

[Escriba aquí]



**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
SEDE CONCEPCIÓN – REY BALDUINO DE BÉLGICA**

**EMISIONES DE CO₂ INDUSTRIAL:
ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN
SISTEMA DE CAPTURA Y UTILIZACIÓN (CCU)**

Trabajo de Titulación para optar al Título de
Ingeniero de Ejecución en Química MENCIÓN
CONTROL

Alumno:
Luis Plutarco Mansilla Soto

Profesor Guía:
Ing. Víctor Hugo Lizama Molina

2024

Dedicatoria:

Gracias le doy a mi Dios, que me fortaleció y dio la sabiduría e inteligencia para estos estudios. A Él sea la Gloria por siempre.

Gracias le doy a mi pastor y hermanos que me apoyaron, alentaron y oraron para que tuviera éxito en este emprendimiento personal.

Gracias le doy a mis padres, que me comprendieron y aceptaron que les dedicase menos tiempo.

Gracias a mis profesores, que con paciencia y vocación atendían mis constantes preguntas y comentarios.

Gracias a mis compañeros de curso, por el apoyo mutuo y la cordialidad.

RESUMEN

Keywords:

*[Cambio Climático] [CO₂] [Dióxido de Carbono] [Captura] [Biomasa]
[Combustibles Sintéticos] [Emisiones Industriales] [Viabilidad]*

La realidad nacional no es alarmante en cuanto a niveles de emisiones industriales de CO₂. Sin embargo, debido a los impactos globales que inevitablemente producen, su vulnerabilidad frente a éstos, y tomando en consideración los acuerdos internacionales firmados por Chile y las leyes promulgadas sobre la materia, es necesario fomentar avances en la implementación de estrategias de control de las emisiones de CO₂. Además, se deben observar las oportunidades generadas por el desarrollo de tecnologías para incorporar el CO₂ capturado en ciertos modelos de economía circular. Dentro estas destacan su uso como refrigerante comercial e industrial (junto a refrigerantes amoniacales), y la producción de insumos químicos básicos y combustibles sintéticos.

En este trabajo se ha concluido que un proyecto de captura de CO₂ Biogénico para la planta "Eléctrica Nueva Energía" sería técnica y económicamente viable, bajo las condiciones tecnológicas y de mercado expuestas. Además, se ha confirmado el límite de viabilidad económica establecido por la Agencia de Energía Internacional (EIA). Sin embargo, aplicando la metodología de este estudio a otras plantas emisoras con menores caudales, incorporando datos más actualizados y conocimientos más avanzados en membranas, sería posible evaluar proyectos de forma crítica y proponer alternativas innovadoras.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN		
<i>Antecedentes</i>	_____	1.
<i>Marco Teórico</i>	_____	2.
<i>Objetivos y Alcance</i>	_____	3.
<i>Carta Gantt</i>	_____	4.
Capítulo 1		
INDUSTRIAS POTENCIALES		
Factores de Análisis	_____	5.
<i>Potencial Técnico</i>	_____	5.
<i>Potencial Económico</i>	_____	7.
<i>Potencial de Impacto Ambiental</i>	_____	12.
Industrias Nacionales Potenciales	_____	15.
<i>Viabilidad Técnica y Económica</i>	_____	15.
<i>Sustentabilidad del CO₂ en la Reg. del Biobío</i>	_____	17.
<i>Selección de Plantas Industriales para Proyecto</i>	_____	24.
<i>Caracterización de Plantas Industriales Sector Coronel</i>	_____	29.
Capítulo 2		
DISEÑO DEL SISTEMA DE CAPTURA		
Lineamientos Estratégicos	_____	32.
Sistema de Captura	_____	33.
<i>Descripción</i>	_____	33.
<i>Tecnología de Captura Seleccionada</i>	_____	34.
Diseño de Planta de Captura	_____	45.
<i>Especificaciones del Flujo de Entrada</i>	_____	45.
<i>Subsistema de Pretratamiento</i>	_____	46.
<i>Subsistema de Separación de CO₂</i>	_____	47.
<i>Ponderación Energética</i>	_____	50.
Capítulo 3		
RENTABILIDAD DEL PROYECTO		
Análisis de Mercado	_____	52.
Modelo de Negocio	_____	53.
Flujo de Caja	_____	55.
CONCLUSIONES	_____	59.
BIBLIOGRAFÍA	_____	61.
ANEXOS	_____	63.

SIGLAS Y SIMBOLOGÍA

A_M:	Área de Membrana
CO₂:	Dióxido de Carbono.
CCFF:	Clientes/Fuentes de CO ₂ Industrial
CCU:	<i>Capture and Use of Carbon Dioxide</i>
CCUS:	<i>Capture, Use and Sequestration of Carbon Dioxide</i>
F_s:	Factor de Separación
GEI:	Gas de Efecto Invernadero
GPU:	Unidad de Permeación de Gas (3,35 x 10 ⁻¹⁰ [Kmol /m ² s KPa])
H₂O:	Agua
IEA:	Agencia de Energía Internacional (<i>International Energy Agency</i>)
J:	Flujo de Permeación
MMP:	Módulo de Membrana de Mezcla Perfecta
MFC:	Módulo de Membrana de Flujo Cruzado
MCF:	Módulo de Membrana de Contra Flujo
ṁ:	Flujo Másico
N₂:	Nitrógeno Molecular
N:	Flujo Molar
O₂:	Oxígeno Molecular
PS:	Prestador de Servicio
p:	Presión
Q:	Caudal Volumétrico
RETC:	Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes
T^o:	Temperatura
X:	Concentración en Porcentaje Molar
Y:	Concentración en Porcentaje de Volumen
α:	Selectividad de Membrana
φ:	Relación de Presiones
ξ:	Permeancia
θ:	Número de Permeación

INTRODUCCIÓN

1. ANTECEDENTES

En el contexto del calentamiento global, desde fines del siglo pasado, organismos internacionales y entidades académicas han planteado la necesidad de reducir o evitar las emisiones de CO₂ Fósil procedentes de procesos industriales. Este gas de efecto invernadero (GEI) tiene la mayor concentración en la atmósfera ^[1], y si bien los avances científicos y tecnológicos han logrado reducir emisiones a nivel de procesos, dado el constante aumento de la actividad industrial, no han logrado reducirlas significativamente a nivel global, y la concentración de CO₂ atmosférico ha seguido aumentando ^[2]. Por este motivo, los estudios y desarrollos tecnológicos a nivel mundial, durante la última década, han tomado como eje ciertas alternativas de manejo de las emisiones industriales de CO₂, las que se conocen en conjunto como Estrategias de "Captura, Utilización y Secuestro de Carbono" (CCUS, por su sigla en inglés: *Carbon Capture, Use and Sequestration*) ^[3].

Estas estrategias se están aplicando, cada vez más, a industrias cuyos procesos generan CO₂ a partir de combustibles fósiles y del uso de biomasa, variando los métodos de manejo desde la "Captura y Secuestro de Carbono" (CCS, *Carbon Capture and Sequestration*) centrada en análisis de costos económicos, hasta la "Captura y Utilización de Carbono" (CCU, *Carbon Capture and Use*), centrada en análisis de ingresos económicos (Fig. 1). En términos generales, consisten en dos fases principales (Fase de Captura y Fase de Utilización/Secuestro), pero la forma de implementarlas puede variar bastante, debido a las diversas alternativas tecnológicas disponibles actualmente. Algunas de ellas han sido aplicadas a gran escala en varios proyectos industriales y cuentan con múltiples estudios de evaluación, y otras en cambio, se encuentran sólo en fase de escalamiento (plantas piloto) o en fase de estudio experimental (laboratorio), lo que implicaría asumir ciertas restricciones y riesgos de inversión en su aplicación industrial.

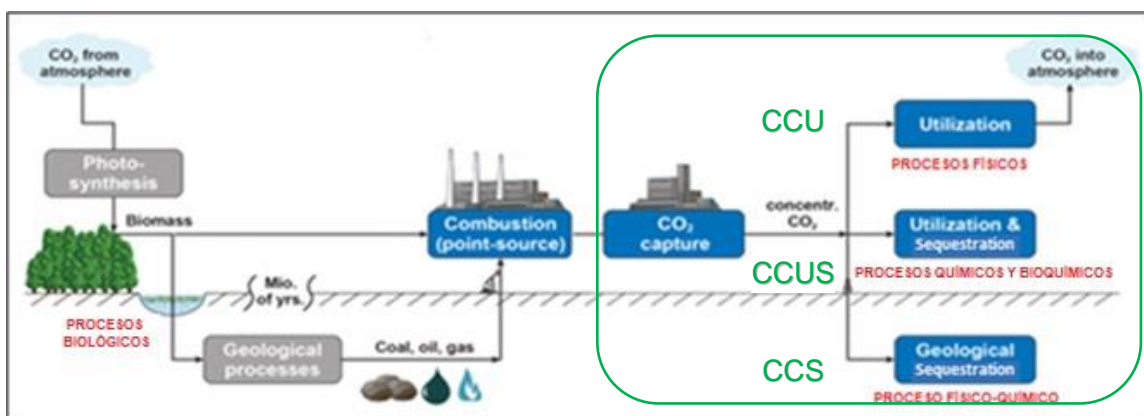


Figura 1. Aplicación industrial de estrategias CCUS y ciclo del CO₂ atmosférico
(Fuente: Elaboración propia a partir de [4], Diap. 28).

Si bien la realidad nacional no es alarmante en cuanto a niveles de emisiones industriales de CO₂, debido a los impactos globales que inevitablemente producen, su vulnerabilidad frente a éstos, y tomando en consideración los acuerdos internacionales firmados por Chile y las leyes promulgadas sobre la materia (Ley Cambio Climático), es necesario fomentar avances en la implementación de estrategias de control de las emisiones de CO₂ [5]. Además, se deben observar las oportunidades generadas por el desarrollo de tecnologías para incorporar el CO₂ capturado en ciertos modelos de economía circular (Fig. 2). Dentro estas destacan su uso como refrigerante comercial e industrial (junto a refrigerantes amoniacales), y la producción de insumos químicos básicos y combustibles sintéticos. Cabe señalar que esta última área ya se está desarrollando en nuestro país [6].

2. MARCO TEÓRICO

El presente estudio, se sustenta en las siguientes referencias teóricas:

- **Impacto Ambiental (GWP):**

- El CO₂ Biogénico es clasificado como una materia prima carbono-neutral, ya que es parte de un proceso biológico cíclico. Este puede ser capturado desde procesos de combustión o degradación de biomasa y también directamente desde el Aire.
- Los actuales Combustibles Sintéticos basados en CO₂ Biogénico e Hidrógeno Verde, bordean la carbono-neutralidad, debido a que sus procesos de fabricación se basan principalmente en energías renovables.

- **Base Tecnológica:**

- Debido a que existen plantas de fabricación de Combustibles Sintéticos con H₂ Verde en fase de producción y comercialización (proyecto HIF Chile, por ejemplo), se asume que sus procesos contarían con tecnologías completamente desarrolladas.
- Algunas legislaciones tributarias europeas, buscan fomentar avances en el uso Tecnología de Refrigerantes naturales (como NH₃ y CO₂), en desmedro de refrigerantes artificiales cuyo GWP es muy superior.
- Avances en el desarrollo de la Tecnología de Membranas para la separación de gases, han permitido lograr procesos con rendimiento competitivo, menor impacto ambiental y mayor versatilidad, incluso en fase comercial (purificación de gas natural).

- **Confiabilidad de la Información:**

- La Agencia de Energía Internacional (EIA), en base a estudios y análisis tecno-económicos de múltiples proyectos a nivel internacional, ha establecido un caudal de emisión puntual de CO₂ (chimenea industrial) de 0,1 Mton/año, como límite de viabilidad económica para sistemas de captura.
- Durante un estudio respecto a fuentes industriales de CO₂ Biogénico, encargado por la Alianza Energética Chile-Alemania [7], se observaron fallas

metodológicas y deficiencias en la información de emisiones contenida en el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC). A la fecha del presente Trabajo de Título, este autor constató un mayor detalle en la información contenida desde el año 2019.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo General:

Determinar la viabilidad tecno-económica de implementar un sistema para capturar CO₂ Biogénico desde emisiones industriales, y proyectar su reutilización en la industria química.

3.2. Objetivos Específicos:

- 3.2.1.** Caracterizar una planta industrial de la región del Biobío con el potencial de incorporar un sistema de captura de CO₂.
- 3.2.2.** Diseñar una planta de captura de CO₂ para el tratamiento de las emisiones gaseosas de la planta industrial.
- 3.2.3.** Evaluar la rentabilidad del proyecto de captura y utilización de CO₂ mediante un Flujo de Caja.

4. ALCANCE

El presente Trabajo de Título, pretende impactar en las siguientes áreas de desarrollo:

- 4.1. Área Tecnológica:** Generación de un proyecto de captura y almacenamiento de CO₂ Biogénico, para suministro industrial, utilizando tecnologías amigables con el medio ambiente y adaptables al contexto industrial regional.

Resultados Esperado: Producción de CO₂ sustentable y técnicamente acondicionado para su utilización en la industria química.

- 4.2. Área Económica:** Postulación del proyecto a fondos públicos o privados, basándose en sus beneficios ambientales y económicos, dada la versatilidad en las aplicaciones del CO₂.

Resultados Esperado: Concretar un avance efectivo en el desarrollo de economías carbono-neutrales y abrir la industria regional hacia nuevas áreas de negocios.

CAPÍTULO 1
INDUSTRIAS POTENCIALES

1. FACTORES DE ANÁLISIS

Para seleccionar y caracterizar industrias con potencial para incorporar en ellas una estrategia CCU eficaz, es necesario describir aquellos factores que indicarían al Prestador del Servicio (PS) que es técnica y económicamente factible considerarlas como una opción de proyecto, es decir, potenciales Clientes Fuentes (CCFF).

1.1. POTENCIAL TÉCNICO

1.1.1. Fuentes Puntuales y Estacionarias.

Dentro de las plantas y establecimientos industriales, debe existir una o más fuentes de emisión de CO₂ de carácter puntual y estacionario (procesos con equipos emisores específicos), ya que son las que permitirán realizar una conducción controlada y constante de sus flujos de emisiones gaseosas hacia la fase de captura inicial, a diferencia de las fuentes móviles y/o difusas, o incluso el Aire con contenido de CO₂, que implican una mayor complejidad en ese sentido ^[1].

También es necesario observar la compatibilidad de las chimeneas industriales, pues deberán cumplir con los siguientes requerimientos técnicos para poder realizar una conexión segura del ducto de succión, y controlar en forma adecuada el flujo de emisiones (Fig. 1-1):

- Estabilidad estructural y mantenimiento programado del sistema de anclaje/sujeción.
- Escalera de acceso y plataforma de trabajos.
- Ducto lateral de conexión exclusivo para el sistema de captura.
- Sistema de obturación/derivación de emisiones para labores de mantenimiento.
- Sistemas de acondicionamiento y medición de emisiones gases.
- Ventanilla de inspección y limpieza.

Estos requerimientos técnicos deberán ser verificados por el PS mediante una inspección técnica preliminar, y en aquellos casos en que no se cumplan satisfactoriamente, deben ser estudiados y solucionados entre el PS y los CCFF. Cabe señalar que la altura de conexión en la chimenea define la presión y temperatura de los gases que entran a la fase de captura, influyendo en los requerimientos de potencia de succión, refrigeración, filtración y/o condensación. Por lo tanto, al diseñar un S/CCU-c se deberá fijar un rango de altura de conexión en el que el sistema podría operar.

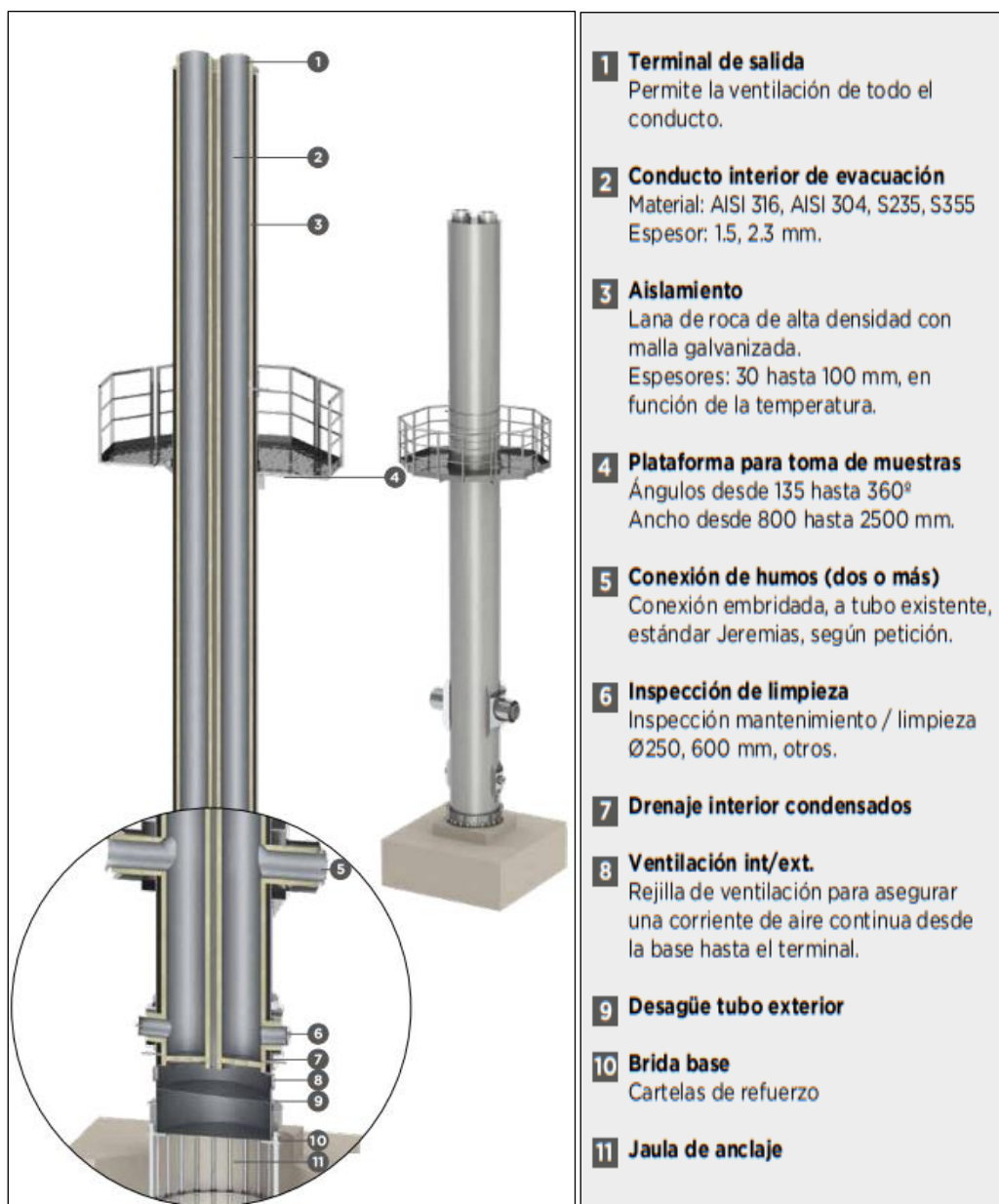


Figura 1-1. Chimenea autoportante compatible con un sistema de captura de CO₂ industrial (Fuente: [2])

1.1.2. Situación Geográfica y Conectividad

La situación geográfica y condiciones climáticas a las que está expuesta la planta emisora, incidirá en el consumo energético para la operación del proyecto de captura. Factores como la temperatura, humedad y presión atmosférica, inciden en los requerimientos energéticos para aislamiento y conducción térmica, o el acondicionamiento de flujos gaseosos y sustancias químicas.

La conectividad dada por la accesibilidad a vías de transporte (terrestres o marítimas) es crucial para asegurar el éxito de cada fase del proyecto (instalación, operación y cierre), como también para mantener una relación comercial estable con los CCFF y con los clientes compradores de CO₂.

1.1.3. Espacios para instalación, operación y mantenimiento de equipos, tanques y piping.

Se debe evaluar el emplazamiento de los equipos básicos para el sistema de captura y almacenamiento. Las distancias no deben ser excesivas al punto que eleven demasiado las pérdidas de carga en las tuberías de succión o compresión, ya que eso afectará el consumo energético de los ventiladores y compresores respectivamente.

También debe evaluarse la accesibilidad a servicios básicos y redes de energía pública, y considerarse espacios adicionales y vías de tránsito para maquinaria pesada, que faciliten los trabajos de instalación, operación y cierre del proyecto. Se deberá priorizar la utilización de infraestructura exterior de soporte para Piping (tuberías) existente en las plantas y terrenos industriales, que cuenten con elementos de seguridad, planes de inspección y mantenimiento. Si éstas no cuentan con suficiente espacio para tuberías adicionales, o existe cierta incompatibilidad con fugas de CO₂, se deberá construir infraestructura nueva (exterior y no soterrada).

1.1.4. Tipo de tecnología de captura aplicable.

Si bien existe una amplia gama de opciones tecnológicas para la separación de CO₂ desde corrientes gaseosas de combustión, en el contexto de proyectos anexos (tercerizados) no todas ofrecen el mismo nivel de versatilidad, independencia y continuidad operativa al sistema de captura. Algunas requieren paradas de planta complejas y manejo de sustancias muy contaminantes (Absorción y Adsorción). Otras, en cambio, son más simples de mantener y amigables con el medioambiente, pero sus costos son mayores y las paradas de planta pueden ser más frecuentes (Membranas). Por otro lado, hay tecnologías que requieren un consumo energético elevado, y son más viables para corrientes gaseosas mucho más concentradas (Separación Criogénica).

1.2. POTENCIAL ECONÓMICO

1.2.1. Caudal del CO₂ de Entrada desde la Fuente de Emisión.

Estudios de la Agencia de Energía Internacional (IEA), indican que, en el actual contexto tecnológico y económico, y con la inherente ventaja del escalamiento productivo, cuando los flujos de CO₂ contenidos en corrientes de gases que entran a un sistema de captura superan las 0,1 Mton/año, el respectivo proyecto se tornaría rentable ^[3] (desde una o varias fuentes, variables o constantes durante el año).

1.2.2. Rendimiento y Vida Útil de la tecnología de captura empleada.

Las alternativas más desarrolladas operan eficazmente entre un rango de 0 - 100% de concentración de CO₂ en la corriente de emisiones, y tienen un rango de captura que va desde el 70 - 99% (>90%: captura total; <90% captura parcial). En caso de concebir un sistema "modular" de CCU-c, en la práctica podría requerirse la instalación de dos o más módulos para recibir flujos relativamente grandes de emisiones industriales.

1.2.3. Costo de adquisición, instalación, operación y mantenimiento del sistema de captura.

Deben estimarse los costos de implementación, operación y mantenimiento de la tecnología de captura, en los que deben considerarse también las redes de energía, cañerías (piping), ventiladores, compresores, tanques de almacenamiento secundario, medios de transporte, etc.

1.2.4. Fomento Estatal

En este factor se incluyen todas aquellas leyes, decretos y política públicas que generan incentivos y apoyos económicos, tanto para el control de emisiones de CO₂, como para la generación y promoción de proyectos de captura. Al respecto, hay tres elementos importantes para la industria nacional que por ahora se pueden mencionar:

- Impuesto Verde (Ley N° 20.780): En el año 2014 se publicó la Ley N°20.780 que introduce la Reforma Tributaria. Dicha ley incorpora en su artículo 8° un instrumento de gestión ambiental y de gestión de cambio climático (ver Anexo N°1). Para efectos de su aplicación señala el artículo decimocuarto transitorio de la Ley en comento, que el referido impuesto “se aplicará a contar del año 2017, considerando las emisiones generadas durante dicho año y deberá ser pagado por primera vez el año 2018” (dicha ley fue complementada por la Ley N°20.899 publicada en el año 2016, la que simplifica el Sistema de Tributación a la Renta).

El impuesto al CO₂ puede ser caracterizado de la siguiente manera ^[3]:

- Tiene como fundamento en el principio contaminador pagador.
- Es un impuesto regulador: El Ministerio de Medioambiente señala que en el caso de impuesto a las emisiones fijas “se busca establecer un mecanismo de compensación del daño que permita disminuir el costo marginal de reducción y, al mismo tiempo, incentivar la eficiencia energética y la transición hacia tecnologías más limpias que logren la reducción de emisiones”. La autoridad tributaria manifiesta que ese impuesto “es de carácter regulatorio, siendo su objetivo, el de asignar económicamente al causante de una contaminación, el costo social que ésta genere”.
- Es un impuesto aguas abajo: Es decir, se grava la emisión de CO₂ generados por los combustibles fósiles en el proceso productivo en particular. Chile adoptó este último método ya que, dada la condición dual del tributo, que aborda tanto las externalidades negativas globales como locales, se requiere gravar la emisión.
- Impuesto a un mal: en este sentido, el impuesto se fija sobre la base del valor económico del daño ambiente de una actividad económica que genera emisiones de CO₂ a partir de fuentes fijas. De esta forma, “permite establecer una plataforma de instrumentos costo/efectivos de tributación que reducen las ineficiencias del sistema al internalizar los impactos ambientales dentro de los costos de producción o de consumo”.

- Es un impuesto fiscal, ya que el beneficiario directo del impuesto será el Fisco, teniendo en consideración que el sujeto contribuyente del impuesto deberá enterar el pago en Tesorería General de la República (“TGR”).
 - Es un impuesto directo: el emisor de CO₂ mediante fuentes fijas no puede trasladar legalmente a otro contribuyente su obligación tributaria. Además, puede entenderse como directo ya que se recaudan periódicamente de contribuyentes registrados como tales para el pago del presente impuesto, a partir de los listados elaborados por las autoridades medioambientales y tributarias.
 - Es un impuesto no sujeto a la obligación de declaración: lo cual tiene importancia para lo previsto en la ampliación del plazo de prescripción de 3 a 6 años establecido en el artículo 200 de CT.
 - Es un impuesto unitario o específico especial: en este sentido, sería una variante de ese tipo impuestos, ya que recaería en los emisores de CO₂, gravándolos con una cantidad fija de USD 5 por cada tonelada de CO₂ emitida. Sin perjuicio de lo anterior, este impuesto se entendería perfectamente como unitario en la medida que exista un mercado de carbono. Considerando los principios anteriormente descritos, analizaremos cada uno de los elementos de este impuesto
- Mercados de Carbono: Como resultado de la aplicación de la ley 20.780, han comenzado a desarrollarse en Chile un Mercado de Impuestos de Carbono (ETS, por sus siglas en inglés: *Emissions Trading System*), con ciertos esfuerzos regulatorios a nivel de política pública ^[4], ya que son una medida probada en países desarrollados, que ha permitido limitar y controlar la cantidad de CO₂ y otros gases de efecto invernadero que se emiten por la industria. Consisten en sistemas de compra y venta de créditos, a través de los cuales gobiernos, empresas o individuos pueden vender o adquirir derechos de emisiones (reducciones) de gases de efecto invernadero, que se relacionan con los impuestos estatales respectivos (Tabla 4). Este comercio se basa en dos puntos principales ^[8]:
 - Impacto Global: No importa cuán distante sean los países en la transacción, el efecto de reducción de CO₂ tiene un efecto global. Por lo tanto, se permiten transacciones entre países muy distantes geográficamente.
 - Efecto Retroactivo: En términos ambientales, no es tan importante si se reducen las emisiones hoy o en unos años. Dado el tiempo de permanencia de los GEI en la atmósfera, el efecto ambiental de evitar las emisiones el día de hoy o en unos años es el mismo, siempre y cuando realmente se evite la emisión.

- Ley Marco de Cambio Climático: En línea con los tratados internacionales firmados por Chile para la disminución y control de los GEI (Protocolo de Kioto y Acuerdo de París), se promulgó en el año 2022 la Ley Marco de Cambio Climático (N° 21.455), que es el instrumento nacional de las políticas de organismos mundiales contra el calentamiento global y cambio climático, y a través del cual se efectúa la coordinación con otras leyes e instrumentos de gestión ambiental de GEI anteriormente promulgados. A continuación, se presentan los artículos más importantes sobre la promoción de proyectos de CCUS ^[5]:
 - Artículo 5°: *La Estrategia Climática de Largo Plazo contendrá... los siguientes aspectos fundamentales:*
 - c) *Niveles de absorción y almacenamiento de gases de efecto invernadero...estableciendo lineamientos relativos a ... tecnologías y prácticas para la captura y almacenamiento de carbono.*
 - Artículo 6°: *Medios de implementación de la Estrategia Climática de Largo Plazo.*
 - 1) *Desarrollo y Transferencia de Tecnología.*
 - e) *Mecanismos de promoción para la instalación y fortalecimiento de centros de investigación, desarrollo e innovación, que acompañen el proceso de transferencia tecnológica, así como para la asociación del sector privado y el sector público dirigida a su desarrollo.*
 - Artículo 14: *Normas de emisión.*
 - b) *El estándar de emisiones de referencia por tecnología, sector y/o actividad, que se definirá considerando las mejores técnicas disponibles y aplicando criterios de costo-efectividad, equidad, responsabilidad e impactos económicos, sociales y ambientales.*
 - Artículo 35: *Estrategia Financiera de Cambio Climático.*
 - c) *Mecanismos para promover inversiones que tengan por fin el desarrollo neutro en emisiones de gases de efecto invernadero y resiliente al clima.*
 - d) *Acciones de fomento y desarrollo de capacidades en materia de financiamiento climático en los sectores público y privado para la consolidación de un desarrollo neutro en emisiones de gases de efecto invernadero y resiliente al clima.*

1.2.5. Comercialización y rentabilidad del CO₂ recuperado.

Una relación positiva de Costo/Beneficio en torno a la producción de CO₂ se relaciona con sus aplicaciones, la demanda y precio de mercado (Fig. 1-2 y Tabla 1-1) superior al costo de recuperación, concentración y acondicionamiento del CO₂, son condiciones que favorecen la rentabilidad. Respecto a la comercialización, ésta podría concretarse en 2 formatos:

- Venta directa a las plantas del parque industrial del proyecto: Los CCFF pueden concebir su propia estrategia de utilización, tanto dentro de sus plantas como fuera de ella. Para este formato, deberán contar con sistemas de almacenaje certificados.
- Venta a terceros: En este formato, es el PS quien debe asumir costos de un Sistema de Almacenaje, proporcional a su producción y a la demanda de CO₂ recuperado de parte de plantas externas.

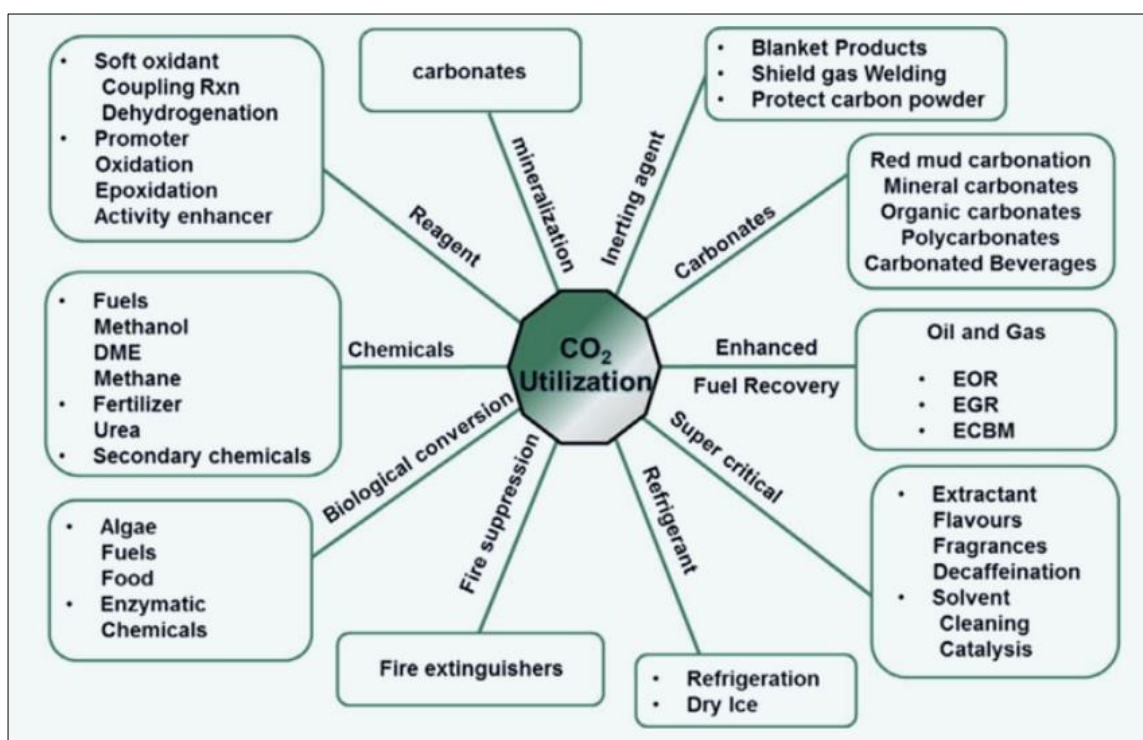


Figura 1-2. Gama de aplicaciones para la utilización del CO₂ (Fuente: [6], pág. 113)

Tabla 1-1. Especificaciones y Precio Mercado del CO₂ (Fuente: [7])

TIPO CO ₂	PUREZA	H ₂ O	O ₂	N ₂	CO	THC	Aplicación	VALOR / kg
CO ₂ COM	>99,8 %	<50 ppm	<60 ppm	<250 ppm	<10 ppm	<100 ppm	Industrial	\$ 3.500
CO ₂ FOOD	>99,9 %	<20 ppm	<30 ppm	<120 ppm	<10 ppm	<50 ppm	Alimentaria	\$ 5.000
CO ₂ UP (ultrapuro)	>99,9995 %	<2 ppm	<0,5 ppm	<2 ppm	<0,5 ppm	<0,1 ppm	Laboratorio	\$ 30.000

1.3. POTENCIAL DE IMPACTO AMBIENTAL

1.3.1. Carbono-Neutralidad.

La retroalimentación parcial o total del CO₂ recuperado, en procesos productivos NEUTROS en emisiones de CO₂ de cualquier planta industrial, significaría una disminución o neutralización neta de aquellas emisiones de CO₂ generadas por otros procesos. Cabe señalar que sólo algunas estrategias CCU basadas en Economía Circular (*O-economy*) se consideran "carbono-neutrales" (*net-zero carbon emissions*), ya que prácticamente todo el CO₂ recuperado desde las fuentes generadoras es devuelto a éstas en forma de materia prima o insumo. Por otro lado, aquellas estrategias que se consideran "carbono-negativas" (*negative carbon emissions*), son de tipo CCS y se basan en Economía con Tecnologías para Emisiones Negativas (*NET-economy*), considerando el "secuestro" del CO₂ capturado desde las fuentes generadoras (Fig. 1-3).

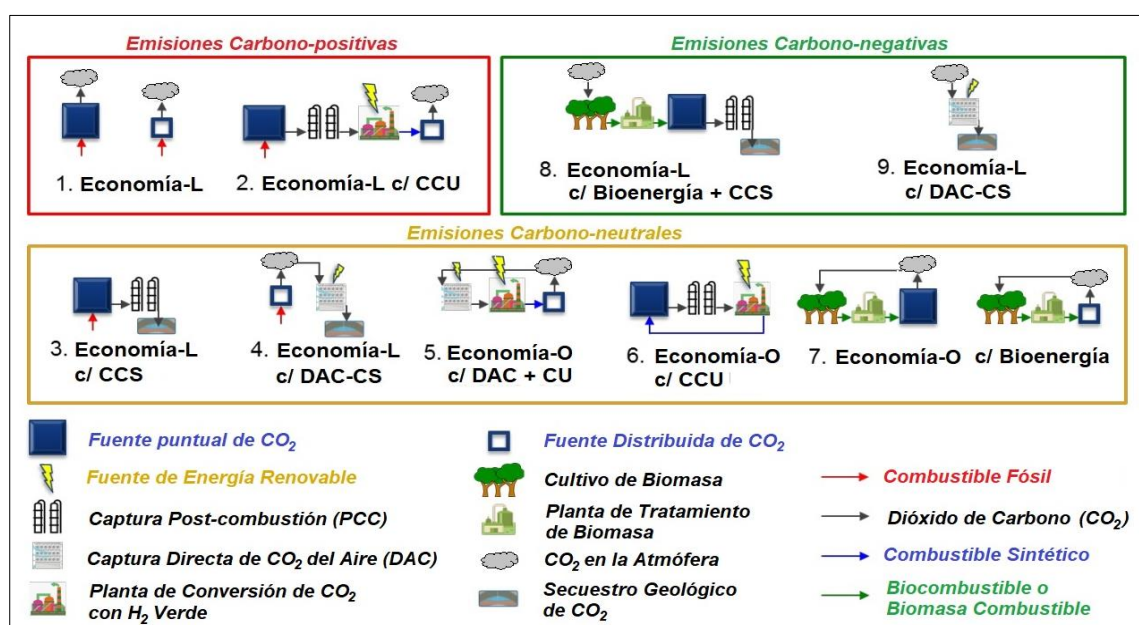


Figura 1-3. Procesos de CCU y CCUS incorporados en diversos modelos económicos y energéticos (Fuente: Elaboración propia a partir de [8], diap. 31).

1.3.2. Eficiencia Energética.

Minimizar el consumo energético de un sistema de captura significará un menor impacto ecológico, debido a una reducción en la movilización y transformación de recursos y materias primas. Como se mencionó anteriormente, la situación geográfica y climática de la planta, así como también su conectividad logística, incidirá en su eficiencia en términos de transferencias de materia y energía. Por esto, es necesario tener en cuenta las características climáticas particulares del lugar donde se localiza el parque industrial y se desarrollará el proyecto (ver Anexo N°3), ya que factores como la temperatura, humedad y presión atmosférica, inciden en los requerimientos energéticos para aislamiento y conducción térmica, o el acondicionamiento de flujos gaseosos y sustancias químicas. Se debe estudiar la factibilidad de aprovechar energías renovables disponibles en lugar (vientos,

irradiación solar, mareomotriz, potencial gravitatoria, etc.), sin aumentar otros índices de impacto ambiental.

1.3.3. Sustentabilidad.

Es una característica relacionada con el CO₂ emitido por las fuentes industriales, y que se pretende capturar. Al respecto, existen dos criterios de evaluación ^[1]:

- Intensidad de las emisiones de CO₂: La intensidad de las emisiones de CO₂ desde la fuente industrial, debe superar la intensidad de emisiones de CO₂ del sistema CCU, de tal forma de crear una Huella de Carbono significativamente negativa en el CO₂ recuperado (HC«cero»). Con ello se puede generar un balance ambiental positivo, ya que el CO₂ será utilizado en otros procesos industriales. Por esto se prefiere la energía eléctrica renovable para la operación de los sistemas de captura y/o utilización (ver Anexo N°2).
- Inevitabilidad de las emisiones de CO₂: Se refiere a que es imposible evitar la emisión del CO₂ que se captura desde la fuente industrial. En este sentido, se deben considerar dos tipos de procesos que pueden generar emisiones de CO₂ desde fuentes puntuales estacionarias:
 - Combustión Biogénica: Procesos industriales que generan calor utilizando combustibles biogénicos (aserrín, viruta/despuntes, biomasa combustible, carbón de leña, biogás, leña y licor negro).
 - Transformación de materias primas (excepto combustión): Procesamiento (físico o químico) de materias primas, con o sin generación de calor, y para el que no existen alternativas que eviten generar CO₂.

La *combustión biogénica* se considera siempre inevitable, ya que implican procesos neutros en emisiones (HC = 0). La *transformación de materia prima* se considera inevitable sólo si no existen opciones tecnológicas ni productivas que permitan evitar emisión de CO₂.

La inevitabilidad también influye en la viabilidad económica, pues con ella se garantiza que un flujo de emisiones de CO₂ se mantenga en el tiempo. Cabe señalar que, si bien las fuentes mencionadas, eventualmente podrían alcanzar el umbral rentable de caudal de CO₂ en las emisiones que entran a la Fase de Captura, según algunos estudios ^[3], esta condición podría ir a la baja en el tiempo, debido a la tendencia del sector industrial a reducir sus emisiones contaminantes mediante otros avances tecnológicos. En ese contexto, se presenta el Aire como opción de fuente inevitable de CO₂, proyectándose que, por ejemplo, para la producción de combustibles sintéticos basados en CO₂ recuperado, la participación de la captura desde Fuentes Puntuales (PS: *Point Sources*) en el mercado se debería ir reduciendo, mientras la participación de la Captura Directa de Aire (DAC: *Direct Air Capture*) iría aumentando (Fig. 1-4).

Considerando que las tecnologías de DAC funcionan de forma similar a las tecnologías de captura de fuentes puntuales, y que las diferencias fundamentales están relacionadas con eficiencia energética (mucho menor en DAC), concentraciones de CO₂ en el flujo de entrada (Aire: \approx 0,04%; fuentes puntuales: >3%), presión de suministro (DAC: presión atmosférica), temperatura, humedad y presencia de contaminantes (condiciones más variables en el Aire), se pueden estudiar, en la etapa de diseño, la factibilidad de acondicionar y sumar flujos de entrada de Aire al sistema de captura, o desarrollar sistemas duales que permitan trabajar en ambos regímenes de entrada (fuente puntual y Aire), de forma alterna o simultánea.

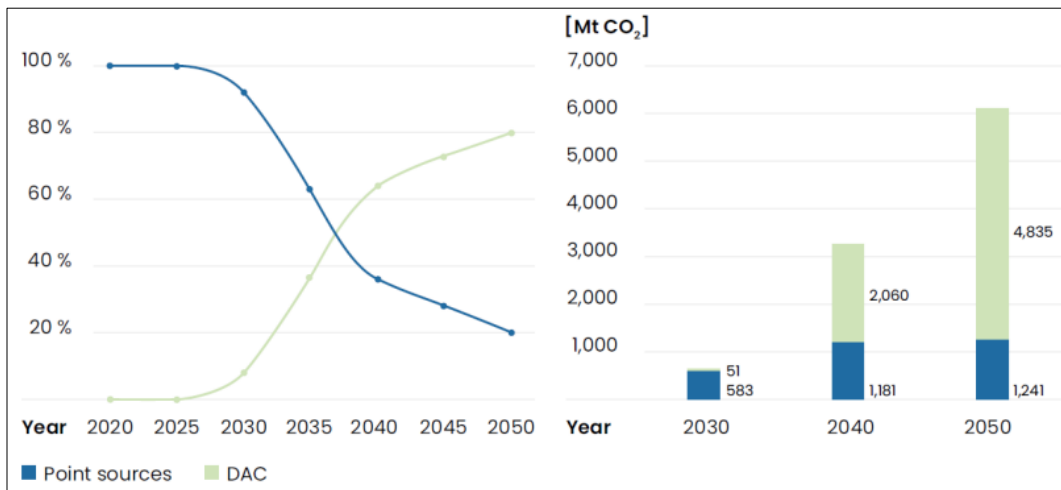


Figura 1-4. Evolución proyectada de captura de CO₂ desde fuentes puntuales (curva azul) v/s DAC (curva verde) para producción de combustibles sintéticos.

(Fuente: [1], pág. 21)

2. **INDUSTRIAS NACIONALES POTENCIALES**

Basados en los factores descritos previamente, y con la información técnica, económica y ambiental disponible sobre la industria nacional, podemos hacer un análisis preliminar e identificar aquellas industrias con potencial para integrar una estrategia CCU.

2.1. **VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA**

2.1.1. **Fuentes Puntuales y Estacionarias.**

Según lo informado en el *Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero* (INGEI) del año 2016, sólo un 27,1% de las emisiones totales de CO₂ del país estarían vinculadas a fuentes de carácter puntual y estacionario, aunque en la información que éstas entregan también incluyen ciertas emisiones no capturables ^[1] (p. ej., maquinaria móvil). Dichas fuentes pertenecen principalmente a tres sectores: Energía, Procesos industriales o Uso de Productos, y Residuos (Fig. 1-7).



Figura 1-7. Porcentaje de fuentes potencialmente estacionarias y puntuales por sector (Fuente: [1], pág. 39)

En el sector de Residuos, el 100% de las fuentes serían puntuales y estacionarias. Luego le siguen el sector de Procesos Industriales y Uso de Productos con un 96.1%, finalmente el sector Energía con un 55,3%. No obstante, en relación a la cantidad de emisiones de dicho tipo de fuentes, el sector Energía concentra el 94.09% de CO₂ emitido, Procesos Industriales y Uso de Productos el 5.56% y Residuos menos del 0.01%.

2.1.2. **Caudales Regionales Significativos.**

A partir del desglose sectorial del INGEI (Tabla 1-4), se descartan directamente aquellas categorías cuyo flujo de emisión de CO₂ está muy por debajo del límite de viabilidad económica de 0,1 Mton/año (producción de etileno, e incineración de residuos). Las demás categorías, aunque superan por mucho ese valor (excepto la producción de vidrio), están compuestas por varios establecimientos con una o más fuentes puntuales y estacionarias, y están distribuidos en varias regiones (por motivos productivos y comerciales). Según informe del *Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes* (RETC) del año 2018, solo 41 de 7.381 establecimientos, ubicados entre las regiones de Antofagasta y Los Ríos, registraron emisiones iguales o superiores a 0,1 Mton/año.

Tabla 1-4. Desglose de emisiones de CO₂ desde fuentes estacionarias y puntuales. (Fuente: [1], pág. 40)

Sector			Categorías INGEI	Emisiones CO ₂ (Mton/Año)
ENERGÍA		Industrias de la Energía	Generación de Electricidad	34,354
			Manufactura de Combustibles Sólidos	0,764
			Refinación de Petróleo	0,366
	Actividades de quema de combustible	Industrias Manufactureras y de la Construcción	Minería (con excepción de combustibles) y Cantería	7,94
			Industria no especificada	4,647
			Pulpa y Papel	1,184
			Minerales No Metálicos	0,979
			Sustancias Químicas	0,337
			Procesamiento de Alimentos, Bebidas y Tabaco	0,326
			Hierro y Acero	0,272
PROCESOS INDUSTRIALES Y USO DE PRODUCTOS	Industria de los Metales	Producción de Hierro y Acero	Producción de Hierro y Acero	1,328
	Industria de los Minerales	Producción de Cal	Producción de Cal	0,617
		Producción de Cemento	Producción de Cemento	0,882
		Producción de Vidrio	Producción de Vidrio *	0,103
	Industria Química	Producción Petroquímica y de Negro de Humo	Metanol	0,259
Etileno			0,004	
RESIDUOS	Incineración y Quema Abierta de Residuos	Incineración de Residuos	Incineración de Residuos	0,001
TOTAL				54,383

Bajo esta dinámica territorial de la industria nacional, se vislumbra la necesidad de evaluar la factibilidad de aplicar estrategias grupales basadas en cooperación interindustrial (cluster), entre establecimientos de diferentes rubros, emplazados actualmente en un mismo parque o sector industrial. La ventaja operativa y productiva que un sistema grupal podría tener, al sustentarse de varios flujos de emisiones con regímenes administrativos independientes, es que permite reducir riesgos de quiebre del proyecto debido a la paralización de plantas o rebaja significativa en sus caudales de emisiones, ya sea por motivos económicos u operativos propios del rubro o empresa a la cual pertenecen las plantas industriales. Asumiendo la existencia de al menos un parque industrial por comuna y 20 comunas en promedio por región, tendríamos un valor de referencia de viabilidad económica regional en torno a las 2 Mton/año de CO₂ (0,1 x 20). Al observar la distribución territorial de emisiones nacionales de CO₂ que entrega el informe del RETC del año 2020 ^[9], y considerando el constante crecimiento de emisiones de CO₂ desde fuentes puntuales, se concluye que existen siete regiones con niveles de emisiones que sugieren la existencia de parques industriales económicamente viables para proyectos grupales (Tabla 1-5).

Tabla 1-5. Regiones con Potencial Estratégico para proyectos CCUS (Fuente [9]).

Región	Emisiones de CO ₂ (Mton/Año)	% x Rubros RETC *												
		OIM	TE	IPC	IMS	PCC	OA	RP	M	PAC	PAG	IQPC	CMA CMI	CTDA PTAS
Región del Biobío	18,308	48	24	15	5,5	3	3	1,5	0	0	0	0	0	0
Región de Antofagasta	16,586	3	77,5	0	0	14	0,2	0	5,3	0	0	0	0	0
Región de Valparaíso	8,222	6	78,5	0	0	6	1	5	2,5	0	1	0	0	0
Región de Atacama	5,214	0	92	0	0	2	0	0	6	0	0	0	0	0
Región Metropolitana	4,939	55	3	1	0	10	18	0	0	0	0	6	5	2
Región de los Lagos	1,736	78	2	0	0,5	0	4	0	0	14	0,2	1	0,3	0
Región del L. G. B. O'Higgins	1,487	37	7	1	0,2	0	1,6	0	49	0	2,4	0	1,3	0

Nota: (*) **Nomenclatura RETC:** **OIM:** Otras industrias manufactureras; **TE:** Termoeléctricas; **IPC:** Industria del papel y celulosa; **IMS:** Industria de madera y silvicultura; **PCC:** Producción de Cemento y Cal; **OA:** Otras Actividades; **RP:** Refinería de Petróleo; **M:** Minería; **PAC:** Pesca y acuicultura; **PAG:** Producción Agropecuaria; **IQPC:** Industria Química, Plástico y Caucho; **CMA/CMI:** Comercio Mayorista / Minorista; **CTDA/PTAS:** Captación, Tratamiento y Distribución de Agua / Plantas de Tratamiento de Aguas Servidas.

Bajo las suposiciones planteadas, es lógico esperar que existan situaciones excepcionales en otras regiones, pero el análisis precedente permite focalizar el trabajo de selección y/o modelación de un parque industrial representativo en cada una de estas regiones. Es relevante la situación de la región del Biobío, ya que constituye la zona del país con los mayores niveles de emisiones industriales de CO₂. En ella se destacan, en orden decreciente, los rubros de "Otras industrias manufactureras" (OIM), "Termoeléctricas" (TE), "Industria del papel y celulosa" (IPC), "Industria de madera y silvicultura" (IMS), "Producción de Cemento y Cal" (PCC), "Otras Actividades" (OA) y "Refinería de Petróleo" (RP).

2.2. SUSTENTABILIDAD DEL CO₂ EN LA REGIÓN DEL BIOBIO

2.2.1. Fuentes Inevitables por Comuna.

Mediante un análisis detallado del informe de RETC para el año 2020 ^[9], y en vistas a diseñar sistemas CCU puntuales o grupales en la región del Biobío, se hizo una selección de plantas con procesos emisores inevitables (*combustión biogénica* y *transformación de materia prima*) en un rango > 0,01 Mton/año de CO₂, cuyos flujos se podrían complementar (Tablas 1-6 a 1-13).

Como resultado, quedó fuera la selección el rubro OA (todas las plantas bajo el rango) y el rubro RP (todo el CO₂ emitido proviene de combustibles fósiles). También se descarta el rubro PCC, ya que su elevado nivel de emisiones se concentra en una misma planta industrial (Cementos CBB, Talcahuano), y amerita el desarrollo de un proyecto CCUS independiente. La Compañía Siderúrgica Huachipato, dentro del rubro OIM, también se descartó como fuente inevitable, ya que está en un proceso de evaluación de opciones más sostenibles de producción.

Tabla 1-6. Plantas Emisoras en la Comuna de ARAUCO:

razon_social	nombre_establecimiento	id_vu	rubro_vu	tipo_fuente	combustible_primario	emisor	combustible_secundari	emisor	emision_materia_prima
CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S A	PLANTA ARAUCO	2397	Industria del papel y celulosa	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	135272,4	Petróleo N 6	1584,528	-
				Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	549680	Petróleo N 6	3822,217	-
				Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	302717,1	Petróleo N 6	18359,41	-
TOTAL						987.670	TOTAL	23.766	

Tabla 1-7. Plantas Emisoras en la Comuna de CABRERO:

razon_social	nombre_establecimiento	id_vu	rubro_vu	tipo_fuente	combustible_primario	emisor	combustible_secundari	emisor	emision_materia_prima
MASISA S.A.	PLANTA CABRERO DIVISION MADERAS	96760	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	2165,952	null	0	-
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	2869,887	null	0	-
				Caldera de Fluido Térmico	Biomasa Combustible	2583,456	null	0	-
				Caldera de Fluido Térmico	Biomasa Combustible	2529,898	null	0	-
	PLANTA CABRERO DIVISION TABLEROS	3488	Industria de la madera y silvicultura	Caldera de Fluido Térmico	Biomasa Combustible	63818,24	Aserrín	17229,16	-
				Caldera de Fluido Térmico	Biomasa Combustible	22786,56	null	0	-
MASONITE CHILE S A	PLANTA CABRERO	5452879	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	70743,59	null	0	-
KIMWOOD S.P.A.	KIMWOOD	5401575	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	44277,31	null	0	-
AES GENER S A	CENTRAL TERMoeLECTRICA LAJA	386458	Termoeléctricas	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	115800,5	null	0	-
NEOMAS SPA	NEOMAS SPA	5473760	Termoeléctricas	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	255511,6	null	0	-
TOTAL						583.087	TOTAL	17.229	

Tabla 1-8. Plantas Emisoras en la Comuna de CORONEL:

razon_social	nombre_establecimiento	id_vu	rubro_vu	tipo_fuente	combustible_primario	emisor	combustible_secundari	emisor	emision_materia_prima
ELECTRICA NUEVA ENERGIA S.A.	ELÉCTRICA NUEVA ENERGÍA S.A., CENTRAL ESCUADRÓN	4585623	Termoeléctricas	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	-	null	-	-
				Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	97549,89	null	0	-
				Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	52845,95	Petróleo N 2 (Diesel)	71,67528	-
ITI CHILE S A	ITI CHILE S.A.	4585629	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Viruta, Despuntos	15540,7	null	0	-
				Caldera Agua Caliente	Viruta, Despuntos	-	null	-	-
FPC TISSUE SPA	FPC TISSUE SpA	5466392	Industria del papel y celulosa	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	70710,13	null	0	-
TOTAL						236.647	TOTAL	72	

Tabla 1-9- Plantas Emisoras en la Comuna de NACIMIENTO:

razon_social	nombre_establecimiento	id_vu	rubro_vu	tipo_fuente	combustible_primario	emision	combustible_secundario	emisor	emision_materia_prima
CMPC MADERAS SPA	ASERRADERO NACIMIENTO	2548	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	182596,33	null	0	-
CMPC PULP SPA	CMPC CELULOSA PLANTA SANTA FE	3522	Industria del papel y celulosa	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Licor Negro	2759972,9	Petróleo N 6	14059,77	-
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Licor Negro	781329,43	Petróleo N 6	5081,842	-
				Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	449,59045	Petróleo N 6	4684,152	-
				Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	184999,17	Petróleo N 6	2542,908	-
TOTAL						3.909.347	TOTAL	26.369	

Tabla 1-10. Plantas Emisoras en la Comuna de LOS ÁNGELES:

razon_social	nombre_establecimiento	id_vu	rubro_vu	tipo_fuente	combustible_primario	emisor	combustible_secundario	emisor	emision_materia_prima
ASERRADEROS JCE S A	ASERRADEROS JCE	5403218	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	83995,62	null	0	-
PROCESADORA DE MADERAS LOS ANGELES S A	PLANTA REMANUFACTURA	527	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Aserrín	53631,94	null	0	-
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Aserrín	53631,94	null	0	-
EMBALAJES STANDARD LIMITADA	EMBALAJES STANDARD LTDA	5460325	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	44613,46	null	0	-
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Aserrín	-	null	-	-
ASERRADERO POCO A POCO LIMITADA	ASERRADERO POCO A POCO LTDA.	5458542	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	29275,8	Aserrín	0	-
FORESTAL Y MADERERA VILAFRANCA OLIVER CHILE LTDA	FORESTAL Y MADERERA VILAFRANCA OLIVER CHILE LTDA.	5453453	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Agua Caliente	Biomasa Combustible	11223,57	null	0	-
FORESTAL LA ESPERANZA S A	FORESTAL LA ESPERANZA SA	5460888	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Agua Caliente	Biomasa Combustible	9467,836	null	0	-
				Caldera Agua Caliente	Biomasa Combustible	3982,398	null	0	-
				Caldera Agua Caliente	Biomasa Combustible	2259,482	Biomasa Combustible	0	-
TOTAL						292.082	TOTAL	-	0

Tabla 1-11. Plantas Emisoras en la Comuna de MULCHÉN:

razon_social	nombre_establecimiento	id_vu	rubro_vu	tipo_fuente	combustible_primario	emisor	combustible_secundario	emisor	emision_materia_prima
CMPC MADERAS SPA	ASERRADERO MULCHEN	2549	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	84178,83	null	0	-
				Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	64566,22	null	0	-
TOTAL						148.745	TOTAL	-	

Tabla 1-12. Plantas Emisoras en la Comuna de LAJA:

razon_social	nombre_establecimiento	id_vu	rubro_vu	tipo_fuente	combustible_primario	emision	combustible_secundario	emisor	emision_materia_prima
CMPC PULP SPA	CMPC CELULOSA PLANTA LAJA	3216	Industria del papel y celulosa	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Licor Negro	1250909,9	Petróleo N 6	19092,61	-
				Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	260727,32	Petróleo N 6	4269,361	-
TOTAL						1.511.637	TOTAL	23.362	

Tabla 1-13. Plantas Emisoras en la Comuna de SAN PEDRO DE LA PAZ:

razon_social	nombre_establecimiento	id_vu	rubro_vu	tipo_fuente	combustible_primario	emisor	combustible_secundario	emisor	emision_materia_prima
UNIPAPEL S.A.	UNIPAPEL	245714	Industria del papel y celulosa	Caldera de Generación Eléctrica	Biomasa Combustible	125285,4	Gas Natural	2,770385	-
MASISA S.A.	PLANTA MAPAL	245099	Industria de la madera y silvicultura	Caldera Industrial (Generadora de Vapor o Agua Caliente)	Biomasa Combustible	14667,98	null	0	-
				Caldera de Fluido Térmico	Biomasa Combustible	1082,584	null	0	-
TOTAL						141.036	TOTAL	3	

2.2.2. Complementariedad de Emisiones.

Como se mencionó anteriormente, un sistema grupal podría tener cierta ventaja operativa y productiva, si se sustenta de varios flujos de emisiones con regímenes independientes, debido a la reducción del riesgo económico que significaría la paralización de plantas o rebaja significativa en sus caudales de emisiones. Por lo tanto, es necesario observar el nivel de centralización administrativa y económica que existe en cada conjunto de plantas emisoras separadas por comuna.

- Emisiones Centralizadas: Las comunas de MULCHÉN, ARAUCO y LAJA, si bien presentan altas emisiones de CO₂ sustentable (0,15 – 0,99 – 1,5 Mton/año, respectivamente), éstas se circunscriben a una sola planta industrial por comuna, perteneciendo la primera al rubro de "Industria de la Madera y Silvicultura", y las otras dos al rubro de "Industria de Papel y Celulosa". Algo similar ocurre con la comuna de NACIMIENTO, donde son 2 plantas industriales que juntas superan con creces el límite de viabilidad económica (3,91 Mton/año), pero ambas son filiales de CMPC, en los rubros de "Industria de Papel y Celulosa" (3,73 Mton/año) e "Industria de la Madera y Silvicultura" (0,18 Mton/año).
- Emisiones Descentralizadas: Las comunas de CABRERO, CORONEL, LOS ÁNGELES y S. P. DE LA PAZ, presentan emisiones de CO₂ superiores al límite de viabilidad económica (0,1 Mton/año), con 2 o más plantas por comuna, pertenecientes a diferentes rubros (excepto Los Ángeles). A continuación, el detalle de sus caudales y la ubicación geográfica de las respectivas plantas emisoras dentro de cada comuna (Tabla 1-14 y Figs. 1-8 a 1-11):

Tabla 1-14. Emisiones de CO₂ sustentable Descentralizadas en comunas de la región del Biobío.

COMUNA	Razón Social	Nombre Planta / Establec.	Id. Mapa	Rubro	Latitud	Longitud	Sub Total (ton/año)	TOTAL (Mton/año)
CABRERO	MASISA S.A.	PLANTA CABRERO DIVISION MADERAS	1	IMS	-37,04093582	-72,39639883	10	0,52
		PLANTA CABRERO DIVISION TABLEROS	2	IMS	-37,04524281	-72,39595934	103.834	
	MASONITE CHILE S A	PLANTA CABRERO	3	IMS	-37,04655259	-72,39036072	70.744	
	KIMWOOD S.P.A.	KIMWOOD	4	IMS	-37,03330069	-72,39999816	44.277	
	AES GENER S A	CENTRAL TERMoeLECTRICA LAJA	5	TE	-37,03330069	-72,39999816	47.825	
	NEOMAS SPA	NEOMAS SPA	6	TE	-37,04505821	-72,39986677	255.512	
LOS ÁNGELES	ASERRADEROS JCE S A	ASERRADEROS JCE	1	IMS	-37,53459264	-72,2247192	83.996	0,29
	PROCESADORA DE MADERAS LOS ANGELES S A	PLANTA REMANOFACURA	2	IMS	-37,52657067	-72,32252213	107.264	
	EMBALAJES STANDARD LIMITADA	EMBALAJES STANDARD LTDA	3	IMS	-35,67514497	-71,54296465	44.613	
	ASERRADERO POCO A POCO LIMITADA	ASERRADERO POCO A POCO LTDA.	4	IMS	-37,47287225	-72,35444687	29.276	
	FORESTAL Y MADERERA VILAFRANCA OLIVER CHILE	FORESTAL Y MADERERA VILAFRANCA OLIVER CHILE	5	IMS	-37,40722837	-72,34533785	11.224	
	FORESTAL LA ESPERANZA S A	FORESTAL LA ESPERANZA SA	6	IMS	-37,55117406	-72,55777498	15.710	
CORONEL	ELECTRICA NUEVA ENERGIA S.A.	ELÉCTRICA NUEVA ENERGÍA S.A., CENTRAL ESCUADRÓN	1	TE	-36,93505939	-73,15577821	150.468	0,24
	ITI CHILE S A	ITI CHILE S.A.	2	IMS	-37,02963652	-73,14435378	15.541	
	FPC TISSUE SPA	FPC TISSUE SpA	3	IPC	-37,03407337	-73,14047961	70.710	
S.P. PAZ	UNIPAPEL S.A.	UNIPAPEL	1	IPC	-36,83866742	-73,09608462	125.288	0,14
	MASISA S.A.	PLANTA MAPAL	2	IMS	-36,86870016	-73,14224186	15.751	

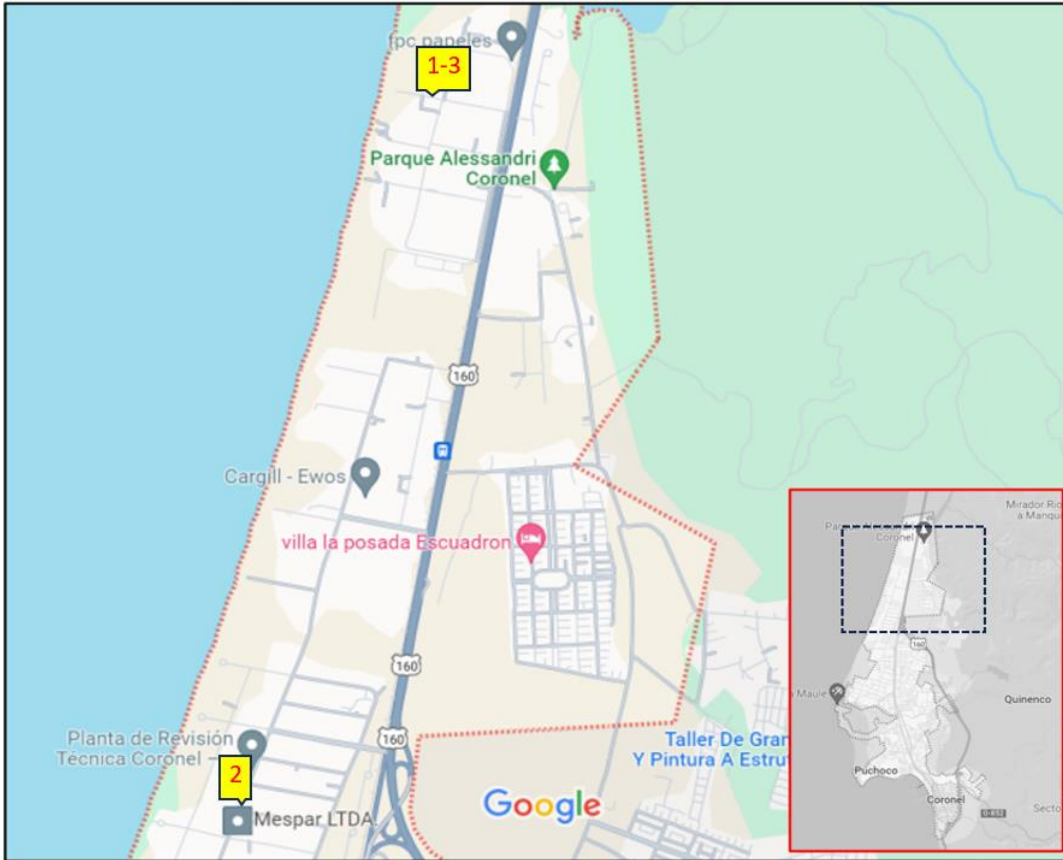


Figura 1-10. Plantas emisoras en la comuna de Coronel.

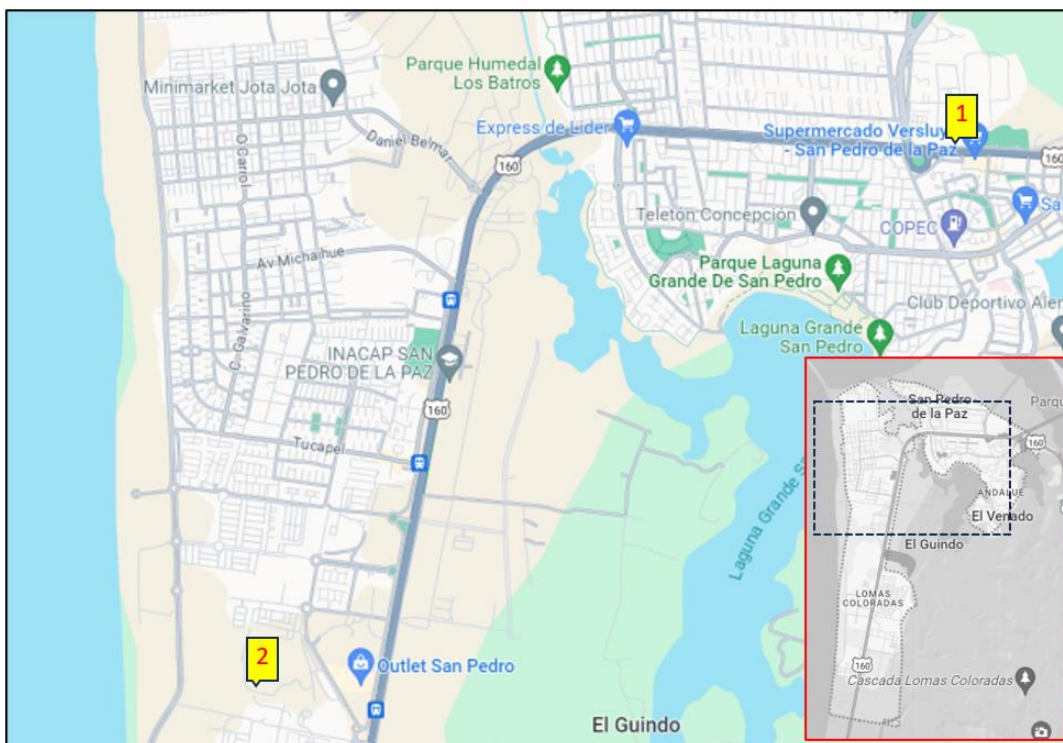


Figura 1-11. Plantas emisoras en la comuna de San Pedro de la Paz.

2.3. SELECCIÓN DE PLANTAS INDUSTRIALES PARA PROYECTO CCU.

Teniendo en cuenta el caudal anual total de emisiones de CO₂, variedad de rubros de las plantas emisoras, la comuna que presentaría una oportunidad más viable, en términos económicos, para el desarrollo de un proyecto CCU, es la comuna de CORONEL, cuyo caso presenta las siguientes ventajas relacionadas con el emplazamiento de sus tres plantas emisoras (Fotografías 1-1 a 1-6 y Fig. 1-12):

2.3.1. Interconexión.

Las plantas de *ELECTRICA NUEVA ENERGIA* (ENE), *ITI CHILE* (ITI) y *FPC Tissue* (FPC), se ubican en parques industriales adyacentes (P. I. Escuadrón y P. I. Coronel), a no más de 4 km de distancia, con vías camineras de interconexión (máximo 5 km) que a su vez se unen a la ruta 160 (conectividad intercomunal e interregional). También existe una estación ferroviaria de carga a no más de 1 km de la planta ITI (P. I. Coronel), para el transporte de materias primas y/o productos desde y hacia puertos y centros productivos (conectividad nacional e internacional).

2.3.2. Cabotaje.

Los parques industriales mencionados, limitan con una zona marítima y borde costero que, si bien no cuenta con muelles de carga y atracadero, sería apta para operaciones de cabotaje, ya que es usada por astilleros del sector para el lanzamiento de naves (con maquinaria pesada). Cabe señalar que existe un puerto de carga menor, perteneciente a la empresa OXIQUIM (P. I. Escuadrón 2).

2.3.3. Redes Básicas.

El Parque I. Escuadrón cuenta con una administración central (privada), que gestiona las conexiones de cada lote a los servicios de electricidad, agua y alcantarillado con las respectivas empresas externas (CGE y Aguas San Pedro). Además, gestiona el mantenimiento, uso y señalización de las calles interiores (en muy buen estado) y requerimientos especiales de tránsito y seguridad operacional. Los servicios de gas licuado y combustibles se gestionan por cada empresa, ya que no existen canalizaciones soterradas para ese efecto en el diseño urbano del parque.

El Parque I. Coronel está bajo administración pública (concesionada), y los suministros básicos se gestionan de forma similar, así como también la canalización de aguas lluvias, alumbrado de calles, grifos de incendio, áreas verdes y zonas de protección. Sin embargo, la calidad y nivel de pavimentación de calles está en regular estado.

2.3.4. Alcances del Proyecto.

Junto a las plantas mencionadas existen otras plantas con menores niveles de emisión de CO₂ (<0,01 Mton/año), que en el futuro podrían integrarse un sistema CCU grupal por motivos de calificación ambiental, suministro de CO₂ sustentable o prestación de servicios al proyecto.



Fotografía 1-1. Vista Sur-Norte del Parque Industrial Escuadrón 2 (planta ENE en amarillo y FPC Tissue en rojo).



Fotografía 1-2. Vista Norte-Sur del Parque Industrial Coronel (planta ITI en amarillo)



Fotografía 1-3. Salida de calle colindante con FPC Tissue, hacia sector playa. Al frente se encuentra un sitio industrial no utilizado (ex astillero).



Fotografía 1-4. Sitio de Ex Astillero con estructuras para galpones (frente a FPC Tissue).



Fotografía 1-5. Salida de calle colindante con ITI, hacia sector playa.



Fotografía 1-6. Rotonda previa a salida de calle colindante con ITI.

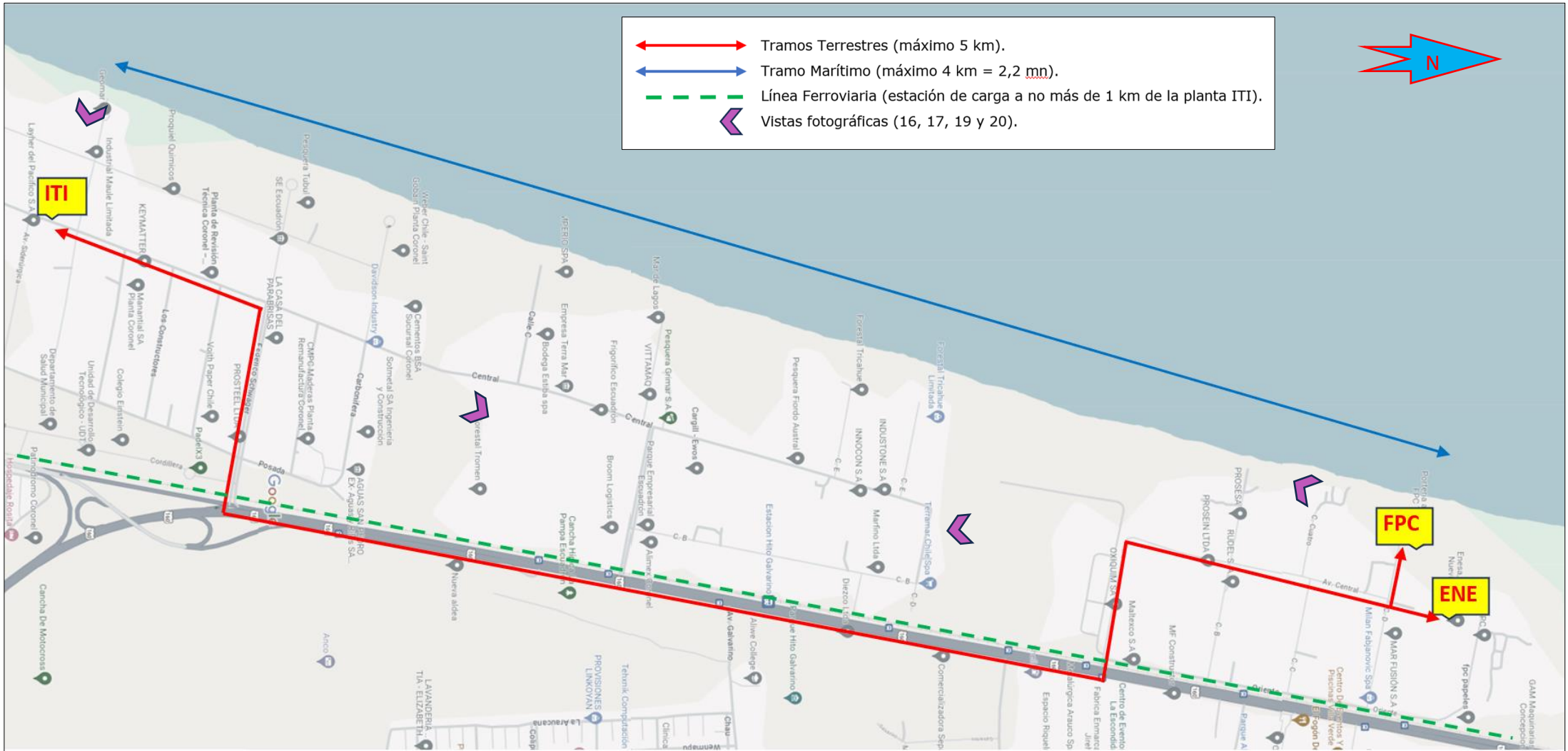


Figura 1-12. Situación geográfica de las plantas de ITI, FPC y ENE en la comuna de Coronel.

2.4. CARACTERIZACIÓN DE PLANTAS INDUSTRIALES SECTOR CORONEL.

2.4.1. Interacción e Integración.

La planta del rubro "Termoeléctricas" (ENE), utiliza biomasa residual de plantas forestales (aserrín y viruta), y cumple la función de alimentar los procesos de FPC con energía eléctrica renovable (ERNC), la cual, a su vez, ocupa biomasa del mismo origen para sus calderas. La planta del rubro "Industria de la Madera y Silvicultura" (ITI, a 4.5 km de distancia) se suministra de energía eléctrica desde la red pública, y probablemente utilice su propia biomasa residual para sus calderas. Las plantas FPC (fabricación de papeles higiénicos) e ITI (Fabricación de partes y piezas de carpintería), se suministran con materias primas procedentes de otras plantas de sus mismos rubros, pero con menor nivel de procesamiento (forestales, aserrados y fábricas de celulosa), las cuales no están ubicadas en el mismo sector industrial, probablemente tengan administración independiente, y cuyos residuos de biomasa podrían ser utilizados por la planta ENE y FPC.

Cabe señalar que la complejidad de las relaciones industriales descritas, se contraponen a la tendencia moderna de desarrollar de Parques Eco-Industriales, los cuales buscan una integración productiva/energética/comercial entre empresas, con objetivos económicos y medioambientales. Por lo tanto, un proyecto CCU puntual o grupal deberá incorporar ese enfoque en su diseño de ingeniería y modelo de negocio.

2.4.2. Características de los Flujos de Emisiones.

Las condiciones de Temperatura (T^0) y Humedad Relativa (H.R.) con que salen las emisiones desde las chimeneas de cada fuente industrial, determinará ciertos requerimientos de equipos o sistemas de acondicionamiento, para que el flujo entre a la planta de captura en condiciones óptimas para la separación del CO_2 . Además, los tipos y cantidades de los demás componentes del flujo (impurezas), influirá directamente en el tipo de tecnología de captura de CO_2 a utilizar, así como en el diseño y dimensionamiento de la planta de captura correspondiente. A continuación, se presentan los datos de los flujos de emisiones de las plantas emisoras:

Tabla 1-17. Características de los flujos de emisiones en las plantas ITI, FPC y ENE. (Fuente: Elaboración propia a partir de [9]).

Planta Industrial	Condición de Salida		CO ₂ (ton/año)	Caudal de Impurezas (ton/año)								
	T° (°C)	D (m)		NO _x	SO ₂	CO	BEN.	TOL.	MP ₁₀	MP _{2.5}	COV	Otros (*)
ENE	120	5	150.468	111,67	14,43	245,14	2,42	0,34	0,007	0,005	6,36	0,0023
FPC	120	3	70.710	59,71	6,78	162,85	1,14	0,25	---	---	4,61	0,02
ITI	120	3	15.541	13,12	1,49	35,79	0,25	0,05	---	---	1,01	4,80E-05
TOTALES			236.719	184,5	22,7	443,78	3,81	0,64	0,007	0,005	11,98	0,02235

Nota: (*) Incluyen Metales Pesados (As, Hg y Pb), Amoníaco (NH₃) y Dibenzoparadióxinas + Furonas (PCDD/F).

Efectuando las conversiones correspondientes, y sumando el contenido de vapor H₂O que llevarían las emisiones, se pueden caracterizar los siguientes parámetros de flujo por colector, que deberá asimilar la planta de captura:

Tabla 1-18 a 1-19. Características generales de los flujos de emisiones por colector.

GASES COLECTOR 1													
Planta Industrial	Condición Chimenea		CO ₂ (kg/s)	H ₂ O (kg/s)	Flujo Másico gaseoso (kg/s)					Flujo másico no gaseoso (kg/s)			
	T° (K)	A (m ²)			NO _x	SO ₂	CO	BEN.	TOL.	MP ₁₀	MP _{2.5}	COV	Otros (*)
ENE	393	19,625	4,76984	1,43095	0,00354	0,00046	0,00777	0,00008	0,00001	0,00000	0,00000	0,00020	0,00000
FPC	393	7,065	2,24151	0,67245	0,00189	0,00021	0,00516	0,00004	0,00001	---	---	0,00015	0,00000
TOTALES	393	26,69	7,0113	2,1034	0,0054	0,0007	0,0129	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0003	0,0000

GASES COLECTOR 2													
Planta Industrial	Condición Chimenea		CO ₂ (kg/s)	H ₂ O (kg/s)	Flujo Másico gaseoso (kg/s)					Flujo másico no gaseoso (kg/s)			
	T° (K)	A (m ²)			NO _x	SO ₂	CO	BEN.	TOL.	MP ₁₀	MP _{2.5}	COV	Otros (*)
MI	393	7,065	0,4926	0,1478	0,0004	0,0000	0,0011	0,0000	0,0000	---	---	0,0000	0,0000

Nota: Se han tomado las siguientes fórmulas de conversión y cálculo:

$$1 \text{ Ton/año} = 0,0000317 \text{ Kg/s}$$

$$A = \pi (D^2/4)$$

$$\text{Temp. [K]} = (|\text{Temp. [°C]}| + 273) \text{ K}$$

$$m [\text{H}_2\text{O}] = 0,3 \cdot m [\text{CO}_2] \rightarrow \text{Humedad Madera (10\%)} + \text{Subproducto de Combustión (20\%)}$$

De acuerdo a información técnica de referencia ^[1], las emisiones por combustión biogénica tienen en promedio 6% de fracción volumétrica de CO₂ (Y_{CO_2}). Con esta referencia y en base la Ley de Dalton, se puede calcular el flujo molar total y la fracción molar de cada componente (X_T y X_i), incluso el N₂, que es el principal componente de este tipo de mezcal de gases. Tomando valor de tabla para vapor de agua a 120°C (P_{H_2O}) y aplicando Ley de Gases Ideales, se puede calcular la presión y volumen total, como también presiones y volúmenes parciales de cada componente, para los flujos de salida de cada chimenea. Como caso relevante, se tomarán las emisiones de ENE para cálculos de base.

Dato Tabla: $p_{H_2O(393K)} = 1,9607 \text{ atm}$

$$1^\circ \quad Y_{CO_2} = X_{CO_2} = \frac{n_{CO_2}}{n_T} = 0,06 \rightarrow n_T = \frac{n_{CO_2}}{0,06} = 1.806,67 \text{ mol}$$

$$2^\circ \quad n_T = n_{H_2O} + n_{CO_2} + [n_{N_2} + n_{O_2}] + n_{varios}$$

$$\rightarrow [n_{N_2} + n_{O_2}] = n_T - n_{H_2O} - n_{CO_2} - n_{varios} = 1.618,46 \text{ mol}$$

Dato Tabla ^[10]: Madera = 50%C + 45%O + 5%H Moles de C = Moles de CO + Moles de CO₂

$$= 108,68 \text{ mol C} + 97,81 \text{ mol O} + 10,87 \text{ mol H}$$

$$= 2.881,22 \text{ g/s (quema de madera)}$$

Datos Tabla: Aire Teórico Madera = 5,6 g/g $X_{N_2/aire} = 0,78$ $X_{O_2/aire} = 0,22$

$$PM_{aire} = 28,96 \text{ g/mol}$$

$$\rightarrow m_{aire/quema} = 2.881,22 \times 5,6 = 16.134,83 \text{ g}$$

$$\rightarrow n_{O_2/consumo} = 0,22 \times m_{aire/quema}/PM_{aire} = 122,57 \text{ mol}$$

$$\rightarrow n_{aire/suministro} = [n_{O_2/consumo} + n_{N_2/consumo}] + [n_{O_2} + n_{N_2}]$$

$$\rightarrow n_{aire/suministro} = [122,57 + 0,09] + 1.618,46 = 1.741,12 \text{ mol}$$

$$n_{O_2/suministro} = n_{aire/suministro} \times 0,22 = 383,05 \text{ mol}$$

$$n_{N_2/suministro} = n_{aire/suministro} \times 0,78 = 1.358,07 \text{ mol}$$

$$n_{N_2} = n_{N_2/suministro} - n_{N_2/consumo} = 1.358,07 - 0,09 = 1.357,98 \text{ mol}$$

$$n_{O_2} = n_{O_2/suministro} - n_{O_2/consumo} = 383,05 - 122,57 = 260,48 \text{ mol}$$

$$3^\circ \quad X_{N_2} = \frac{n_{N_2}}{n_T} = 0,752 \quad X_{O_2} = \frac{n_{O_2}}{n_T} = 0,144 \quad X_{H_2O} = \frac{n_{H_2O}}{n_T} = 0,044$$

$$4^\circ \quad p_{H_2O} = X_{H_2O} \times p_T \rightarrow p_T = \frac{p_{H_2O}}{X_{H_2O}} = \frac{1,9607}{0,044} = 44,56 \text{ atm}$$

$$5^\circ \quad p_{CO_2} = X_{CO_2} \times p_T = 0,06 \times 44,56 = 2,67 \text{ atm}$$

$$6^\circ \quad p_{N_2} = X_{N_2} \times p_T = 0,752 \times 44,56 = 33,51 \text{ atm}$$

$$7^{\circ} \quad p_{O_2} = X_{O_2} \times p_T = 0,144 \times 44,56 = 6,42 \text{ atm}$$

$$8^{\circ} \quad p_T \times V_T = n_T \times R \times T^{\circ} \rightarrow V_T = \frac{n_T \times R \times T^{\circ}}{p_T} = \frac{1.806,67 \times 0,08206 \times 393}{44,56} = 1.307,55 \text{ L}$$

$$9^{\circ} \quad V_{H_2O} = X_{H_2O} \times V_T = 0,044 \times 1.307,55 = 57,53 \text{ L}$$

$$10^{\circ} \quad V_{CO_2} = X_{CO_2} \times V_T = 0,06 \times 1.307,55 = 78,45 \text{ L}$$

$$11^{\circ} \quad V_{N_2} = X_{N_2} \times V_T = 0,752 \times 1.307,55 = 983,28 \text{ L}$$

$$12^{\circ} \quad V_{O_2} = X_{O_2} \times V_T = 0,144 \times 1.307,55 = 188,29 \text{ L}$$

Con estos datos y usando Excel podemos consolidar los datos para el colector 1, que es de mayor Flujo Másico de CO₂:

Tabla 1-20. Parámetros del flujo de emisiones de salida en chimenea ENE.

Componente	Componentes de la mezcla de gases									Totales
	CO ₂	H ₂ O	NO _x	SO ₂	CO	BEN.	TOL.	N ₂	O ₂	
Peso Molecular [g/mol]	44,001	18,015	38,006	64,066	28,010	78,114	92,141	28,013	31,998	
Flujo Másico \dot{m} [kg/s]	4,76984	1,43095	0,00354	0,00046	0,00777	0,00008	0,00001	38,04	8,33	52,58857
Flujo molar N [moles/s]	108,40	79,43	0,09	0,01	0,28	0,00	0,00	1.357,98	260,48	1.806,67
Fracción Molar X_i	0,060	0,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,752	0,144	1,00
Presiones Parciales p_i [atm] (*)	2,67	1,96	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	33,49	6,42	44,56
Caudales Parciales Q_i [L/s] (*)	78,45	57,49	0,07	0,01	0,20	0,00	0,00	982,82	188,52	1.307,55

Nota: (*) En estos cálculos se ha omitido los efectos de la energía cinética sobre la presión y el caudal.

CAPÍTULO 2

DISEÑO DEL SISTEMA DE CAPTURA

1. LINEAMIENTOS ESTRATÉGICOS PROPUESTOS.

1.1. Gestión de Emisiones.

Las emisiones de CO₂ biogénico actualmente no están afectas a impuestos (véase Anexo N° 1), ya que pertenecen a procesos carbono-neutrales (uso de biomasa como combustible). No obstante, esto constituye una oportunidad para entrar a un mercado de carbono regulado, como industrias carbono-negativas, que podrían transar sus derechos de emisiones con plantas carbono-positivas.

1.2. Fidelidad del Suministro de Emisiones.

Se debe considerar una retribución monetaria para los CCFF por asegurar el suministro de emisiones al sistema CCUS. Se proponen tres alternativas (en orden de prioridad), en que las empresas involucradas pueden recuperar capital por tal concepto:

- Pago directo por flujo de emisiones según el tipo de CO₂ presente en sus emisiones (biogénico o fósil), su concentración y el caudal respectivo.
- Retorno de un porcentaje de las utilidades por la venta a terceros del CO₂ recuperado o de los productos químicos obtenidos en la fase de Utilización.
- Tasa de descuento en la venta directa de esos mismos insumos a las empresas emisoras involucradas, en caso de que decidan aplicar una economía circular en sus procesos.

1.3. Minimizar Intervención Interna.

Con el objeto de evitar impactos en la gestión interna de las empresas involucradas, se debe minimizar la intervención en sus procesos, optando por los métodos no invasivos de captura y/o homologando los productos químicos obtenidos en la fase de Utilización a los que sus procesos utilizan, de tal forma que puedan ser incorporados directamente.

1.4. Maximizar Tasas de Captura.

Para la puesta en marcha del proyecto, se debe optar por tecnologías de amplio rango de operación y alto rendimiento de captura, pero que a su vez impliquen uso reducido de espacios, fácil operación y mantenimiento. También se deben tener en cuenta las curvas características de flujo anual de emisiones, donde se identifiquen períodos críticos.

1.5. Maximizar la Eficiencia Energética.

Privilegiar la vía marítima, tanto para la distribución del CO₂ capturado como para el transporte de sistemas, equipos y materiales de alto tonelaje, ya que ofrece mayores rangos de volumen de carga y menores tasas de consumo de combustible. La energía eléctrica de operación será suministrada inicialmente sólo por la red pública, buscando complementarla progresivamente con energías renovables presentes en el lugar del proyecto (eólica y mareomotriz).

1.6. Continuidad Operativa.

Disponer de colectores independientes de flujos de emisiones, conectados a *múltiples industrias de diferentes rubros*, otorga mayor garantía de continuidad operativa, en comparación a un suministro único y homogéneo. Por ello, se deberá considerar una segunda fase del proyecto que busque incorporar más empresas emisoras al sistema CCUS-c, pertenecientes al P. I. Escuadrón o P. I. Coronel, o en otros parques industriales cercanos al borde costero.

1.7. Respaldo del Proveedor de Servicio.

El Proveedor de Servicio debe contar con una *planta de almacenamiento* cercana al proyecto, que sea capaz de almacenar CO₂ en estado líquido para su comercialización directa. Además, se debe contar con una *planta de mantenimiento y reparación de equipos*, y almacenes para insumos y repuestos.

2. SISTEMA DE CAPTURA

Los lineamientos expuestos sirven de base para diseñar todo el Sistema CCU, pero especialmente su Fase de Captura y la planta respectiva.

2.1. Descripción.

El sistema de captura de CO₂ consta de 4 elementos básicos (Fig. 2-1):

- Subsistema de Pretratamiento: Su objetivo es eliminar el material particulado (MP) y rebajar la humedad relativa de las emisiones gaseosas industriales, para producir una mezcla más rica en CO₂ que la original y con una adecuada cantidad de agua, para facilitar el proceso siguiente.
- Subsistema de Separación: Aquí se aparta el CO₂ de los otros gases presentes en la mezcla, mediante principios físicos y/o químicos (Compresión, Descompresión, Solución, Difusión y Condensación)
- Subsistema de Almacenamiento: El CO₂ capturado es acondicionado y comprimido para llevarlo a fase líquida.
- Subsistema de Energía: El suministro energético debe generar los trabajos de succión y compresión (en rojo) requeridos para los flujos gaseosos, como también los flujos de corrientes de servicio (en celeste) que se requieran en los procesos de cada subsistema.

Respecto a la localización del proceso de captura de gases de combustión, existen tres estrategias: Precombustión, Postcombustión y Oxidación (Fig. 2-2). Ajustándose al lineamiento N°3 de la estrategia, se optará por localizar la planta de captura en Post-combustión. Generalmente, el CO₂ de los gases de combustión de biomasa en procesos industriales está diluido (3 - 9 % en volumen), con gases inertes como nitrógeno, argón y agua, además del oxígeno. Los gases de combustión se encuentran normalmente a presión atmosférica y altas temperaturas (320 - 400 K).

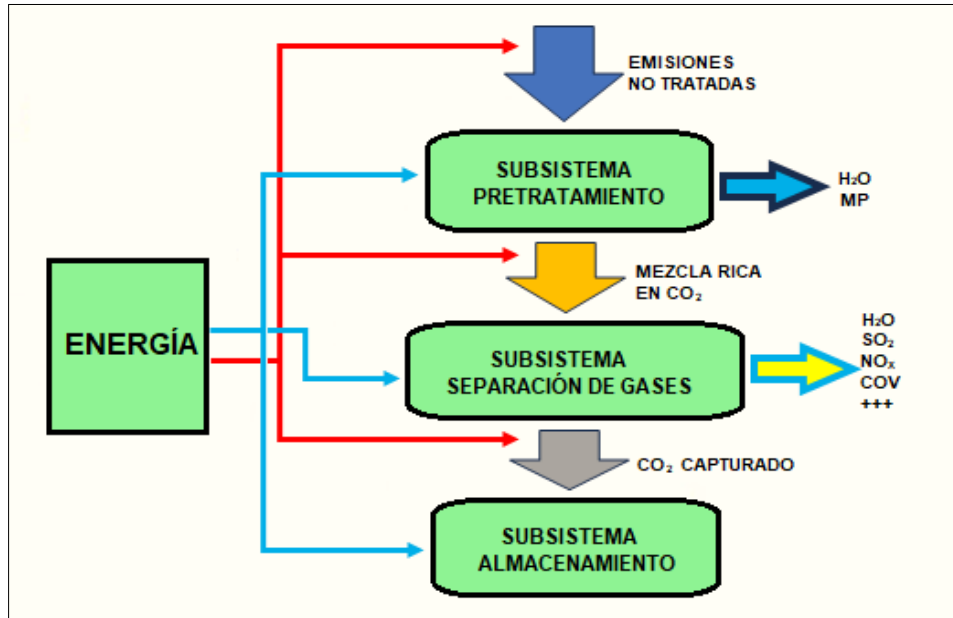


Figura 2-1. Esquema de la fase de Captura y sus elementos principales
(Fuente: Elaboración propia a partir de la descripción del Sistema de Captura).

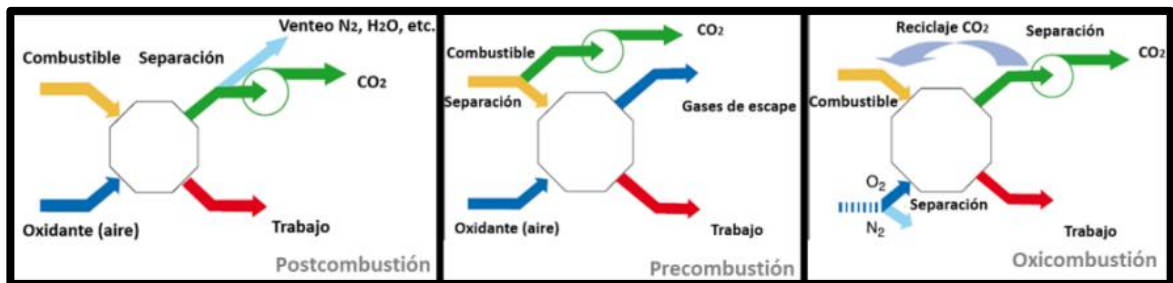


Figura 2-2. Estrategias de localización de la planta de captura de CO₂
(Fuente: [1], p.15).

2.2. Tecnología de Captura Seleccionada.

Si bien ciertas tecnologías de separación pueden trabajar con rangos más amplios de concentración de CO₂ en emisiones gaseosas que las membranas de etapa única (Fig. 2-3), estas últimas tienen ciertas ventajas energéticas, logísticas y ambientales que la convierten en la mejor opción para aplicarla en una planta anexa a un proceso industrial.



Figura 2-3. Rangos de concentración de CO₂ en corrientes de emisiones, según tecnología de separación (Fuente: [1], p.20)

Las tecnologías de separación por membrana entregan versatilidad y adaptabilidad a diversos esquemas de secuestro de carbono, ya que se usan equipos de fácil operación, que requieren menos espacio, son más livianos, tienen bajo consumo de energía con un alto rendimiento, eficiencia y selectividad. Además, son respetuosas con el medio ambiente en cuanto a generación de residuos y han comenzado a ser rentables mediante su desarrollo a nivel comercial [2]. También tienen la ventaja de no provocar goteos, arrastre, formación de espuma o inundación (preocupaciones típicas cuando se utilizan columnas empaquetadas), y las membranas presentan mayor superficie de contacto y mejor control sobre los caudales de gas.

Sin embargo, es importante señalar que se requieren etapas adicionales y recirculación de corrientes para aumentar su eficacia con concentración de CO₂ <10%, donde la membrana de una etapa muestra flexibilidad limitada y se vuelve poco práctica. Hay otras consideraciones que se deben tener respecto al funcionamiento con altas temperaturas, la sensibilidad a gases corrosivos y el mantenimiento de una eficiencia adecuada para un funcionamiento a largo plazo [3].

A continuación, se describen los principios y mecanismos de aplicación de esta tecnología a la separación de CO₂ desde mezclas de gases.

2.2.1. Principios de Separación por Membranas [4].

En un proceso de separación por membrana, la membrana permite el paso selectivo de los componentes de alimentación al lado del permeado. Los componentes de la alimentación que pasan a través de la membrana se conocen como **permeados**, y los componentes de la alimentación que permanecen en la superficie de la membrana se conocen como **retenidos**. Las Figuras 2-4 y 2-5 muestran los procesos de separación por membrana con variables y entidades del proceso en diferentes modalidades y tipos de configuración.

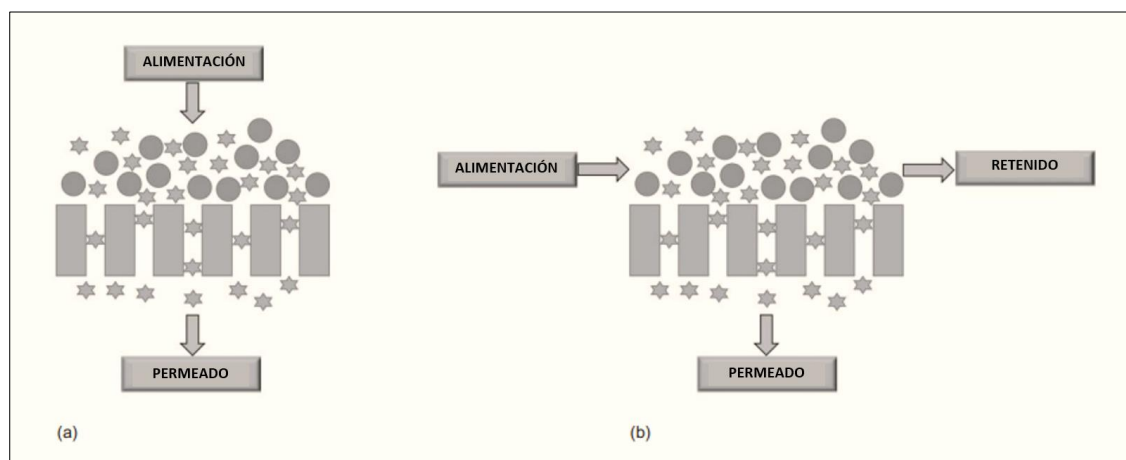


Figura 2-4. Procesos de filtración por membrana en dos configuraciones comunes: (a) Perpendicular y (b) Tangencial (Fuente: Elaboración propia a partir de [4], p.3)

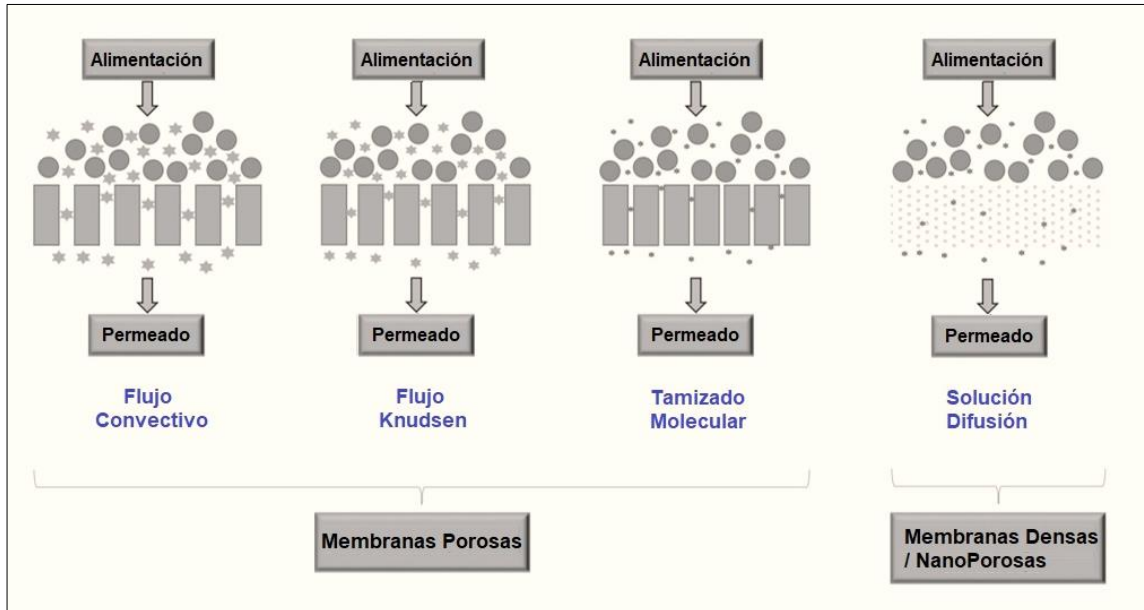


Figura 2-5. Representación esquemática de la separación de gases mediante membranas porosas y no porosas (Fuente: Elaboración propia a partir de [4], p.40)

En general, el flujo de membrana viene dado por la relación:

$$\text{Flujo} = \frac{\text{Permeabilidad de la Membrana}}{\text{Espesor de la Membrana}} \times \text{Fuerza Impulsora} \quad \text{Ec. (2-1)}$$

La ecuación (2-1) muestra que el flujo de la membrana es proporcional a la permeabilidad de la membrana y la fuerza impulsora, e inversamente proporcional al espesor de la membrana. La fuerza impulsora difiere para los diferentes procesos de membrana. Puede ser presión, concentración, potencial químico, eléctrico o térmico.

El transporte del permeado a través de la membrana puede ser de tres tipos:

- El *transporte pasivo* está totalmente influenciado por una fuerza impulsora que es producto de una diferencia de potencial inherente, y por lo tanto no consume mucha energía. Tiene lugar hasta que se alcanza el equilibrio entre el lado de alimentación y el lado del permeado, condición en que la fuerza impulsora es nula.
- El *transporte activo* es totalmente opuesto al transporte pasivo, ya que es un proceso que consume mucha energía, ya que se produce desde un potencial menor a un potencial mayor. El proceso como la ósmosis es un ejemplo de transporte pasivo y, por otro lado, la ósmosis inversa es un ejemplo de transporte activo.
- El *transporte facilitado* logra el transporte con la ayuda de un portador que interactúa con los componentes del alimento y los transporta a través de la membrana. El transportista funciona como un barco para pasajeros en una corriente de agua, que lleva los componentes de alimentación a través de la membrana y regresa nuevamente después de disociar los componentes previamente unidos al lado de alimentación. El soporte no sufre cambios y puede recuperarse una vez finalizado el proceso de membrana. El transporte facilitado

o mediado por portadores se utiliza principalmente en procesos de membranas líquidas.

El mecanismo de transporte también cambia según el tipo de membrana utilizado:

- **Membranas Porosas:** Separan a las sustancias como si fueran filtros, su mecanismo de separación se basa únicamente en los tamaños de las moléculas de la sustancia a permear y en el tamaño de los poros de la membrana, en este tipo de membranas su estructura química no afecta la permeabilidad.
- **Membranas Densas o No Porosas:** Estas membranas no tienen poros, su mecanismo de separación se basa en la afinidad entre la sustancia permeante y la membrana, es decir, las moléculas de la sustancia permeante primero se disuelven en la superficie de la membrana para luego difundirse a través de esta. Para este último tipo de membranas, la estructura química y los movimientos moleculares de la membrana polimérica determinan el desempeño de la separación.

2.2.2. Parámetros de Diseño para Separación de Gases.

Si se requiere comparar las propiedades de transporte de gases en las membranas, se deben considerar ciertos parámetros característicos que evalúan el desempeño y la eficiencia de estas.

- **FLUJO DE PERMEACIÓN:** El transporte de gases a través de *membranas densas* se da mediante un proceso de solución y difusión. El proceso de solución se da en la superficie de la membrana en contacto con la corriente del gas alimentado. El proceso de difusión ocurre a través del espesor de la membrana (ℓ). El Flux o Flujo de Permeación (J_i) es la cantidad de un gas i que permea a través de la membrana por unidad de tiempo y de área superficial [$\text{mol}/\text{m}^2 \text{ s}$], y es característico de cada sistema [polímero - gas penetrante]. El gas se difunde a través de una membrana no porosa, debido a un gradiente de concentración (dC_i/dx) a través de esta [$\text{mol}/\text{m}^3 \text{ m}$], que es la fuerza impulsora necesaria para el transporte. Este flujo puede ser expresado como:

$$J_i = -D_i \times \frac{dC_i}{dx} \quad \text{Ec. (2-2)}$$

, donde D_i es el coeficiente de difusión del gas i [m^2/s].

La sorción de gases a través de polímeros amorfos es descrita por la ley de Henry bajo condiciones isotérmicas como sigue:

$$C_i = S_i \times p_i \quad \text{Ec. (2-3)}$$

, donde C_i es la concentración del gas a la presión de equilibrio p_i y S_i es el coeficiente de solubilidad. Esta ecuación nos muestra que la concentración del gas sorbido en el polímero es proporcional a la presión. Integrando la ecuación (2-2) sobre el espesor de la membrana ($x = \ell$) y substituyendo la ecuación (2-3) en (2-1) se tiene:

$$J_i = \frac{D_i \times (C_{i,0} - C_{i,\ell})}{\ell} = \frac{D_i \times S_i \times (p_{i,0} - p_{i,\ell})}{\ell} \quad \text{Ec. (2-4)}$$

, donde $C_{i,0}$ y $C_{i,\ell}$ son las concentraciones antes y después de la membrana respectivamente, $p_{i,0}$ y $p_{i,\ell}$ son las presiones parciales del gas i antes y después de la membrana.

- **PERMEANCIA:** Un parámetro característico de un sistema de membrana es la permeancia (ξ) que se mide en GPU [$3,35 \times 10^{-10}$ mol/m² s Pa] y deriva de la ecuación (2-4):

$$\xi_i = \frac{P_i}{\ell} = \frac{J_i}{(p_{i,0} - p_{i,\ell})} = D_i \times S_i \quad \text{Ec. (2-5)}$$

, donde P_i es el coeficiente de permeabilidad del gas i en Barrer [mol m/m² s Pa]. De la ecuación (2-5) y (2-1) se obtiene el Flujo Molar de permeado ($N_{i,P}$) que viene dado por:

$$N_{i,P} = \xi_i \times (p_{i,0} - p_{i,\ell}) \times A_M = J_i \times A_M \quad \text{Ec. (2-6)}$$

, donde A_M es el área de membrana necesaria para producir el flujo molar N_i , en condiciones ideales (Módulo de Mezcla Perfecta). En esta área no se considera la permeación de los demás gases (menos permeables) presentes en la mezcla (principalmente N₂). Para el cálculo del área de membrana total se requiere la siguiente fórmula:

$$A_T = \frac{Q_P}{(J_{CO_2} + J_{N_2})} = \frac{Q_P}{\xi_{CO_2} \times (p_{CO_2,0} - p_{CO_2,\ell}) + \xi_{N_2} \times (p_{N_2,0} - p_{N_2,\ell})} \quad \text{Ec. (2-7)}$$

Cabe señalar, que en los diseños más avanzados de separación por membranas (multietapas) se utilizan módulos de membrana configurados de tal forma que entregan mejor rendimiento con menores superficie (Módulos Contraflujo y Flujo Cruzado). Los cálculos de dichas áreas son de mayor complejidad (integrales y derivativos), ya que las concentraciones a ambos lados de la membrana no se presentan homogéneas. En este trabajo de título no se profundizará al respecto, ya que para ellos se requiere la resolución de sistemas de ecuaciones con programas computacionales avanzados de cálculo.

De la ecuación (2-5) es posible observar que la capacidad de las membranas de separar mezclas de componentes por el proceso de solución-difusión se basa no solo en las interacciones termodinámicas de la membrana con los diferentes componentes, sino además en el transporte de masa difusivo-selectivo de los componentes a través de la membrana. La difusión selectiva de las moléculas de gas más permeable (CO₂) a través de la membrana se ve principalmente influenciada por la estructura molecular de ésta, que con pequeños cambios facilita o impide el paso de las moléculas gaseosas en la dirección de la fuerza impulsora.

El coeficiente de permeabilidad (P_i) varía con la presión dependiendo de la naturaleza del gas y del material polimérico. La permeabilidad de gases tales como H₂, He, N₂ y O₂, en polímeros elásticos o amorfos no se ve realmente afectado por la variación de la presión, siempre y cuando la presión permanezca

en un rango razonable (menor a 10 atm.). La permeabilidad de otros gases en polímeros amorfos disminuye con la presión, mientras que en polímeros elásticos se incrementa. Cuando se observa el fenómeno de plastificación en la permeación de CO₂ en polímeros amorfos, se incrementa la velocidad de permeación. La permeabilidad generalmente disminuye si aumenta el tamaño de las moléculas de gas penetrante. Entre más baja sea la densidad, o mayor sea el volumen libre en los materiales poliméricos más alta es permeabilidad. Los polímeros cristalinos o entrecruzados tienen menor permeabilidad que los polímeros termoplásticos usados en los procesos de separación de gases.

El coeficiente cinético de difusión (***D_i***) indica que tan rápido las moléculas de gas penetrante son transportadas a través de la membrana. Se ve influenciado por el tamaño y la forma de las moléculas de gas penetrante, la cantidad de volumen libre en la matriz polimérica, la movilidad y rigidez de las cadenas poliméricas. Disminuye dramáticamente conforme el tamaño de las moléculas del gas penetrante se incrementa.

El coeficiente de solubilidad (***S_i***) es una medida de la cantidad máxima de gas sorbido por la membrana polimérica a la presión de equilibrio. El coeficiente de solubilidad es un factor termodinámico relacionado con las interacciones específicas entre las moléculas de gas y el polímero, se incrementa con la condensabilidad del gas penetrante, la cantidad de volumen libre (en polímeros amorfos) y las interacciones polímero – gas penetrante. Entre más fuertes las interacciones entre el gas y los grupos funcionales del polímero, más alta es la solubilidad.

En estado estacionario los coeficientes ***P_i*** y ***S_i*** a la presión de equilibrio, pueden ser medidos de forma independiente y por tanto el coeficiente ***S_i*** promedio puede calcularse mediante la ecuación (2-5).

- SELECTIVIDAD DE LAS MEMBRANAS: Si se conocen los coeficientes de permeabilidad de un par de gases (***i, j***) la selectividad de la membrana (***α_{i,j}***), es una relación entre sus permeabilidades individuales (gases puros sin interacción con la membrana).

$$\alpha_{i,j} = \frac{P_i}{P_j} \quad \text{Ec. (2-8)}$$

La selectividad depende únicamente de la naturaleza del sistema [gas-membrana] empleado y la temperatura. Pero el factor de separación (***F_s***) está dado por las fracciones molares de ambos componentes en la corriente de alimentación (***X₀***) y la corriente del permeado (***X_t***):

$$F_s = \frac{X_{i,t} \times X_{j,0}}{X_{j,t} \times X_{i,0}} \quad \text{Ec. (2-9)}$$

Si los gases no tienen fuertes interacciones entre ellos o con la membrana y la presión del lado de la corriente permeada es muy cercana a cero, el factor de separación es esencialmente igual a la selectividad. La selectividad puede verse como el producto de la movilidad selectiva [***D_i/D_j***] (movilidad de moléculas individuales en el material de la membrana), y la solubilidad selectiva [***S_i/S_j***]

(número total de moléculas disueltas en el material de la membrana). En ausencia de interacciones fuertes polímero – gas penetrante, la movilidad selectiva $[D_i/D_j]$ tiende a ser el factor dominante en la determinación de la selectividad ideal.

$$\alpha_{i,j} = \frac{P_i}{P_j} = \left[\frac{D_i}{D_j} \right] \left[\frac{S_i}{S_j} \right] \quad \text{Ec. (2-10)}$$

La movilidad selectiva $[D_i/D_j]$ depende principalmente de la temperatura de transición vítrea del material de la membrana. Cuando está por debajo de su temperatura de transición vítrea, el material es rígido y se conoce como material vítreo. El material por encima de su temperatura de transición vítrea es blando y se conoce como caucho. La movilidad relativa de los gases difiere en vidrios y cauchos. El aumento del tamaño de la molécula permeante disminuye rápidamente los coeficientes de difusión en el caso del material vítreo en comparación con los cauchos. La solubilidad selectiva $[S_i/S_j]$ depende principalmente de la condensabilidad del permeante. El coeficiente de solubilidad aumenta con un aumento en el tamaño del permeante porque las moléculas más grandes se condensan fácilmente en comparación con las moléculas más pequeñas. La diferencia entre los coeficientes de solubilidad en vidrios y cauchos no es mucha en comparación con los coeficientes de difusión. En términos más generales, la movilidad selectiva $[D_i/D_j]$ es dominante en los materiales vítreos; la permeabilidad disminuye con el aumento del tamaño del permeante. Por otra parte, la solubilidad selectiva $[S_i/S_j]$ es dominante para los materiales gomosos; la permeabilidad aumenta con el tamaño creciente del permeante.

- NÚMERO DE PERMEACIÓN Y RELACIÓN DE PRESIONES: El número de permeación (o relación de corte de etapa), afecta el grado de separación requerido. El objetivo habitual de un sistema de separación de gases es producir una corriente de residuo esencialmente despojada del componente permeable y una corriente de permeado pequeña y altamente concentrada. Estos dos requisitos no pueden cumplirse simultáneamente; se debe hacer un equilibrio entre la eliminación del gas de alimentación y el enriquecimiento del permeado. El número de permeación (θ) caracteriza esta compensación.

$$\theta_i = \frac{P_i}{\ell} \times \frac{A \times \Delta p}{x_{i,0} \times Q_A} = \frac{\text{Flujo de Componente Permeado}}{\text{Flujo de Componente Alimentado}} = \frac{N_{i,P}}{N_{i,A}} \quad \text{Ec. (2-11)}$$

, donde Q_A representa el caudal de la corriente de alimentación, $N_{i,A}$ es el flujo molar del gas i en esa misma corriente, $x_{i,0}$ es la fracción molar del componente i en el mismo lado y Δp es la diferencia de presiones parciales a ambos lado de la membrana.

La importancia de la relación de presiones (presión de alimentación dividida por la presión del permeado), se explica porque una operación unitaria de separación CO_2 por etapa de membrana, requiere la existencia de una relación de presión positiva lo más alta posible (con la tecnología actual de compresores y bombas de vacío, alcanza valores entre 5 y 10 bar). Esto se debe a que un flujo del componente i a través de una membrana de espesor ℓ , con una fracción molar $x_{i,0}$, solo puede ocurrir si la presión parcial del componente i en el lado de

alimentación de la membrana ($X_{i,0} \cdot p_0$) es mayor que la presión parcial del componente i en el lado del permeado de la membrana ($X_{i,\ell} \cdot p_\ell$). Esto es:

$$X_{i,0} \times p_0 \geq X_{i,\ell} \times p_\ell \quad \text{Ec. (2-12)}$$

De ello se deduce que la separación máxima lograda por la membrana se puede expresar como:

$$\varphi = \frac{p_0}{p_\ell} \geq \frac{X_{i,\ell}}{X_{i,0}} \quad \text{Ec. (2-13)}$$

Es decir que, el enriquecimiento logrado en el permeado en relación con la alimentación ($X_{i,\ell}/X_{i,0}$) es siempre menor que la relación de presiones de alimentación y permeado (p_0/p_ℓ), sin importar cuán selectiva sea la membrana.

La ecuación siguiente relaciona la concentración de un gas i en el permeado ($X_{i,\ell}$), su concentración en la alimentación ($X_{i,0}$), relación de presiones (φ) y la selectividad de membrana (α):

$$\frac{X_{i,\ell}}{1-X_{i,\ell}} = \alpha \cdot \frac{X_{i,0} - \frac{X_{i,\ell}}{\varphi}}{(1-X_{i,0}) - \frac{(1-X_{i,\ell})}{\varphi}} \quad \text{Ec. (2-14)}$$

, de donde se obtiene que

$$X_{i,\ell} = \frac{1}{2} \cdot \frac{X_{i,0} + \frac{1}{\varphi} + \frac{1}{\alpha-1} - \sqrt{\left(X_{i,0} + \frac{1}{\varphi} + \frac{1}{\alpha-1}\right)^2 - \frac{4 \cdot \alpha \cdot X_{i,0}}{(\alpha-1) \cdot \varphi}}}{\frac{1}{\varphi}} \quad \text{Ec. (2-15)}$$

2.2.3. Membranas Utilizadas en Separación de CO₂

- CLASIFICACIÓN GENERAL [4, 5]: Según su naturaleza, las membranas pueden ser biológicas (vivas / inertes) o sintéticas (orgánicos: poliméricos o líquidos / inorgánicos: cerámicas o metálicas).

Según su estructura o morfología, las membranas se clasifican en dos categorías: simétricas (isotrópicas) y asimétricas (anisotrópicas). Las membranas simétricas son firmes con estructuras huecas y poros interconectados, y se dividen en membranas microporosas, no porosas (densas) y cargadas eléctricamente. En las membranas porosas, los componentes de alimentación se separan según su tamaño (microfiltración y la ultrafiltración). En las membranas no porosas los componentes de la alimentación se separan en base la difusión generada por una fuerza impulsora de presión, concentración, gradiente de térmico o eléctrico (P.ej. Nanofiltración y Separación de Gases → CO₂).

La eficacia de separación en membranas no porosas de dos o más componentes de la alimentación depende de su velocidad de transporte a través de la membrana, que además depende de su difusividad y solubilidad en el material de la membrana (P.ej. Pervaporación).

Las membranas cargadas eléctricamente llevan una carga fija positiva o negativa y pueden ser porosas o no porosas. La separación se basa en la

difusividad y selectividad de los iones a través de la membrana (P.ej. Electrodiálisis).

En el caso de membranas asimétricas hay dos capas de membranas con diferentes espesores, tamaños de poro y porosidad: una capa superior densa (espesor de 0,1 a 0,5 μm) puesta sobre una subcapa porosa (espesor de 50 a 150 μm). La función de la capa superior densa es proporcionar selectividad a la membrana y a la subcapa porosa para proporcionar resistencia mecánica. Este tipo de membrana es la más famosa y consolidada comercialmente.

Las membranas orgánicas líquidas son de dos tipos: soportadas y en emulsión. En el caso de membranas líquidas soportadas, se utiliza una estructura porosa como soporte para la fase de membrana (líquido). La estructura porosa proporciona la resistencia mecánica necesaria y la fase de membrana la selectividad necesaria para el proceso. El proceso de separación se lleva a cabo bajo la influencia del gradiente de concentración o potencial químico desde la fase de alimentación hasta la fase de permeado a través de la fase de membrana, donde la fase de membrana actúa como un canal de conexión para los componentes de alimentación. En el caso de membranas líquidas en emulsión, la fase de membrana se estabiliza con la ayuda de un emulsionante entre la fase de alimentación y la de permeado.

- Membranas Poliméricas (Orgánicas). Las membranas poliméricas muestran una gran variedad en cuanto a estructura física y materiales con los que están fabricadas. Son resistentes a condiciones de proceso hostiles, es decir, altas temperaturas y presiones o las propiedades químicas reactivas de la mezcla de gases de escape. Sin embargo, su desarrollo ha enfrentado desafíos relacionados con la baja presión parcial de CO_2 y la gran escala requerida para el tratamiento de los gases de combustión. Para mejorar la permeabilidad y la selectividad al CO_2 , las membranas novedosas, como las membranas de transporte facilitado (FTM), que incorporan un "componente portador" en la estructura misma, son atractivas debido a la baja presión parcial de CO_2 que se experimenta en las aplicaciones de poscombustión.

Como técnica única, las membranas poliméricas han alcanzado un nivel de diseño "TRL7", es decir, estudios "Front-End Engineering Design" (FEED) para grandes instalaciones piloto (Fig. 2-8). Las membranas poliméricas con sistemas híbridos también han sido reconocidas como un método eficaz de separación de CO_2 , debido a su excelente permeabilidad, rendimiento de selectividad y simplicidad en la regulación del tamaño de los poros de la membrana durante todo el proceso de fabricación. Sin embargo, lograron pasos de escalamiento más bajos: el híbrido [membranas poliméricas / separación criogénica] hasta fase piloto "TRL 6", y el híbrido [membranas poliméricas / solvente], hasta estudios conceptuales "TRL4" (Tabla 2-1).

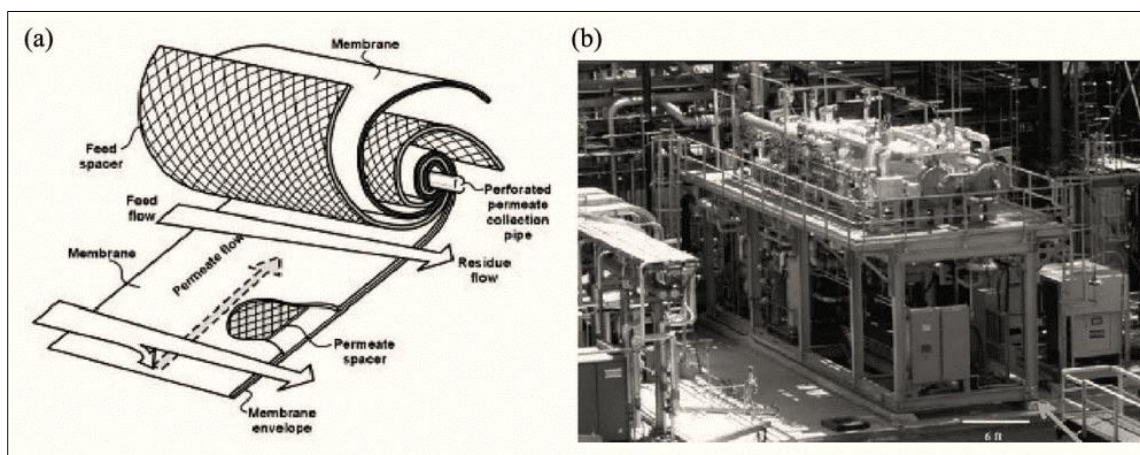


Figura 2-6. Módulo de membrana polimérica tipo espiral, instalado en una planta piloto de 20 ton/día, en el Centro Nacional de Captura de Carbono en los EEUU (Fuente: [2], p.27)

- Membranas Metálicas y Cerámicas (Inorgánicas). Las membranas inorgánicas son útiles para procesos de separación de CO₂ a altas temperaturas debido a su robusta estabilidad térmica, química y mecánica. Sin embargo, por ello se enfrentan a un alto potencial de reacción con los componentes del gas en la superficie y de procesos de difusión dentro del material, lo que limita su vida útil [5]. Las membranas inorgánicas más prometedoras son las de carbono, zeolitas, cerámicas y metales. Las membranas cerámicas aún se encuentran en etapa de desarrollo temprana en comparación con las membranas descritas anteriormente. Las líneas de investigación han sido combinar conductores de electrones metálicos u óxidos con óxidos conductores de protones para obtener materiales de membrana conductores mixtos. Otros enfoques han sido desarrollar un conductor mixto monofásico (por ejemplo, basado en BaCeO₃). Se necesita más investigación relacionada tanto con las propiedades de transporte como con la estabilidad de los conceptos de membrana conductora de protones. Como alternativa a la separación de H₂ (precombustión) se pueden aplicar membranas de doble fase de carbonato cerámico de alta temperatura para separar el CO₂ de otras especies de gases a temperaturas superiores a 400°C (postcombustión).
- RENDIMIENTOS Y COSTOS: Recientemente se ha estudiado una amplia variedad de materiales de membrana en proyectos de I+D entre 2022 y 2023 [3], comparando su selectividad hacia el CO₂, las condiciones de funcionamiento, el costo del material de la membrana y la madurez tecnológica (Tabla 2-1).

El bajo costo de fabricación de las membranas poliméricas es de gran interés para las aplicaciones industriales, pero generalmente exhiben una selectividad entre 5 y 10 veces menor que la de las membranas inorgánicas.

Se han fabricado membranas de separación altamente permeables a los gases que contienen nanopartículas de sílice, un tipo de MMM (Membrana de Matriz Mixta). La síntesis de nanopartículas de sílice es rentable, y el canal de transporte

de gas formado por ellas puede mejorar la permeabilidad del gas sin una disminución significativa de la selectividad del gas [6].

El desarrollo de membranas cerámicas, metálicas y poliméricas para la difusión por membranas podrían sobrepasar la eficiencia de los procesos de absorción de líquidos. Se han realizado estudios comparativos de la tecnología de membranas con otras tecnologías de separación, como la adsorción y la criogénica., donde el rendimiento de un sistema de membrana se ve fuertemente afectado por las condiciones de los gases de combustión, como la baja concentración y presión de CO₂ [11].

Con las membranas de transporte facilitado (FTM) la separación de CO₂ es factible, incluso para bajas concentraciones de CO₂ (alrededor del 10%) y es posible lograr más del 90% de recuperación de CO₂ y con una pureza en el permeado superior al 90% de CO₂.

Tabla 2-1. Selección de Proyectos de I+D, completados y en curso (período 2022-2023), basados en tecnología de membranas para captura postcombustión. Se destacan en color aquellos proyectos con mayor nivel de preparación tecnológica "TRL" (Fuente: [3], p.17)

Type of membrane	Project focus	Prime performer	Project duration	CO ₂ selectivity [-]	CO ₂ pressure normalized flux [GPU]	Operating temperature [°C]	Manufacturing cost for membrane material [\$/m ²]	Module cost of manufacturing and installation [\$/m ²]	Cost of CO ₂ capture [\$/tCO ₂]	CO ₂ Recovery [% vol.]	CO ₂ purity [%]	Technology maturity	TRL
Polymeric membrane	Large pilot polymer membrane system	Membrane Technology and Research, Inc.	2018–2026	0.3 (H ₂ O) 50 (N ₂) 0.5 (SO ₂)	1000	30	–	50–100	–	70–75	99	Large pilot-scale	6
Mixed matrix membranes (rubbery polymers and metal-organic polyhedral)	Achieve high carbon dioxide permeance	State University of New York	2019–2023	0.3 (H ₂ O) 50 (N ₂) 0.5 (SO ₂)	1500–2000	60	–	–	30 (target)	–	95 (target)	Bench-scale	4
Polymeric composite membrane	CO ₂ capture from flue gas	The Ohio State University	2019–2023	1 (H ₂ O) 170 (N ₂)	3500	57–77	20	40 \$/m ²	40.0–41.5	>60–90	>95	Bench-scale	4
Polymeric membrane	Retrofit process of polymeric membrane CO ₂ capture system	Membrane Technology and Research, Inc.	2019–2022	0.3 (H ₂ O) 30 (N ₂) 0.5 (SO ₂)	1000	30	10	50 \$/m ²	57.64	90	>96	FEED	5–7
Polymeric membrane	CO ₂ capture from coal flue gas	Membrane Technology and Research, Inc.	2018–2022	0.3 (H ₂ O) 50 (N ₂) 0.5 (SO ₂)	1700	30	50	–	–	75	>85	Engineering-scale	5
Molten hydroxide dual phase membrane	Membrane support materials (metal oxides)	Luna Innovations	2017–2022	999 (N ₂)	800	300	300	–	–	99	>96	Bench-scale	4
Amine carriers as the membrane matrix/nanoporous polyethersulfone polymer support	Selective membranes for < 1% CO ₂ sources	Ohio State University	2016–2020	0.3 (H ₂ O) 50 (N ₂) 0.5 (SO ₂)	2299	57–67	10	32 \$/m ²	246	90	>95	Pilot-scale	6
Polyimide-based membrane	Combine with cryogenic separation to reduce the cost of CO ₂ capture	American Air Liquide, Inc.	2015–2020	<0.2 (H ₂ O) >50 (N ₂) 0.3 (SO ₂)	–	–30 to –45	–	100 \$/kg/h	–	80–90	>58	Bench-scale	4
Graphene oxide-based membrane	Retrofit high-selectivity membranes in a pulverized coal or natural gas power plant	Gas Technology Institute (GTI)	2013–2022	1/10 (H ₂ O) 680 (N ₂)	1020	80	–	–	≤40 (2025 goal)	70–90	>95	Bench-scale	4
Graphene oxide-based membrane	Retrofit the high-flux membranes in a pulverized coal or natural gas power plant	Gas Technology Institute (GTI)	2013–2022	>30 (N ₂)	2500	70	–	–	≤40 (2025 goal)	70–90	>95	Bench-scale	4

3. DISEÑO DEL SISTEMA DE CAPTURA.

3.1. Especificaciones del Flujo de Entrada

El diseño de la Planta de Captura se basará en las emisiones procedentes de la chimenea de la Planta ENE, ya que presenta los mayores niveles de CO₂ disponibles. Se considerará como “flujo de emisiones” a una derivación del 50% del flujo total de emisiones que sale de la chimenea ENE, asumiendo que una toma lateral con mariposa (Fig. 2-7) es la opción menos invasiva y más económica para comenzar la implementación del proyecto, y además permite aprovechar la presión de flujo y controlar el escalamiento/desescalamiento de la captura de CO₂ sin afectar la operación de la caldera correspondiente.

Cabe señalar que, tanto la toma lateral de chimenea propuesta, como también otros elementos o mecanismos que inciden directa o indirectamente en la operación de la planta de captura, y en especial el subsistema de almacenamiento, se entenderán como parte de un conjunto de diseños colaterales factibles, que se pueden desarrollar en otras instancias. Para el subsistema de pretratamiento sólo se hará una descripción general a continuación.

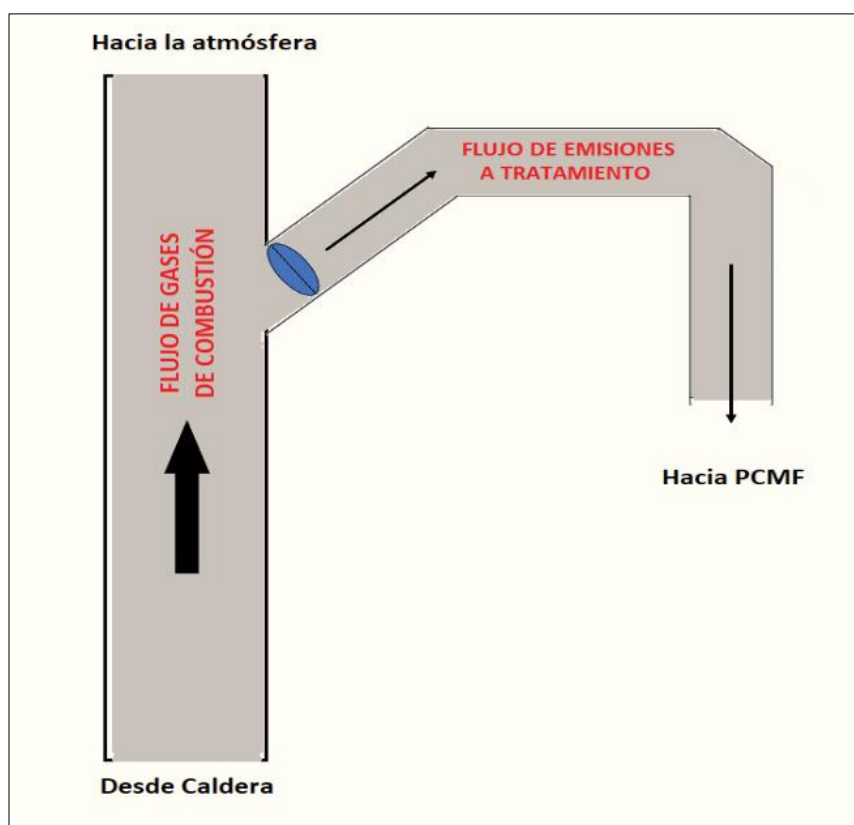


Figura 2-7. Toma lateral para la conducción del flujo de emisiones a tratamiento
(Fuente: Elaboración propia a partir de la descripción del Pto. 3.1)

Bajo esa condición, los parámetros del flujo de gases que se toma para tratamiento quedan configurados según la siguiente tabla:

Tabla 2-2. Datos del flujo de gases tomados para tratamiento (50%) desde chimenea ENE.

Componente	Componentes de la mezcla de gases									Totales
	CO ₂	H ₂ O	NO _x	SO ₂	CO	BEN.	TOL.	N ₂	O ₂	
Peso Molecular [g/mol]	44,001	18,015	38,006	64,066	28,010	78,114	92,141	28,013	31,998	
Flujo Másico \dot{m} [kg/s]	2,38492	0,71548	0,00177	0,00023	0,00389	0,00004	0,00001	19,02	4,17	26,29429
Flujo molar N [moles/s]	54,20	39,72	0,05	0,00	0,14	0,00	0,00	678,99	130,24	903,34
Fracción Molar X_i	0,060	0,044	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,752	0,144	1,00
Presiones Parciales p_i [atm] (*)	2,67	1,96	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	33,49	6,42	44,56
Caudales Parciales Q_i [L/s] (*)	39,23	28,74	0,03	0,00	0,10	0,00	0,00	491,41	94,26	653,78

Nota: (*) En estos cálculos se ha omitido los efectos de la energía cinética sobre la presión y el caudal.

3.2. Subsistema de Pretratamiento.

Debe incorporar un conjunto de equipos necesarios para limpiar y acondicionar la mezcla gaseosa (Fig. 2-8):

- **Precipitador electrostático (PEE):** Elimina la mayor parte de las partículas grandes. Dependiendo del tipo de carbón y de las regulaciones locales, se pueden eliminar partículas adicionales en una cámara de filtros o en un depurador húmedo.
- **Unidad de Desulfuración (UDS):** En esta operación, se utiliza un contactor de lodo de piedra caliza para eliminar el SO₂ del gas hasta niveles que cumplan con los límites de emisión (normalmente <100 ppm). Una vez que salen de la UDS los gases de combustión no han variado significativamente sus fracciones molares de CO₂, H₂O y N₂, y los demás componentes (impurezas de CO, NO_x, Benceno y Tolueno) se mantienen en niveles menores a 0,001% (ver Tabla 3-1).
- **Unidad de Control de Temperatura/Presión (CTP):** Sirve para mantener el flujo de emisiones a una presión y temperatura tal que permita una correcta operación de los equipos de pretratamiento e impidan la condensación del H₂O, ya que en estado líquido arrastra parte del CO₂, corroe los ductos, y además, el H₂O servirá como agente facilitador en el posterior proceso de separación de CO₂. La CTP es relevante para la operación del subsistema de separación, ya que la relación de presiones es crucial para la separación de CO₂ en los módulos de membrana.

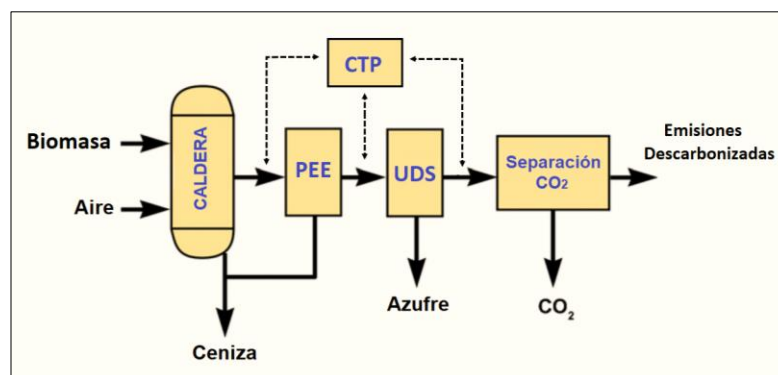


Figura 2-8. Esquema de equipos para depuración y acondicionamiento de gases de combustión como pretratamiento (Fuente: Elaboración propia a partir de [7], p.127)

Cabe señalar que la presión y temperatura del flujo de gases de combustión que sale de la chimenea, así como se reducen primero para favorecer los procesos de depuración, luego deben estabilizarse para favorecer el proceso de separación de CO₂, a aprox. 50°C (323K) y a más de 1 bar de presión al llegar a la entrada de la PCMF. Usando la Ley Combinada de los Gases, y despreciando la energía cinética del flujo, podemos determinar el caudal aproximado del flujo de gases entra al proceso de separación de CO₂:

$$\frac{p_1 \times V_1}{T_1} = \frac{p_2 \times V_2}{T_2} \rightarrow V_2 = \frac{p_1 \times V_1 \times T_2}{T_1 \times p_2}$$

$$V_2 = \frac{44,56 \times 653,78 \times 323}{393 \times 1} = 23.943,45 \text{ L}$$

$$Q_{\text{entrada}} \approx 23.943,45 \text{ L/s}$$

3.3. Subsistema de Separación de CO₂

Para el diseño del Sistema de Separación de CO₂ se tomó como referencia un diseño multietapa optimizado computacionalmente [8], el cuál fue recalculado mediante programa EXCEL utilizando los principios y parámetros de diseño expuestos en la sección 2.2 del presente capítulo, además de efectuar los respectivos balances de materia (general y por etapa). El sistema estudiado consiste de 4 etapas de membrana (Fig. 2-9), y fue diseñado para tratar las emisiones de combustión de una central eléctrica a carbón con una concentración de CO₂ de 13%. En esas condiciones sería capaz de recuperar el 95% del CO presente y concentrarlo hasta un 98% en la corriente de salida (membrana III).

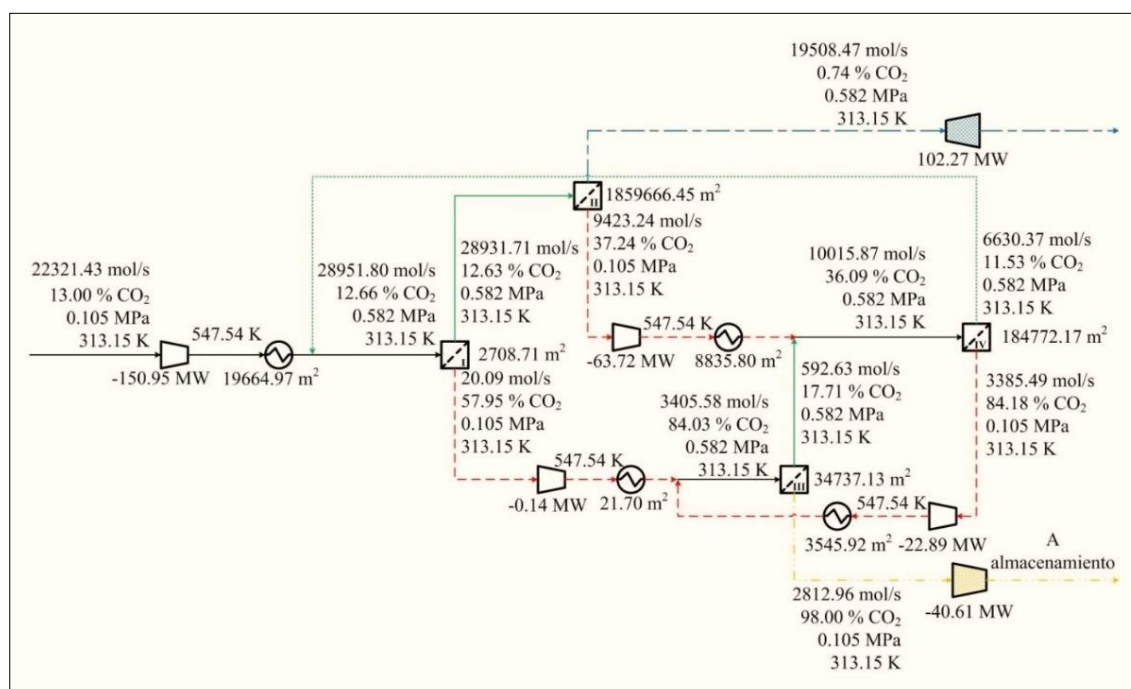


Figura 2-9. Sistema de Membranas Multietapas, optimizado computacionalmente para una central eléctrica a carbón (Fuente: [8, p.114]).

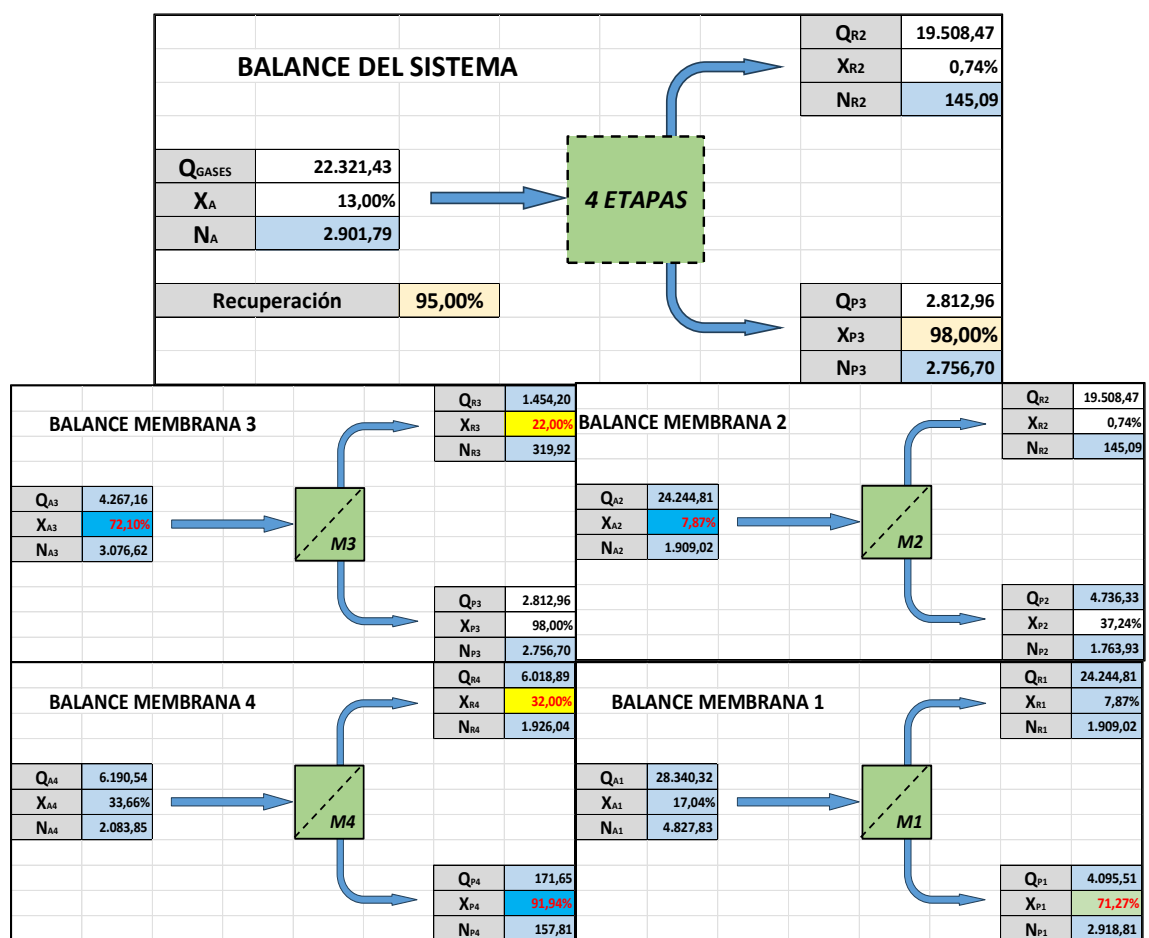
El recálculo se efectuó mediante una tabla de corrientes (Tabla 2-3), que se correlaciona con tablas balances de materia (Tablas 2-4 a 2-8) y una tabla de concentraciones de permeado y de área de membrana (Tabla 2-9).

Tabla 2-3. Tabla para recálculo de Corrientes del sistema estudiado.

CTE.	DESCRIPCIÓN	p [Kpa]	T [K]	Q [mol/s]	Fracc. Molar X [%]	Flujo Molar \dot{n} [moles/s]	Flujo Másico \dot{m} [kg/s]
1	Alimentación	105	313,15	22.321,43	13,00%	2.901,79	127,71
2	Alimentación MCF 1	582	313,15	28.340,32	17,04%	4.827,83	212,47
3	Permeado MCF 1	105	313,15	4.095,51	71,27%	2.918,81	128,46
4	Retenido MCF 1 / Alimentación MCF 2	582	313,15	24.244,81	7,87%	1.909,02	84,02
5	Permeado MCF 2	105	313,15	4.736,33	37,24%	1.763,93	77,63
6	Retenido MCF 2 (corriente pobre)	582	313,15	19.508,47	0,74%	145,09	6,39
7	Alimentación MCF 3	582	313,15	4.267,16	72,10%	3.076,62	135,40
8	Permeado MCF 3 (corriente rica)	105	313,15	2.812,96	98,00%	2.756,70	121,32
9	Retenido MCF 3	582	313,15	1.454,20	22,00%	319,92	14,08
10	Alimentación MCF 4	582	313,15	6.190,54	33,66%	2.083,85	91,71
11	Permeado MCF 4	105	313,15	171,65	91,94%	157,81	6,95
12	Retenido MCF 4	582	313,15	6.018,89	32,00%	1926,04	84,77

(Fuente: Elaboración propia a partir de [8], p.114).

Tablas 2-4 a 2-8. Tablas para recálculo de Balances de Materia del sistema estudiado.



(Fuente: Elaboración propia a partir de Tabla 2-3).

Figura 2-9. Tabla de recálculo de concentraciones y área de membrana del sistema estudiado.

Id.	$p_o CO_2$ [Kpa]	$p_i CO_2$ [Kpa]	$pR CO_2$ [Kpa]	ϕ	α CO_2/N_2	ξ_{CO_2} [Kmol / m ² s Kpa]	J_{CO_2} [Kmol / m ² s]	Θ_{CO_2} [%]	$N_{CO_2,A}$ [Kmol / s]	$N_{CO_2,P}$ [Kmol / s]	$N_{CO_2,R}$ [Kmol / s]	A m ²	$X_{CO_2,P}$ [%]
M1	99	75	46	5,543	50	3,35E-07	8,1448E-06	0,6046	4,83	2,9188	1,91	366.396	71,27%
M2	46	39	4	5,543	50	3,35E-07	2,2517E-06	0,9240	1,91	1,7639	0,15	876.675	37,24%
M3	420	103	128	5,543	50	3,35E-07	0,0001061	0,8960	3,08	2,7567	0,32	26.246	98,00%
M4	196	97	186	5,543	50	3,35E-07	3,3291E-05	0,0757	2,08	0,1578	1,93	4.792	91,94%
TOTAL												1.274.109	M. M. Perfect

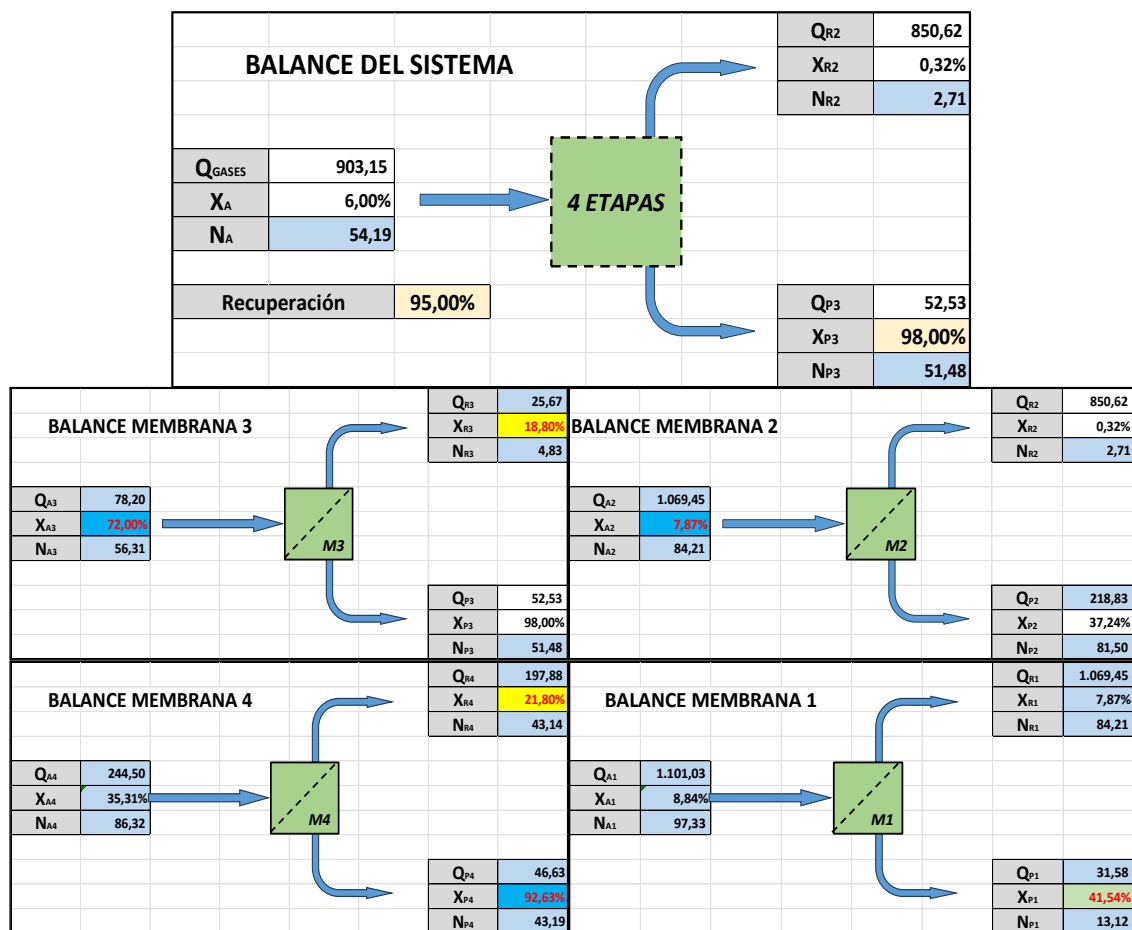
(Fuente: Elaboración propia a partir de Tabla 2-3).

Para los balances de materia, ciertos cálculos se hicieron con método matemático (cifras color negro fondo celeste claro) y otros con método iterativo (cifras en color rojo y fondo amarillo/verde). Los demás valores provienen de cálculo efectuados en las otras tablas o son especificaciones de los gases a tratar.

Al finalizar el recálculo, se constataron algunas diferencias menores en cuanto a concentración de permeados en etapas 1 y 4, pero se pudo equiparar las concentraciones en etapas 2 y 3 que son las más relevantes, pues determinan los porcentajes de recuperación y concentración final deseadas. Con respecto a la diferencia entre las áreas de membrana (total y por etapa), esto se debe a que la fórmula utilizada por este autor corresponde a la usada para módulos de mezcla perfecta (Ec 2.7) y el diseño estudiado se utilizaron las fórmulas para módulos de flujo cruzado y contraflujo.

Las tablas de recálculo se configuraron para poder ingresar los datos del flujo de emisiones de la Planta ENE, y luego calcular automáticamente los datos de flujo másico de CO₂ capturado (2,27 kg/s) y área de membrana requerida para el proyecto (77.714 m²). Cabe señalar que se utilizó un factor de corrección (1,6) para aproximar el área de membrana calculada para módulos de mezcla perfecta, a una cifra equivalente a módulos de flujo cruzado y contraflujo.

Tablas 2-10 a 2-14. Tablas de para cálculo de Balances de Materia para el sistema proyectado.



(Fuente: Elaboración propia a partir de Tablas 2-4 a 2-8).

Tabla 2-15. Tabla de cálculo de concentraciones y área de membrana para el sistema proyectado.

Id.	$p_o CO_2$	$p_i CO_2$	$pR CO_2$	φ	α	ξ_{CO_2}	J_{CO_2}	Θ_{CO_2}	$N_{CO_2,A}$	$N_{CO_2,P}$	$N_{CO_2,R}$	A	$X_{CO_2,P}$	
	[Kpa]	[Kpa]	[Kpa]											CO_2/N_2
M1	51	44	46	5,543	50	3,35E-07	2,6212E-06	0,1348	0,10	0,0131	0,08	5.478	41,54%	
M2	46	39	2	5,543	50	3,35E-07	2,2517E-06	0,9678	0,08	0,0815	0,00	40.505	37,24%	
M3	419	103	109	5,543	50	3,35E-07	0,00010591	0,9143	0,06	0,0515	0,00	491	98,00%	
M4	205	97	127	5,543	50	3,35E-07	3,6255E-05	0,5003	0,09	0,0432	0,04	1.204	92,63%	
												SUBTOTAL	47.677	M. M. Perfect
												TOTAL	77.714	MCC y MFC

(Fuente: Elaboración propia a partir de Tabla 2-9).

Tabla 2-16. Tabla para cálculo de corrientes para el sistema proyectado.

CTE.	DESCRIPCIÓN	P [Kpa]	T [K]	Q [mol/s]	Frac. Molar X [%]	Flujo Molar ñ [moles/s]	Flujo Másico ṁ [kg/s]
1	Alimentación	105	313,15	903,15	6,00%	54,19	2,38
2	Alimentación MCF 1	582	313,15	1.101,03	8,84%	97,33	4,28
3	Permeado MCF 1	105	313,15	31,58	41,54%	13,12	0,58
4	Retenido MCF 1 / Alimentación MCF 2	582	313,15	1.069,45	7,87%	84,21	3,71
5	Permeado MCF 2	105	313,15	218,83	37,24%	81,50	3,59
6	Retenido MCF 2 (corriente pobre)	582	313,15	850,62	0,32%	2,71	0,12
7	Alimentación MCF 3	582	313,15	78,20	72,00%	56,31	2,48
8	Permeado MCF 3 (corriente rica)	105	313,15	52,53	98,00%	51,48	2,27
9	Retenido MCF 3	582	313,15	25,67	18,80%	4,83	0,21
10	Alimentación MCF 4	582	313,15	244,50	35,31%	86,32	3,80
11	Permeado MCF 4	105	313,15	46,63	92,63%	43,19	1,90
12	Retenido MCF 4	582	313,15	197,88	21,80%	43,14	1,90

(Fuente: Elaboración propia a partir de Tabla 2-3).

3.4. Ponderación Energética.

Con el propósito de evaluar de viabilidad económica, es necesario tener una referencia respecto al consumo energético que el sistema de membranas demandará por concepto de compresión. Para esto, se hizo una ponderación mediante factores de potencia (kW · mol/s), que relacionan la potencia de los compresores y caudales recalculados de las corrientes del sistema de membranas estudiado (Tabla 2-17). Estos factores se aplicaron a los caudales calculados para el sistema de membrana del proyecto, y se obtuvo una potencia total aproximada de 5.000 kW (Tabla 2-18).

Cabe señalar, que un método más preciso es calcular previamente las concentraciones de cada componente en la mezcla gaseosa de cada corriente, y con ello el flujo másico total, para finalmente calcular la potencia requerida por cada compresor. Sin embargo, este método requiere datos de concentración de cada componente en la corriente de alimentación de gases de combustión, sus respectivas permeancias y muchos balances de materia adicionales y datos.

Tabla 2-17. Tabla para cálculo de factores de potencia del sistema estudiado.

Id.	DESCRIPCIÓN	POT. [kW]	Q [mol/s]	factor [kW mol/s]	Q' [mol/s]	POT. Recalc. [kW]
C1	Alimentación del Sistema	150.950	22.321,43	6,763	22.321,43	150.950
C2	Alimentación M4	63.720	9.423,24	6,762	4.736,33	32.027
C3	Alimentación M3-A	140	20,09	6,969	4.095,51	28.540
C4	Alimentación M3-B	22.890	3.385,49	6,761	171,65	1.161
C5	Almacenamiento de CO2	40.610	2.812,96	14,437	2.812,96	40.610
TE	Turbo Expansor (compensación)	-102.207	19.508,47	-5,239	19.508,47	-102.207

(Fuente: Elaboración propia a partir de Fig. 2-9)

Tabla 2-18. Tabla para cálculo de potencia requerida para el sistema proyectado.

Id.	DESCRIPCIÓN	factor [kW mol/s]	Q'' [mol/s]	POT. Calc. [kW]
C1	Alimentación del Sistema	6,763	903,15	6.108
C2	Alimentación M4	6,762	218,83	1.480
C3	Alimentación M3-A	6,969	31,58	220
C4	Alimentación M3-B	6,761	46,63	315
C5	Almacenamiento de CO2	14,437	52,53	758
TE	Turbo Expansor (compensación)	-5,239	850,62	-4.456

(Fuente: Elaboración propia a partir de Tabla 2-17)

CAPÍTULO 3
RENTABILIDAD DEL PROYECTO

1. ANÁLISIS DE MERCADO ^[1].

El análisis de mercado se efectuó en base al enfoque de las 5 Fuerzas de Porter (Fig. 3-1), que pueden proporcionar una visión adecuada de las condiciones comerciales en el que operaría el proyecto de captura de CO₂ Biogénico.

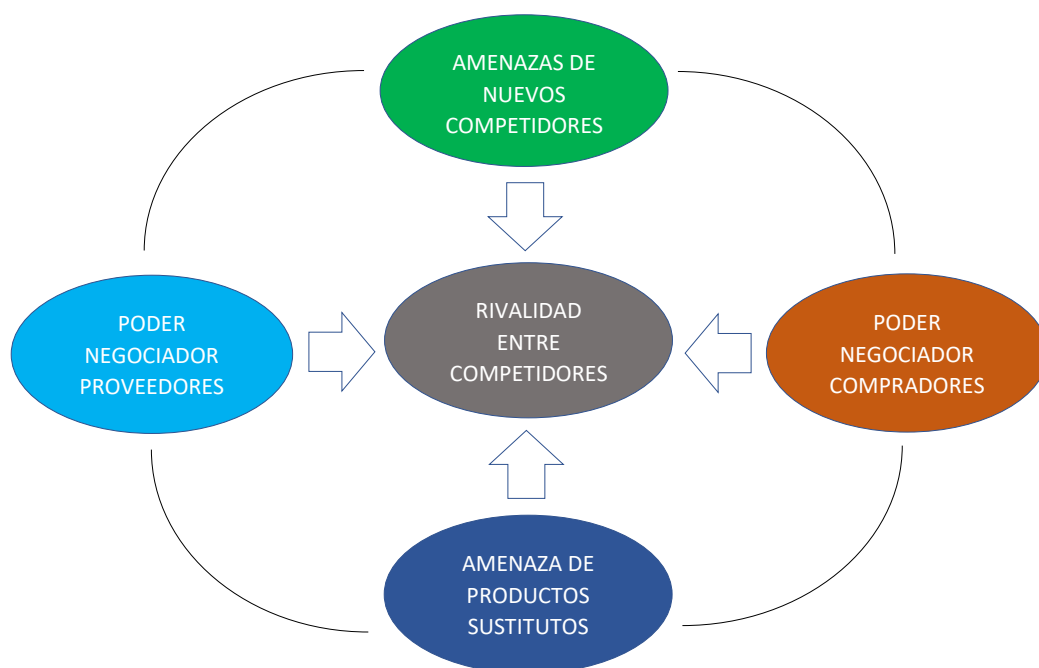


Figura 3-1. Las 5 Fuerzas de Porter para análisis de mercado (Fuente: *Elaboración Propia*).

1.1. Rivalidad entre Competidores.

Actualmente en el mercado nacional no existen empresas de captura y venta de CO₂ Biogénico. Este autor estima que puede deberse al retardo en la implementación de políticas ambientales, falta de información fidedigna respecto a emisiones o simplemente por una cultura comercial e industrial poco visionaria.

1.2. Amenaza de Nuevos Competidores.

Ante el avance concreto de agendas ambientales que se lleva a cabo en Europa, se estima que sean empresas extranjeras especializadas y con experiencia, las que puedan ingresar al mercado nacional a iniciar o participar del mercado del CO₂ Biogénico.

No obstante, estas empresas deberían enfrentar similares desafíos logísticos, dado que no existen proveedores de membranas en el mercado nacional.

1.3. Amenaza de Productos Sustitutos.

En este aspecto se debe destacar que, debido a su naturaleza, no existe un refrigerante más inocuo y amigable con el medio ambiente que el CO₂ Biogénico. Además se debe mencionar que se registran avances tecnológicos y legislativos en países más desarrollados, para integrar uso de CO₂ con NH₃ Verde para sistemas de refrigeración industrial.

Relacionado con lo anterior, y dada su disponibilidad, tampoco existe un compuesto más competitivo y sustentable para fabricar E-Metano, E-Metanol o químicos básicos, que el CO₂ Biogénico.

1.4. Poder Negociador de Proveedores.

Una debilidad como proyecto dentro del mercado, es que existen pocos fabricantes de membranas comerciales para gases industriales (ver Cap. 2, Pto. 2.2.3). Sin embargo, se registran muchos estudios académicos y avances científicos en el desarrollo de membranas con nuevas estructura y materiales, que lo promete una mayor competitividad en precio y calidad a corto plazo.

También en lo referente a proyectos de almacenamiento masivo de CO₂, no se registran experiencias a nivel nacional. Sin embargo, hay varias empresas que han desarrollado proyectos similares para gases incluso más nocivos y peligrosos, con quienes podría ser factible licitar un sistema de almacenamiento y distribución de CO₂ Biogénico.

Por el contrario, la oferta de Compresores Industriales para Aire y CO₂ es amplia, y por ende los precios ya son competitivos, tanto para la adquisición como también para la instalación, mantenimiento y sistemas de control automático.

1.5. Poder Negociador de Compradores.

En relación con la inexistencia de competidores (Pto. 1.1) y las virtudes del CO₂ Biogénico (Pto. 1.3), las industrias compradoras cuyos procesos no demandan exclusivamente CO₂, tendrían poco margen para negociar dentro del mercado nacional, si es que decidieran tomar una estrategia productiva carbono-negativa, buscando optar a beneficios tributarios o comerciales.

Por el momento, el poder negociador de aquellas industrias cuyos procesos demandan exclusivamente CO₂, solo estaría relacionado con la disponibilidad y costo del CO₂ Fósil. La situación cambiaría radicalmente si la carga tributaria para aquel insumo se elevara a tal punto que les conviniera más usar CO₂ Biogénico, aunque sea más caro.

2. MODELO DE NEGOCIO (CANVAS) ^[2].

2.1. Asociaciones Clave.

- Empresas de Ingeniería para diseño, fabricación e instalación de membranas y/o sistemas multietapas.
- Empresas de Almacenamiento de gases (construcción y operación de grandes sistemas).
- Empresas de Ingeniería para diseño, fabricación e instalación de tuberías.
- Empresas de Transporte Marítimo y Ferroviario.

2.2. Actividades Clave.

- Recuperación del 95% del CO₂ Biogénico existente en los gases de combustión tratados.
- Producción de CO₂ Biogénico con un 98% de concentración.

2.3. Recursos Clave.

- Módulos de Membrana.
- Compresores para Aire y CO₂.
- Personal de Ingenieros y Técnicos calificados.

2.4. Propuesta de Valor.

- Precio de CO₂ Biogénico \leq Precio de CO₂ Fósil.
- Insumo de nulo impacto ambiental (GWP) y alta inocuidad.
- Distribución de grandes cantidades a todo el país a bajo costo (transporte ferroviario y marítimo).
- Oportunidad de ingreso monetario para industrias que usan biomasa combustible.

2.5. Relación con los Clientes.

- Trato directo con empresa emisora de gases de combustión (ENE) e industria papelera asociada (FPC).
- Contrato de suministro con otras industrias regionales y nacionales.

2.6. Canales.

- Centro de Distribución en planta de almacenamiento.
- Ejecutivos de Ventas en terreno.
- Plataforma web.

2.7. Segmento de Clientes.

- Industrias con Calderas de Combustión de Biomasa ($\geq 0,1$ Mton/año de CO₂).
- Industrias de Procesamiento Químico.
- Empresas de Refrigeración.
- Empresas de Suministro de Gases Industriales.

2.8. Estructura de Costos.

- Adquisición, importación e instalación del sistema de membranas multietapas.
- Construcción y operación del sistema de almacenamiento.
- Pago por Flujo de Emisiones de Gases de Combustión.
- Consumo Eléctrico.

- Arriendo de Terreno Industrial.
- Salario de Ingenieros, técnicos y operadores.

2.9. Fuentes de Ingresos.

- Venta de CO₂ Biogénico (directa y puesto en planta).
- Gestión de Certificación Ambiental.
- Subsidios del Estado (CORFO).
- Préstamos Bancarios.
- Capitales de Inversión.

3. FLUJO DE CAJA.

Antes de confeccionar un Flujo de Caja para el proyecto, se deben establecer ciertos parámetros y calcular el Costo Operacional (OPEX) y el Costo de Capital de Inversión (CAPEX) del proyecto (Tabla 3-1). El factor de operación y el caudal de CO₂ disponible se volverán a utilizar para determinar los ingresos por ventas.

Tabla 3-1. Tabla para cálculo de OPEX y CAPEX del proyecto.

ítem	DESCRIPCIÓN	Unidad	VALOR	
-	Costo kW Equipos	U\$/kW	500	
-	Costo Área Membrana	U\$/m ²	50	
-	Factor Instalación		1,37	
-	Factor Housing		1,8	
P	Potencia de Compresión	[KW]	5.000	$CC = C_o + C_i^1$
f	Factor de Operación	-	0,7	
T	Horas de trabajo Anual	h/año	6.048	
E	Costo Eléctrico Operacional	U\$/kWh	0,05	$C_o = \frac{(P \times T \times E)}{F_{CO2} \times T}$
C	Costo Adquisición e Instalación Equipos de Captura	U\$	11.488.431	
F	Caudal CO ₂ Disponible	ton/h	8,16	
Co	Costo Operacional Captura (OPEX)	U\$/ton	31	$C_i^1 = \frac{(0.2 \times C)}{F_{CO2} \times T}$
Ci1	Costo de Inversión Captura (CAPEX)	U\$/ton	47	
CC	COSTO DE CAPTURA	U\$/ton	77	

(Fuente: Elaboración propia a partir hojas de cálculo excel)

El Costo de Captura (CC) y CAPEX Primario (C_i¹) indicado en la tabla, es solo referencial, ya que no se utilizan directamente en el Flujo de Caja, porque se considerará un CAPEX secundario (C_i²) por concepto de almacenamiento. Por lo tanto, se deberá hablar de Costo de Captura y Almacenamiento (CCA), el cual se calcula según las siguientes fórmulas (en USD/ton de CO₂):

$$CCA = C_o + C_i^1 + C_i^2 \quad C_i^2 = \frac{(0.2 \times A)}{F_{CO2} \times T}$$

, donde **A** es el costo de adquisición del sistema de almacenamiento que se requiera.

Con un tiempo de proyecto de 10 años, un factor de operación de 70%, y un flujo de venta creciente (véase "CO₂ Vendido" en la tabla), se requerirá un sistema de almacenamiento para aprox. 80.000 ton. de CO₂, equivalente a USD\$ 135 millones de inversión. Con un OPEX calculado de 31 USD/ton de CO₂ y capital de inversión primario de USD\$ 12 millones, y bajo las demás condicionantes (Tabla 3-1) se pueden dar rentabilidad al proyecto con precios de venta de USD\$1.000 (año 1-4) y USD\$ 1.200 (año 5-10) por tonelada de CO₂, que son precios competitivos como insumo de uso directo.

Tabla 3-1. Condiciones financieras y operacionales del proyecto.

CAPITAL INVERSIÓN (adquisición e instalación de equipos)		
Sistema de Captura + PEE + UDS	12.000.000	USD
Sistema de Almacenamiento	134.236.570	USD
Impuesto	27%	
Tasa de Descuento	15%	
Depreciación (CAPEX)	29.247.314	USD/año
PRÉSTAMO (mantenimiento y sueldos año 1)	5.000.000	USD
Tasa Anual Préstamo	20%	
Períodos Cuota	10	años
Capital de Trabajo (6 camiones estanque + 2 camiones grúa)	1.000.000	USD
Tiempo Proyecto	10	años
Factor de Planta	70%	
Horas de Trabajo Anual	6.048	horas/año
Caudal CO ₂ Disponible	8,16	ton/h
Producción CO ₂ anual	49.352	ton/año
Concentración Típica	6%	
PRECIOS DE VENTA		
Año 1-4	1.000	USD/ton
Año 5-10	1.200	USD/ton
CO ₂ VENDIDO		
Año 1-4	70%	%/producción
Año 5-8	90%	%/producción
Año 9-10 (+ CO₂ almacenado)	100%	%/producción
CO ₂ ALMACENADO		
Año 1-5	14.806	ton/año
Año 6-10	4.935	ton/año
TOTAL	78.963	ton
Costo de Almacenamiento de CO ₂ (estanques de 100 ton)	1.700	USD/ton
COSTO OPERACIONAL (OPEX)		
Mantenimiento (cambio de membranas y piping)	3%	%/inversión
Sueldos (60 personas)	10%	%/ventas
COSTO FLUJO EMISIONES (pago a Planta ENE)		
Año 1-4	60	USD/ton. Cap.
Año 5-10	72	USD/ton. Cap.
Arriendo Terreno para Almacenamiento (1Ha)	100.000	USD/año

(Fuente: Elaboración propia a partir hojas de cálculo excel)

Tabla 3-2. Flujo de Caja del proyecto, bajo condiciones almacenamiento temporal de 80.000 ton. aprox. y venta total.

Detalle	año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	año 6	año 7	año 8	año 9	año 10
Ventas		\$34.546.176	\$34.546.176	\$34.546.176	\$34.546.176	\$53.299.814	\$53.299.814	\$53.299.814	\$53.299.814	\$106.599.629	\$106.599.629
Costo Operacional de Captura		\$1.529.902	\$1.529.902	\$1.529.902	\$1.529.902	\$1.529.902	\$1.529.902	\$1.529.902	\$1.529.902	\$1.529.902	\$1.529.902
Arriendo Terreno Industrial		\$100.000	\$100.000	\$100.000	\$100.000	\$100.000	\$100.000	\$100.000	\$100.000	\$100.000	\$100.000
Sueldos y Mantenimiento		\$0	\$7.841.715	\$7.841.715	\$7.841.715	\$9.717.079	\$9.717.079	\$9.717.079	\$9.717.079	\$15.047.060	\$15.047.060
Costo Flujo Emisiones		\$2.961.101	\$2.961.101	\$2.961.101	\$2.961.101	\$3.553.321	\$3.553.321	\$3.553.321	\$3.553.321	\$3.553.321	\$3.553.321
Depreciación (-)		\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314
Interés Bancario		\$1.000.000	\$961.477	\$915.250	\$859.777	\$793.210	\$713.329	\$617.472	\$502.444	\$364.410	\$198.769
Utilidad Bruta		-\$292.141	-\$8.095.333	-\$8.049.105	-\$7.993.633	\$8.358.989	\$8.438.870	\$8.534.727	\$8.649.755	\$56.757.622	\$56.923.263
Impuesto		-\$78.878	-\$2.185.740	-\$2.173.258	-\$2.158.281	\$2.256.927	\$2.278.495	\$2.304.376	\$2.335.434	\$15.324.558	\$15.369.281
Utilidad Neta		-\$213.263	-\$5.909.593	-\$5.875.847	-\$5.835.352	\$6.102.062	\$6.160.375	\$6.230.351	\$6.314.321	\$41.433.064	\$41.553.982
Depreciación (-)		\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314	\$29.247.314
Inversión Inicial Capital	-\$146.236.570										
Préstamo	\$5.000.000										
Capital de Trabajo	-\$1.000.000										\$1.000.000
Amortización		-\$192.614	-\$231.137	-\$277.364	-\$332.837	-\$399.404	-\$479.285	-\$575.142	-\$690.170	-\$828.204	-\$993.845
FLUJO DE CAJA	-\$142.236.570	\$28.841.437	\$23.106.584	\$23.094.103	\$23.079.125	\$34.949.972	\$34.928.404	\$34.902.523	\$34.871.465	\$69.852.174	\$70.807.451

(Fuente: Elaboración propia a partir hojas de cálculo excel)

NOTA: 1) Valor Actual Neto (VAN) = \$23.051.539.-; Tasa Interna de Retorno (TIR) = 18%

2) La venta del CO₂ almacenado se considera efectuarla en los últimos dos años del proyecto.

Con un flujo de venta mayor, de tal forma de reducir el CO₂ almacenado a aprox. 20.000 ton. y vendiéndolo en los dos últimos años del proyecto, se pueden reducir los precios de venta a USD\$ 400 (año 1-4) y USD\$ 500 (año 5-10) por tonelada de CO₂, y obteniendo un VAN de \$22.451.115 y un TIR de 27%. Es importante observar que con esos valores por tonelada, un fabricante de combustibles sintético tendría que acotar sus costos de fabricación a aprox. USD 500 por litro, para incorporar este CO₂ en su proceso y entrar al mercado a competir con la gasolina de origen fósil.

Una tercera opción evaluada es asumir que al finalizar el proyecto no se haya vendido la totalidad del CO₂ almacenado. Por ejemplo, si queda un saldo de 80.000 toneladas de CO₂ sin vender, y se mantienen los precios de venta en USD\$1.000 (año 1-4) y USD\$ 1.200 (año 5-10) por tonelada de CO₂, aún es rentable el proyecto, con un VAN de \$6.509.135 y un TIR de 16%.

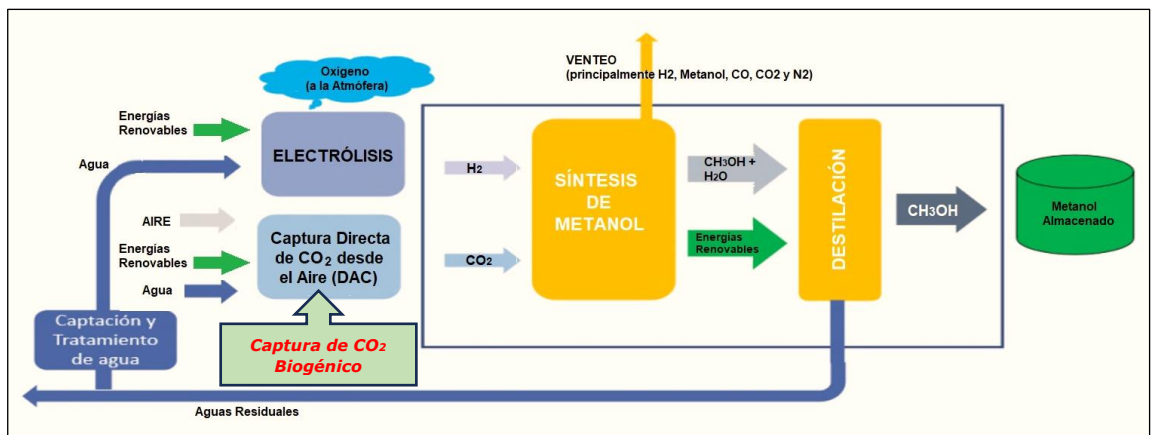


Figura 3-2. Proceso de fabricación de E-Metanol incorporando CO₂ Biogénico capturado

(Fuente: Elaboración Propia a partir de [3] p. 1-7).

CONCLUSIONES

1. RESPECTO A LOS OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

1.1. Caracterización de Plantas Industriales Potenciales.

Mediante el estudio preliminar desarrollado en el Capítulo 1 de la presente tesis, se observó que, específicamente en la región del Biobío existen, al menos, 9 plantas industriales con potencial técnico y económico para proyectos de captura de CO₂ Biogénico (caudal > 0,1 Mton/año).

Cabe destacar que estas plantas se encuentran distribuidas en 8 comunas, 4 de las cuales presentarían descentralización administrativa y comercial.

Las ventajas planteadas respecto a las plantas industriales del sector P.I. Escuadrón/P.I. Coronel, fueron constatadas terreno (interconexión, redes básicas, cabotaje y alcance de proyecto), sumándose otras más como:

- Existencia de terrenos industriales en desuso, que pueden utilizarse para planta de almacenamiento y/o planta de mantenimiento.
- Existencia de una empresa naviera, cuya administración podría interesarse en participar de un proyecto portuario conjunto.

1.2. Diseño del Sistema de Captura.

Si bien un sistema de captura con tecnología de membranas proporciona ciertas ventajas ambientales, operacionales y de mantenimiento, el diseño debe considerar las características específicas del flujo de gases de combustión y su régimen anual (curva periódica).

Aplicando en programa EXCEL ciertos principios y fórmulas de cálculo para membranas, además de métodos de balance de materia y factor de corrección, se puede dimensionar de forma aproximada el Área de Membrana Total de un Sistema Multietapas. Se requiere de programas computacionales y conocimientos más avanzados para el diseño detallado de cada etapa y del sistema completo.

El diseño del subsistema de almacenamiento y los procesos de distribución anexos, no deberían ser complejos de desarrollar, ya que el CO₂ es un gas industrial de uso extendido y hay muchas empresas especializadas en megaproyectos con gases incluso más peligrosos y nocivos. No obstante, es crucial el aseguramiento de calidad, ya que con las cantidades a almacenar y/o transportar, los riesgos aumentan de manera importante.

1.3. Evaluación de la Rentabilidad del Proyecto.

Si bien los valores de flujo másico de CO₂ capturado, los ingresos por ventas, el área de membrana y la potencia requerida son básicos para evaluar la rentabilidad del proyecto mediante flujo de caja (CAPEX primario + OPEX), la cantidad que se requiera almacenar implica un costo de inversión adicional (CAPEX secundario), que exige casi triplicar los precios de venta para asegurar la rentabilidad del proyecto.

En general, se puede decir que un proyecto para la planta "Eléctrica Nueva Energía" (parque industrial Escuadrón), sería rentable a 10 años, si se captura el 95% del CO₂ Biogénico de sus emisiones, se concentra a 98% de pureza, y se vende total o parcialmente (no menos del 84%) a un precio entre 10-40% del valor comercial (\$3.500/kg).

2. CUMPLIMIENTO DEL OBJETIVO GENERAL.

En términos generales, se puede concluir que un proyecto de captura de CO₂ Biogénico para la planta "Eléctrica Nueva Energía" sería técnica y económicamente viable, bajo las condiciones tecnológicas y de mercado expuestas.

Para este caso en particular, se ha confirmado el límite de viabilidad económica establecido por la EIA. Sin embargo, aplicando la metodología de este estudio a otras plantas emisoras con menores caudales, incorporando datos más actualizados y conocimientos más avanzados en membranas, sería posible evaluar proyectos de forma crítica y proponer alternativas innovadoras.

Respecto a la utilización del CO₂ capturado, es necesario investigar su campo de aplicaciones en el mercado (regional, nacional e internacional) y dimensionar las demandas actuales y futuras de este insumo en su versión fósil. También se puede proyectar su reutilización directa en procesos propios del sistema de captura, en las plantas emisoras o en opciones innovadoras de almacenamiento de energía renovable (baterías de CO₂).

BIBLIOGRAFÍA

Introducción:

1. Houghton, J. T. (Ed.). (1996). *Climate change 1995: The science of climate change: contribution of working group I to the second assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Vol. 2). Cambridge University Press.
2. Shah, Y. T. (2021). *CO2 Capture, Utilization, and Sequestration Strategies*. CRC Press, p. 14.
3. Aresta, M. y Dibenedetto, A. (2021). *The Carbon Dioxide Revolution: Challenges and Perspectives for a Global Society* (pp. 73-74). Springer Publications.
4. Bauer, Ch. (2020, Abril 27). *Environmental evaluation of CCS & CCU(S) technologies: Life Cycle Assessment (LCA)* [paper presentation]. Instituto Paul Scherrer, Suiza.
5. Pinto, F. (2019). Cambio climático en Chile: Del desafío global a la oportunidad local. *Análisis N°7/2019, Instituto Igualdad*.
6. Givovich, F., Quiroz, J., & Schmidt-Hebbel, K. (2022). *La revolución del hidrógeno verde y sus derivados en Magallanes*. El Líbero.
7. Moreno, J., Meyer, T., y Frohlich, V. (2021). *Análisis de la captura de carbono para la producción de combustibles sintéticos en Chile*. GIZ, INODÚ Chile energy&sustainability.

Capítulo 1

1. Moreno, J., Meyer, T., y Frohlich, V. (2021). *Análisis de la captura de carbono para la producción de combustibles sintéticos en Chile*. GIZ, INODÚ Chile energy&sustainability
2. https://jeremias.es/fileadmin/user_upload/es_data/download/Catalogos_comerciales/pdf/Chimeneas_industriales_autoportantes.pdf
3. Arredondo, J. B., & Villegas, A. L. (2019). *Impuesto a las emisiones de carbono (CO2) como instrumento de gestión ambiental y cambio climático*. Revista de Estudios Tributarios, (22), 68-71.
4. <https://www.agci.cl/sala-de-prensa/1508-ministerios-chilenos-de-energia-y-medio-ambiente-lanzan-proyecto-de-cooperacion-para-preparar-mercado-de-carbono>
5. <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=1177286&idParte=10341110&idVersion=2022-06-13>
6. Jawaid, M. y Khan, A. (2023). *Sustainable Utilization of Carbon Dioxide: From Waste to Product*. Springer Publications.
7. <https://gasex.cl>

8. Bauer, Ch. (2020, Abril 27). *Environmental evaluation of CCS & CCU(S) technologies: Life Cycle Assessment (LCA)* [paper presentation]. Instituto Paul Scherrer, Suiza.
9. <https://retc.mma.gob.cl/books/informe-consolidado-de-emisiones-y-transferencias-de-contaminantes-del-retc-2005-2020/>
10. GOMEZ-ACEBO, Tomás. Cuaderno de Tablas y Diagramas de Termodinámica. 2009.

Capítulo 2

1. Moreno, J., Meyer, T., y Frohlich, V. (2021). *Análisis de la captura de carbono para la producción de combustibles sintéticos en Chile*. GIZ, INODÚ Chile energy&sustainability.
2. Shah, Y. T. (2021). *CO2 Capture, Utilization, and Sequestration Strategies*. CRC Press.
3. Dziejarski, B., Krzyżyńska, R., & Andersson, K. (2023). *Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment*. Fuel, 342, 127776.
4. Purkait, M. K., & Singh, R. (2018). *Membrane technology in separation science*. CRC Press.
5. Baker, R. W. (2012). *Membrane Technology and Applications*. 3ª Ed. John Wiley & Sons, Ltd.
6. Hasebe, S., S. Aoyama, M. Tanaka, and H. Kawakami (2017.) *CO2 separation of polymer membranes containing silica nanoparticles with gas permeable nano-space*. Journal of Membrane Science 536:148–155.
7. Merkel, T. C., Lin, H., Wei, X., & Baker, R. (2010). *Power plant post-combustion carbon dioxide capture: An opportunity for membranes*. Journal of membrane science, 359 (1-2), 126-139.
8. ARIAS, Ana Marisa. Reducción de las emisiones de gases con efecto invernadero (GEIs) en el sector energético mediante tecnologías no convencionales. 2017.

Capítulo 3

1. Guías de Estudio del ramo "Evaluación de Proyectos", 5º Semestre Ing. Ej. Química. Prof. Marcelo Quiroz Neira.
2. <https://blog.hubspot.es/sales/modelo-canvas>
3. Declaración de Impacto Ambiental "Proyecto Piloto de Descarbonización y Producción de Combustibles Carbono Neutral" Empresa HIF SpA. Pares y Álvarez Ingeniería y Proyectos.

ANEXOS

ANEXO N°1

ARTÍCULO 8° - LEY N° 20.780 (FUENTES DE CO₂ FIJAS)

INCISO	DESCRIPCIÓN
Inciso Primero (Hecho Gravado – Devengo del Impuesto)	Establécese un impuesto anual a beneficio fiscal que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO ₂) y dióxido de carbono (CO ₂), producidas por establecimientos cuyas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, individualmente o en su conjunto sumen, una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible
Inciso Segundo (Sujeto Pasivo)	El impuesto de este artículo afectará a las personas naturales y jurídicas que, a cualquier título, haciendo uso de las fuentes de emisión de los establecimientos señalados precedentemente, generen emisiones de los compuestos indicados en el inciso anterior.
Inciso Noveno (Tasa – Base Imponible – Exención)	En el caso de las emisiones de dióxido de carbono, el impuesto será equivalente a 5 dólares de Estados Unidos de Norteamérica por cada tonelada emitida. Con todo, el impuesto a las emisiones de dióxido de carbono no aplicará para fuentes fijas que operen en base a medios de generación renovable no convencional cuya fuente de energía primaria sea la energía biomasa, contemplada en el numeral 1), de la letra aa) del artículo 225 del decreto con fuerza de ley N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, ley General de Servicios Eléctricos.
Inciso Décimo (Giro y Pago)	El pago de los impuestos deberá efectuarse en la Tesorería General de la República en el mes de abril del año calendario siguiente a la generación de las emisiones, en moneda nacional, de acuerdo al tipo de cambio vigente a la fecha del pago, previo giro efectuado por el Servicio de Impuestos Internos.
Inciso Decimoprimer (Determinación del Sujeto Pasivo)	El Ministerio del Medio Ambiente publicará anualmente un listado de los establecimientos que se encuentran en la situación del inciso primero de este artículo y de las comunas que han sido declaradas como saturadas o latentes para efectos de este impuesto.
Inciso Decimosegundo (Consolidación de Emisiones)	Para la aplicación de la fórmula establecida en este artículo, la Superintendencia del Medio Ambiente consolidará en el mes de marzo de cada año las emisiones informadas por cada contribuyente en el año calendario anterior.
Inciso Decimotercero: (Reglamentación para la Identificación de Sujeto Pasivo)	Un reglamento dictado por el Ministerio del Medio Ambiente fijará las obligaciones y procedimientos relativos a la identificación de los contribuyentes afectos y, establecerá los procedimientos administrativos necesarios para la aplicación del impuesto a que se refiere el presente artículo.
Inciso Decimocuarto: (Obligación de Monitoreo de Emisiones)	Las características del sistema de monitoreo de las emisiones y los requisitos para su certificación serán aquellos determinados por la Superintendencia del Medio Ambiente para cada norma de emisión para fuentes fijas que sea aplicable. La certificación del sistema de monitoreo de emisiones será tramitada por la precitada Superintendencia, quien la otorgará por resolución exenta. Para estos efectos, la Superintendencia del Medio Ambiente fiscalizará el cumplimiento de las obligaciones de monitoreo, registro y reporte que se establecen en el presente artículo.
Inciso Decimoquinto (Obligación de Reporte de Emisiones)	Los contribuyentes a que se refiere este artículo deberán presentar a la Superintendencia del Medioambiente, un reporte del monitoreo de emisiones, conforme a las instrucciones generales que determine el señalado organismo, el que además podrá definir los requerimientos mínimos de operación, control de calidad y aseguramiento de los sistemas de monitoreo o estimación de emisiones, la información adicional, los formatos y medios correspondientes para la entrega de información.
Inciso Decimosexto (Sanción por incumplimiento de Monitoreo y Reporte)	Los contribuyentes que incumplan las obligaciones que se establecen en los dos incisos precedentes serán sancionados de acuerdo a lo dispuesto en la ley orgánica de la Superintendencia de Medio Ambiente.
Inciso Decimoséptimo (Sanción por retardo)	El retardo en enterar en Tesorería los impuestos a que se refiere este artículo se sancionará en conformidad a lo dispuesto en el número 11 del artículo 97 del Código Tributario.
Inciso Decimoctavo (Comunicación SMA – SII para cálculo del Impuesto)	La Superintendencia deberá enviar al Servicio de Impuestos Internos un informe con los datos y antecedentes necesarios para que proceda al cálculo del impuesto por cada fuente emisora.

Tabla A-1. Extracto Artículo N° 8 LEY N° 20.780 (Fuente: Arredondo, J. B., & Villegas, A. L. (2019). Impuesto a las emisiones de carbono (CO₂) como instrumento de gestión ambiental y cambio climático. Revista de Estudios Tributarios, (22), 68-71.)

ANEXO N°2

DISPONIBILIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA RENOVABLE

Información del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

La capacidad instalada neta de generación de energía eléctrica al mes de Septiembre de 2023, asciende a 32.723 MW, de los cuales las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) aportan un 42,2% (Fig. A-1). La generación eléctrica al mes de Agosto 2023 en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) alcanzó un total de 7.112 GWh, de los cuales u 34% provinieron de ERNC (Fig. A-2).

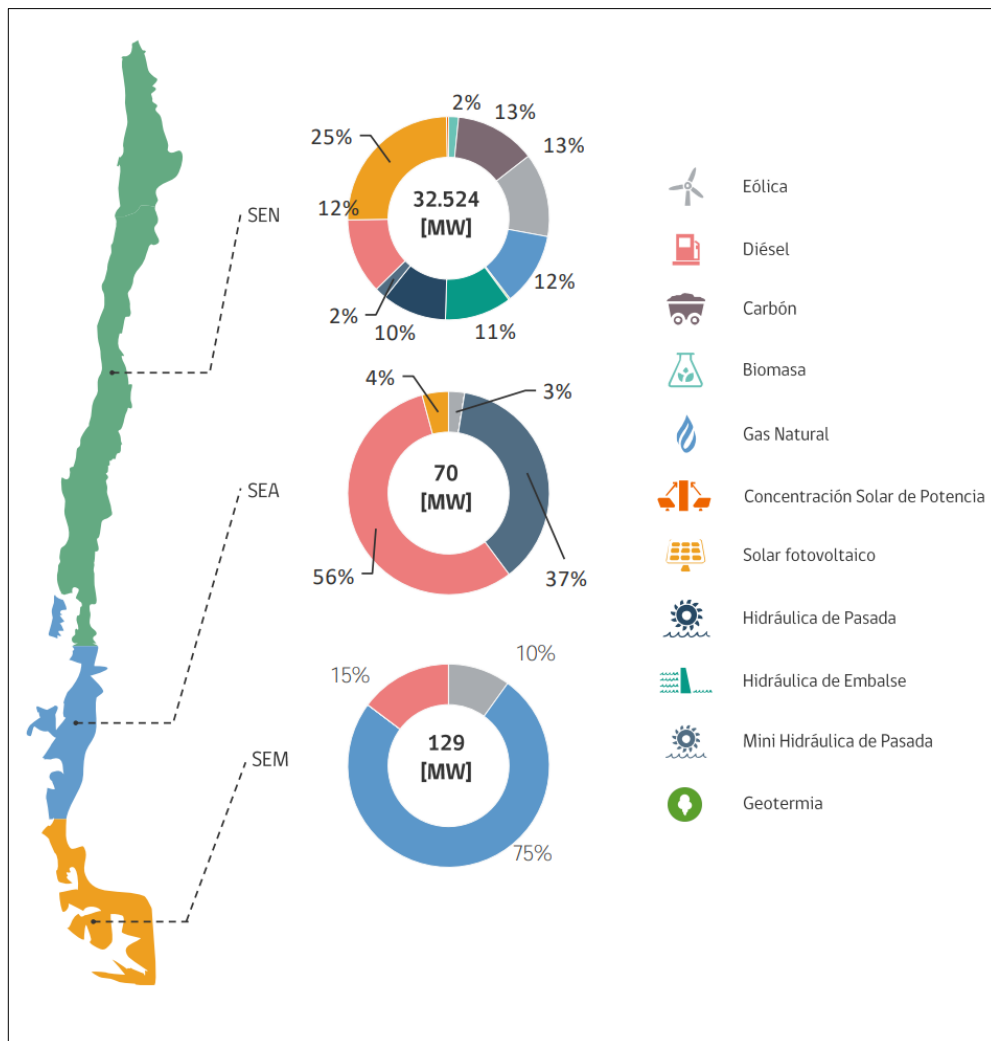


Figura A-1. Capacidad Instalada Neta por tecnología (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional / Energía Abierta).

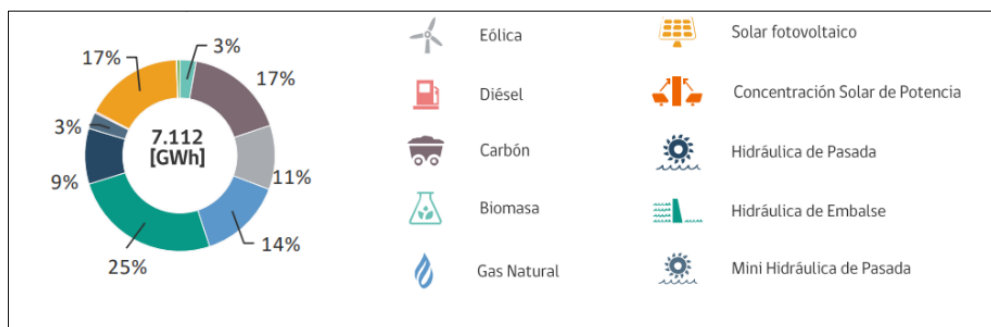


Figura A-2. Generación SEN por fuente (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional / Energía Abierta)

Información de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA).

La Capacidad Instalada que aportaron las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) al mes de Julio de 2023, es de 14.853 MW, de los cuales 1.102 MW (7%) se distribuyen en la región del Biobío (Fig. A-3)

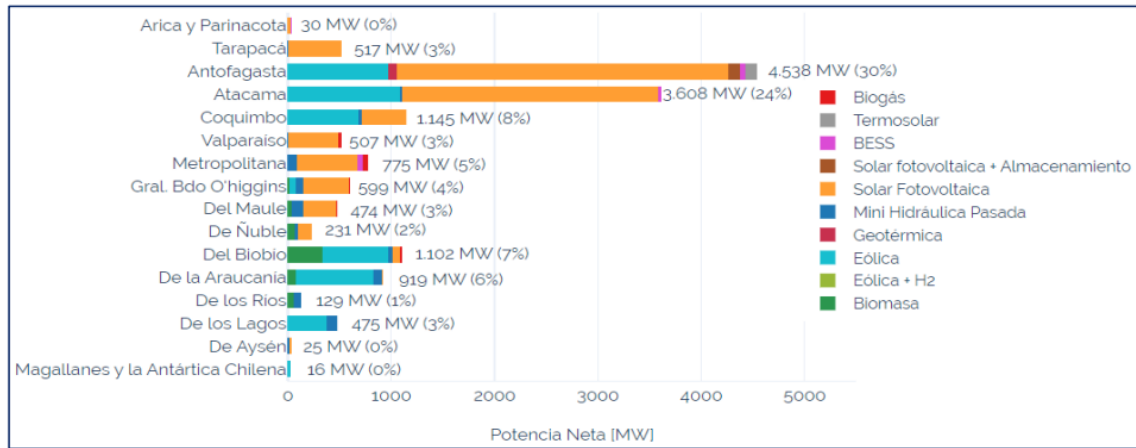


Figura A-3. Capacidad instalada ERNC/Almacenamiento por región Julio-2023 (FUENTE: [https://www.acera.cl/wp-content/uploads/2023/09/2023-07-Boletin-Estadisticas- ACERA.pdf](https://www.acera.cl/wp-content/uploads/2023/09/2023-07-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf))

ANEXO N°3

CONDICIONES CLIMÁTICAS DEL PROYECTO

A continuación, se muestra información climatológica para la ciudad de Concepción (estación Aeropuerto Carriel Sur), que entrega la Dirección Meteorológica de Chile, que servirá de referencia para estimar las condiciones de operación de un proyecto CCUS.

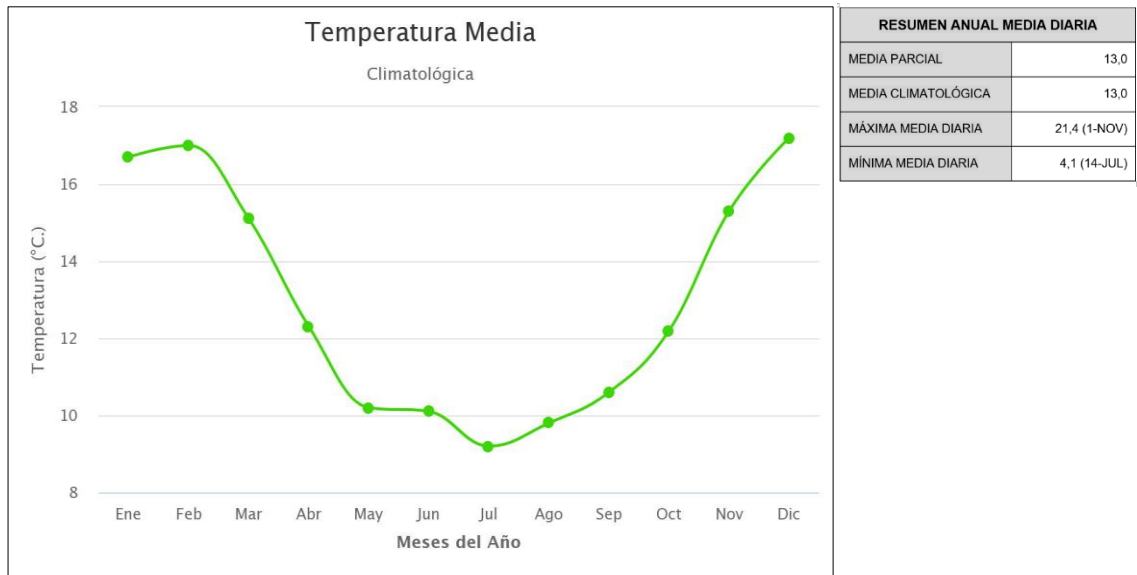


Figura A-4. Curva de Temperaturas (°C) en la ciudad de Concepción, durante el año 2022.

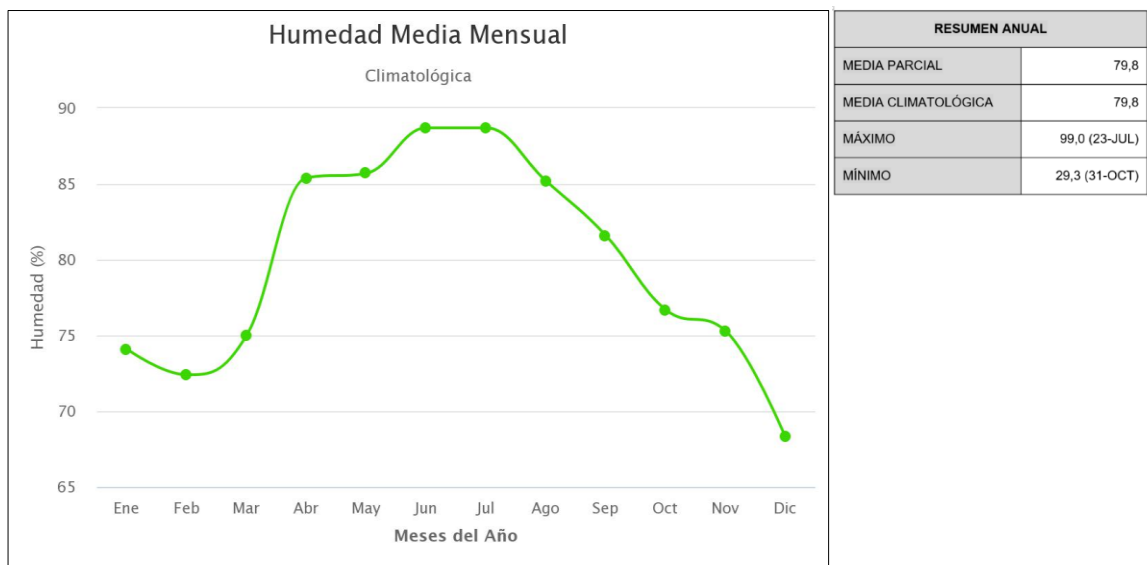


Figura A-5. Curva de Humedad Relativa (%) en la ciudad de Concepción, durante el año 2022.



Figura A-6. Curva de Presión a nivel del mar (hPa) en la ciudad de Concepción, durante el año 2022.

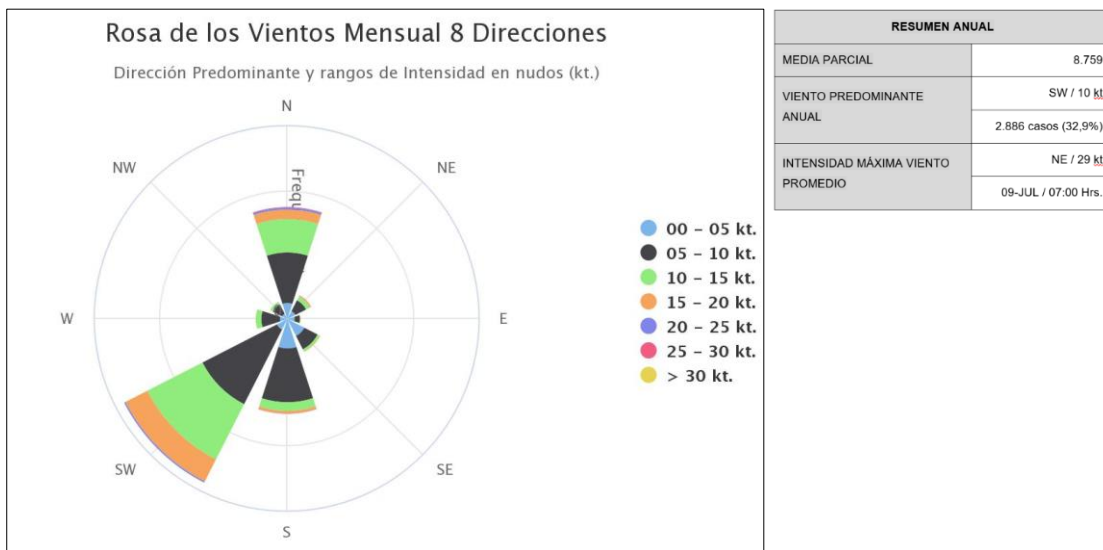


Figura A-7. Gráfica de Vientos (kt) en la ciudad de Concepción, durante el año 2022.

FUENTE: <https://climatologia.meteochile.gob.cl/>