



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO INGENIERÍA MECÁNICA



**GASIFICACIÓN DE RESIDUOS FORESTALES CON CAPTURA DE
CO₂ MEDIANTE PSA: ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA
UNA PLANTA PILOTO EN CHILE**

POR

Valentina Jesus Espinosa Meza

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción
para optar al título profesional de Ingeniera Civil Mecánica

Profesor Guía:
Dra. Einará Blanco Machin

Septiembre 2025
Concepción (Chile)

© 2025 Valentina Jesus Espinosa Meza

© 2025 Valentina Jesus Espinosa Meza

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento

Agradecimientos

Agradezco profundamente a mi familia por todo su apoyo y cariño constante a lo largo de este proceso.

A mi profesora guía Einara Blanco, sin su ayuda, su constante apoyo, dedicación y preocupación no hubiese sido posible llegar hasta este punto de mi carrera.

A mis amigas y amigos por su alegría, contención y palabras de aliento todos estos años.

A mis compañeras y amigas de directiva WIE UdeC, con quienes aprendí mucho de lo que soy hoy en día.

A mis profesores y compañeros/as de carrera que fueron parte de este camino.

A José, Luis y María, que desde cielo iluminan mis días.

Resumen

Uno de los principales propósitos de esta investigación, es contribuir al desarrollo de soluciones sostenibles para el aprovechamiento de biomasa, junto con la disminución en las emisiones de CO₂. Es por esto, se analiza la viabilidad técnica de una planta piloto para la valorización energética de residuos forestales mediante gasificación y generación de energía eléctrica, donde además se añade una etapa de captura de CO₂ postcombustión. El análisis de cada equipo, se basa en sus respectivos balances de masa y energía, junto a los principios fundamentales de gasificación de biomasa lignocelulósica, específicamente en un gasificador de tipo downdraft con aire como agente gasificante. Los supuestos de escala y parámetros asumidos, se respaldan en diferentes investigaciones previas cuyas condiciones se asemejan a las de este caso.

Junto con el análisis energético, se determinan tres indicadores que permiten estimar el impacto ambiental de esta planta piloto. Por un lado, se tiene un indicador de Dióxido de Carbono equivalente (CO₂e) donde se indica el impacto de los gases de efecto invernadero, por otro lado, se determina un indicador contaminación, que relaciona las emisiones de CO₂ equivalentes del combustible junto a su poder calorífico inferior, y por último, se determina la eficiencia ecológica del sistema.

Abstract

One of the main purposes of this research is to contribute to the development of sustainable solutions for biomass utilization, along with a reduction in CO₂ emissions. For this reason, the technical feasibility of a pilot plant for the energy recovery of forest waste through gasification and electricity generation is analyzed, where a post-combustion CO₂ capture stage is also added. The analysis of each piece of equipment is based on its respective mass and energy balances, together with the fundamental principles of lignocellulosic biomass gasification, specifically in a downdraft gasifier with air as the gasifying agent. The scale assumptions and parameters assumed are supported by various previous studies whose conditions are like those of this case.

Along with the energy analysis, three indicators are determined to estimate the environmental impact of this pilot plant. On the one hand, there is a carbon dioxide equivalent (CO₂)_e indicator that shows the impact of greenhouse gases. On the other hand, a pollution indicator is determined, which relates the CO₂ equivalent emissions of the fuel to its lower heating value. Finally, the ecological efficiency of the system is determined.

Tabla de contenidos

Lista de Figuras	7
Lista de Tablas.....	8
Nomenclatura.....	9
CAPÍTULO 1: Introducción.....	10
1.1 Contexto	10
1.2 Estado del Arte	13
1.2.1 Gasificación de biomasa.....	13
1.2.2 Captura de CO ₂ por PSA.....	14
1.2.3 Integración gasificación y captura de CO ₂ por PSA.....	15
1.3 Planteamiento del problema e hipótesis	15
1.4 Objetivo General.....	15
1.5 Objetivos Específicos	16
1.6 Alcance y limitaciones.....	16
CAPÍTULO 2: Metodología.....	17
2.1 Descripción general del enfoque metodológico	17
2.2 Marco teórico.....	17
2.2.1 Características de los residuos forestales para gasificación	17
2.2.2 Gasificación de biomasa lignocelulósica.....	19
2.2.3 Gasificadores downdraft.....	22
2.2.5 Captura de CO ₂ mediante PSA	23
2.3 Modelo de planta piloto.....	25
2.3.1 Secado.....	25
2.3.2 Sistema de gasificación	26
2.3.3 Ciclo Brayton.....	28
2.3.4 Captura de CO ₂ por PSA	31
2.4 Análisis de contaminación.....	32
CAPÍTULO 3: Resultados y discusión.....	35
CAPÍTULO 4: Conclusiones.....	38
Referencias	40
Anexos	43

Lista de Figuras

Figura 1: Emisiones de GEI totales (kt CO ₂ eq) por sector, año 2020.....	10
Figura 2: Emisiones de GEI total (kt CO ₂ eq) por gas, año 2020.....	11
Figura 3: Poder calorífico inferior en función de la humedad.....	18
Figura 4: Esquema de un gasificador de tiro descendente (tipo garganta).....	22
Figura 5: Esquema del funcionamiento de un gasificador de corriente descendente (sin garganta) junto al gradiente de temperatura a lo largo de la altura	23
Figura 6: Etapas de un ciclo PSA: presurización (a), alimentación a alta presión (b), despresurización (c) y purga con producto (d)	24
Figura 7: Diagrama configuración propuesta de planta piloto	25
Figura 8: Volumen de control para el bloque de secado	26
Figura 9: Diagrama simplificado sistema de gasificación.....	26
Figura 10: Volumen de control gasificador downdraft	27
Figura 11: Ciclo Brayton	29
Figura 12: Volumen de control compresor.....	29
Figura 13: Volumen de control cámara de combustión.....	30
Figura 14: Volumen de control turbina a gas	30
Figura 15: Instalación sistema de captura de CO ₂ por PSA	32

Lista de Tablas

Tabla 1: Volumen de subproductos madereros según tipo de subproducto y destino, 2023	12
Tabla 2: Volumen de subproductos madereros según región y destino, 2023	13
Tabla 3: Propiedades físicas, químicas y energéticas de residuos de cosecha de Pinus radiata, comunas de Arauco y Constitución, 2013	19
Tabla 4: Factores de emisión	32
Tabla 5: Parámetros emisiones SO ₂	32
Tabla 6: Parámetros emisiones NO ₂	33
Tabla 7: Parámetros emisiones SO ₂	33
Tabla 7: Resultados para secado de biomasa húmeda	35
Tabla 8: Resultados para gasificación	35
Tabla 9: Resultados para ciclo Brayton	36
Tabla 10: Factores de emisión	37

Nomenclatura

C_p	:	Calor específico $\left[\frac{kJ}{kg \cdot K}\right]$
h	:	Entalpía $\left[\frac{kJ}{kg}\right]$
\dot{m}	:	Flujo másico, $\left[\frac{kg}{s}\right]$
P	:	Presión [kPa]
PCI	:	Poder calorífico inferior $\left[\frac{kJ}{kg}\right]$
PCS	:	Poder calorífico superior $\left[\frac{kJ}{kg}\right]$
Q	:	Calor $\left[\frac{kJ}{kg}\right]$
W	:	Potencia [kW]
δ	:	Densidad $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
ε	:	Eficiencia
η	:	Rendimiento
Π	:	Indicador de contaminación

Abreviaturas

BH	:	Biomasa húmeda
BS	:	Biomasa seca
comb	:	Combustible
cp	:	Compresor
GE	:	Gases de escape
GL	:	Gas limpio
GS	:	Gas sucio
GEI	:	Gases de Efecto Invernadero
MP	:	Material particulado
PSA	:	Pressure Swing Adsorption (Adsorción por Cambio de Presión)
t	:	Turbina

CAPÍTULO 1: Introducción

1.1 Contexto

Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) corresponden a la principal causa del calentamiento global, lo que ha provocado un aumento de 1,1°C en la temperatura superficial global durante el período 2011 – 2020, en comparación con los niveles registrados entre 1850 y 1900 (Romero & Lee, 2023).

Entre las alternativas para hacer frente al cambio climático, destaca la transformación global del uso de la energía. Dado que dos tercios de las emisiones de GEI provienen del sector energético (Asmelash & Gorini, 2019), surge la necesidad de un cambio inmediato y a gran escala hacia el uso de energías renovables.

Los principales gases de efecto invernadero derivados de la actividad humana son el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), el óxido nitroso (N₂O) y los gases fluorados (gases F). Estos gases tienen una vida útil en la atmósfera y un potencial de calentamiento global distintos. Mientras que el CO₂ puede permanecer en la atmósfera durante cientos o incluso miles de años, se estima que la vida útil del CH₄ y el N₂O es de 11,8 y 109 años, respectivamente (Pizarro et al., 2024). Esto último resalta la importancia que tiene la reducción de emisiones de CO₂ y/o captura de este gas.

En Chile, durante el 2020, las emisiones totales de GEI alcanzaron los 105552 kt CO₂ eq, lo que representa un incremento del 116% respecto a 1990 (Martínez & Basoa, 2023), siendo el sector energía quien lidera las emisiones, tal como se muestra en la figura 1.

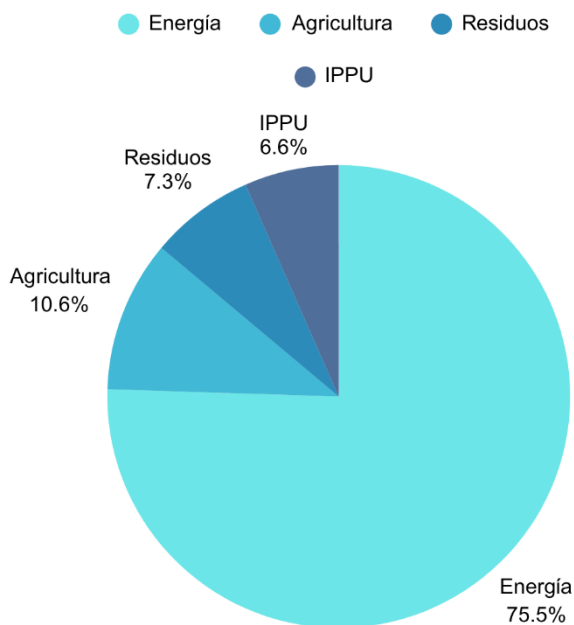


Figura 1: Emisiones de GEI totales (kt CO₂ eq) por sector, año 2020

La principal causa de esta tendencia en las emisiones globales de GEI son las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de combustibles fósiles para la generación eléctrica y el transporte terrestre (sector energía), las emisiones de CH₄ generadas por el ganado (sector agricultura) y las emisiones de N₂O provocadas por la aplicación de nitrógeno en los suelos agrícolas (sector agricultura) (Martínez & Basoa, 2023).

Analizando la presencia de los diferentes gases presentes en las emisiones de GEI, para el año 2020 el balance estuvo dominado por el CO₂, representando el 76%, seguido del CH₄ con el 14%, el N₂O con el 6% y finalmente los gases fluorados con el 4% (Martínez & Basoa, 2023), tal como se observa en la figura 2.

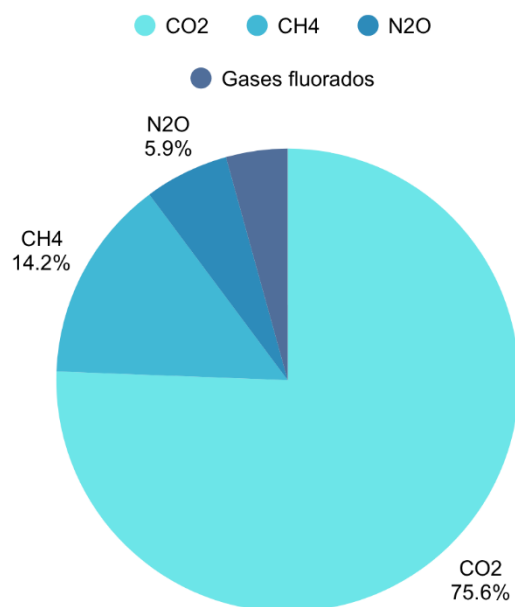


Figura 2: Emisiones de GEI total (kt CO₂ eq) por gas, año 2020

Los datos indican que entre los años 1990 – 1995 el balance de CO₂ fue favorable con respecto a la absorción de este gas, esto gracias a la absorción de las tierras forestales y al mayor uso de gas natural para la generación eléctrica. Sin embargo, a partir de 1995 este balance dejó de ser favorable debido al aumento en las emisiones del sector energía, dado un incremento en el consumo energético del país, superando la contribución de las adsorciones de las tierras forestales (Martínez & Basoa, 2023).

Cabe destacar, que el CO₂ puede ser captado directamente de la atmósfera o provenir de fuentes biogénicas o industriales inevitables. Las emisiones de CO₂ inevitables se refieren a aquellas asociadas a procesos que no pueden ser reemplazados por energías renovables o procesos alternativos, y no deben generar un incremento neto de CO₂ en la atmósfera (Moreno et al., 2021).

En Chile, 33 establecimientos industriales, principalmente de cemento y celulosa, tienen emisiones inevitables suficientes para que sea económicamente viable la captura de CO₂ (>0,01 MtonCO₂/año). Las emisiones de CO₂ de la industria del cemento, maderera y celulosa fueron 0,9-1,1 Mton, 2,1 Mton y 12 Mton, respectivamente para el año 2018 (Moreno et al., 2021).

Otro aspecto importante a considerar para el desarrollo de esta investigación es la disponibilidad de residuos forestales en Chile, los cuáles conforman la biomasa a utilizar. De acuerdo con el último Boletín Estadístico publicado por el Instituto Forestal (INFOR) durante el 2024, se pudo estimar que durante el año 2023 la industria del aserrío produjo 4,33 millones de m³ de subproductos madereros, dentro de los que se encuentran: aserrín primario (52,2%), corteza (24,9%), lampazos (9,7%), virutas (5,9%), despuntes (3,8%) y aserrín secundario (3,6%) (Catelicán Vera et al., 2024).

El destino de estos subproductos se puede observar en la tabla 1, donde se observa que si bien la comercialización domina las cifras, tanto el regalar como acumular estos subproductos corresponden alrededor de 105.333 m³, los cuáles podrían ser aprovechados energéticamente de manera más eficiente.

Tabla 1: Volumen de subproductos madereros según tipo de subproducto y destino, 2023

Tipo de Subproducto	Volumen de Subproductos madereros (m ³)				Total
	Comercializa	Autoconsumo	Regala	Acumula	
Corteza	712.415	351.466	7.387	7.867	1.079.136
Lampazos	352.409	42.323	14.775	10.446	419.953
Aserrín primario	1.245.068	958.532	34.278	22.065	2.259.943
Aserrín secundario	90.282	62.863	1.557	676	155.378
Viruta	102.562	150.851	2.173	532	256.119
Despuntes	53.396	105.662	3.556	19	162.633
Total	2.556.133	1.671.699	63.726	41.606	4.333.163

Fuente: Boletín Estadístico 2024, INFOR

Por otro lado, tal como indica la tabla 2, la región del Bío Bio lidera la producción de estos subproductos y representa alrededor del 42% en la cantidad de subproductos acumulados (Catelicán Vera et al., 2024), los cuales pueden ser aprovechados como biomasa en el sistema a proponer en esta investigación. Además, esto significa una oportunidad de uso en una eventual central instalada en la región del Bío Bio, específicamente en Concepción.

Tabla 2: Volumen de subproductos madereros según región y destino, 2023

Región	Volumen de Subproductos madereros (m ³)				Total
	Comercializa	Autoconsumo	Regala	Acumula	
R. de Valparaíso	23.489	33	43	498	24.062
R. Metropolitana	591	0	3	0	594
R. de O'Higgins	103.715	6.839	5.183	1.240	116.977
R. del Maule	690.600	322.976	3.397	4.013	1.020.985
R. de Ñuble	278.303	263.731	1.675	4.150	547.859
R. del Bio Bío	841.067	715.115	13.154	17.249	1.586.585
R. de la Araucanía	346.351	223.188	23.709	8.138	601.386
R. de Los Ríos	196.412	111.068	11.677	2.422	312.579
R. de Los Lagos	64.799	13.107	3.326	2.833	84.064
R. de Aysén	3.823	836	1.194	643	6.495
R. de Magallanes	6.982	14.806	368	419	22.576
Total	2.556.133	1.671.699	63.726	41.606	4.333.163

Fuente: Boletín Estadístico 2024, INFOR

Por último, una cifra interesante con respecto a la disponibilidad de materia prima en la Región del Bio Bío es la cantidad de subproductos madereros que son destinados a plantas de cogeneración o plantas industriales (Anexo 1). Del total de subproductos madereros comercializados en la región (841.067 m³), un 41,4% va hacia plantas de cogeneración (345.972 m³) y un 28,4% a plantas industriales (239.218 m³) (Catelicán Vera et al., 2024).

1.2 Estado del Arte

El desarrollo de tecnologías de conversión energética y mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) ha impulsado una amplia investigación en torno a la gasificación de biomasa y la captura de CO₂. Estas áreas constituyen la base de propuestas innovadoras para el aprovechamiento de residuos forestales y la generación de energía con menores impactos ambientales.

1.2.1 Gasificación de biomasa

La gasificación de biomasa se ha consolidado como una de las rutas más prometedoras para la valorización energética de residuos lignocelulósicos, al permitir la conversión termoquímica de materiales de valor económico en un gas de síntesis (syngas) con aplicaciones energéticas e industriales.

Dentro de las aplicaciones industriales, se han implementado plantas de cogeneración, tal como es el caso de la planta de TAIM, donde una unidad de gasificación de biomasa (gasificador downdraft) junto con un motor a gas de síntesis opera hasta los 1200°C, usando aire como agente gasificante y con un $PCI_{syngas}=1,61 \left[\frac{kWh}{Nm^3} \right]$ (BESEL, 2007).

Por otro lado, se ha experimentado con la co-gasificación de biomasa mezclada con otros residuos orgánicos disponibles, tal como la mezcla de madera con hasta un 60% de otras especies, como cerezas y cáscaras de avellanas, obteniéndose valores de $PCI_{\text{syngas}} > 5,18 \left[\frac{MJ}{Nm} \right]$ (Barontini et al., 2021).

Una arista importante en la optimización de la gasificación y en el diseño de plantas piloto, es la correcta elección del tipo de gasificador, dado que un mal dimensionamiento u determinación de condiciones de operaciones puede disminuir la eficiencia global del sistema. Uno de los análisis de a diferentes sistemas de gasificación indica que los reactores de lecho fijo con corriente descendente (downdraft), en particular las configuraciones de tipo Imbert con garganta, ofrecen mayores ventajas para aplicaciones de baja escala (10-200 kW) (Ouedraogo et al., 2025).

Recientemente se han llevado a cabo análisis comparativos del rendimiento de un gasificador downdraft ante biomazas distintas, y en comparación con otras configuraciones, los gasificadores downdraft presentan menores residuos y una eficiencia media aceptable (Mohebbali & Ashrafizadeh, 2025).

Además, la elección de un gasificador tipo downdraft para el sistema propuesto se fundamenta en su eficiencia demostrada en la generación de gas de síntesis de alta calidad, y su capacidad para reducir la formación de alquitrán. Este tipo de gasificador permite una operación más simple y económica en comparación con sistemas más complejos (Li et al., 2024).

1.2.2 Captura de CO₂ por PSA

La captura de dióxido de carbono mediante adsorción por PSA (Pressure Swing Adsorption) se ha consolidado como una de las tecnologías más estudiadas para la separación de gases en aplicaciones energéticas e industriales. Su principio de operación se basa en el uso de adsorbentes sólidos selectivos los cuales retienen preferentemente el CO₂ frente a otros componentes del gas, permitiendo obtener una corriente enriquecida en H₂ o en gas combustible. El proceso se desarrolla en ciclos de presurización y despresurización que regeneran continuamente el material adsorbente, lo que lo convierte en una alternativa atractiva por su bajo consumo energético, modularidad y facilidad de integración con procesos como la gasificación (Siqueira et al., 2017).

Dentro de los análisis realizados a este método de captura de CO₂, tanto con datos experimentales como modelos computacionales, se ha podido determinar que para aplicaciones post combustión, la captura por PSA ha sido evaluada positivamente y no ha representado problemas en su instalación a centrales térmicas antiguas que buscan modernizar sus equipos (Riboldi & Bolland, 2017).

Cabe destacar, que este método puede presentar diferentes configuraciones en cuanto a la elección de adsorbentes para mejorar la eficiencia del proceso, tal como es el caso del gel de sílice como adsorbente en captura postcombustión, donde ha llegado a presentar una pureza del CO₂ de un 90,7% con una recuperación del 76,47% y un alto porcentaje de consumo de energía (Yan et al., 2016).

1.2.3 Integración gasificación y captura de CO₂ por PSA

La integración de la gasificación de biomasa con sistemas de captura de CO₂ PSA representa una alternativa viable para obtener gases de síntesis más limpios y energéticamente aprovechables, al tiempo que se contribuye a la reducción de emisiones. Este acoplamiento permite reducir la fracción de CO₂ y enriquecer el contenido de hidrógeno o de gas combustible, mejorando así la calidad del producto final y el desempeño del sistema.

No obstante, la integración también presenta desafíos técnicos, tal como es el caso de un sistema PSA instala en una planta de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado (IGCC, por sus siglas en inglés), donde solo es posible alcanzar una eficiencia energética del 37%, considerando condiciones ideales, y con una recuperación máxima de CO₂ del 90%, dado que un aumento en este porcentaje obstaculizaría el trabajo de la central (Riboldi & Bolland, 2016).

1.3 Planteamiento del problema e hipótesis

El constante aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), especialmente de CO₂, constituye un desafío crítico para la mitigación del cambio climático. En este contexto, la valorización energética de residuos forestales se presenta como una alternativa viable, al permitir la generación de energía a partir de biomasa y, al mismo tiempo, reducir la acumulación de residuos lignocelulósicos. Sin embargo, la eficiencia y viabilidad técnica de integrar sistemas de captura de CO₂ a escala piloto aun presenta incertidumbres.

Surge entonces la problemática central de esta investigación: determinar la factibilidad técnica de integrar un gasificador downdraft con un sistema de captura de CO₂ mediante PSA en una planta piloto, de modo que se logre una operación eficiente y una fracción significativa de CO₂ capturado.

La hipótesis que guía este trabajo, plantea que dicha integración es viable y permite alcanzar niveles competitivos de eficiencia térmica y captura de CO₂, proporcionando criterios técnicos y operativos clave para el diseño conceptual de futuras plantas piloto de gasificación con captura de CO₂ en Chile.

1.4 Objetivo General

Evaluar la viabilidad técnica de una planta piloto para la valorización energética de residuos forestales mediante gasificación con captura de CO₂ por adsorción por cambio de presión (PSA) en Chile.

1.5 Objetivos Específicos

1. Caracterizar la disponibilidad y propiedades de los residuos forestales para su uso como materia prima en un sistema de gasificación a escala piloto.
2. Analizar mediante balances de masa y energía el proceso integrado de gasificación y captura de CO₂ por PSA, considerando un caudal de biomasa de 300 kg/h para estimar la eficiencia del proceso.
3. Determinar los principales criterios técnicos y operativos para el diseño conceptual de una planta piloto, identificando oportunidades de mejora y desafíos para su futura implementación en Chile.

1.6 Alcance y limitaciones

Alcance:

Esta investigación se centra en la evaluación de la viabilidad técnica de una planta piloto de gasificación de biomasa forestal con captura de CO₂ mediante un sistema PSA, considerando un flujo de biomasa de 300 kg/h. Se incluye la caracterización de la biomasa, modelación del sistema, estimación de la composición del syngas, fracción del CO₂ capturado y la eficiencia térmica del sistema integrado.

Limitaciones:

Dentro de las limitaciones técnicas se encuentran:

1. Se consideran condiciones de trabajo ideales para equipos que integran tanto secado de biomasa, sistema de gasificación, generación de energía eléctrica y captura de CO₂.
2. Captura de CO₂ mediante PSA se analiza bajo condiciones ideales de operación, sin considerar posibles pérdidas por fugas o degradación del adsorbente.
3. Eficiencia energética e integración del calor residual se evalúan bajo condiciones estables de operación, sin incluir perturbaciones típicas de procesos industriales.
4. Modelo termodinámico depende de datos bibliográficos disponibles, por lo que algunas aproximaciones podrían diferir de un desempeño real de planta.

CAPÍTULO 2: Metodología

2.1 Descripción general del enfoque metodológico

Esta investigación se basa en un enfoque cuantitativo, orientado a evaluar la viabilidad técnica de una planta piloto de gasificación de residuos forestales con captura de CO₂ mediante PSA. Se abordará a partir de las siguientes etapas:

- 1) **Caracterización de la biomasa:** definición de propiedades fisicoquímicas y composición elemental de los residuos forestales utilizados como materia prima.
- 2) **Análisis energético:** desarrollo de balances masa y energía en cada equipo del sistema, considerando simplificaciones técnicas e ideales.
- 3) **Criterios de evaluación técnica:** análisis de indicadores clave para determinar la viabilidad operativa y técnica del sistema, identificando limitaciones y oportunidades de mejora.

2.2 Marco teórico

2.2.1 Características de los residuos forestales para gasificación

La biomasa forestal se entiende como la materia orgánica presente en los ecosistemas forestales, tanto por encima como por debajo del suelo (Gutiérrez, 2014, p.5), y puede clasificarse en dos tipos principales: biomasa natural y biomasa residual (Gómez & Vergara, 2013).

Por una parte, la biomasa natural se refiere a la biomasa generada sin intervención humana, siendo ejemplo de esta los troncos, hojas, ramas, frutos, entre otros. Por otro lado, la biomasa residual corresponde a los residuos derivados de actividades forestales o de la industria maderera que aún pueden ser utilizados y considerados como subproductos, donde se pueden encontrar el aserrín, astillas, corteza, etc (Gómez & Vergara, 2013).

Para evaluar la viabilidad de la conversión de biomasa en energía, es necesario considerar los siguientes parámetros:

- **Contenido de humedad:** cuando el porcentaje de agua en los residuos es alto (>60% base húmeda), es necesario realizar un proceso de secado para que puedan ser utilizados energéticamente (Carmona & Urzúa, 2013, p.26). Con respecto a la gasificación, los valores de humedad adecuados que debe tener la biomasa a gasificar están entre el 10% y 15% (BESEL, 2007).
- **Poder calorífico:** se define como la cantidad de energía liberada por unidad de masa o volumen del combustible cuando se produce su combustión completa. En el caso de la madera, la relación entre el PCI (poder calorífico inferior) y la humedad está dada por la relación mostrada en la figura 3.

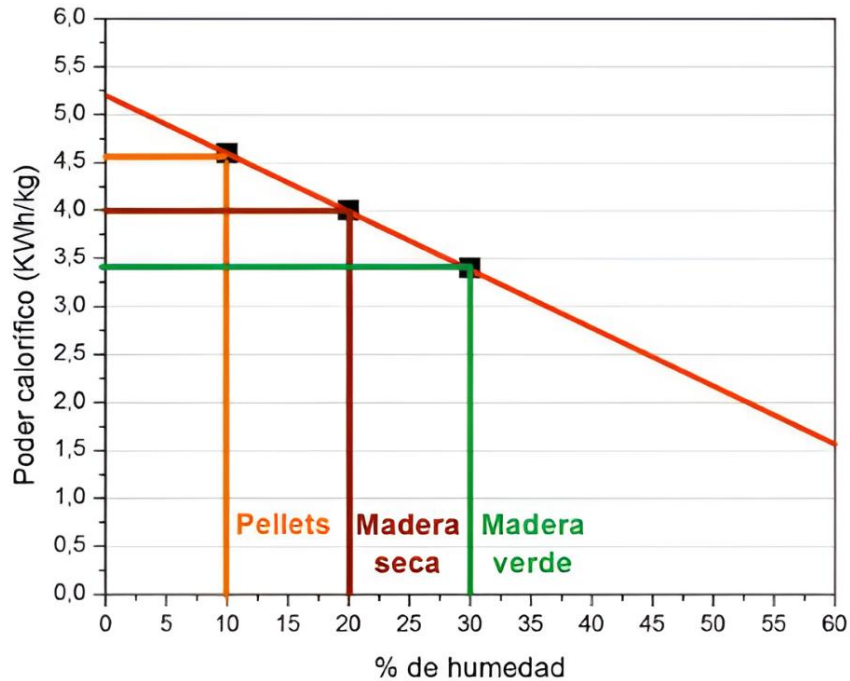


Figura 3: Poder calorífico inferior en función de la humedad

Determinando el PCI a partir de (1):

$$PCI = \frac{PCI_0(100 - \%CH) - 2,44 \cdot \%CH}{100} \quad (1)$$

Donde:

PCI: Poder calorífico inferior a una humedad dada (MJ/kg)

PCI₀: PCI con el material sin agua

%CH: contenido de humedad base verde

- **Contenido de cenizas:** las cenizas están por elementos mayores y menores, incluyendo metales y óxidos. Sustancias como óxidos de potasio y magnesio disminuyen el punto de fusión de las cenizas, lo que facilita su adhesión en ductos y otros elementos de los equipos, generando corrosión (Carmona & Urzúa, 2013).
- **Composición elemental:** el carbono (C) es el principal componente de la biomasa leñosa y, al oxidarse, libera energía, al igual que el hidrógeno (H). Por otro lado, el oxígeno (O) al oxidarse parcialmente, contribuye al proceso durante la transformación termoquímica, a diferencia del carbón mineral, lo cual explica el mayor poder calorífico de este último en comparación con la madera (Carmona & Urzúa, 2013).

Además, la biomasa contiene macro y microelementos, cuyos residuos pueden causar corrosión en los ductos, así como afectar el ecosistema. Los macroelementos más comunes son nitrógeno (N), potasio (K), calcio (Ca), fósforo (P), magnesio (Mg), azufre (S) y hierro (Fe). Los microelementos incluyen boro (B), manganeso (Mn), cobre (Cu), zinc (Zn) y molibdeno (Mo), con el cloro (Cl), silicio (Si) y sodio (Na) presente en las cenizas (Carmona & Urzúa, 2013, p.).

Dentro de las especies disponibles a nivel nacional, el pino radiata representa el 43,82% de superficie forestada en el año 2023 (anexo 2) (Cabaña, 2024), por lo que se estima contará con una mayor disponibilidad de residuos para su eventual uso en proyectos como los planteados en esta investigación.

Para realizar una simulación adecuada con esta biomasa en particular, es necesario conocer su composición elemental y las propiedades asociadas, como se presenta en la tabla 3 (Carmona & Urzúa, 2013).

Tabla 3: Propiedades físicas, químicas y energéticas de residuos de cosecha de Pinus radiata, comunas de Arauco y Constitución, 2013

Localidad		Origen del residuo: cosecha					
		Const.	Arauco	Const.	Arauco	Const.	Arauco
Tipo de biomasa		Corteza	Corteza	Madera	Madera	Mezcla	Mezcla
Análisis físico	Densidad [g/cm ³]	0,46	0,40	0,41	0,36	0,43	0,38
	%Extraíbles	23,4	25,8	4,6	4,2	15,6	10,6
Análisis químico	%Lignina	42,4	55,5	26,9	28,8	41,4	46,4
	%Holocelulosa	65,2	67,1	77,0	80,7	66,4	82,6
	α - celulosa	28,6	44,5	43,9	48,0	33,0	51,7
Análisis energético	%Cenizas	3,6	4,8	0,3	0,7	3,5	1,6
	PCS [Cal/g]	4954	5136	4834	4912	4886	4939
Composición elemental [%]	C	48,5	49,5	48,7	46,4	48,4	48,6
	H	5,7	5,6	6,0	5,9	5,7	5,9
	O	43,7	40,1	43,9	43,7	41,7	43,2
	S	0,0005	0,0004	0,0005	0,0002	0,0005	0,0003
	Cl	0,0059	0,0059	0,0061	0,0060	0,0071	0,0059

2.2.2 Gasificación de biomasa lignocelulósica

La gasificación es un proceso termoquímico que transforma la biomasa en gases combustibles mediante altas temperaturas y la presencia de un agente oxidante como aire, oxígeno, vapor de agua o una combinación de estos (Santana et al., 2025)

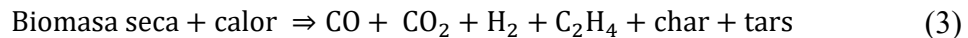
En el proceso de gasificación, una parte de los residuos de biomasa lignocelulósica se convierte en gas de síntesis (syngas), contribuyendo a reducir la acumulación ambiental de grandes cantidades de biomasa. El syngas posee un alto poder calorífico y está compuesto por una mezcla de gases, incluyendo metano, hidrógeno e hidrocarburos ligeros (Akbarian et al., 2022).

Dentro de la gasificación, se pueden diferenciar 4 etapas:

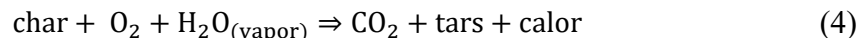
- 1) Secado: la humedad contenida en la biomasa se extrae en forma de vapor de agua mediante la acción del calor (ec. 2) (Garrido, 2001, p.37). Las temperaturas en esta etapa se encuentran entre los 100 y 150°C (Santana et al., 2025).



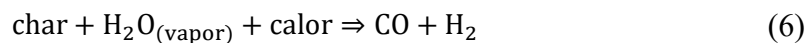
- 2) Pirólisis: la biomasa experimenta una despolimerización a través de reacciones de deshidratación, descarboxilación y descarbonilación sin oxígeno, donde se liberan gases permanentes, compuestos volátiles condensables, biocarbón y cenizas (ec. 3) (Garrido, 2001).



- 3) Oxidación: se llevan a cabo las reacciones de oxidación del char con el agente oxidante, lo que da lugar a la temperatura más alta de todo el proceso. Además, los productos orgánicos condensables y los alquitranes (tars) generados durante la fase de pirólisis se convierten en gases (ec.4). Este proceso tiene lugar cuando el char supera los 700°C (Garrido, 2001).



- 4) Reducción: el calor sensible de los gases y el char se utiliza en las reacciones endotérmicas que ocurren entre el H₂O, el CO₂ y el carbono presente en el char, lo que da lugar a la formación de CO y H₂. Es en esta etapa donde se produce la mayor parte de los gases que componen el gas producto (ec. 5 y 6) (Garrido, 2001).



El total de reacciones, considerando las reacciones secundarias que ocurren en la zona de gasificación, se muestran a continuación (Travieso, 2006):

- Combustión:



- Conversión del carbón en atmósfera de CO_2 :



- Conversión del carbón en atmósfera de vapor de agua:



- Reacción de *shift* agua – gas:



- Producción de metano:



- Reacciones secundarias:



Al igual que cualquier otra tecnología, la gasificación de biomasa presenta limitaciones que deben considerarse durante su implementación y así determinar la mejor estrategia de operación. Algunos de estos desafíos son (Akbarian et al., 2022):

- Biomasa ocupa más espacio que combustibles fósiles
- Dificultad para obtener syngas puro o bajo en impurezas
- Requerimiento de altas temperaturas y presiones para el proceso
- Alta producción de alquitranes

La reducción de alquitranes es esencial para la comercialización de la gasificación y la producción de bioenergía renovable limpia. Recientes métodos han permitido mejorar los procesos y lograr avances significativos en la gasificación de biomasa (Akbarian et al., 2022).

2.2.3 Gasificadores downdraft

Los gasificadores se clasifican principalmente según el modo de contacto entre el gas y la biomasa, así como el medio gasificante utilizado. En función del modo de contacto gas-biomasa, los reactores se dividen en tres categorías: lecho fijo o móvil, lecho fluidizado y lecho arrastrado (Basu, 2013).

Dentro de los reactores de lecho fijo se encuentran los de tipo downdraft, los cuales requieren menos tiempo para encenderse y llevar la planta a la temperatura de funcionamiento, tienen la tasa de producción de alquitrán más baja y corresponden a los reactores más económicos de implementar para baja escala (Basu, 2013), es el tipo de gasificador seleccionado para trabajar en esta investigación.

Un gasificador de corriente descendente (downdraft) es un reactor de flujo paralelo en el que el aire se introduce a una altura determinada, por debajo de la parte superior del gasificador. El gas producido fluye hacia abajo y sale por la sección inferior, atravesando un lecho de cenizas calientes (Basu, 2013), tal como se muestra en la figura 4.

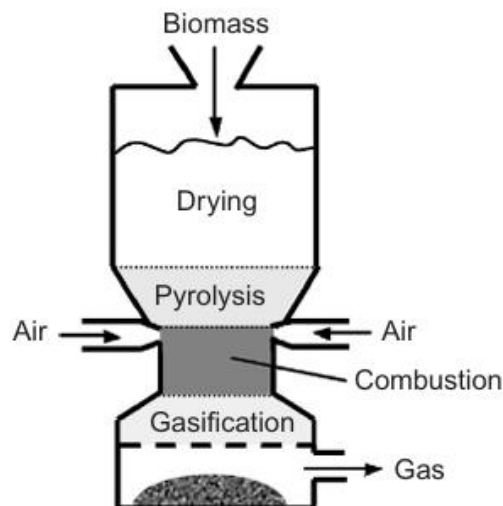


Figura 4: Esquema de un gasificador de tiro descendente (tipo garganta)

El aire, suministrado mediante un conjunto de boquillas distribuidas alrededor de los bordes del gasificador, desciende y entra en contacto con las partículas de carbón pirolizado, formando una zona de combustión con temperaturas aproximadas de 1200°C a 1400°C (Basu, 2013), tal como se muestra en la zona III, figura 5.

Posteriormente, el gas continúa descendiendo a través del lecho de partículas de carbón caliente, donde se produce la gasificación (zona IV, figura 5). Las cenizas generadas se depositan en el fondo del reactor, mientras que el gas resultante continúa su salida por la parte inferior (Basu, 2013).

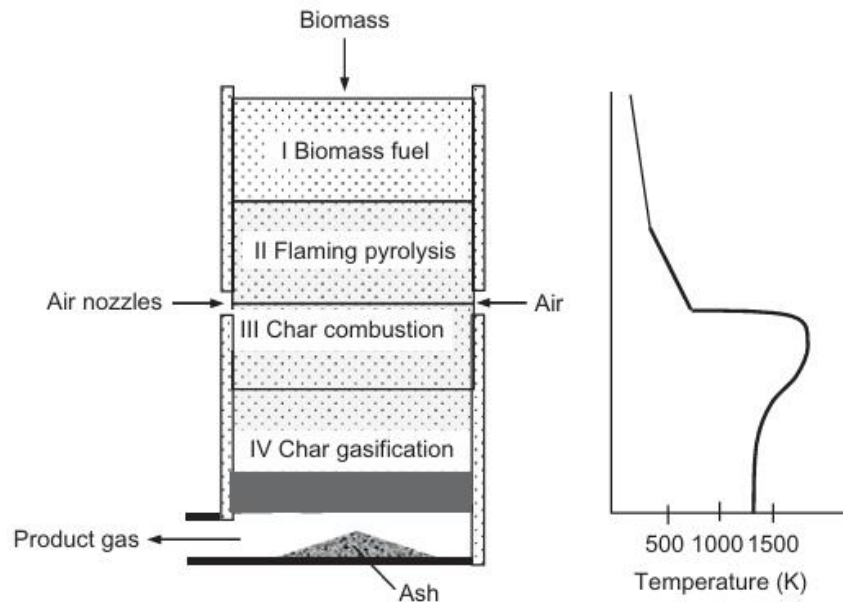


Figura 5: Esquema del funcionamiento de un gasificador de corriente descendente (sin garganta) junto al gradiente de temperatura a lo largo de la altura

2.2.5 Captura de CO₂ mediante PSA

Como se mencionó anteriormente, una de las principales estrategias frente al cambio climático es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), entre los cuales el CO₂ representa la mayor proporción (Martínez & Basoa, 2023). En este contexto, la captura y almacenamiento de CO₂ (CAC) representa una alternativa relevante, estimándose que podría reducir las emisiones de CO₂ en un 20% para el año 2035 (Beneroso Vallejo et al., 2012).

Dentro de las alternativas de captura de CO₂, existe la separación del CO₂ mediante adsorción, donde se establece una interacción de un gas (adsorbato) con una superficie sólida (adsorbente). Para aplicar la tecnología de adsorción existen dos vías: adsorción por oscilación de presión (PSA) y adsorción por oscilación de temperatura (TSA) (Beneroso Vallejo et al., 2012).

En los sistemas PSA, se emplean dos o más lecho idénticos para lograr la separación continua de una corriente gaseosa mediante el proceso de adsorción. De este modo, mientras un lecho se encuentra en la fase de adsorción, otro se encuentra en la fase de regeneración alternándose de manera que la operación se mantenga de forma continua. La regeneración de cada lecho se realiza mediante una reducción de la presión (Sanz, 2012).

Tal como se observa en la figura 6, las etapas comunes de un ciclo PSA son (Sanz, 2012):

- 1) Presurización con la corriente de alimentación
- 2) Alimentación a alta presión
- 3) Despresurización
- 4) Purga con producto ligero o con vacío, para regenerar el lecho, a baja presión

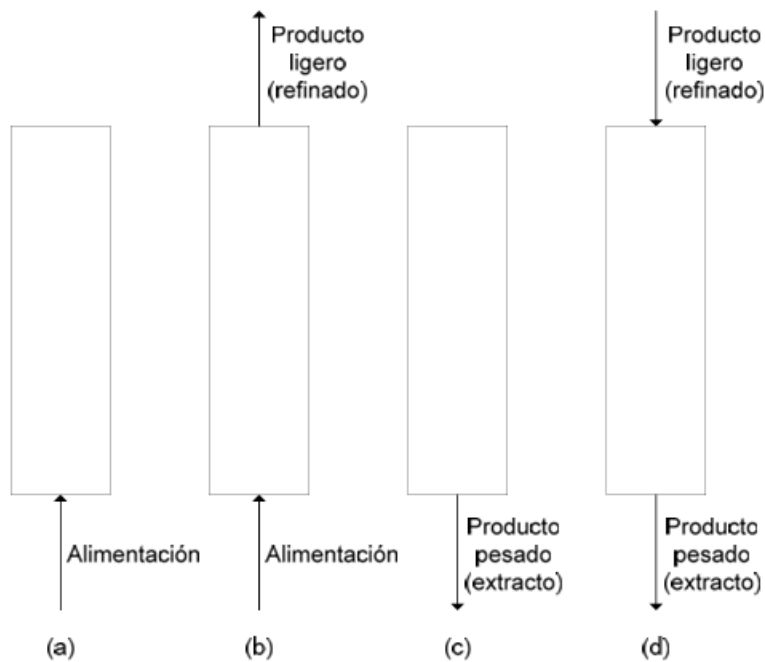


Figura 6: Etapas de un ciclo PSA: presurización (a), alimentación a alta presión (b), despresurización (c) y purga con producto (d)

Una de las principales ventajas del proceso de separación de CO₂ mediante un ciclo PSA, frente a otras alternativas, es su menor consumo energético. Por ejemplo, mientras que la separación con aminas requiere alrededor de 330-340 kWh por tonelada de CO₂ capturado, un ciclo PSA que emplee carbón activado o zeolitas como adsorbentes puede reducir este consumo a 160-180 kWh por tonelada de CO₂ retenido (Sanz, 2012).

2.3 Modelo de planta piloto

Tal como se muestra en la figura 7, el modelo de planta piloto propuesto se compone principalmente por un sistema de pretratamiento de la biomasa húmeda, sistema de gasificación de la biomasa seca, combustión del gas de síntesis obtenido, sistema de generación de energía eléctrica y una posterior captura de CO₂ de los gases de escape.

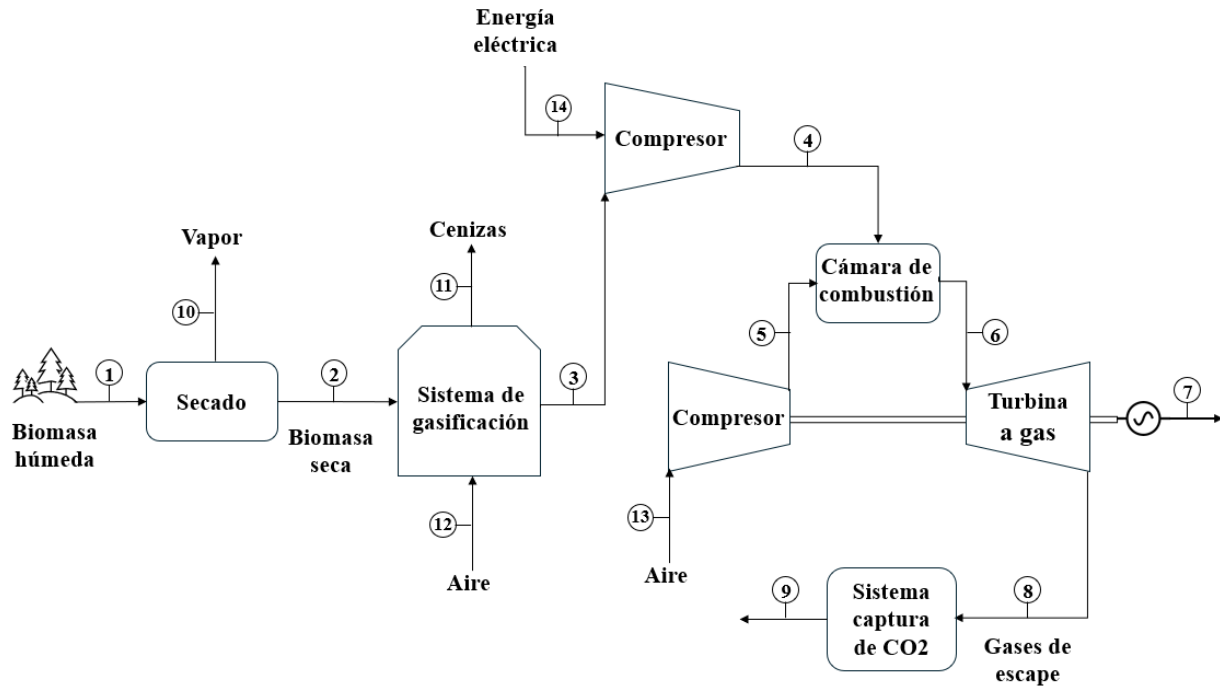


Figura 7: Diagrama configuración propuesta de planta piloto

Fuente: Elaboración propia

2.3.1 Secado

Dado que la biomasa contiene un determinado porcentaje de humedad, esta debe pasar por un proceso de secado previo a la gasificación. Tal como se muestra en la figura 8, ingresa un flujo másico de biomasa húmeda, para luego dar como resultado un flujo de biomasa seca y un flujo de vapor.

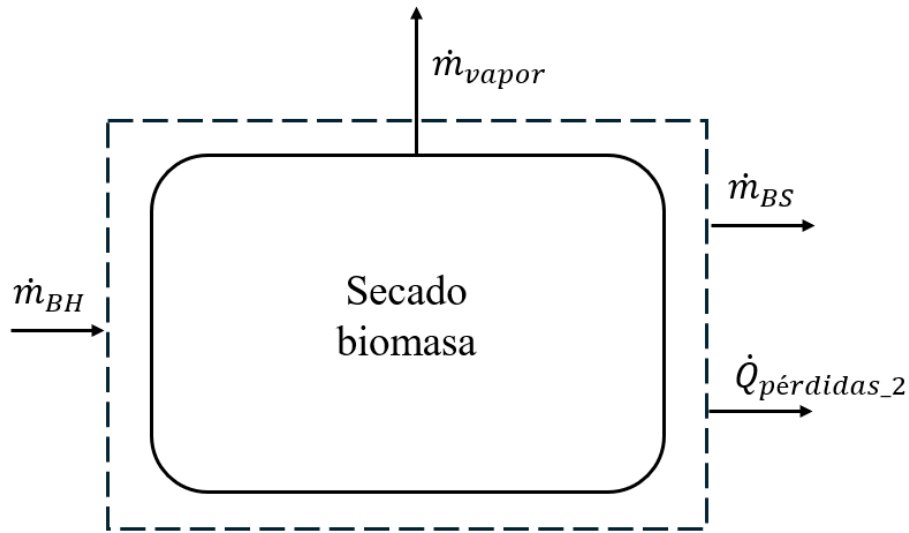


Figura 8: Volumen de control para el bloque de secado

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con el balance de masa y energía, se obtiene para el secado de biomasa (ec.16):

$$\dot{m}_{BH}PCI_{BH} = \dot{m}_{BS}PCI_{BS} + \dot{m}_{vapor}h_{vapor} + \dot{Q}_{pérdidas_2} \quad (16)$$

2.3.2 Sistema de gasificación

Como se muestra en la figura 9, el sistema de gasificación se compone de 3 etapas: alimentación de biomasa, gasificación y limpieza del gas obtenido. Según un punto de vista energético, es la etapa de gasificación donde se concentra el mayor intercambio de flujos másicos y de energía, por lo que requiere ser analizada.

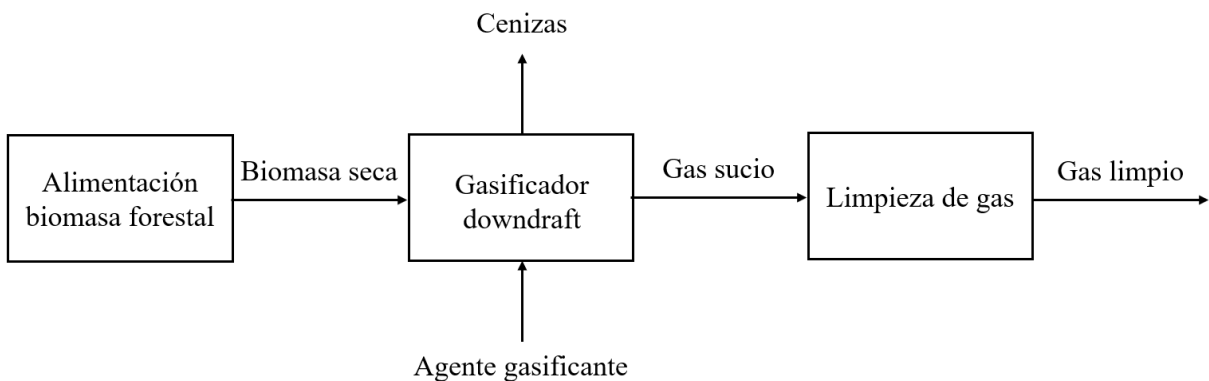


Figura 9: Diagrama simplificado sistema de gasificación

Fuente: Elaboración propia

Los flujos involucrados en la gasificador, que en este caso se lleva a cabo en un gasificador downdraft, se muestran en la figura 10.

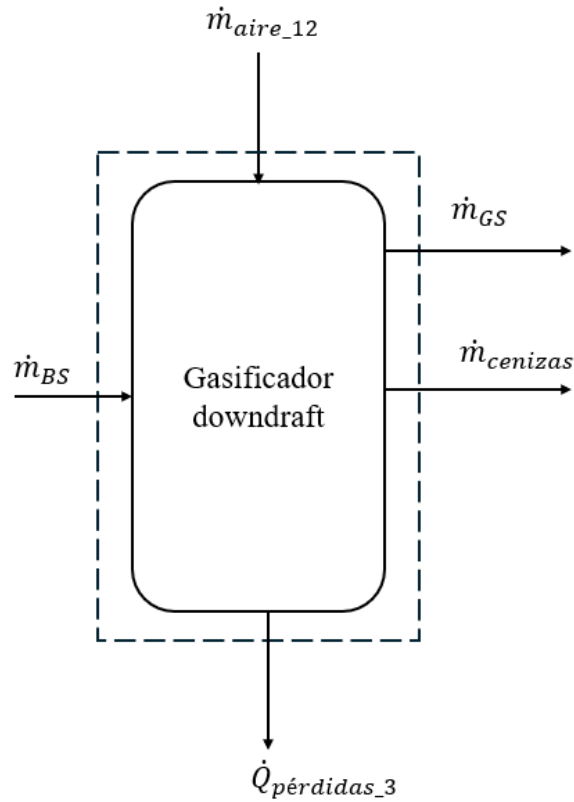


Figura 10: Volumen de control gasificador downdraft

Fuente: Elaboración propia

Balance masa (ec.17):

$$\dot{m}_{BS} + \dot{m}_{aire} = \dot{m}_{GS} + \dot{m}_{cenizas} \quad (17)$$

Balance energía (ec.18):

$$\dot{m}_{BS}PCI_{BS} + \dot{m}_{aire}h_{aire} = \dot{m}_{GS}(\Delta h_{GS} + PCI_{BS}) + \dot{Q}_{cenizas} + \dot{Q}_{pérdidas_3} \quad (18)$$

$$Q_{cenizas} = C_{p,cenizas} \cdot (T_{cenizas} - T_{ref}) \quad (19)$$

En esta etapa, cabe destacar que el agente gasificante corresponde al aire y que el PCI asociado al combustible que ingresa al gasificador, en este caso biomasa seca, se determina

considerando este valor como la sexta parte del $PCI_{\text{gasnatural}}$ (BESEL, 2007). Por lo tanto, se tiene que $PCI_{GS} = 8000 \left[\frac{kJ}{kg} \right]$.

El desempeño del gasificador puede evaluarse a partir del rendimiento en frío o en caliente, definidos en las ecuaciones (20) y (21), respectivamente. La principal diferencia radica en que el rendimiento en frío no considera el calor sensible contenido en el gas de síntesis a la salida del gasificador, mientras que el rendimiento en caliente sí lo incorpora. En esta investigación se adopta un rendimiento en frío del 70% (José Alfonso Martillo Aseffe et al., n.d.).

$$\eta_{gasif,frío} = \frac{\dot{m}_{GS} \cdot PCI_{GS}}{\dot{m}_{BS} \cdot PCI_{BS} + \dot{m}_{aire} \cdot h_{aire}} \quad (20)$$

$$\eta_{gasif,caliente} = \frac{\dot{m}_{GS} \cdot PCI_{GS} + \dot{m}_{GS} \cdot h_{GS}}{\dot{m}_{BS} \cdot PCI_{BS} + \dot{m}_{aire} \cdot h_{aire}} \quad (21)$$

Para la limpieza del gas sucio obtenido a partir de la gasificación, se propone adherir un bloque basado en la tecnología OLGA (por sus siglas en inglés, Oil Base Gas Washer), donde se limpia el gas a base de aceite, captando los alquitranes condensables por condensación a medida que la temperatura se reduce por debajo del punto de rocío (Madrigal, 2021).

2.3.3 Ciclo Brayton

Con el objetivo de aprovechar energéticamente el gas de síntesis producido en la gasificación, se propone la incorporación de un ciclo Brayton como sistema de conversión termoeléctrica. En esta configuración, el gas limpio se utiliza como combustible en una turbina de gas, donde su combustión genera gases de alta temperatura que impulsan el compresor y el generador eléctrico. La adición del ciclo Brayton no solo permite transformar el contenido energético del syngas en electricidad, sino que además posibilita la recuperación de calor residual en etapas posteriores, mejorando así la eficiencia global del sistema.

De esta forma, la integración del ciclo Brayton en una planta piloto de gasificación con captura de CO_2 constituye una estrategia atractiva para evaluar la viabilidad técnica y el potencial de generación de energía eléctrica a partir de biomasa en condiciones locales.

Tal como se observa en la figura 11, y considerando un ciclo abierto, un ciclo Brayton se compone de un compresor, una cámara de combustión y una turbina, donde la razón de acoplamiento entre el compresor y la turbina puede alcanzar hasta un 80% (Fernández et al., n.d.).

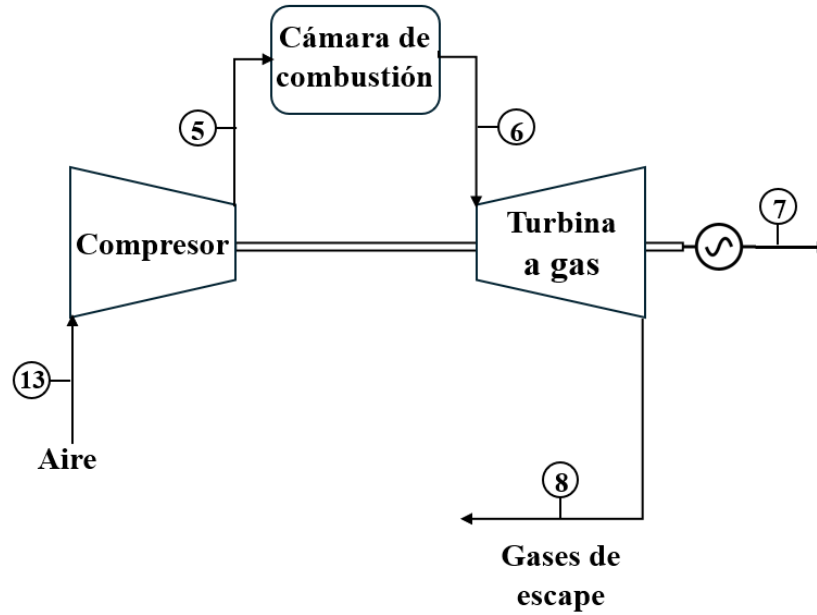


Figura 11: Ciclo Brayton

Fuente: Elaboración propia

Con respecto a la compresión de aire, en la figura 12 muestra el volumen de control junto a los flujos que involucra este equipo.

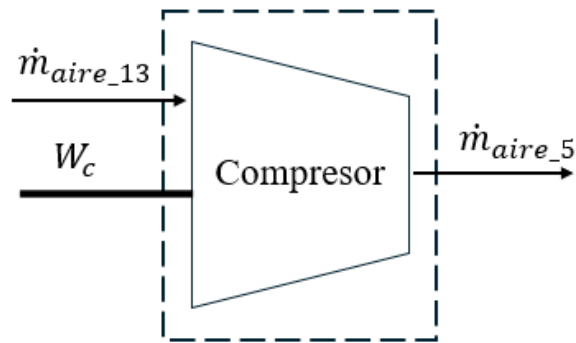


Figura 12: Volumen de control compresor

Fuente: Elaboración propia

$$T_5 = T_{13} \cdot \left(1 + \frac{1}{\eta_{cp}} \cdot \left[\left(\frac{P_5}{P_{13}} \right)^{\frac{\gamma_{aire}-1}{\gamma_{aire}}} - 1 \right] \right) \quad (22)$$

$$\dot{W}_{cp} = \dot{m}_{aire_5} \cdot C_{p,aire} \cdot (T_5 - T_{13}) \quad (23)$$

Con respecto a la combustión del gas de síntesis (figura 13), se tiene:

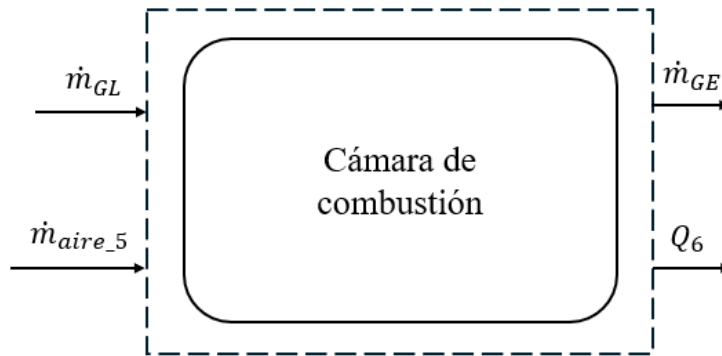


Figura 13: Volumen de control cámara de combustión

Fuente: Elaboración propia

$$\dot{Q}_g = \dot{m}_{comb} \cdot PCI - \dot{m}_a \cdot C_{p,a} \cdot (T_r - T_a) \quad (24)$$

$$\dot{m}_{comb} \cdot PCI - \dot{m}_a \cdot C_{p,a} \cdot (T_r - T_a) - \dot{m}_{comb} \cdot C_{comb} \cdot (T_r - T_{comb}) = \dot{Q}_g \quad (25)$$

Y para la turbina a gas (figura 14):

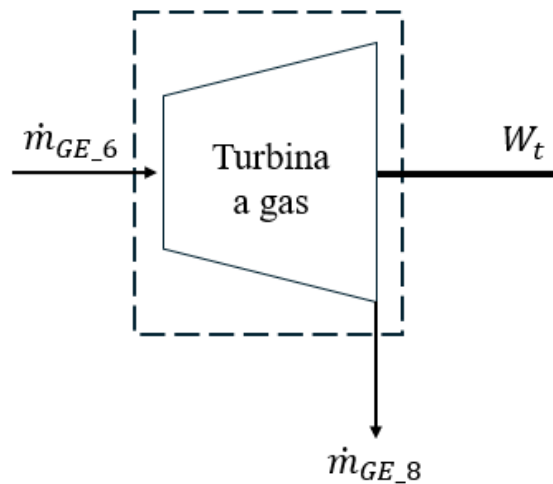


Figura 14: Volumen de control turbina a gas

Fuente: Elaboración propia

$$T_8 = T_6 \cdot \left(1 - \eta_t \cdot \left[1 - \left(\frac{P_6}{P_8} \right)^{\frac{1-\gamma_{gas}}{\gamma_{gas}}} \right] \right) \quad (26)$$

$$\dot{W}_t = \dot{m}_{GE_8} \cdot C_{p,gas} \cdot (T_6 - T_8) \quad (27)$$

Considerando el análisis global del sistema:

$$\dot{W}_g = \eta_g \cdot (\dot{W}_t - \dot{W}_{cp}) \quad (28)$$

$$\eta = \frac{\dot{W}_g}{\dot{m}_{BS} \cdot PCI_{BS}} \quad (29)$$

2.3.4 Captura de CO₂ por PSA

La incorporación de un módulo de captura de CO₂ mediante PSA en configuración post-combustión representa una alternativa para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas al ciclo Brayton alimentado con syngas. En este contexto, el sistema PSA se instala a la salida de la turbina de gas, tratando directamente los gases de escape para separar el CO₂ de la corriente principal, tal como se observa en la figura 15.

Esta disposición permite abordar la captura sin interferir en la operación de combustión de la turbina, lo que facilita su integración en un esquema piloto. No obstante, la implementación de PSA en post-combustión conlleva un compromiso técnico: si bien se logra una reducción significativa en las emisiones netas de CO₂ liberadas a la atmósfera, el proceso también implica un consumo energético adicional para la regeneración del adsorbente y la compresión del gas. En consecuencia, la eficiencia global del sistema puede verse ligeramente reducida, aunque la ganancia ambiental asociada a la mitigación de emisiones suele justificar esta integración.

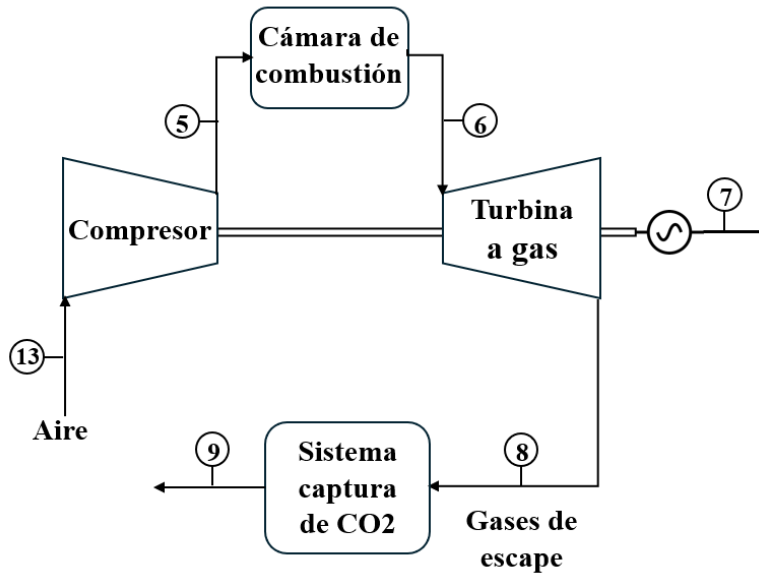


Figura 15: Instalación sistema de captura de CO₂ por PSA

Fuente: Elaboración propia

2.4 Análisis de contaminación

Para la evaluación del desempeño ambiental de la planta piloto propuesta, se seleccionaron tres parámetros de análisis ecológico que permiten integrar las emisiones con la eficiencia energética del sistema. En primer lugar, se determina el dióxido de carbono equivalente (CO₂)_{eq}, cuyo cálculo depende de las emisiones de (SO₂)_{eq}, (NO_x)_{eq}, y material particulado (MP). Para determinar cada uno de estos parámetros, se consideran 10.000 mg/m³ como concentración máxima de CO₂ (Martinelli, 2008) y los factores de emisiones mostrados en la tabla 4 (Ahmed et al., 2019).

Factor	CO ₂ $\left[\frac{kg}{kg_{comb}}\right]$	SO ₂ $\left[\frac{kg}{kg_{comb}}\right]$	NO ₂ $\left[\frac{kg}{kg_{comb}}\right]$	MP $\left[\frac{kg}{kg_{comb}}\right]$
Valor	1,47	0	0,0024	0,00026

Tabla 4: Factores de emisión

En cuanto a las emisiones de SO₂, sus valores permitidos con respecto a un período de tiempo de terminado, se muestran en la tabla 5 (Ministerio del Medio Ambiente, 2018).

Período de tiempo	Concentración de emisiones permitidas $\left[\frac{\mu g}{m_3}\right]$
1 hora	350
24 horas	150
1 año	60

Tabla 5: Parámetros emisiones SO₂

De esta forma, $(SO_2)_{eq}$ se determina a partir de la ecuación 30:

$$(SO_2)_{eq} = 67 \cdot SO_2 \quad (30)$$

Para el caso de las emisiones de NO_2 , la norma nacional indica los valores mostrados en la tabla 6 (Ministerio del Medio Ambiente, 2023).

Período de tiempo	Concentración de emisiones permitidas $\left[\frac{\mu g}{m_3}\right]$
1 hora	200
24 horas	100
1 año	40

Tabla 6: Parámetros emisiones NO_2

Así, $(NO_2)_{eq}$ se obtiene a partir de la ecuación 31:

$$(NO_2)_{eq} = 100 \cdot NO_2 \quad (31)$$

Con respecto a las emisiones de material particulado MP, en la norma primaria de calidad del aire para material particulado respirable MP_{10} , se encuentran los valores presentados en la tabla 7 (Ministerio del Medio Ambiente, 2021).

Período de tiempo	Concentración de emisiones permitidas $\left[\frac{\mu g}{m_3}\right]$
24 horas	130
1 año	50

Tabla 7: Parámetros emisiones SO_2

De esta manera, $(MP_{10})_{eq}$ se calcula a partir de la ecuación 32:

$$(MP_{10})_{eq} = 77 \cdot MP_{10} \quad (32)$$

Así, $(CO_2)_{eq}$ es obtenido a partir de la ecuación 33:

$$(CO_2)_{eq} = CO_2 + 67 \cdot (SO_2) + 100 \cdot (NO_2) + 77 \cdot (MP) \quad (33)$$

Por otro lado, se analiza el indicador de contaminación (ec. 34), el cual permite comparar la magnitud de las emisiones en función del contenido energético disponible.

$$\Pi_g = \frac{(CO_2)_{eq}}{PCI_{comb}} \quad (34)$$

Y por último, se evalúa la eficiencia ecológica (ec.35), la cual incorpora tanto la eficiencia global del sistema como la carga ambiental, entregando una visión más integral del equilibrio entre rendimiento energético y sostenibilidad.

$$\varepsilon_e = \left[\frac{0,24 \cdot \eta_{gl} \cdot \ln(135 - \Pi_g)}{\eta_{gl} + \Pi_g} \right] \quad (35)$$

Estos tres parámetros ofrecen un marco cuantitativo que permite no solo caracterizar el impacto ambiental del proceso de gasificación, sino también identificar oportunidades de mejora en el diseño y operación de la planta piloto.

CAPÍTULO 3: Resultados y discusión

El proceso de secado muestra la separación de la biomasa húmeda en dos corrientes principales: biomasa seca y vapor de agua. Tal como se observa en la tabla 7, a partir de un flujo inicial de 0,083 kg/s, se obtiene una corriente de biomasa seca de 0,058 kg/s y una corriente de vapor de 0,025 kg/s, la cual corresponde a la fracción de humedad eliminada. La temperatura del vapor de salida se estima en 100 °C, coherente con la evaporación a presión atmosférica.

Estos resultados permiten dimensionar la energía térmica requerida para el secado, la cual constituye una de las etapas más intensivas en consumo energético dentro del proceso de valorización de biomasa. La cuantificación de este flujo de vapor es fundamental para la integración energética posterior, ya que representa tanto una pérdida térmica como una posible fuente de recuperación de calor.

Punto	Flujo másico [kg/s]	Presión [kPa]	Temperatura [°C]
1: biomasa húmeda	0,083	101,3	25
2: biomasa seca	0,058	101,3	25
10: vapor	0,025	101,3	100

Tabla 7: Resultados para secado de biomasa húmeda

La gasificación de la biomasa seca en un reactor downdraft genera principalmente una corriente de gas de síntesis (0,1535 kg/s) a alta temperatura (~956 °C) y una corriente de cenizas correspondiente al 4,8% en masa de la alimentación (porcentaje obtenido de tabla 3), tal como se observa en la tabla 8. La inyección de aire (0,098 kg/s) provee el agente gasificante necesario para promover las reacciones de oxidación parcial y reducción. La composición estimada del syngas refleja un balance típico de un gasificador de este tipo, con fracciones representativas de CO, H₂, CO₂, CH₄, H₂O y N₂.

Punto	Flujo másico [kg/s]	Presión [kPa]	Temperatura [°C]
2: biomasa seca	0,058	101,3	25
3: gas	0,154	902	943
11: cenizas	0,003	101,3	361
12: aire (gasificante)	0,098	101,3	25

Tabla 8: Resultados para gasificación

Además, con respecto a los flujos de calor se obtuvo:

$$\dot{Q}_{cenizas} = 0,936 \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

$$\dot{Q}_{pérdidas_3} = 228,3 \left[\frac{kJ}{kg} \right]$$

El aprovechamiento del gas de síntesis en un ciclo a gas permite estimar la potencia eléctrica neta generada bajo condiciones de operación realistas. A partir de un flujo de aire de 0,08 kg/s (tabla 9) comprimido a una relación de presión de 10, y la combustión del syngas a una temperatura de entrada de 953 °C. La temperatura de salida de la turbina (~431 °C) sugiere la existencia de un margen significativo para la recuperación de calor residual, lo que refuerza la importancia de la integración energética del sistema.

Punto	Flujo másico [kg/s]	Presión [kPa]	Temperatura [°C]
4: gas	0,154	1013	953
5: aire	0,089	987	25
6: gas	0,083	987	431
8: gas	0,083	101,3	431
13: aire	0,089	101,3	351

Tabla 9: Resultados para ciclo Brayton

$$W_g = 241,8[kW]$$

$$\eta = 25,6\%$$

Estos valores son consistentes con plantas piloto de gasificación a pequeña escala y reflejan una conversión energética eficiente considerando las pérdidas en el gasificador, la turbina y los demás equipos. El rendimiento obtenido se encuentra dentro del rango esperado para sistemas piloto optimizados, evidenciando que la configuración estudiada es técnicamente viable para la producción de energía eléctrica a partir de residuos forestales en condiciones controladas.

Los resultados del análisis de impacto ambiental (tabla 10) muestran que la implementación de un sistema de captura de CO₂ mediante PSA reduce significativamente las emisiones asociadas a la generación de energía a partir de biomasa. En particular, el indicador ecológico $(CO_2)_{eq}$ disminuye de 1,73 a 0,848 $\left[\frac{kgCO_2}{kg_{comb}} \right]$, mientras que el indicador de contaminación Π_g se reduce de 0,118 a 0,058 $\left[\frac{kgCO_2}{MJ} \right]$. Esta reducción se refleja también en un aumento de la eficiencia ecológica ε_e del 80,6 % al 95,97 %, evidenciando que la captura de CO₂ mejora significativamente el desempeño ambiental del sistema.

Indicador ecológico	$(CO_2)_{eq} \left[\frac{kgCO_2}{kg_{comb}} \right]$	$\Pi_g \left[\frac{kgCO_2}{MJ} \right]$	ε_e [%]
Sin captura de CO ₂	1,73	0,118	80,56
Con captura de CO ₂	0,848	0,058	95,97

Tabla 10: Factores de emisión

En conjunto, estos resultados indican que la integración de la captura de CO₂ es una estrategia efectiva para minimizar el impacto ambiental de la planta piloto de gasificación y aumentar la sostenibilidad de la producción de energía eléctrica a partir de residuos forestales.

CAPÍTULO 4: Conclusiones

El desarrollo de la presente tesis permitió evaluar de manera integral la viabilidad técnica de una planta piloto para la valorización energética de residuos forestales en Chile, considerando el proceso completo desde el secado de la biomasa hasta la generación de energía en un ciclo a gas y la captura de CO₂ mediante adsorción por cambio de presión (PSA). El análisis se basó en balances manuales de masa y energía, lo que entregó una visión clara de los principales flujos de materia y energía, sus magnitudes y las oportunidades de integración entre las distintas etapas del sistema.

En primer lugar, el proceso de secado resultó ser una etapa determinante para la preparación de la biomasa, ya que a partir de un flujo inicial de 0,083 kg/s de biomasa húmeda se obtuvo una corriente de biomasa seca de 0,058 kg/s y una corriente de vapor de 0,025 kg/s a 100 °C. Este resultado confirma que el secado representa una fracción importante de la demanda energética global del proceso, con requerimientos del orden de megavatios térmicos, y pone en evidencia la necesidad de incorporar estrategias de recuperación de calor para reducir el consumo energético en esta fase.

Posteriormente, en la etapa de gasificación en un reactor downdraft, la biomasa seca alimentada generó un flujo de 0,1535 kg/s de gas de síntesis a alta temperatura acompañado de una fracción de cenizas cercana al 4,8 % del total procesado. La composición estimada del syngas se mantuvo dentro de rangos característicos de este tipo de reactores, con presencia significativa de CO y H₂ como componentes combustibles. El poder calorífico inferior del gas, estimado en 19 MJ/kg, evidencia un potencial energético considerable y confirma la aptitud del syngas para aplicaciones de generación eléctrica y térmica. Este resultado demuestra que, pese a las pérdidas inherentes del proceso y a la formación de gases no combustibles como CO₂ y N₂, la gasificación de residuos forestales puede transformar un recurso de bajo valor en un vector energético versátil y aprovechable.

La integración del syngas en un ciclo Brayton permitió estimar la potencia neta alcanzable bajo condiciones de operación realistas. Asimismo, la temperatura de salida de la turbina, cercana a 431 °C, abre la posibilidad de implementar esquemas de cogeneración o recuperación de calor residual, lo que incrementaría la eficiencia global del sistema. Estos resultados confirman que, aun en una escala piloto, el acoplamiento entre gasificación y ciclo Brayton constituye una alternativa técnicamente viable para la producción de energía limpia y descentralizada.

La incorporación del sistema de captura de CO₂ permitió reducir las emisiones específicas de 1,73 a 0,848 kg CO₂/kg de combustible y disminuir el indicador de contaminación de 0,118 a 0,058 kg CO₂/MJ, elevando la eficiencia ecológica desde 80,6 % hasta 95,97 %. Estos resultados confirman que la integración de captura de CO₂ no solo mejora el desempeño ambiental, sino que también fortalece la viabilidad técnica y la sostenibilidad del proceso.

En síntesis, los resultados obtenidos en esta tesis reflejan que la valorización energética de residuos forestales mediante gasificación y captura de CO₂ es técnicamente factible. No obstante, el estudio también revela la necesidad de profundizar en aspectos como la optimización del secado, la mejora en la eficiencia de conversión del gasificador, la integración energética más completa del ciclo a gas y la validación experimental del sistema PSA.

Por otro lado, se debe considerar la re-evaluación de ciertos parámetros, junto con el detallado cálculo de los indicadores ambientales, cuyo resultado hubiese complementado el desarrollo de esta propuesta de planta piloto.

Estos desafíos, más que limitaciones, representan oportunidades para futuras investigaciones y para el escalamiento de esta tecnología hacia aplicaciones reales, aportando a la diversificación de la matriz energética nacional y al aprovechamiento sustentable de los abundantes recursos forestales disponibles en el país.

Referencias

- Ahmed, O. Y., Ries, M. J., & Northrop, W. F. (2019). Emissions factors from distributed, small-scale biomass gasification power generation: Comparison to open burning and large-scale biomass power generation. *Atmospheric Environment*, 200, 221–227. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2018.12.024>
- Akbarian, A., Andooz, A., Kowsari, E., Ramakrishna, S., Asgari, S., & Cheshmeh, Z. A. (2022). Challenges and opportunities of lignocellulosic biomass gasification in the path of circular bioeconomy. In *Bioresource Technology* (Vol. 362). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2022.127774>
- Asmelash, E., & Gorini, R. (2019). *Climate change and renewable energy : national policies and the role of communities, cities and regions. (Report to the G20 Climate Sustainability Working Group (CSWG))*. International Renewable Energy Agency.
- Barontini, F., Frigo, S., Gabbrielli, R., & Sica, P. (2021). Co-gasification of woody biomass with organic and waste matrices in a down-draft gasifier: An experimental and modeling approach. *Energy Conversion and Management*, 245. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114566>
- Basu, P. (2013). *Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction*.
- Beneroso Vallejo, D., Pevida García, C., Rubiera González, F., & Prieto González, M. (2012). *APROXIMACIÓN A UN PROCESO PSA PARA LA CAPTURA DE CO 2 PRECOMBUSTIÓN*.
- BESEL, S. A. (2007). *Biomasa: Gasificación*.
- Cabaña, C. (2024). *Plantaciones Forestales Efectuadas Durante el Año 2023*.
- Carmona, R., & Urzúa, Á. (2013). *Caracterización de biomasa leñosa con fines energéticos disponible en Chile*. <https://libros.uchile.cl/files/presses/1/monographs/398/submission/proof/files/assets/basic-html/index.html#16>
- Catelicán Vera, L., Caselli, J. G., & Bañados, J. C. (2024). *Subproductos Madereros de la Industria del Aserrió 2024*.
- Fernández, I., Severiano, D., Pérez, F., Carlos, R., & Renedo Estébanez, J. (n.d.). *Termodinámica y Termotecnia: Ciclos de Potencia*.
- Garrido, M. Á. (2001). *ESTADO ACTUAL DE LAS TECNOLOGÍAS DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA PARA GENERACIÓN DE POTENCIA*. <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/use/abreproy/2787/>

- Gómez, T., & Vergara, M. (2013). *Biomasa Forestal*. http://www.cne.cl/cnewww/opencms/05_Public_Estudios/publ
- Gutiérrez, D. (2014). *Análisis de la situación actual y futura del consumo de biomasa forestal para generación en Chile*.
- José Alfonso Martillo Aseffe, I., Lesme Jaén, R., Aldemar Martínez González, M., Oscar Oliva Ruiz, L., & Lenin Santiago Orozco Cantos, M. (n.d.). *Parametric studies of the corn cob gasification in downdraft gasifiers* (Vol. 80, Issue 2).
- Li, H., Liu, X., Cao, B., Liu, C., Yang, J., & Chen, W. (2024). Optimisation of downdraft gasifier in biomass-fuelled power generation system: Experimental analysis and chemical kinetics modelling with tar cracking. *Energy*, 313. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133924>
- Madrigal, J. (2021). *Diseño y construcción de un sistema de limpieza para un reactor de gasificación*.
- Martinelli, L. C. (2008). *SISTEMA DE AR CONDICIONADO POR ABSORÇÃO PARA ÔNIBUS*.
- Martínez, R., & Basoa, K. (2023). *Informe del Inventario Nacional de Chile 2022: Inventario nacional de gases de efecto invernadero y otros contaminantes climáticos 1990-2020*.
- Ministerio del Medio Ambiente. (2018). NORMA PRIMARIA DE CALIDAD DE AIRE PARA DIÓXIDO DE AZUFRE (SO₂). In *Decreto* (Vol. 104).
- Ministerio del Medio Ambiente. (2021). NORMA PRIMARIA DE CALIDAD AMBIENTAL PARA MATERIAL PARTICULADO RESPIRABLE MP10. In *Decreto* (Vol. 12). MEDIO.
- Ministerio del Medio Ambiente. (2023). *NORMA PRIMARIA DE CALIDAD DEL AIRE PARA DIÓXIDO DE NITRÓGENO (NO₂)*. www.diarioficial.cl
- Mohebali, M. M., & Ashrafizadeh, A. (2025). Comparative analysis of syngas production from 11 different biomass feedstocks in a fixed-bed downdraft gasifier. *International Journal of Hydrogen Energy*, 126, 147–158. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.04.064>
- Moreno, J., Meyer, T., & Frohlich, V. (2021). *Análisis de la captura de carbono para la producción de combustibles sintéticos en Chile*.
- Ouedraogo, H., Sadio Sidibe, S. D., & Richardson, Y. (2025). Advancing small-scale biomass gasification (10–200 kW) for energy access: Syngas purification, system modeling and the role of artificial intelligence-A review. *Energy Conversion and Management: X*, 27. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2025.101059>

- Pizarro, R., Aklilu, A., & Sakata, S. (2024). *Greenhouse gas emissions data: Vol. 2024/03* (OECD Statistics Working Papers). <https://doi.org/10.1787/b3e6c074-en>
- Riboldi, L., & Bolland, O. (2016). Determining the potentials of PSA processes for CO₂ capture in Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC). *Energy Procedia*, *86*, 294–303. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.01.030>
- Riboldi, L., & Bolland, O. (2017). Overview on Pressure Swing Adsorption (PSA) as CO₂ Capture Technology: State-of-the-Art, Limits and Potentials. *Energy Procedia*, *114*, 2390–2400. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1385>
- Romero, J., & Lee, Y.-Y. (2023). *IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC, Geneva, Switzerland.* (P. Arias, M. Bustamante, I. Elgizouli, G. Flato, M. Howden, C. Méndez-Vallejo, J. J. Pereira, R. Pichs-Madruga, S. K. Rose, Y. Saheb, R. Sánchez Rodríguez, D. Ürges-Vorsatz, C. Xiao, N. Yassaa, J. Romero, J. Kim, E. F. Haites, Y. Jung, R. Stavins, ... C. Péan, Eds.).
- Santana, H., Jesus, M., Santos, J., Rodrigues, A. C., Pires, P., Ruzene, D., Silva, I., & Silva, D. (2025). Lignocellulosic Biomass Gasification: Perspectives, Challenges, and Methods for Tar Elimination. In *Sustainability (Switzerland)* (Vol. 17, Issue 5). Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). <https://doi.org/10.3390/su17051888>
- Sanz, A. (2012). *Diseño de ciclos PSA para la captura de CO₂ de gases de combustión con adsorbentes comerciales.*
- Siqueira, R. M., Freitas, G. R., Peixoto, H. R., Nascimento, J. F. D., Musse, A. P. S., Torres, A. E. B., Azevedo, D. C. S., & Bastos-Neto, M. (2017). Carbon Dioxide Capture by Pressure Swing Adsorption. *Energy Procedia*, *114*, 2182–2192. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1355>
- Travieso, D. (2006). *Gasificación de madera, para producir gas combustible con bajo contenido de alquitrán en un reactor concurrente modificado tipo Imbert.*
- Yan, H., Fu, Q., Zhou, Y., Li, D., & Zhang, D. (2016). CO₂ capture from dry flue gas by pressure vacuum swing adsorption: A systematic simulation and optimization. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, *51*, 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.04.005>

Anexos

Anexo 1: Región del Bio Bío - Volumen de subproductos madereros por destino y uso según tipo, 2023

Destino/Usode subproductos	Volumen de Subproductos Madereros (m ³)						Total
	Corteza	Lampazos	Aserrín Primario	Aserrín Secundario	Viruta	Despunte	
Comercializa	241.809	41.408	430.984	35.696	58.045	33.125	841.067
Planta de cogeneración	103.129	0	191.820	20.745	29.725	553	345.972
Plantas industriales	87.209	30.655	111.280	5.102	4.730	243	239.218
Planta de pellet	0	0	102.462	9.140	22.842	32.068	166.512
Agricultura y Ganadería	30.204	0	941	39	0	0	31.184
Planta de tableros	11.724	0	7.407	480	0	0	19.611
Intermediarios	4.679	3.358	9.155	0	293	72	17.557
Particulares o comunidad aledaña	3.083	0	6.132	36	58	14	9.323
Leña	1.708	6.627	0	0	0	174	8.509
Secadores de madera	0	0	1.622	155	397	0	2.174
Planta de astillado	0	576	0	0	0	2	578
Otros usos	73	192	164	0	0	0	429
Autoconsume	174.085	3.234	468.638	11.341	24.354	33.464	715.115
Planta de cogeneración	163.814	386	272.200	0	868	306	437.574
Secadores de madera	10.252	2.772	154.684	10.352	11.977	33.072	223.109
Otros usos	8	38	35.695	773	0	0	36.514
Planta de pellet	0	0	6.059	216	11.508	85	17.868
Calefacción	10	38	0	0	0	1	49
Acumula	5.475	4.836	6.545	135	256	2	17.249
Acumula misma empresa	5.475	4.836	6.545	135	256	2	17.249
Regala	4.380	3.151	4.914	435	117	156	13.154
Plantas industriales	4.154	658	1.301	40	70	0	6.223
Particulares o comunidad aledaña	207	2.411	1.293	209	15	156	4.290
Agricultura y Ganadería	0	0	2.320	187	32	0	2.539
Leña	18	82	0	0	0	1	101
Total	425.748	52.628	911.080	47.608	82.773	66.748	1.586.585

Anexo 2: Forestación, por superficie forestada y especie, según región, año 2023

Región	Superficie Forestada (ha)			Total	%
	Especie				
	Pino radiata	Eucalipto	Otras especies		
Arica y Parinacota	-	-	12,12	12,12	0,40
Tarapacá	-	-	10,36	10,36	0,34
Antofagasta	-	-	10,33	10,33	0,34
Atacama	-	-	108,26	108,26	3,59
Coquimbo	-	-	10,62	10,62	0,35
Valparaíso	-	-	2,59	2,59	0,09
Metropolitana	-	-	27,81	27,81	0,92
O'Higgins	15,00	-	58,20	73,20	2,43
Maule	634,48	-	543,03	1.177,51	39,10
Ñuble	207,65	112,20	31,55	351,40	11,67
Biobío	394,30	105,28	159,48	659,06	21,88
La Araucanía	17,67	5,40	156,17	179,24	5,95
Los Ríos	48,93	44,02	169,45	262,40	8,71
Los Lagos	1,61	7,60	107,61	116,82	3,88
Aysén	-	-	3,94	3,94	0,13
Magallanes	-	-	6,04	6,04	0,20
TOTAL	1.319,64	274,5	1.417,56	3.011,70	100,00
%	43,82	9,11	47,07	100,00	

Anexo 3: Desarrollo EES

"Gasificación"

"Balance masa"

RAC=1,69

m_BS=0,083 "[kg/s]"

"Flujo de aire"

m_aire=RAC*m_BS "[kg/s]"

"Flujo de cenizas"

cenizas= 0,048 "4.8%"

m_cenizas=m_BS*cenizas "[kg/s]"

m_BS+m_aire=m_GS+m_cenizas "[kg/s]"

"Balance energía"

q_cenizas= cp_cenizas*(T_cenizas-T_ref) "KJ/kg"

cp_cenizas=0,00096 "KJ/kg*K"

T_ref=25 "[°C]"

T_cenizas=1000 "[°C]"

(m_BS*PCI_BS)+(m_aire*h_aire)
=m_GS*PCI_GS+m_GS*h_GS+m_cenizas*q_cenizas+q_perdidas_tres "[kW]"

PCI_BS=19000 "[KJ/kg]"

h_aire=cp_aire*t_aire_entrada "[KJ/kg]"

cp_aire=1,02 "[KJ/kg*K]"

t_aire_entrada=100+273 "K"

q_perdidas_tres=0,2*((m_BS*PCI_BS)+(m_aire*h_aire)) "kW"

"Eficiencia"

rend_frio=(m_GS*PCI_GS)/(m_BS*PCI_BS+m_aire*h_aire)

rend_calor=(m_GS*(PCI_GS+h_GS))/(m_BS*PCI_BS+m_aire*h_aire)

rend_frio=0,7

"Ciclo Brayton"

$$cp_GS=2,5$$

$$k=1,5$$

$$v_GS=m_GS/densidad \text{ "[m3/s]"}'$$

$$densidad= 1,3 \text{ "[kg/m3]"}'$$

$$PCI_GS_V= 8000 \text{ "[kJ/kg]"}'$$

$$p_5=p_6$$

$$p_13=p_8$$

"Compresor"

$$t_13=273+25$$

$$p_13=101,3 \text{ "[kPa]"}'$$

$$rel_comp=14$$

$$p_5=rel_comp*p_13$$

$$t_5.s/t_13=(p_5/p_13)^{((k-1)/k)}$$

$$epsilon_cp=0,8$$

$$epsilon_cp=(t_5.s-t_13)/(t_5-t_13)$$

"Combustión"

$$q_recib_aire=cp_aire*(t_6-t_5) \text{ "kJ/kg"}$$

$$eta_com=m_aire*(q_recib_aire/(v_GS*PCI_GS_V))$$

$$eta_com=0,9$$

"Turbina"

$$epsilon_t=0,8$$

$$epsilon_t=(t_6-t_8)/(t_6-t_8.s)$$

$$(t_6/t_8.s)=(p_6/p_8)^{((1,4-1)/1,4)}$$

$$eta_t=0,32$$

$$eta_g=0,8$$

$$W_g=v_GS*PCI_GS_V*eta_t*eta_g$$

$$eta_ciclogas=(W_g)/(v_GS*PCI_GS_V)$$