.

Normativa de diseño, construcción y operación de planta por biogás

- DFL 1 de 1979, del Ministerio de Minería, Modificado por Ley 20.339: Establece un Registro en el que deberán inscribirse las personas que produzcan, importen, refinen, distribuyan, transporten, almacenen, abastezcan o comercialicen petróleo, combustibles derivados del petróleo, biocombustibles líquidos, gases licuados combustibles y todo fluido gaseoso combustible, como gas natural, gas de red y biogás. El Registro será llevado

por la SEC, por lo que es obligación de toda planta de biogás registrarse en la SEC, a través de los procedimientos que ésta ha establecido.

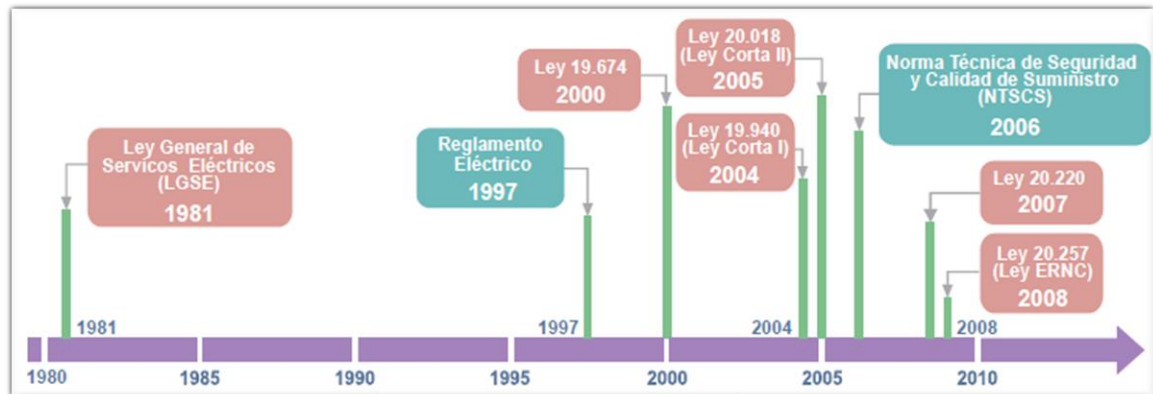
- D.S. 119 de 2016, del Ministerio de Energía: Aprueba reglamento de seguridad en las plantas de biogás en Chile. Este nuevo decreto establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las plantas de biogás, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de operaciones, en las que se realizarán indistintamente las actividades de recepción, preparación y almacenamiento de sustrato; producción, almacenamiento, transferencia, tratamiento, suministro, uso o consumo de biogás, y demás actividades relacionadas, así como las obligaciones de las personas naturales y jurídicas que intervienen en dichas actividades a objeto de desarrollarlas en forma segura.
- Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión, Comisión nacional de energía (CNE), 2019, Ministerio de energía.

5.2.3 Generalidades de la ley ERNC

A partir del 2004 mediante la Ley 19.940 modificaron un conjunto de aspectos del mercado de generación eléctrica en Chile, que, introduciendo elementos especialmente aplicados a las ERNC, abre el mercado spot y se asegura el derecho a conexión a las redes de distribución a pequeñas centrales.

Ley 20.257, que establece la obligación para las empresas eléctricas que efectúan ventas a clientes finales de que un porcentaje de la energía comercializada provenga de ERNC. Mediante esta ley, se genera la remoción de barreras a la incorporación de las ERNC a la matriz de generación eléctrica nacional.

Ilustración 5-2 **Cronología del proceso normativo**



Fuente: CNE-GTZ, 2009. Las Energías Renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno.

5.2.4 Conexión a redes de distribución

Se separa en dos fases.

Fase 1

Un interesado en conectar un PMGD a la red, deberá informar por escrito la intención a la respectiva empresa distribuidora, adjuntando los antecedentes establecidos e información solicitada

En esta etapa se genera una interacción de información que permita hacer un diseño adecuado del proyecto, así como estimar los posibles costos de conexión. Una vez que se ha optimizado el diseño y se ha tomado la decisión de inversión en el proyecto, el propietario solicita formalmente una autorización de conexión a la red (SCR) a la empresa distribuidora.

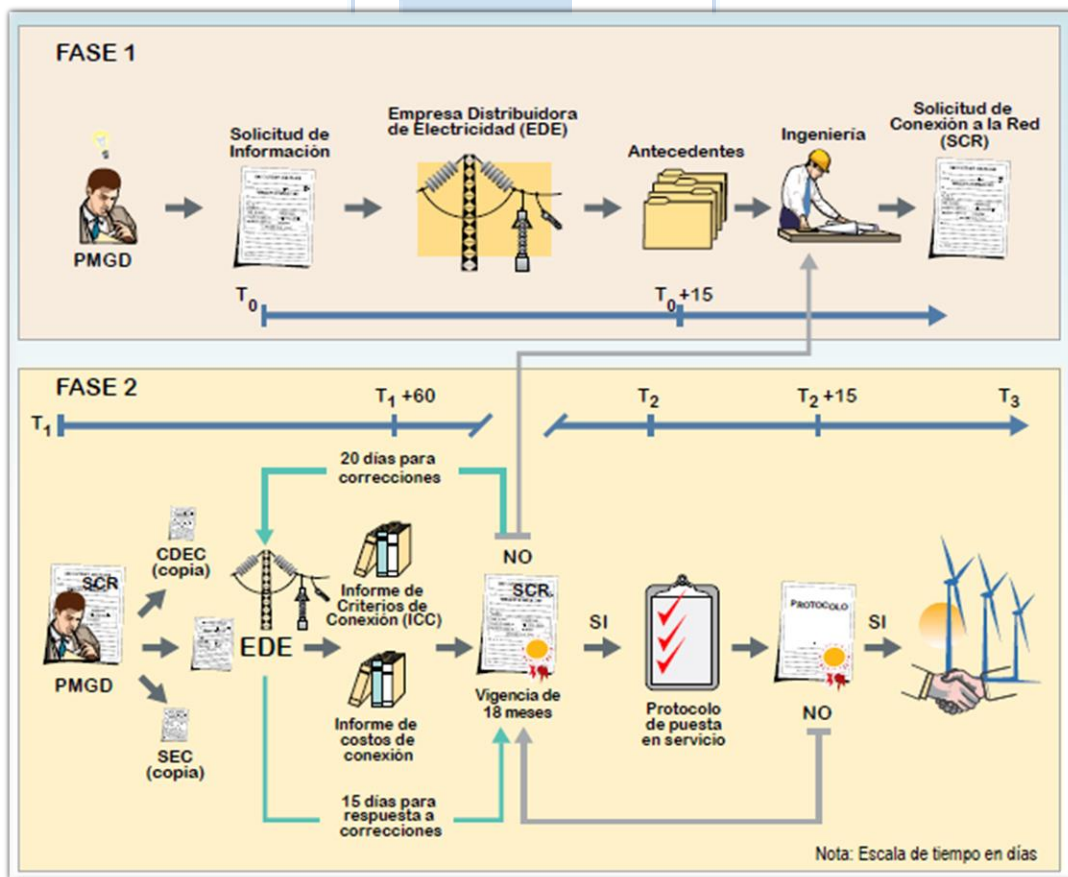
Fase 2

Elaborada la Solicitud de Conexión a la Red (SCR), el interesado deberá presentarla ante la empresa distribuidora respectiva, que posteriormente define las condiciones técnicas que debe cumplir el proyecto y los costos asociados a

la conexión. Ambos aspectos pueden ser observados por el propietario del PMGD, y en última instancia, en caso de desacuerdo entre las partes, serán resueltos por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), previo informe de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Una vez aceptada la SCR, o resueltas las discrepancias, el propietario del PMGD cuenta con 18 meses para concretar la conexión de su proyecto.

En la siguiente ilustración 5-3 se muestra como como es el proceso a grandes rasgos y algunos plazos de cumplimiento de presentación.

Ilustración 5-3 Procedimiento de conexión y puesta en servicio de un PMGD



Fuente: CNE-GTZ, 2009. Las Energías Renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno.

5.2.5 Permiso SEC planta de biogás

A partir del 2 de agosto de 2017, ha entrado en vigencia el Reglamento de Seguridad para Plantas de Biogás e introduce modificaciones al Reglamento de Instaladores de Gas D.S. N° 119.

Todas las personas (natural o jurídica) que produzcan, importen, refinen, distribuyan, transporten, almacenen, abastezcan o comercialicen fluidos gaseosos combustibles, tales como el biogás, deben registrarse ante la SEC. El registro se aplica a toda instalación, sin importar el tamaño de ésta (industrial o domiciliaria), o el uso que se le dé al biogás (generación eléctrica y/o térmica, quema, combustible).

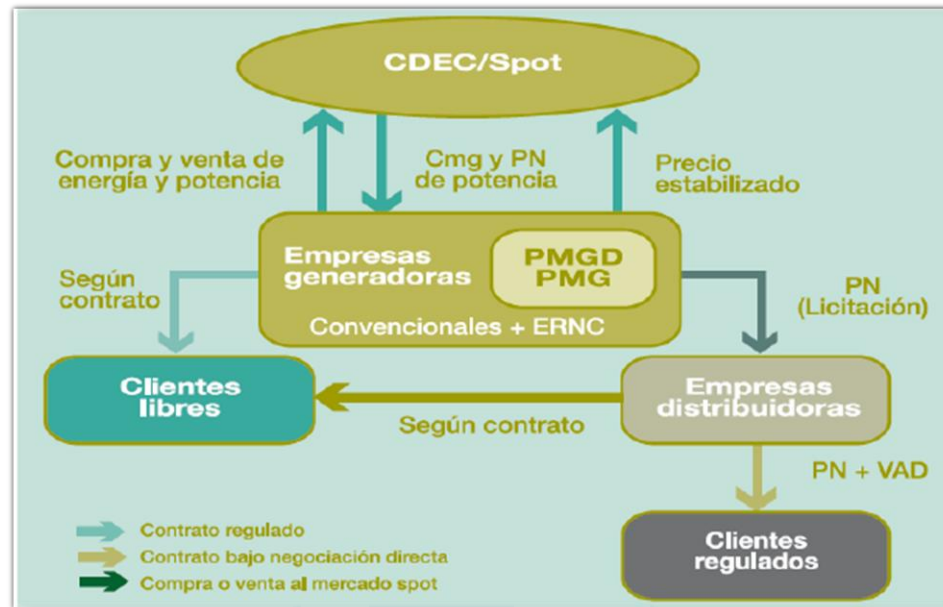
Las instalaciones de gas tipo 4, corresponden a las instalaciones donde se desarrollan, indistintamente, las actividades de recepción, preparación y almacenamiento de sustrato, producción, almacenamiento, tratamiento, transferencia, suministro y uso o consumo de biogás, por ende, para este tipo de instalaciones el instalador debe estar registrado por la SEC con licencia clase 4.

En la actualidad, la SEC está trabajando en la emisión del nuevo procedimiento de registro de plantas de biogás acogidas en el reglamento, las cuales deben ser diseñadas, construidas y operadas para su cumplimiento

5.2.6 Operación comercial

Para la comercialización de energía eléctrica y potencia eléctrica existen 3 métodos comunes lo cuales son:

Ilustración 5-4 Ejemplo de comercialización de mercado eléctrico chileno



Fuente: CNE,2009.

- **Contrato bilateral entre privados**

Son Independiente del mercado en cuanto, a definición de precios, factores de indexación, vigencia, potencia, energía y estructura. Deja la libertad de las partes los porcentajes de energía ya sea una parte inclusive si a un solo cliente o varios. Todo se rige de acuerdo al contrato acordado.

Bajo este sistema es importante determinar con certeza los costos de energía para los futuros contratos de venta de energía, para no asumir riesgos innecesarios. Además, existe la probabilidad de que bajo ciertos momentos el generador sea deficitario y deberá cubrir la generación faltante en el mercado spot.

- **Mercado Spot**

Mercado regulado por la CDEC, el cual estipula un precio a la que se transa la energía, corresponde al costo marginal horario (valoración por producción horaria calculada por el CDEC), del nodo donde se inyecta o retira dicha energía. En este mercado, el generador vende o compra según lo que puede despachar y lo que

ha comprometido. Respecto al ingreso por potencia firme, esta se valoriza a precio nudo de potencia.

- **Precio estabilizado**

Es el precio al que pueden vender su energía los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD) en el mercado Spot. Corresponde al precio de nudo de la energía aplicable a las inyecciones de los PMGD. Este precio lo calcula cada semestre la CNE en los meses de abril y octubre y corresponde a un promedio ponderado de los costos marginales esperados de corto plazo indexados a ciertos parámetros.

Existe la recomendación para los PMGD, que utilice los dos sistemas de venta, el primero consiste en un sistema de venta de energía al mercado Spot a costo marginal instantáneo y sus excedentes de potencia al precio nudo y el segundo consiste en un régimen de precio estabilizado. Cabe recalcar que, aquellos generadores que opten por la modalidad de precio estabilizado, deben dar aviso al Coordinador Eléctrico con una antelación de 6 meses y para cambiar de régimen se debe avisar con 12 meses de anticipación. El periodo mínimo de permanencia para cada régimen es de 4 años.

UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA
METROPOLITANA

6. Evaluación técnica

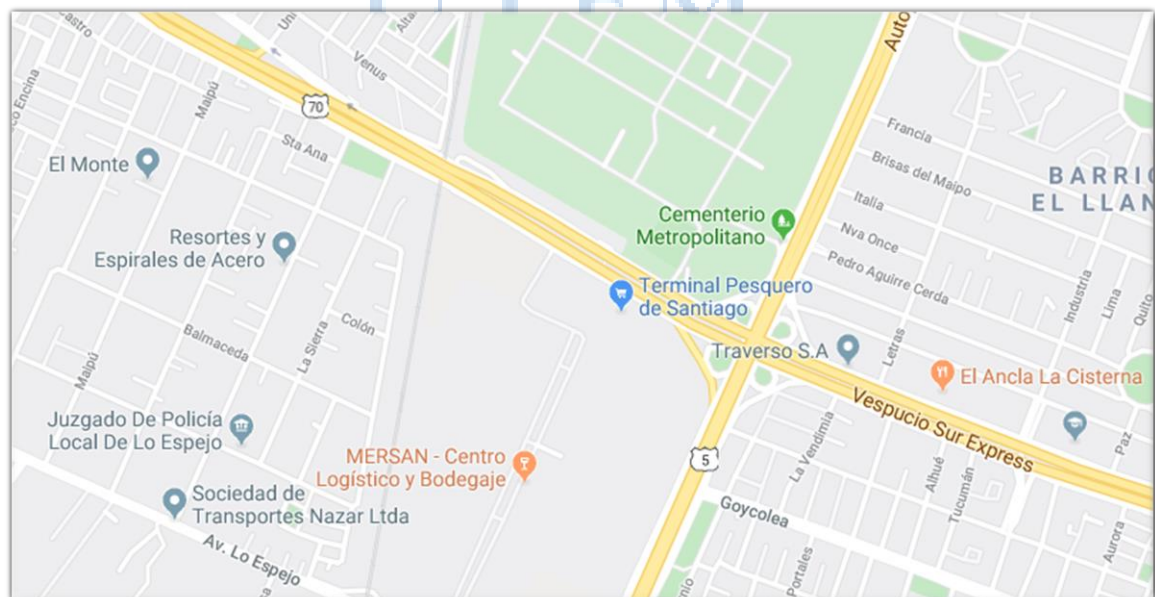
6.1 Contextualización del Terminal Pesquero Metropolitano

El Terminal Pesquero Metropolitano “TPM” nace de una donación para Chile realizado por el gobierno japonés de la época en el año 1996, ubicado en la comuna de Lo Espejo frente al Cementerio Metropolitano ubicación que conserva hasta la actualidad.

Desde sus inicios de actividad la administración del TPM fue de carácter público hasta mediados del año 2004 donde cambia a una administración de carácter privado.

En la actualidad el TPM concentra la mayor comercialización de recursos del mar a nivel país, aproximadamente llegando a las 4.000 toneladas mensuales, distribuyendo a distintas regiones de Chile.

Ilustración 6-1 *Ubicación geográfica del TPM*



Fuente: Elaboración propia, imágenes de Google Maps, 2019.

6.1.1 Caracterización y gestión de residuos del TPM

La empresa desde mediados del año 2018 cuenta con un sistema de gestión de residuos en donde los clasifica de la siguiente forma:

- **Secos:** Se componen generalmente de conchas por extracción del producto en su interior.
- **Húmedos:** Composición de interiores de pescados, escamas, colas, cabezas, espinas, etc.
- **Mixtos:** mezcla de ambos residuos mencionados anteriormente, se segregan manualmente y se disponen en sus dispensadores respectivos.
- **Asimilables a domiciliarios (RAD):** Corresponden a aquellos residuos que, por su cantidad, naturaleza y/o composición, son similares a los residuos domiciliarios.

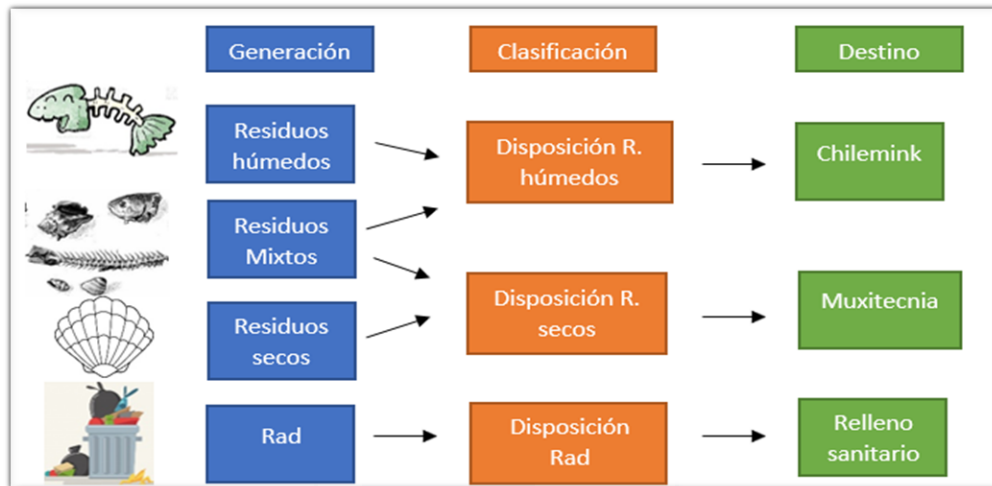
De esta clasificación cada residuo tiene una disposición diferente. Partiendo por los asimilables a domiciliarios son llevados hacia relleno sanitario por gestión municipal, en el caso de los residuos húmedos y secos son retirados por dos empresas diferentes.

En el caso de los residuos secos son retirados cada dos o tres días por la empresa "Muxidotecnia" que traslada los residuos hasta la localidad de Algarrobo, V región del país, en donde produce pupas para polinización.

Y los residuos húmedos son utilizados por la empresa "Chilemink" que son retirados diariamente a través de la empresa de transportes "Rio negro", que traslada los residuos hasta la localidad de San Francisco de Mostazal en la región del Libertador General Bernardo O'Higgins, para la generación de harina de pescado como alimentación de porcinos.

En la siguiente ilustración 6-2 se muestra en un esquema simple como se gestionan los residuos del TPM.

Ilustración 6-2 Gestión de residuos TPM



Fuente: Elaboración propia por datos entregados por el TPM.

6.2 Sustratos a partir de residuos generados por el TPM

De acuerdo al punto anterior los residuos que son de interés de aprovechamiento energético son los residuos húmedos, que se componen de todos los descartes de pescado y otros productos marinos procesados

Los volúmenes de generación de residuos se presentan por las tablas 6-1 y 6-2 para los periodos 2018 y 2019.

Tabla 6-1 Cantidad de residuos generados por el TPM 2018

Periodo 2018	Húmedo (Tm/mes)	Seco (Tm/mes)	Total
Julio	218	27	245
Agosto	143	48	191
Septiembre	113	49	162
Octubre	108	60	168
Noviembre	191	76	267
Diciembre	201	31	232
Total	974	291	1265
Porcentaje	77%	23%	

Tabla 6-2 Cantidad de residuos generados por el TPM 2019

Periodo 2019	Húmedo (Tm/mes)	Seco (Tm/mes)	Total
Enero	150	6	156
Febrero	170	0,5	171
Marzo	204	8,5	213
Abril	291	8,5	300
Total	815	25	840
Porcentaje	76%	24%	

Fuente: Elaboración propia por datos entregados por el TPM.

También se considera para la incorporación en la mezcla del sustrato, los residuos generados por tres cocinerías que están presentes en el terminal pesquero, y que mensualmente generan 150 litros de aceite quemado por local, siendo un total de 450 litros por mes aproximadamente, que actualmente son retirados por la empresa “Rendering”

Cabe considerar que dentro del TPM hasta el año 2018 operaba diariamente el restaurant “Rey Neptuno” que no continua activo y sin retorno hasta la fecha, pero que de igual manera generaba residuos y aún mantiene la infraestructura. No descartando la opción de retomar actividades del local con la oportunidad de recuperar residuos generados en este local en el caso de que opere nuevamente e incorporar a la mezcla de sustrato.

De acuerdo a los flujos de las tablas 6-1 y 6-2, la generación de residuos es variable y es en función de los productos que se comercializan. Existen dos épocas en donde el consumo a nivel nacional aumenta y se refleja en las tablas en donde los meses de diciembre y abril por festividades de final de año y festividades religiosas aumenta el comercio de productos del mar, aumentando la generación de residuos.

Por lo tanto, las cantidades de sustrato mensual promedio disponible se expresa en la tabla 6-3

Tabla 6-3 Sustrato mensual disponible

Generación mensual de sustratos	Promedio Húmedo (Tm/mes)	Aceite cocina (m3)
Total	180	0,45

6.3 Capacidad de planta

De acuerdo al Manual del biogás el volumen del digestor se calcula:

$$\text{Vol Digestor} = \text{Volumen diario} * \text{Tiempo de Residencia.}$$

Tiempo de retención o residencia

Los tiempos de retención varía en función de la región geográfica el cual se ubique, las bacterias requieren cierto tiempo y temperatura (considerar dependiendo de la estacionalidad) para degradar la materia orgánica.

Tabla 6-4 TRH por región geográfica

Tiempo de retención	Características
30-40 días	Clima tropical con regiones planas Ej.: América centra, Venezuela, Indonesia
40-60 días	Regiones con inviernos fríos cortos Ej.: India, Filipinas, Etiopia.
60-90 días	Clima temperado con inviernos fríos Ej.: China, Corea, Turquía

Fuente: Varnero Moreno Teresa 2011, Manual de Biogás.

Según los datos por la tabla 6-4 el tiempo de retención óptimo para la región es de 30 a 90 días. Pero según la recopilación de otras plantas generadoras de biogás en Chile el TRH es de 30 días bajo regímenes mesofílicos, ya que bajo

regímenes termofílicos procura mayor control y con ello mayor costo de operación.

Calculo volumen diario.

A partir de los datos de la tabla 6-3 se utiliza el promedio para el cálculo mensual de volúmenes que se muestra en la siguiente tabla 6-5.

Densidad R húmedo (kg/m ³)	¹ 1.120
--	--------------------

Tabla 6-5 *Volúmenes diarios de residuos*

Residuos húmedos	Ton/mes	kg/día	m ³ / día
	180	6000	5,4
Aceite quemado	Litros/mes	m ³ /mes	m ³ /día
	450	0,45	0,015
Total volumen (R húmedos + Aceite)			m ³ /día
			5,415

Con los volúmenes diarios ya calculados de sustratos de residuos de pescado además de los aceites y grasas de las cocinerías. Se hace la consideración de estimar una posible incorporación de otros sustratos que mejoren el rendimiento de la planta, como restos agrícolas y/o restos de comida de restaurantes cercanos, que existen en las cercanías.

Se modela una incorporación de un 25% del total de volumen de residuos del TPM, para cálculos del volumen del biodigestor, que se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Cosustratos} = 5,42 \frac{\text{m}^3}{\text{día}} * 0,25\% = 1,36 \frac{\text{m}^3}{\text{día}}$$

¹ Datos según Alvares, 2008, Valorización energética de los residuos y subproductos de la pesca. Anexo 10.1

Vol Digestor = Volumen diario * Tiempo de Residencia.

$$\text{Vol Digestor} = \left(5,42 \frac{\text{m}^3}{\text{dia}} + 1,36 \frac{\text{m}^3}{\text{dia}}\right) * 36 \text{ dias} = 244 \text{ m}^3 \approx 250\text{m}^3$$

6.4 Selección de reactor fase de digestión

Existen una gama de tecnologías disponibles para desarrollar un proceso de digestión. Las consideraciones para saber que reactor utilizar se basa en el tipo de sustrato que se incorpore y netamente la cantidad de solidos totales de la mezcla. En la tabla 6-6 se muestra los tipos de reactores de alta velocidad y su rendimiento en función de porcentaje de solidos totales recomendados.

Tabla 6-6 Tipo de reactor

Tipo de Reactor	% p/p de ST recomendado
Batch	20-40%
Flujo pistón	10-13%
Mezcla completa	2-10%
Lecho fijo y Sludge bed	2-3%
Lecho expandido y fluidizado	Bajo

Fuente: Carrasco Juan Luis, 2015.

Según la tabla estandariza los reactores de lecho expandido y fijo son para bajas cargas de sólidos. Comparado por el caso base, por el tipo de sustrato se descarta inmediatamente este tipo de tecnología.

En función de datos comprobados empíricamente entregados por las plantas operativas en Dinamarca se puede decir que:

La mayoría de las plantas operativas que involucren codigestión con residuos pesqueros utilizan reactores de flujo pistón o, reactores continuos de tanque

agitado (CSTR), además la mayoría bajo condiciones termofílicas y los que operan bajo régimen mesofílico realizan higienización entre 1 a 5 horas, entre 50 – a 70°C.

En la siguiente tabla 6-7 se muestra la cantidad de ST y SV de la mezcla teórico, en consideración de la elección de biorreactor.

Tabla 6-7 Cantidad de solidos totales residuos del TPM

Fuente: Elaboración propia por datos entregados por el TPM.

	Alvares, Juan (2008)	Generación residuos del TPM (kg húmedo/día)	Valores estimados (kg ST)	Porcentaje
ST	369 (g ST/Kg húmedo)	6.014	2.219	37%
SV	270 (g SV/Kg húmedo)	6.014	1.624	27%

En relación de las tablas 6-6 y 6-7, la cantidad de solidos totales de los residuos del TPM corresponde a un 37%, pero se debe considerar que se puede generar una dilución o variación de estos números por la codigestión con aceite quemado, restos de comida u otro residuo que se incorpore además de la dilución en agua. Por lo tanto, la recomendación según la literatura de acuerdo al tipo de sustrato son los reactores flujo pistón o Batch.

6.5 Generación de cogeneración y biogás según sustrato

De acuerdo al desarrollo de cálculos anteriores, tanto en la generación de residuos de pescado de la Tabla 6-5, y la posible incorporación de otros sustratos de restos de comida y aceites u otros, se obtiene la tabla 6-8 de volúmenes de sustratos disponible diario, para cálculos de potencia energética de la planta.

Tabla 6-8 Potencial biogás de planta según sustrato

	Potencial Biogás teórico (m3/Tm)	Tm/día	Potencial Biogás (m3/día)
Potencial de Biogás restos de comida (CNE,2007)	220	1,36	300
Potencial residuos pesqueros + aceites (Folkecenter, 2005)	360	5,42	1.952
		Total, Biogás	2.252

Tabla 6-9 Potencial de energía generada por biogás (Continúa otra pág.)

Potencial	Unidad	Total
Biogás Generado día	m3/día	2.252
Biogás Generado Año	m3/año	821.980
Producción de Metano (60%)	m3/año	493.188
Contenido Energético Metano	kWh/m3	9,96
Energía de Generada anual	Kwh/año	4.912.152
Eficiencia eléctrica	-	35%
Eficiencia térmica	-	20%
Producción térmica	kW/año	982.430

Producción eléctrica	kWh/año	1.719.253
Horas de operación anual	-	8.000
Potencia térmica Total	kW	123
Potencia eléctrica Total	kW	215

Para el cálculo de potencia energética se considera datos obtenidos por “Guía para calificación de consultores en Eficiencia Energética”, que establece entre un 35% -44% en eficiencia en motores de combustión interna y un 20% - 35% el calor de cogeneración en motores de combustión interna, se utilizan valores inferiores como datos seguros.

De acuerdo a este modelamiento, el resultado teórico de la capacidad de generación de planta es de 215 kW de potencia eléctrica y 123 kW de potencia térmica.

6.6 Generación de digestato

Considerando que los ST del sustrato (Residuos pescado más Aceite) es aproximadamente del 37% se estima que se podrían generar 630 kg de digestato por tonelada de sustrato tratado.

El digesto resultante sería una mezcla semi líquida, la cual requiere ser tratada para su comercialización como venta de compost, o comercializada como complemento de producción de otros abonos.

El valor de la tonelada de compost orgánico fluctúa entre los \$70 a \$140 USD aprox.

El equivalente de digestato anual es de 1.600 Tm/año.

6.7 Requerimiento de planta autoabastecimiento

Los requerimientos de planta estarán sujetos a la tecnología y su grado de automatización, de acuerdo a experiencias en plantas principalmente de Alemania la demanda eléctrica fluctúa entre 5 a 15% y la demanda de energía térmica para calefacción dependerá de las condiciones climáticas del sitio de emplazamiento de la planta, del tipo de sistema de biodigestión y del aislamiento térmico utilizado. Esta demanda puede alcanzar valores entre un 10% y 35% de la energía térmica producida.

Tabla 6-10 Requerimiento planta y energías disponibles

Ítem	Unidad	Total
Producción eléctrica anual	kWh/año	1.719.253
Requerimiento planta (10%)	-	171.925
Energía disponible anual	kWh/año	1.547.328
Producción térmica anual	kWh/año	982.430
Requerimiento planta (30%)	-	294.729
Calor disponible	kWh/año	687.701

6.8 Localización del proyecto

La localización del proyecto es un punto esencial para el desarrollo de una planta de energía eléctrica de estas características. Este proyecto considera su ubicación dentro de las instalaciones del TPM, pero en el caso que no fuera posible, es relevante considerar los siguientes puntos:

- Cercanía de la materia prima

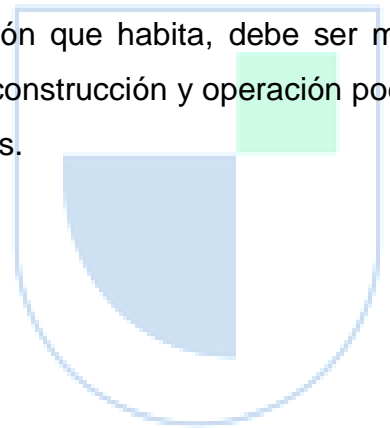
Uno de los objetivos de este proyecto es disminuir los GEI, pero también que sea rentable, por ende, es esencial ubicar la planta cerca de donde se genera la materia prima, pudiendo así no aumentar los costos por conceptos de transporte como también disminuir la emisión de GEI.

- Conexión al SEN

Al igual que el punto anterior la lejanía de la planta a un punto de conexión al SEN, puede elevar la inversión ya sea por conceptos de equipos requeridos para empalme, o distancia de línea de transporte de la energía generada, entre otros.

- Impacto a comunidades locales

La ubicación del proyecto debe ser dentro de una zona industrial, en donde el porcentaje de población que habita, debe ser mínima, ya que el proyecto dentro de su fase de construcción y operación podría generar impactos a las comunidades aledañas.



UTEM

UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA
METROPOLITANA

7. Evaluación económica

7.1 Equipamiento planta

Para calcular la inversión inicial, se necesita saber las etapas de proceso con el equipamiento de planta. Que se describe en la siguiente Tabla 7-1.

Tabla 7-1 Etapa general de proceso planta

Etapa	Descripción	Flujo principales	Equipo principales involucrados
Recepción	Recepción de la MP en un tanque para asegurar autonomía de 48 horas	Entrada y Salida: MP	Tanque almacenamiento
Molienda y Transporte	Por el tipo de sustrato es necesario un proceso de trituración de la MP, etapa compuesta por un molino de martillos y posterior tornillo sin fin para transporte a la siguiente fase	Entrada y Salida: MP	Molino de martillos y tornillo sin fin
Pasteurización	Tratamiento térmico del sustrato en un pasteurizador construido por dos intercambiadores de placas	Entrada y Salida: MP	Pasteurizador
Digestión	Se opta por un digestión de Batch por la cantidad de ST en condiciones anaeróbicas de tratamiento	Entrada : MP, Salida: Digestato y Biogás	Digestor y antorchas
Filtración	Separación de fracción solida digestato	Entrada : Digestato, Salida: Digestato concentrado	Filtro de hojas
Absorción	Se integra torre de absorción con agua, con el objeto de disminuir la concentración de ácido sulfhídrico a menos de ppm, como también la absorción de dióxido de carbono	Entrada : Biogás con trazas, Salida: Biogás purificado	Torre de absorción
Desorción	Se utiliza torre de desorción, buscando extraer las impurezas en el agua de lavado, proveniente de la etapa anterior, a través de una corriente de aire	Entrada : Agua contaminada, Salida: Aire y agua purificada	Torre de desorción
Enfriamiento	Se emplea un intercambiador de calor para disminuir la temperatura del gas y condensar vapor de agua	Entrada : Biogás húmedo, Salida: agua y Biogás	Intercambiador de calor de carcasa y tubos
Cogeneración	fase de consumo del biogás, como resultado se genera energía térmica y eléctrica, a través de motores de combustión interna	Entrada : Biogás Salida: Gases de combustión	Turbina a gas o motor de combustión interna

Fuente: Carrasco Juan Luis, 2015.

7.3 CAPEX

Por conceptos de inversión se refiere activos de equipamiento de planta. Respecto al terreno donde se ubicaría el proyecto sería dentro del TPM, de acuerdo a la Guía de producción de biogás, se necesita para la instalación de la planta, entre 2000 a 5000 m² y hoy existe una disponibilidad de 7000 m² dentro de la propiedad.

Cabe mencionar que no se considera la instalación de planta de compostaje ya que no se planteó dentro de los objetivos, además para su instalación aumenta considerablemente la necesidad de terreno, con ello el aumento del CAPEX y OPEX y se comercializaría el digestato de la planta como abono complementario para compost ya que la calidad del digestato eventualmente sería deficiente. Según datos recopilados del SINIA Ref. [21] la inversión de planta de compostaje fluctúa entre los \$20.000 a \$40.000 USD por tonelada. Por lo tanto, dado los flujos del TPM y en el caso que se considera la instalación de una planta de compostaje, se estima una suma de \$150.000 USD al CAPEX aprox.

El costo total de inversión es de \$616.000 USD, que se detalla en la tabla 7-2.

Tabla 7-2 CAPEX Resumen

N°	Ítem	USD
1	Ingeniería	\$83.000
2	Bombas y equipos	\$48.000
3	Pre Mezcla	\$31.000
4	Fermentador de 250 m ³	\$85.000
5	Limpieza de Biogás	\$23.000
6	Combustión	\$212.000
7	Instrumentación y montaje eléctrico	\$40.000
8	Obras anexas	\$49.000
9	Estudio Ambiental - DIA	\$30.000
10	Otros imprevistos	\$15.000
Total		\$616.000

Detalles de costos y porcentajes en el anexo 11.4

7.4 OPEX

De acuerdo a la Guía de producción de biogás, en costos operacionales se deben considerar ítems como materias primas, insumos de operación, personal contratado, servicios externos, mantenciones y gastos generales de planta.

Según los aspectos mencionados el costo operacional está en el orden anual de los \$214.691 USD que se muestra en la tabla resumen 7-3.

Tabla 7-3 OPEX resumen

N°	Ítem	Costo anual (USD\$/Año)
1	Materias Prima	\$23.000
2	Suministros	\$29.631
3	Costo empresa	\$69.300
4	Servicios Externalizados	\$24.300
5	Otros	\$68.460
Total		\$214.691

Detalles de costos en el anexo.11.5

7.5 Flujo de caja VAN – TIR

Dentro del análisis económico, se utilizan 3 indicadores: Valor actual neto (VAN), Tasa interna de retorno (TIR) y el tiempo de recuperación de la inversión (Payback). Con estos indicadores se busca conocer si el proyecto estudiado es rentable.

Dentro del flujo de caja se debe incorporar los ingresos monetarios anuales, que en este caso ascienden a la cifra de \$283.237 USD, que corresponde a venta de energía, venta de compost y venta de bonos de carbono, el detalle de los ítems de venta se encuentra en el anexo 11.6.1

Para la evaluación se plantean dos casos, uno de proyecto sin financiamiento y otro con apalancamiento, el cual se describe a continuación.

Tabla 7-4 Indicadores flujo de caja sin apalancamiento

VAN	\$-51.847
TIR	7%
Payback	10,4

Se realiza flujo de caja con horizonte a 20 años, con una tasa de descuento del 8% y capital propio para financiar CAPEX y capital de trabajo. Se integran los valores de ingresos como ahorro por términos energéticos, bonos de carbono y costos operacionales.

Detalles en Anexo 11.6.4.

Tabla 7-5 Indicadores flujo de caja proyecto financiado

VAN	\$24.826
TIR	10%
Payback	12,8

En el caso del proyecto financiado se realiza flujo de caja con horizonte a 20 años, con una tasa de descuento del 8% y financiamiento del 80% para el CAPEX, con un préstamo a 15 años, cuota fija y una tasa de interés del 6%. Se integran los valores de ingresos como ahorro por términos energéticos, bonos de carbono y costos operacionales, además se incluye el pago del préstamos con intereses y amortizaciones.

Las cifras del financiamiento del proyecto se realizan como posible alternativa, pudiendo ser modificada la estructura de capital ajustable a propias condiciones.

Detalles en Anexo 11.6.5

7.6 Análisis de sensibilidad

7.6.1 Variación venta de precio nudo y potencia

De acuerdo la información encontrada dentro de la plataforma del CNE, los valores de venta por concepto de precio nudo y potencia, tienen una variación en sus valores anuales. Respecto a los informes técnicos del año 2018 y 2020 se obtiene la referencia de los valores que cambian en aumento del precio de potencia y en caso del precio nudo es a la baja. Esta condición es la que se estudia para estimar la variación de rentabilidad del proyecto.

Tabla 7-6 Valores precio nudo y potencia eléctrica de acuerdo al CNE

Nudo CHENA 220 kv	2018	2020
Precio nudo (CLP\$/kWh)	43,180	42,004
Potencia (CLP\$/kW/mes)	5.466,22	6.247,03

- **Variación precio nudo**

El ahorro monetario de energía eléctrica es el segundo ítem con mayores ingresos en el FLC, con ello la importancia de analizar las variaciones de su precio.

En la siguiente tabla se presentan los cambios de precio, como varían los indicadores VAN, TIR y Payback.

Tabla 7-7 Variaciones por precio nudo

Variación del precio	Precio CLP (\$/kWh)	Precio USD (\$/kWh)	VAN USD	TIR	Payback
-20%	\$33,603	\$0,043	-\$112.235	0%	No hay retorno
-10%	\$37,804	\$0,048	-\$43.696	5%	17,2
0%	\$42,004	\$0,054	\$24.826	10%	12,8
10%	\$46,204	\$0,059	\$93.348	16%	13,1
20%	\$50,405	\$0,064	\$161.886	22%	3,9

De acuerdo a los datos obtenidos por la tabla 7-7, se puede entender el comportamiento del VAN en el siguiente gráfico:

Gráfico 7-1 Variaciones por precio nudo



De acuerdo a los datos, se puede decir que el precio mínimo debería llegar sobre los 0,052 USD \$/kWh (- 4% del precio) para que el VAN se mantenga positivo.

- **Variación precio potencia**

De la mano con la venta de energía, está la venta de potencia al sistema.

En la siguiente tabla se muestra la variación y cómo afectaría en los indicadores.

Tabla 7-8 Variaciones por precio de potencia eléctrica

Variación del precio	Precio CLP (\$/kW/mes)	Precio USD (\$/kW/año)	VAN USD	TIR	Payback
-20%	\$4.997,6	\$76,690	-\$6.790	7%	16,9
-10%	\$5.622,3	\$86,276	\$9.019	9%	16,4
0%	\$6.247,0	\$95,862	\$24.826	10%	12,8
10%	\$6.871,7	\$105,448	\$40.634	11%	9,2
20%	\$7.496,4	\$115,034	\$56.442	13%	7,6

De acuerdo a los datos obtenidos por la tabla 7-8, se puede graficar el comportamiento del VAN en el siguiente gráfico:

Gráfico 7-2 Variaciones por precio de potencia eléctrica



De acuerdo a los datos, se puede decir que el precio mínimo debería llegar sobre los USD 82 \$/kW/año una disminución límite del 14% para que el VAN sea positivo.

7.6.2 Variación digestato

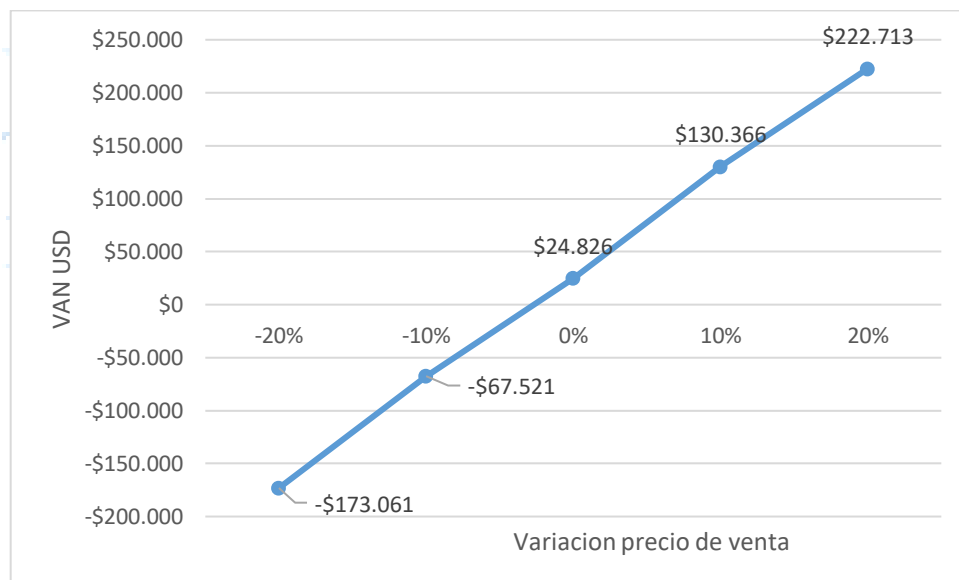
La producción aproximada de digestato es de 1.600 Tm anuales. Siendo este según estimación de flujo de caja el de mayor ingreso de dinero, se realiza análisis de sensibilidad por variación de precio de a comercializar.

Tabla 7-9 Variación de precio de venta digestato

Variación del precio	Precio USD(\$/Tm)	Precio Venta	VAN USD	TIR	Payback
-20%	\$60	\$158.100	-\$173.061	-5%	No hay retorno
-10%	\$68	\$177.863	-\$67.521	3%	18,2
0%	\$75	\$120.000	\$24.826	10%	12,8
10%	\$83	\$217.388	\$130.366	19%	4,4
20%	\$90	\$237.150	\$222.713	27%	3,2

De acuerdo a los datos obtenidos por la tabla 7-9, se puede graficar el comportamiento del VAN en el siguiente gráfico:

Gráfico 7-3 Variación de precio de venta digestato



De acuerdo a los datos, se puede decir que el precio mínimo de venta debería llegar sobre los 73,5 USD \$/Tm, una disminución del 2% del precio, para que el VAN se mantenga positivo.

7.6.3 Variación en ventas de bonos de carbono.

Los bonos de carbono también llamados certificados de reducción de emisiones de CO₂, sirven para compensar los GEI por empresas o personas naturales. Este se hace a través de proyectos de energías renovables entre otros.

Los bonos de carbono se transan de manera directa entre vendedor y comprador por las distintas plataformas disponibles y agencias internacionales que acreditan el registro de los bonos de la entidad emisora. En Chile existe la Bolsa de Clima de Santiago SCX donde se pueden comercializar reducciones gases de efecto invernadero.

Los bonos se venden como CERs (*Certified Emission Reduccions*), y esto corresponde a la unidad de medida, equivalente a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente (CO₂eq).

De acuerdo a la referencia [13] un proyecto de biogás por biomasa establece que por MW generado corresponde a la cifra de 2.690 toneladas de CO₂eq y el precio de comercialización por bonos de la unidad de CERs es de \$9,5 USD/Tm CO₂eq.

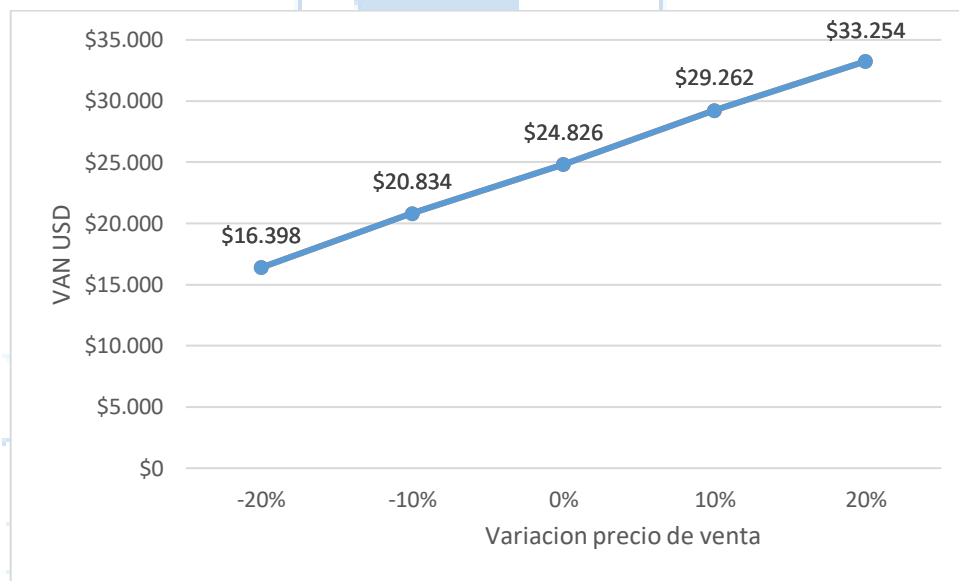
Por lo tanto, la planta generaría una cantidad de 538 Tm CO₂eq. Resultando un ingreso anual de \$5.111 USD. El cual se incluye en el FLC y la variación de indicadores son:

Tabla 7-10 Variación del precio de venta de bonos de carbono

Variación del precio	Precio USD (\$/Tm COeq)	Precio Venta	VAN USD	TIR	Payback
-20%	\$7,6	\$4.089	\$16.398	9%	15,1
-10%	\$8,6	\$4.600	\$20.834	10%	15,0
0%	\$9,5	\$5.111	\$24.826	10%	12,8
10%	\$10,5	\$5.622	\$29.262	10%	10,9
20%	\$11,4	\$6.133	\$33.254	11%	10,2

De acuerdo a los datos obtenidos por la tabla 7-10, se puede graficar el comportamiento del VAN en el siguiente gráfico:

Gráfico 7-4 Variación del precio de venta de bonos de carbono



De acuerdo a los datos, se puede decir que el precio mínimo de venta debería llegar sobre los 8,5 USD \$/Tm CO₂eq, una disminución del 10% del precio, como máximo para que el VAN sea positivo.

7.6.4 Variación sustrato

Cabe recordar que los rendimientos estimados de planta son por codigestion sustratos generados dentro del mismo TPM equivalente a un 80% y sustratos

externos equivalente al 20% (porcentajes variable dependiendo de generación de residuos, temporada, etc.). Estos sustratos son desechados por locales gastronómicos vecinos al terminal, que son gestionados por la empresa “Renderig”

Por ende, estos sustratos externos del TPM son más susceptible a cambios en costos.

Por este ítem se considera el costo de arriendo de camión para retiro de residuos (valor incluye personal, combustible, etc.), que bordea los 20.000 USD anuales.

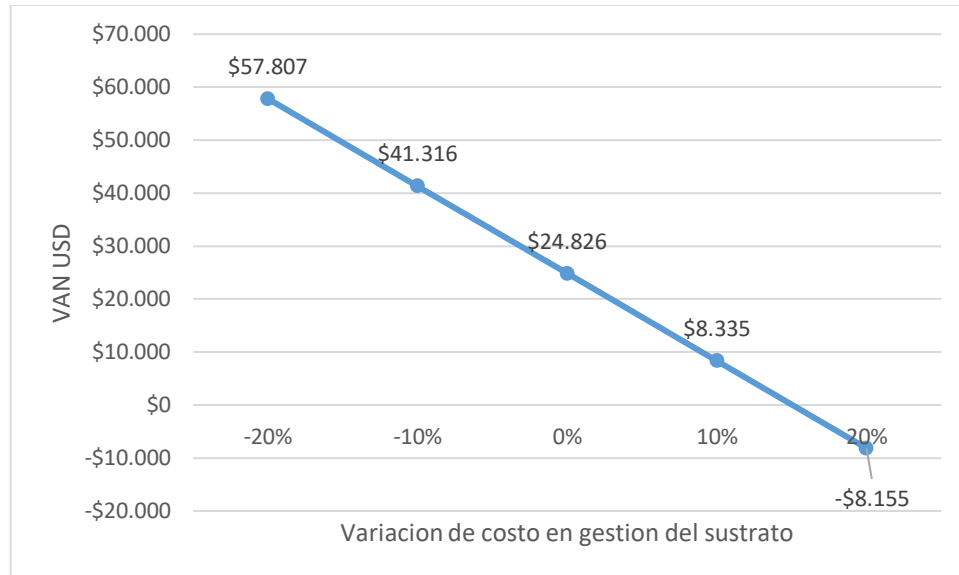
Tabla 7-11 Variación costo sustrato

Variación del precio	Precio USD anual	VAN USD	TIR	Payback
-20%	\$16.000	\$57.807	13%	6,4
-10%	\$18.000	\$41.316	11%	8,1
0%	\$20.000	\$24.826	10%	12,8
10%	\$22.000	\$8.335	9%	15,4
20%	\$24.000	-\$8.155	7%	15,9

De acuerdo a los datos obtenidos por la tabla 7-11, se puede graficar el comportamiento del VAN en el siguiente gráfico:

UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA
METROPOLITANA

Gráfico 7-5 Variación costo sustrato



De acuerdo a los datos, se puede decir que el valor máximo debería llegar hasta los 23.000 USD anuales, un alza del 15% para que el VAN se mantenga positivo.

7.8 Alternativas de financiamiento

De acuerdo a la estructura de capital que se abordó en este trabajo (80% financiado y 20 % capital propio). Se deben considerar alternativas de financiamiento.

existen fondos de financiamiento con la posibilidad de aportar dinero a parte del proyecto, el capital propio siempre es una alternativa de financiamiento, pero para grandes sumas de dinero de inversión, las posibilidades disminuyen. Así que dentro de la eventualidad existen los créditos con entidades externas, ya sea con bancos o créditos con garantía estatal.

Además, existen financiamientos con entidades estatales que buscan, fomentar el desarrollo de este tipo de proyectos de acuerdo a distintas temáticas, pero con la posibilidad de participar dentro de estos programas:

- **Concurso Idea I+D de Conicyt**

Concurso que tiene como objeto financiar, proyectos de distintas áreas que define como: Minería virtuosa, Envejecimiento, Revolución Tecnológica y Adaptación al Cambio Climático. Este último es en donde aplicaría una planta de generación de biogás con recuperación de residuos pesqueros. El aporte monetario del concurso es de \$200 millones de máximo para cada iniciativa que deberá ser ejecutado en un plazo de 24 meses.

- **Programas de innovación Corfo 2020**

Dentro de estos programas existen 4 activos que son:

- **Súmate a innovar:** Enfocado en empresas que nunca han innovado y que quieran atreverse a dar el salto. Esta línea apoya con hasta \$10 millones para que se vinculen con expertos.
- **Innova Región:** Entrega apoyo a innovaciones que tengan al menos un impacto regional con hasta \$50 millones de financiamiento.
- **Crea y Valida:** Este programa financia desde la creación hasta la validación de innovaciones que tengan impacto nacional financiando hasta \$150 millones de apoyo.
- **Bienes Públicos – Adaptación Cambio Climático:** Programa que apoya el desarrollo de proyectos que permitan generar condiciones habilitantes en conocimiento, infraestructura y capital humano y que logre soluciones para adaptarse al cambio climático, cofinanciando hasta \$120 millones.

Además, existen créditos con garantía estatal, facilitando el acceso al financiamiento:

- **Fogape:** Fondo estatal destinado a garantizar un determinado porcentaje del capital de los créditos que las instituciones financieras otorguen a empresas con ventas hasta UF 500.000, que no cuentan con garantías o en que éstas sean insuficientes para presentar a las instituciones financieras al momento de solicitar financiamiento de capital de trabajo y/o proyectos de inversión. Algunos de los bancos que ofrecen créditos Fogape en la actualidad son: BCI, Banco Estado, Banco de Chile, Santander, entre otros y otras instituciones.
- **CORFO Pro Inversión:** Tiene como objetivo facilitar el acceso a financiamiento. Respaldar operaciones largo plazo con un plazo. Pueden ser créditos, leasing, leaseback. CORFO respalda a la empresa ante la institución financiera para obtener un crédito, compensando parcialmente a la institución financiera ante un eventual incumplimiento de la empresa en el pago del préstamo. Los montos varían de acuerdo al tamaño de empresa
- **Fogain:** la Garantía Corfo Inversión y Capital de Trabajo tiene como objetivo respaldar financiamientos de largo plazo, orientado al segmento de micro, pequeñas y medianas empresas. En particular, considera empresas emergentes, es decir, sin historia, pero con proyección de ventas acotadas a UF 100.000. Las garantías cubren hasta cierto porcentaje, que va a depender del tamaño de la empresa y las características de la operación. Corfo avala parcialmente a la empresa ante la institución financiera (banco o cooperativa) para obtener un crédito, y sirve de respaldo ante un eventual incumplimiento de la empresa en el pago del préstamo.

8. Conclusión

Como se menciona en la introducción de este documento, en Chile el 78% de los GEI generados al año son provenientes de la industria de la producción eléctrica, principalmente por la existencia de centrales a carbón o el empleo de combustibles fósiles altamente contaminantes. Es por ello que la hoja de ruta hacia los cambios de matriz energética en Chile es hacia las ERNC. Año tras año en nuestro país se producen toneladas de desechos en biomasa que no son aprovechados, perdiendo la potencialidad de ser utilizados como materia prima para biogás entre otros productos. Es por ello que en el país la generación de biogás por biomasa, es una industria incipiente, poco regulada y con un nicho de explotación importante.

De acuerdo a la investigación la capacidad que cuenta el país de explotación de biogás es absolutamente transversal, en donde las industrias agrícolas, son la principal fuente de este recurso y en donde se debe focalizar las nuevas políticas públicas de energía y sustentabilidad.

En el caso base de una planta de generación de biogás por residuos pesqueros, en Chile no existe un caso similar respecto a residuos de pescado con ese propósito. Así que, dada esa condición, estudiar casos similares de este tipo de planta se utiliza la experiencia en países del norte de Europa en donde la clave a parte de la utilización de la tecnología de la cogeneración, la combinación de más de una materia prima para la generación de biogás.

A partir de esta información y dadas las condiciones en donde se ubica el TPM, se decide ampliar la utilización de desechos, así se diseña con el tratamiento de desechos pesqueros del recinto, como también grasas, aceites y restos de comida de locales aledaños al recinto. También cabe recalcar que estos últimos sustratos, de acuerdo a distintas fuentes son los que tiene mayor potencialidad

de generación de biogás, afectando positivamente desde el punto de vista de teórico.

La planta se diseña con un flujo de casi 6 toneladas diarias de residuos de pescado y se complementa con aceites usados de las cocinerías dentro del mismo recinto, además de sumar aceites grasas y restos de comida de restaurantes vecinos que en la actualidad son gestionados por una empresa externa (costo para el generador). Esta condición deja la oportunidad de que esos residuos eventualmente puedan ser gestionados para la planta, a un menor costo de gestión de residuos, por su proximidad del destino final y complementar el sustrato. Cabe hacer la mención que en el OPEX se considera costo en ese ítem por conceptos de arriendo de vehículo, personal, mantención, etc., y en este caso no tiene costo para el generador, pero no se descarta esa opción.

Cabe mencionar, que en la actualidad uno de los generadores de residuos importante son las ferias libres, de acuerdo al MMA solo en la RM se generan más de 70 toneladas anuales, residuos agrícolas que en su gran mayoría termina en relleno sanitario. Existen algunas comunas que están gestionando estos residuos orgánicos en la RM, principalmente para generación de compost, pero en las comunas aledañas al TPM no existe registro, dejando la oportunidad de integrar estos residuos en la planta.

En el caso base, en el diseño de planta de acuerdo a la información teórica, el biorreactor que mejor se adecua al tipo de sustrato (sobre el 20% de ST), es un biorreactor de tipo Batch, en donde en su proceso que se divide en cuatro ciclos no continuos: alimentación, reacción, sedimentación y descarga. Los ventajas de este sistema se destacan por que facilitar que la biomasa se encuentra en un estado dinámico de abundancia y escasez de sustrato, simulando de mejor manera el estado fisiológico natural de los microorganismos y también respecto a la etapa de sedimentación se realiza dentro del mismo reactor por lo que no es necesario otra unidad aparte.

En cuanto al TRH, se recomienda sobre los 30 días de retención bajo un régimen mesofílico, porque esta condición asegura un control adecuado ya que, en el caso contrario de un régimen termofílico, de acuerdo a la literatura los costos pueden subir y disminuir el control del sistema.

Consideración importante respecto a la carga diaria del sustrato al biorreactor, es evitar la condición de acumulación de los residuos por una cantidad de horas importante, ya que al momento de ser procesado este pierde su cadena de frío y comienza el proceso de descomposición, pudiendo cambiar las características del sustrato y modificando el proceso de generación de biogás.

Parámetros clave durante el proceso de generación de biogás:

- Relación C/N: El carbono y el nitrógeno son las principales fuentes de alimentación de las bacterias metanogénicas. El carbono es la fuente de energía y el nitrógeno es utilizado para la formación nuevas bacterias, estas bacterias consumen 30 veces más carbono que nitrógeno, por lo que su relación óptima es de 30:1, hasta los 20:1. En el caso base, el principal sustrato que son los residuos de pescado, según la literatura es de 27:1 relación C/N, además se debe considerar los otros sustratos a incorporar llevando el equilibrio de 30:1 en C/N.
- pH: Los microorganismos metanogénicos son susceptibles a cambios de pH en donde el nivel de actividad óptimo va en torno a la neutralidad. El pH no debe bajar de 6.0 ni subir de 8.0 como máximo, siendo los valores óptimos entre 6.8 y 7.4. Los niveles de pH no solo determinan la producción de biogás sino también su composición, por ende, es un factor super importante a considerar en la etapa de producción del proyecto.

Como acotación, si se determina avanzar en el proyecto en la siguiente etapa de factibilidad, para mantener estos parámetros en niveles óptimos, se debe realizar

un análisis de laboratorio de los sustratos que se generan en el TPM, para tener un conocimiento real de cómo mantener esos estándares.

Además, considerar que el proceso posterior a la generación de biogás, es necesario la implementación de un sistema de limpieza de sustancias nocivas (Purificación del biogás), para el resguardo de la población además del medio ambiente, como también para la durabilidad y mantención de los equipos, pero también es importante no disminuir el rendimiento del poder calorífico en el proceso de transformación de energía eléctrica.

Respecto a la evaluación ambiental del proyecto, de acuerdo a los que establece la normativa vigente, el caso base se debe someter al SEIA ingresando mediante una DIA. Este estudio se debe realizar a través de una empresa externa especializada, en donde se considera las variables ambientales de suelo, aire, agua y medio humano susceptible al proyecto en cuestión. El periodo de aprobación para la ejecución del proyecto puede ir variando al requerimiento o aclaraciones que haga el SEA y va por regla general sobre un año en adelante. Esto además quiere decir que de acuerdo a la evaluación que hagan las instituciones competentes del SEIA, el proyecto queda sujeto a modificaciones que se haga en la evaluación de acuerdo a criterios del SEA.

Además, costo de DIA se integra dentro del CAPEX como componente obligatoria en gastos de inversión, dando la importancia a este proceso que en algunas ocasiones no se toma la relevancia importante en los procesos de formulación de proyectos.

Respecto a la evaluación económica, el proyecto es factible de acuerdo con la estructuración de capital que se plantea. Los ingresos por venta son susceptibles a cambios que se abordan en el análisis de sensibilidad con las variaciones de los indicadores del VAN y TIR. Los ingresos que tienen mayor impacto son la venta del digestato y el precio nudo, se explica netamente porque son los productos que se generan en mayor número.

Referente a los valores de precio nudo y potencia, son netamente de referencia, ya que como se menciona en el capítulo 5, existen tres sistemas de comercialización de electricidad. Para este tipo de plantas sobre los 100 kW y bajo los 1.500 kW entra al segmento de PMGD INS (Pequeño Medio de Generador Distribuido de Impacto No Significativo), proyecto regulado simplificado que no requiere obras adicionales en la red de distribución para su conexión. Para la venta se recomienda evaluar dos sistemas de precios tanto en mercado spot, como en el régimen de precio estabilizado. Ya que la planta inyectaría la energía correspondiente al excedente que se registra entre la generación y el consumo.

Los beneficios que se generan al contar con este tipo planta son:

- Reutilización de los desechos generados dentro del TPM, utilizando el concepto de economía circular y sustentabilidad.
- Disminución de GEI, donde en la actualidad estos residuos son tratados a más de 100 km de distancia del generador, dejando una huella de carbono por transporte.
- Generación de energía eléctrica local a través de un generador ERNC.
- Generación de empleo tanto en sus fases de construcción y de menor número en la etapa de operación.
- Apertura de un nuevo punto de reciclaje de desechos orgánicos en la zona sur de la capital.

9. Bibliografía

1. Alvares, Juan (2008). *Valorización energética de los residuos y subproductos de la pesca*. Grupo de Ingeniería Ambiental y Bioprocesos Departamento de Ingeniería Química. USC BIOGROUP.
2. Carrasco, Juan Luis (2015). *Planta De Biogás Para Autoabastecimiento Energético: Una Estrategia Para Diferentes Contextos*. Memoria para optar al título de ingeniero civil en biotecnología, Universidad de Chile.
3. Cox, Francisco y Bravo, Pablo (2014). *Sector pesquero: evolución de sus desembarques, uso y exportación en las últimas décadas*. ODEPA, Ministerio de Agricultura.
4. Comité Consultivo de Energía 2050 (septiembre 2015). *Hoja de ruta 2050*. Ministerio de Energía Gobierno de Chile.
5. Comisión Nacional de Energía (CNE) (2019). *Fijación de precio de nudo de corto plazo*. Ministerio de Energía. Gobierno de Chile
6. Comisión Nacional de Energía (CNE) (mayo, 2019). *Reporte sector energético mensual ERNC mayo*. Ministerio de Energía. Gobierno de Chile.
7. Comisión Nacional de Energía (CNE) (2018). *Fijación de precios de nudo promedio sistema interconectado central y sistema interconectado del norte grande y de ajustes y recargos por aplicación del mecanismo de equidad tarifa residencial*. Ministerio de Energía. Gobierno de Chile
8. Comisión Nacional de Energía (CNE) (2018). *Anuario estadístico de*

energía. Ministerio de Energía. Gobierno de Chile.

9. Comisión Nacional de Energía (CNE) (2009). *Las Energías Renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno*. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
10. Comisión Nacional de Energía (CNE) (2007). *Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)*. Guía para evaluación ambiental energías renovables no convencionales proyectos de biomasa.
11. CORFO (junio 2020). Convocatorias diferentes programas, [en línea]. <<https://www.corfo.cl>>. [consulta: mayo 2020].
12. Departamento de análisis sectorial (enero, 2019). *Informe sectorial de pesca y acuicultura*. SUBPESCA, Ministerio de Economía, Fomento y Turismo.
13. Escobar, Diego Alfonso (2015). *Diseño y factibilidad de una planta de biogás en una vitivinícola*. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico.
14. García Bernal (junio 2019). *Factores individuales para la determinación de la Tasa de Costo de Capital*. [en línea]. <[https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27414/2/BCN Factores individuales para la determinacion de la tasa de costo de capital edPM.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27414/2/BCN_Factores_individuales_para_la_determinacion_de_la_tasa_de_costo_de_capital_edPM.pdf)>.[consulta: mayo 2020].

15. IDEA (2011). *Situación y potencial de generación de biogás, Estudio técnico PER 2011-2020.*
16. Metrogas S.A. (noviembre 2014) Anexo 1. *Tarifado Industrial Precios de Venta de Gas Natural a Industrias.* [en línea]. <https://www.google.cl/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0CCEQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.metrogas.cl%2Findustria%2Ftarifas.php%3Ftipo%3DEMP&ei=NSGQVP_LMcrcsAT91YAY&usq=AFQjCNEg1gKZK_81el6Z3fTUHgd1N9p3GQ&sig2=MRJVXTK1zqcx6Q-uCTDVjw>[consulta: mayo 2020].
17. Ministerio de Energía (2016). *Energía 2050: Política energética de Chile.*
18. Ortiz, Sebastián Andrés (2017). *Metodología práctica de evaluación técnico económico-ambiental y gestión de utilización de desechos orgánicos en industria de ganado para la producción de energía eléctrica.* Tesina para optar al grado de Magister en Economía Energética, USM.
19. Programa de Estudios e Investigaciones en Energía (2015). *Guía para calificación de consultores en eficiencia energética.* Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE). Ministerio de Energía. Gobierno de Chile.
20. Revista Aqua (febrero 2018). *Industria acuícola-pesquera: Alternativas y usos para los desechos de pescado.* [En línea] <<http://www.aqua.cl/reportajes/industria-acuicola-pesquera-alternativas-usos-los-desechos-pescado/>>.[consulta: marzo 2020].
21. SINIA (diciembre 2001.) *Tecnologías de tratamiento y disposición final de residuos sólidos domiciliarios.*

22. Servicio de impuestos internos, SII, (enero 2003). *Nueva tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado*, [en línea]. <http://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm>. [consulta: mayo 2020].
23. Serna pesca (octubre 2018). Serna pesca respaldó compromiso "cero residuos al mar" suscrito por gremio pesquero industrial. [En línea]. <<http://www.sernapesca.cl/noticias/sernapesca-respaldo-compromiso-cero-residuos-al-mar-suscrito-por-gremio-pesquero-industrial>>. [consulta: marzo 2020].
24. Tarifa y catálogo (junio 2020), Renta de camiones, [en línea]. <<http://www.rentacarcamiones.cl/>>. [consulta: mayo 2020].
25. Varnero, Maria Teresa (2011). *Manual de Biogás*. FAO.
26. Varios Autores (2009). *Manual de Estado del Arte de la Co-digestión Anaerobia de Residuos Ganaderos y Agroindustriales*. Ministerio de Ciencia e Innovación, Gobierno de España.
27. Varios Autores (2018). *Tercer informe bienal de actualización de Chile sobre cambio climático*. Ministerio de Medio Ambiente. Gobierno de Chile.
28. Varios Autores (2012). *Guía de planificación para proyectos de Biogas en Chile*. Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

10. Glosario

CNE: Comisión Nacional de Energía

CORFO: Corporación de Fomento de la Producción

DIA: Declaración de Impacto Ambiental

DS: Decreto Supremo

EIA: Evaluación de Impacto Ambiental

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

FAO: Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura por sus siglas en inglés

FLC: Flujo de caja

GEI: Gases de efecto invernadero

kW: Kilo Watts

MW: Mega Watt

ODEPA: Oficina de Estudio y Políticas Agrarias

PMGD: Pequeños medios de generación distribuida

PIB: Producto interno bruto

Tm: Tonelada.

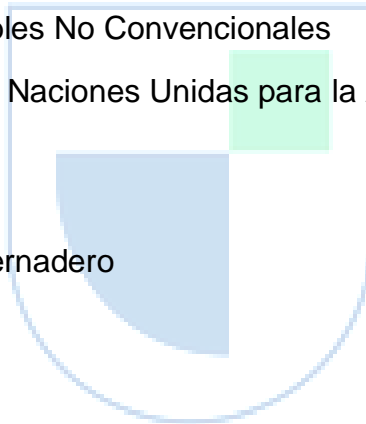
TPM: Terminal Pesquero Metropolitano

TRH: Tiempo de retención hidráulico

SEC: Superintendencia de Electricidad y combustible.

ST: Sólidos totales

SV: Sólidos volátiles



11. Anexos

11.1 Caracterización de residuos de pescado parámetros de sólidos totales y sólidos volátiles

Ilustración 11-1 Caracterización de residuos de pescado

Caracterización de los residuos a co-digerir			
Parámetro	Purín	Pescado	Glicerina
Fracc Líqu (gLiq/kg húmedo)	982,70	631,00	1000
Conductividad fracción soluble (mS/cm)	29,52	140,40	45,52
Densidad (kg húmedo/L)	1,00	1,12	1,01
ST (gST/kg húmedo)	17,25	369,00	0
SV (gSV/kg húmedo)	11,71	270,00	0
DQO (gO ₂ /kg húmedo)	28,90	409,60	1390
NTK (gN/kg húmedo)	3,26	33,58	0,19
NH ₄ (gN/kg húmedo)	3,10	0,65	0,00
Cloruros (g/kg hum)	0,52	34,93	
SO ₄ (gSO ₄ /kg húmedo)	0,04	0,67	
Alcal Total (gCaCO ₃ /L)	7,70	0,25	31,96
Lípidos (gLip/kg húmedo)	1,50	28,00	77,32
Proteínas (gPro/kg húmedo)	1,06	209,90	1,19
CH*** (gCH/kg húmedo)	9,14	32,00	

Fuente: Alvares, 2008, Valorización energética de los residuos y subproductos de la pesca.

UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA
METROPOLITANA

11.2 Cotización grupo electrógeno

Ilustración 11-2 Cotización grupo electrógeno

Código	Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Importe
1		Materiales			
mt35geg010brlb2	Ud	Grupo electrógeno fijo insonorizado sobre bancada de funcionamiento automático, trifásico de 230/400 V de tensión, de 200 kVA de potencia, compuesto por alternador sin escobillas de 50 Hz de frecuencia; motor diesel de 1500 r.p.m. refrigerado por agua, con silenciador y depósito de combustible; cuadro eléctrico de control; cuadro de conmutación con conmutadores de accionamiento motorizado calibrados a 400 A; e interruptor automático magnetotérmico tetrapolar (4P) calibrado a 400 A.	1,000	28.185.418,38	28.185.418,38
Subtotal materiales:					28.185.418,38
2		Mano de obra			
mo003	h	Maestro 1º electricista.	0,647	5.719,97	3.700,82
mo102	h	Ayudante electricista.	0,647	4.140,01	2.678,59
Subtotal mano de obra:					6.379,41
3		Herramientas			
	%	Herramientas	2,000	28.191.797,79	563.835,96
Coste de mantenimiento decenal: \$ 70.451.302,69 en los primeros 10 años.			Costos directos (1+2+3):		28.755.633,75

Fuente: http://www.chile.generadordeprecios.info/obra_nueva/calculaprecio.asp?Valor=1|0_0_0|IER010|ier_010:0_0_0_0_17_1_1_1_0

UTEM
UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA
METROPOLITANA

11.3 Precio nudo actualizado

Valor correspondiente por cada sub estación, en este caso en particular corresponde a nudo “Chena”

Tabla 11-1 Precio Nudo

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIO NUDO ENERGÍA [\$/kWh]	FACTORES DE PENALIZACIÓN POTENCIA	PRECIO NUDO POTENCIA [\$/Kw/mes]
ATACAMA	220	42,513	0,9268	5.576,72
CALAMA	220	39,345	0,8875	5.340,24
CHUQUICAMATA	220	45,936	0,9569	5.757,84
CONDORES	220	43,731	0,9457	5.690,44
CRUCERO	220	42,199	0,9197	5.534,00
EL COBRE	220	43,493	0,9407	5.660,36
EL TESORO	220	43,436	0,9499	5.715,72
ENCUENTRO	220	42,654	0,9306	5.599,58
ESPERANZA SING	220	43,420	0,9502	5.717,52
LABERINTO	220	42,801	0,9361	5.632,68
LAGUNAS	220	41,749	0,9140	5.499,70
NUEVA VICTORIA	220	41,647	0,9123	5.489,47
O'HIGGINS	220	42,355	0,9314	5.604,40
PARINACOTA	220	44,790	0,9594	5.772,88
POZO ALMONTE	220	44,288	0,9345	5.623,05
TARAPACA	220	41,985	0,9191	5.530,39
D. DE ALMAGRO	220	38,647	0,9114	5.484,05
CARRERA PINTO	220	40,640	0,9418	5.666,98
CARDONES	220	41,836	0,9627	5.792,74
MAITENCILLO	220	40,694	0,9516	5.725,94
PUNTA COLORADA	220	40,727	0,9560	5.752,42
PAN DE AZUCAR	220	41,543	0,9803	5.898,64
LOS VILOS	220	42,382	1,0081	6.065,91
NOGALES	220	40,860	1,0000	6.017,18
QUILLOTA	220	42,724	1,0398	6.256,66
POLPAICO	220	42,315	1,0249	6.167,00
LOS MAQUIS	220	42,643	1,0379	6.245,23
EL LLANO	220	43,059	1,0398	6.256,66
LAMPA	220	42,517	1,0325	6.212,73
CERRO NAVIA	220	42,467	1,0367	6.238,01
CHENA	220	42,004	1,0382	6.247,03
MAIPO	220	41,296	1,0285	6.188,67
CANDELARIA	220	41,963	1,0249	6.167,00
COLBUN	220	41,093	1,0045	6.044,25
ALTO JAHUEL	220	41,298	1,0286	6.189,27

Fuente: CNE. Fijación de precios de nudo de corto plazo, enero 2020.

11.4 CAPEX

Tabla 11-2 Detalles de CAPEX

Ítem	Descripción	USD	Porcentaje de inversión
1	Ingeniería	\$83.000	13%
	Ingeniería Básica		
	Ingeniería Detalle		
2	Bombas y equipos	\$48.000	8%
	Obras civiles		
	Bombas		
	Intercambiador de calor		
	Válvula neumática		
	Transmisor de Temperatura/presión		
	Compresor de aire		
Caudalímetros			
3	Pre Mezcla	\$31.000	5%
	Estanque premezcla		
	Agitador		
4	Fermentador de 250 m3	\$85.000	14%
	Digestor		
	Sistema de calefacción		
	Sistema de agitación		
	Gasómetro		
5	Limpieza de Biogás	\$23.000	4%
	Desulfurización biológica de gases		
6	Combustión	\$212.000	34%
	Obras civiles		
	Caldera biogás		
	Antorcha biogás		
	Dos motores de 100kW		
7	Instrumentación y montaje eléctrico	\$40.000	6%
	Servicio de Programación		
	Fabricación de tableros		
	Conexiónado y puesta en marcha		
	Sala de control		
8	Obras anexas	\$49.000	8%
	pipig		
	Montaje Mecánico		
9	Estudio Ambiental - DIA	\$30.000	5%
10	Otros imprevistos	\$15.000	2%
Total		\$616.000	100%

Fuente: Elaboración propia por datos entregados por Genera 3.

11.5 OPEX

Tabla 11-3 Detalle de OPEX

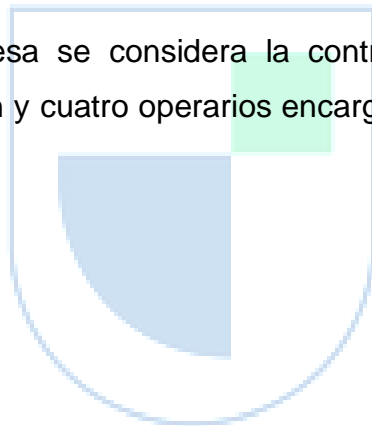
Ítem	Cantidad anual	Unidad	Precio unitario	Costo anual (USD\$/Año)
Materias Prima				
Sustratos generados en el TPM	2.160	Tm/año	-	\$3.000
Residuos restos de comida + aceites	14	Tm/año		\$20.000
Sub Total				\$23.000
Suministros				
Energía Eléctrica (Autoconsumo 10%)	171925	kWh/año	\$0,054	\$9.235
Energía Térmica (Autoconsumo 30%)	294729	kWh/año	\$0,047	\$13.982
Insumos (1% CAPEX)	-	Año	-	\$6.160
Agua	0,3	L/s	\$848	\$254
Sub Total				\$29.631
Costo empresa				
Costo empresa	-	-		\$69.300
Sub Total				\$69.300
Servicios Externalizados				
Seguridad	4			\$24.300
Sub Total				\$24.300
Otros				
Mantenimiento (5% CAPEX)				\$30.800
Seguros (1% CAPEX)				\$6.160
Gastos Generales de la planta (50% Sueldo personal)				\$31.500
Sub Total				\$68.460
OPEX				\$214.691

Referencias de precios desde Ref. [2], Ref. [16], Ref. [28].

Los costos operativos en los ítems de materias primas en el caso de los sustratos generando dentro del TPM, se considera el arriendo anual de una grúa horquilla para traslado diario de bins con los descartes de pescado (5-9 bins al día) además de otras actividades.

Por otro lado, en el caso de residuos de restos de comida y aceites, se considera el costo de arriendo de camión para retiro de residuos (valor de arriendo incluye personal, combustible, etc.).

Respecto a costo empresa se considera la contratación de jefe de planta, encargado de mantención y cuatro operarios encargados del funcionamiento de la planta.



UTEM

UNIVERSIDAD
TECNOLÓGICA
METROPOLITANA

11.6 Cálculos flujos de caja

11.6.1 Ingresos por ventas estimados de planta.

Para el cálculo de ingreso comerciales se considera la energía generada al año, potencia disponible, energía térmica, compost a comercializar, bonos de carbono.

Los resultados anuales se muestran en la siguiente tabla:

En el caso de valor comercial de compost se considera precio dentro del rango bajo, por características del digestato resultante.

Tabla 11-4 *Estimación de Ingresos por ventas*

ITEM	Cantidad	Unidad	Precio USD	Unidad	Total, USD	Ref.
Energía Eléctrica	1.719.253	kWh/año	0,054	\$/kW	\$92.347	9
Potencia Eléctrica	200	kW	95,862	\$/kW/año	\$19.172	9
Energía Térmica	982430	kWh/año	0,047	\$/kW	\$46.607	16
Compost	1.600	Tm	75	\$/Tm	\$120.000	18
Bonos de carbono	538	Tm CO2eq	9,5	\$/Tm	\$5.111	13

11.6.2 Depreciación de bienes

Tabla 11-5 *Depreciación de bienes*

Bienes Físicos	Vida útil	Depreciación acelerada	Costo inicial USD	Depreciación anual USD
Edificación	40	13	\$148.400	\$10.388
Maquinaria	15	5	\$339.600	\$67.920
Total				\$78.308

Depreciación de acuerdo a tabla del SII Ref. [22].

11.6.3 Financiamiento y amortización deuda

Tabla 11-6 *Financiamiento y amortización*

Inversión USD	\$616.000
Financiamiento	80%
Monto a financiar	\$492.800
Años	15
Tasa de Interés	6%

Año	Cuota	Deuda	Interés	Amortización
0		\$492.800		
1	\$50.740	\$471.628	\$29.568	\$21.172
2	\$50.740	\$449.186	\$28.298	\$22.442
3	\$50.740	\$425.397	\$26.951	\$23.789
4	\$50.740	\$400.180	\$25.524	\$25.216
5	\$50.740	\$373.451	\$24.011	\$26.729
6	\$50.740	\$345.118	\$22.407	\$28.333
7	\$50.740	\$315.085	\$20.707	\$30.033
8	\$50.740	\$283.250	\$18.905	\$31.835
9	\$50.740	\$249.505	\$16.995	\$33.745
10	\$50.740	\$213.736	\$14.970	\$35.770
11	\$50.740	\$175.820	\$12.824	\$37.916
12	\$50.740	\$135.629	\$10.549	\$40.191
13	\$50.740	\$93.026	\$8.138	\$42.602
14	\$50.740	\$47.868	\$5.582	\$45.158
15	\$50.740	\$0	\$2.872	\$47.868

Tasa de interés de referencia de acuerdo Ref. [14].

11.6.4 Flujo de caja proyecto sin apalancamiento

Tabla 11-7 Flujo de caja proyecto sin apalancamiento (continúa otra pág.)

Flujo de caja Proyecto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos											
Ingresos Ahorro Energia Electrica		\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347
Ingreso Ahorro Potencia Electrica		\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172
Ingreso Ahorro Energia Termica		\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607
Ingresos por venta de compost		\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000
ingresos por bonos de carbono		\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111
Total Ingresos		\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237
Egresos											
OPEX		-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691
Costos Variables		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciacion de Equipos		-\$78.308	-\$78.308	-\$78.308	-\$78.308	-\$78.308	-\$10.388	-\$10.388	-\$10.388	-\$10.388	-\$10.388
Intereses											
Total Egresos		-\$292.999	-\$292.999	-\$292.999	-\$292.999	-\$292.999	-\$225.079	-\$225.079	-\$225.079	-\$225.079	-\$225.079
Utilidad Bruta		-\$9.762	-\$9.762	-\$9.762	-\$9.762	-\$9.762	\$58.158	\$58.158	\$58.158	\$58.158	\$58.158
Impuestos 27%							\$15.703	\$15.703	\$15.703	\$15.703	\$15.703
Utilidad Neta		-\$9.762	-\$9.762	-\$9.762	-\$9.762	-\$9.762	\$42.456	\$42.456	\$42.456	\$42.456	\$42.456
Depreciacion equipos		\$78.308	\$78.308	\$78.308	\$78.308	\$78.308	\$10.388	\$10.388	\$10.388	\$10.388	\$10.388
Capital de trabajo	-\$12.000										
Terreno											
Equipos de planta	-\$616.000										
Prestamo											
Amortizacion											
Flujo de caja Neto	-\$628.000	\$68.546	\$68.546	\$68.546	\$68.546	\$68.546	\$52.844	\$52.844	\$52.844	\$52.844	\$52.844
Flujo de caja Acumulado	-\$628.000	-\$559.454	-\$490.907	-\$422.361	-\$353.815	-\$285.269	-\$232.425	-\$179.582	-\$126.738	-\$73.895	-\$21.051

Van	\$-51.847
Tir	7%
Payback	10,4

Tabla 11-8 *Continuación flujo de caja proyecto sin apalancamiento*

Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347
\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172
\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607
\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000
\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111
\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237
-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-\$10.388	-\$10.388	-\$10.388	-	-	-	-	-	-	-
-\$225.079	-\$225.079	-\$225.079	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691
\$58.158	\$58.158	\$58.158	\$68.546	\$68.546	\$68.546	\$68.546	\$68.546	\$68.546	\$68.546
\$15.703	\$15.703	\$15.703	\$18.507	\$18.507	\$18.507	\$18.507	\$18.507	\$18.507	\$18.507
\$42.456	\$42.456	\$42.456	\$50.039	\$50.039	\$50.039	\$50.039	\$50.039	\$50.039	\$50.039
\$10.388	\$10.388	\$10.388	-	-	-	-	-	-	-
\$52.844	\$52.844	\$52.844	\$50.039	\$50.039	\$50.039	\$50.039	\$50.039	\$50.039	\$50.039
\$31.792	\$84.636	\$137.479	\$187.518	\$237.557	\$287.596	\$337.635	\$387.673	\$437.712	\$487.751

UNIVERSIDAD METROPOLITANA

11.6.5 Flujo de caja proyecto financiado

Tabla 11-9 Flujo de caja proyecto financiado (continúa otra pág.)

Flujo de caja Proyecto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos											
Ingresos Ahorro Energia Electrica		\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347
Ingreso Ahorro Potencia Electrica		\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172
Ingreso Ahorro Energia Termica		\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607
Ingresos por venta de compost		\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000
ingreos por bonos de carbono		\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111
Total Ingresos		\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237
Egresos											
OPEX		-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691
Costos Variables		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciacion de Equipos		-\$78.308	-\$78.308	-\$78.308	-\$78.308	-\$78.308	-\$10.388	-\$10.388	-\$10.388	-\$10.388	-\$10.388
Intereses		-\$29.568	-\$28.298	-\$26.951	-\$25.524	-\$24.011	-\$22.407	-\$20.707	-\$18.905	-\$16.995	-\$14.970
Total Egresos		-\$322.567	-\$321.297	-\$319.950	-\$318.523	-\$317.010	-\$247.486	-\$245.786	-\$243.984	-\$242.074	-\$240.049
Utilidad Bruta		-\$39.330	-\$38.059	-\$36.713	-\$35.286	-\$33.773	\$35.751	\$37.451	\$39.253	\$41.163	\$43.188
Impuestos 27%							\$9.653	\$10.112	\$10.598	\$11.114	\$11.661
Utilidad Neta		-\$39.330	-\$38.059	-\$36.713	-\$35.286	-\$33.773	\$26.098	\$27.339	\$28.655	\$30.049	\$31.527
Depreciacion equipos		\$78.308	\$78.308	\$78.308	\$78.308	\$78.308	\$10.388	\$10.388	\$10.388	\$10.388	\$10.388
Capital de trabajo	-\$12.000										
Terreno											
Equipos de planta	-\$616.000										
Prestamo	\$492.800										
Amortizacion		-\$21.172	-\$22.442	-\$23.789	-\$25.216	-\$26.729	-\$28.333	-\$30.033	-\$31.835	-\$33.745	-\$35.770
Flujo de caja Neto	-\$135.200	\$17.806	\$17.806	\$17.806	\$17.806	\$17.806	\$8.153	\$7.694	\$7.208	\$6.692	\$6.145
Flujo de caja Acumulado	-\$135.200	-\$117.394	-\$99.588	-\$81.781	-\$63.975	-\$46.169	-\$38.016	-\$30.321	-\$23.113	-\$16.421	-\$10.276

VAN	\$24.826
TIR	10%
Payback	12,8

Tabla 11-10 Continuación flujo de caja proyecto financiado

Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347	\$92.347
\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172	\$19.172
\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607	\$46.607
\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000	\$120.000
\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111	\$5.111
\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237	\$283.237
-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-\$10.388	-\$10.388	-\$10.388	-	-	-	-	-	-	-
-\$12.824	-\$10.549	-\$8.138	-\$5.582	-\$2.872	-	-	-	-	-
-\$237.903	-\$235.628	-\$233.217	-\$220.273	-\$217.563	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691	-\$214.691
\$45.334	\$47.609	\$50.021	\$62.965	\$65.674	\$68.546	\$68.546	\$68.546	\$68.546	\$68.546
\$12.240	\$12.854	\$13.506	\$17.000	\$17.732	\$18.507	\$18.507	\$18.507	\$18.507	\$18.507
\$33.094	\$34.755	\$36.515	\$45.964	\$47.942	\$50.039	\$50.039	\$50.039	\$50.039	\$50.039
\$10.388	\$10.388	\$10.388	-	-	-	-	-	-	-
-\$37.916	-\$40.191	-\$42.602	-\$45.158	-\$47.868	-	-	-	-	-
\$5.566	\$4.952	\$4.301	\$806	\$74	\$50.039	\$50.039	\$50.039	\$50.039	\$50.039
-\$4.710	\$242	\$4.543	\$5.348	\$5.423	\$55.461	\$105.500	\$155.539	\$205.578	\$255.616

METROPOLITANA