

**Escuela Superior Politécnica del Litoral**

**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción**

Diseño del ciclo termodinámico de planta de generación de energía con captura  
de carbono de 20 MW

**Proyecto Integrador**

Previo la obtención del Título de:

**Ingeniero Mecánico**

Presentado por:

Adriana Tatiana Rosado Catagua

Cristian Adrián Hernández Veliz

Guayaquil - Ecuador

Año: 2023

## Agradecimientos

---

*Quiero expresar mi sincero agradecimiento a mi compañera de tesis, Adriana, por su invaluable ayuda y colaboración en cada etapa de este proyecto. A Emma, quien ha sido esencial en tantos momentos significativos de mi vida. A Fátima, mi inquebrantable apoyo. Agradezco enormemente al máster Daniel Avilés, Gabriel Martínez y a José Macías por su tiempo y retroalimentación constante, que han enriquecido considerablemente el desarrollo de este trabajo. Y, por último, a mis padres, cuyo apoyo y sacrificio han hecho posible este logro. Su incondicional apoyo ha sido la base fundamental para alcanzar cada meta en este camino académico.*

***Cristian Adrián Hernández Veliz***

## **Agradecimientos**

---

*Un sincero agradecimiento a mi  
compañero de tesis, Cristian, por su  
paciencia a lo largo de este proyecto. A  
Seymour y Bruno, quienes han sido mis  
acompañantes durante días y noches de  
investigaciones. A mis padres y hermano  
por su apoyo incondicional a lo largo de  
toda mi carrera estudiantil. Así mismo,  
quisiera expresar mi agradecimiento  
hacia los profesores Daniel Avilés,  
Gabriel Martínez y José Macías, quienes  
nos han acompañado y corregido el  
proyecto a lo largo del semestre.*

***Adriana Tatiana Rosado Catagua***

## Declaración Expresa

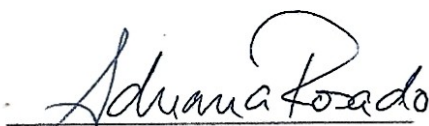
---

Nosotros Adriana Tatiana Rosado Catagua y Cristian Adrian Hernández Veliz acordamos y reconocemos que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor o autores, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor o autores. La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por nosotros durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerán de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que nos corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de nuestra innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique los autores que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, 29 de febrero de 2024.

  
Adriana Rosado Catagua

  
Cristian Hernández Veliz

## **Evaluadores**

---

**José Macías, MSc.**

Profesor de Materia

---

**Daniel Avilés, MSc.**

Tutor de proyecto

## Índice de contenido

Abreviaturas.....	I
Simbología.....	II
Índice de Figuras.....	III
Índice de Tablas.....	IV
Resumen.....	V
Abstract.....	VI
Capítulo 1.....	1
1. Introducción.....	2
1.1. Descripción del problema.....	3
1.2. Justificación del problema.....	3
1.3. Objetivos.....	4
1.3.1. <i>Objetivo general</i> .....	4
1.3.2. <i>Objetivos específicos</i> .....	4
1.4. Marco teórico.....	5
1.4.1. <i>Ciclo Rankine</i> .....	6
1.4.2. <i>Sistemas BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage)</i> .....	8
1.4.3. <i>Oxi-Combustión</i> .....	9
1.4.3.1. <i>Ventajas de la oxicomcombustión para BECCS.</i> .....	10
1.4.4. <i>Equipos Auxiliares en ciclos termodinámicos</i> .....	11
1.4.5. <i>Adsorción</i> .....	11

1.4.6.	<i>Biomasa disponible en Ecuador</i> .....	12
1.4.6.1.	Caña de azúcar .....	12
1.4.6.2.	Bambú .....	13
1.4.6.3.	Pino .....	13
1.4.6.4.	Eucalipto .....	14
1.4.7.	<i>Demanda Energética en Ecuador</i> .....	15
Capítulo 2	.....	18
2.	Metodología.....	19
2.1.	Diseño conceptual.....	19
2.2.	Selección de combustible.....	20
2.3.	Metodología de diseño .....	22
2.4.	Modelamiento en Aspen Plus.....	23
2.4.1.	<i>Potencia Consumida por una bomba</i> .....	23
2.4.2.	<i>Potencia Generada de una Turbina</i> .....	23
2.4.3.	<i>Eficiencia Térmica del Sistema</i> .....	23
2.4.4.	<i>Calor de Entrada en una Caldera</i> .....	24
2.4.5.	<i>Calor Liberado por un Intercambiador de Calor</i> .....	24
2.4.6.	<i>Flujo de Eucalipto</i> .....	24
2.5.	Elección del método termodinámico .....	25
2.6.	Diseño preliminar.....	25
2.7.	Implementación de equipo auxiliar.....	26
2.7.1.	<i>Consideraciones de diseño</i> .....	26

2.7.1.1.	Costo de Capital .....	27
2.7.1.2.	Mantenimiento .....	27
2.7.1.3.	Disponibilidad en el mercado .....	27
2.7.1.4.	Eficiencia .....	27
2.7.2.	<i>Evaluación de alternativas</i> .....	27
2.7.2.1.	Alternativa 1: Ciclo de generación de potencia con regeneración. ....	27
2.7.2.2.	Alternativa 2: Ciclo de generación de potencia con recalentamiento.....	28
2.7.2.3.	Alternativa 3: Ciclo de generación de potencia con recalentamiento y regeneración.....	28
2.7.3.	<i>Matriz de decisión</i> .....	28
2.7.4.	<i>Descripción del nuevo ciclo</i> .....	30
2.8.	Selección de la tecnología de captura de carbono .....	31
2.9.	Etapa de captura de carbono .....	32
2.9.1.	<i>Etapa de compresión</i> .....	32
2.9.2.	<i>Etapa de adsorción</i> .....	33
2.10.	Ajuste del ciclo teórico con valores reales .....	34
2.11.	Análisis Económico.....	34
2.11.1.	<i>Detalles técnicos y económicos</i> .....	34
2.11.2.	<i>Capital Inicial</i> .....	35
2.11.3.	<i>Costos por operación y mantenimiento</i> .....	35
2.11.4.	<i>Energía generada anualmente</i> .....	35
2.11.5.	<i>Costos anualizados</i> .....	35



2.11.6.	<i>Energía generada anualizada</i> .....	36
2.11.7.	<i>Costo normalizado de energía</i> .....	36
Capítulo 3	.....	37
3.	Resultados y Análisis.....	38
3.1.	Esquema de la planta .....	38
3.2.	Equipos principales implicados en la planta.....	39
3.2.2.	<i>Etapa de captura de Carbono</i> .....	39
3.2.2.1.	Etapa de compresión de Carbono .....	39
3.2.2.2.	Fase de Adsorción de Dióxido de Carbono.....	40
3.3.	Selección de equipos.....	41
3.3.1.	<i>Turbina</i> .....	41
3.3.2.	<i>Bomba</i> .....	42
3.3.3.	<i>Compresores</i> .....	43
3.3.4.	<i>Intercambiadores de Calor</i> .....	45
3.3.5.	<i>Caldera</i> .....	48
3.3.6.	<i>Torre de Alúmina</i> .....	49
3.5.	Análisis Económico .....	51
3.5.1.	<i>Capital Inicial</i> .....	51
3.5.2.	<i>Costes de Operación y Mantenimiento</i> .....	52
3.5.3.	<i>Coste Normalizado de Producción de Energía (LCOE)</i> .....	52
3.6.	Análisis general.....	53
Capítulo 4	.....	56

4.	Conclusiones y Recomendaciones.....	57
4.1.	Conclusiones.....	58
4.2.	Recomendaciones .....	59
	Apéndices.....	60
A.	Balance estequiométrico en la caldera.....	61
B.	Estados termodinámicos del ciclo real diseñado .....	63
C.	Cálculos para la obtención de la eficiencia del ciclo .....	64
D.	Cálculo para el dimensionamiento del tanque de agua.....	65
E.	Cálculos para la torre de adsorción.....	66
F.	Análisis Económico.....	67
F.1.	Análisis Económico del Ciclo.....	67
F.2.	Análisis económico de la compresión y captura de carbono .....	70
	Referencias.....	73

### **Abreviaturas**

BECCS	Bioenergy Systems with Carbon capture and storage
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
FAD	Free Air Delivery
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
IPCC	Grupo Gubernamental de Expertos sobre el Cambio Cilmático

## Simbología

%	Por ciento
MW	Megavatios
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
H <sub>2</sub> O	Molécula de Agua
N <sub>2</sub> O	Óxido Nitroso
CH <sub>4</sub>	Metano
O <sub>2</sub>	Oxígeno Molecular
O <sub>3</sub>	Ozono
MPa	Unidad de presión: Megapascales
kg	Unidad de masa: Kilogramos
s	Unidad de tiempo: Segundos
°C	Unidad de temperatura: Grados centígrados
TON	Unidad de masa: Tonelada
kg/s	Kilogramo por segundo
kPa	Unidad de presión: Kilopascales
bar	Unidad de presión: Bares
atm	Unidad de presión: Atmósferas
S	Entropía
h	Entalpía
W	Trabajo
P	Presión
Q	Calor
$\rho$	Densidad

$\eta$	Eficiencia
A	Área
H	Altura
Y	Volumen
DAP	Diámetro a la Altura del Pecho
Msnm	Metros Sobre el Nivel del Mar
LCOE	Coste Energético Nivelado
GPM	Galones por minuto
RPM	Revoluciones por minuto
Msnm	Metros Sobre el Nivel del Mar
Ha	Hectáreas
GtCO <sub>2</sub>	Gigatoneladas de dióxido de Carbono
tCO <sub>2</sub> /MWh	Toneladas de dióxido de Carbono por Megavatio hora
l/d	Litros por día
N <sub>2</sub>	Nitrógeno gaseoso
CO	Hollín

## Índice de Figuras

<b>Figura 1.</b> Ciclo Rankine ideal simple [6].....	6
<b>Figura 2.</b> Diagrama Temperatura-Entropía del ciclo Rankine ideal simple [6].....	7
<b>Figura 3.</b> Ciclo de los sistemas BECCS. [7].....	8
<b>Figura 4.</b> Diagrama esquemático del proceso común de oxidación [8].....	10
<b>Figura 5.</b> Plantaciones de Caña de azúcar.....	12
<b>Figura 6.</b> Plantaciones de Bambú .....	13
<b>Figura 7.</b> Plantaciones de Pino.....	14
<b>Figura 8.</b> Árbol de Eucalipto.....	15
<b>Figura 9.</b> Circuito esquemático del ciclo termodinámico simple .....	19
<b>Figura 10.</b> Diagrama de flujo de la metodología del proyecto .....	22
<b>Figura 11.</b> Resultados gráficos de la matriz de decisiones .....	30
<b>Figura 12.</b> Circuito esquemático del ciclo termodinámico con regenerador .....	31
<b>Figura 13.</b> Circuito esquemático de la etapa de compresión del dióxido de carbono extraído de la caldera .....	33
<b>Figura 14.</b> Esquema de la planta de generación de energía .....	38
<b>Figura 15.</b> Turbina de Vapor Marca TGM, Grupo WEG, Línea TMC-A/TMCE-A para Condensación-Extracción .....	41
<b>Figura 16.</b> Bomba centrífuga Pedrollo F65/250C 40 HP 220/440V 60 Hz .....	42
<b>Figura 17.</b> Compresor de Tornillo Rotativos con Inyección de Aceite marca Atlas CopcoGa+-315.....	43
<b>Figura 18.</b> Compresor marca Sauer serie HAUG Mercure.....	44
<b>Figura 19.</b> Intercambiador de calor de tubo y coraza Alfa Laval Aalborg MX .....	45
<b>Figura 20.</b> Intercambiador de calor Alfa Laval Alfanova .....	46
<b>Figura 21.</b> Intercambiador de calor de placas con juntas de la marca Dunphy Energy .....	47

<b>Figura 22.</b> Caldera de vapor de biomasa diseñada por la empresa Sugimat para la empresa Quesos Cerrato.....	48
<b>Figura 23.</b> Torre de adsorción en fase de vapor EVERDRY FRV 600 .....	50
<b>Figura 24.</b> Ubicación del río San Nicolás en Sangolquí en Google Maps.....	54
<b>Figura 25.</b> Esquema final de la planta y su ubicación .....	55
<b>Figura 26.</b> Flujos másicos que entran y salen de la caldera .....	62
<b>Figura 27.</b> Diagrama esquemático del ciclo real.....	63

## Índice de Tablas

<b>Tabla 1.</b> Demanda energética en Ecuador. ....	16
<b>Tabla 2.</b> Comparación entre Ciclos Termodinámicos Convencionales y Ciclos con Bioenergía y Captura de Carbono en base a 7 parámetros .....	17
<b>Tabla 3.</b> Características iniciales de diseño conceptual. ....	20
<b>Tabla 4.</b> Área óptima para producir Eucalipto en el Ecuador [21].....	21
<b>Tabla 5.</b> Flujos másicos de los fluidos que intervienen en el proceso de la caldera .....	21
<b>Tabla 6.</b> Propiedades de los flujos entre los componentes del ciclo termodinámico simple ..	25
<b>Tabla 7.</b> Potencia requerida, producida, y cargas térmicas de los equipos del ciclo termodinámico simple.....	26
<b>Tabla 8.</b> Resultados energéticos principales obtenidos del ciclo termodinámico .....	26
<b>Tabla 9.</b> Ponderación de los criterios considerados .....	29
<b>Tabla 10.</b> Calificación propuesta para cada alternativa.....	29
<b>Tabla 11.</b> Ponderación final de cada alternativa.....	30
<b>Tabla 12.</b> Principios de operación de las diferentes tecnologías de captura de carbono.....	32
<b>Tabla 13.</b> Potencia requerida, producida, y cargas térmicas de los equipos del ciclo.....	39
<b>Tabla 14.</b> Carga térmica de calor retirado en cada intercambiador de la etapa de compresión de dióxido de carbono.....	39
<b>Tabla 15.</b> Carga térmica y potencia requerida a la etapa post-adsorción del dióxido de Carbono.....	40
<b>Tabla 16.</b> Resultados principales obtenidos del ciclo termodinámico teórico .....	40
<b>Tabla 17.</b> Especificaciones técnicas de la turbina de vapor de la marca TGM.....	42
<b>Tabla 18.</b> Especificaciones técnicas de la bomba centrífuga Pedrollo F65/250C.....	43
<b>Tabla 19.</b> Especificaciones técnicas del compresor de Atlas Copco .....	44
<b>Tabla 20.</b> Especificaciones técnicas del compresor marca Sauer serie HAUG. Mercure.....	45

<b>Tabla 21.</b> Especificaciones técnicas del intercambiador Alfa Laval Aalborg MX.....	46
<b>Tabla 22.</b> Especificaciones técnicas del intercambiador de calor Alfa Laval AlfaNova .....	47
<b>Tabla 23.</b> Especificaciones técnicas de los intercambiadores Dunphy Energy.....	48
<b>Tabla 24.</b> Especificaciones técnicas de la caldera de la empresa Sugimat.....	49
<b>Tabla 25.</b> Especificaciones técnicas de la torre de adsorción EVERDRY .....	49
<b>Tabla 26.</b> Resultados principales obtenidos del ciclo termodinámico real .....	50
<b>Tabla 27.</b> Listado de equipos con sus respectivos precios, y costo total del ciclo termodinámico .....	51
<b>Tabla 28.</b> Listado de equipos con sus respectivos precios, y costo total de la fase de compresión captura y almacenamiento de dióxido de carbono .....	52
<b>Tabla 29.</b> Datos termodinámicos obtenidos a la salida y entrada de cada equipo del ciclo termodinámico .....	63
<b>Tabla 30.</b> Costos y Producción de energía estimados del ciclo de la planta de generación de energía del año 0 al año 9.....	68
<b>Tabla 31.</b> Costos y Producción de energía estimados del ciclo de la planta de generación de energía del año 10 al año 20.....	69
<b>Tabla 32.</b> Costos y Producción de energía estimados del ciclo de la planta de generación de energía del año 21 al año 30.....	70
<b>Tabla 33.</b> Costos y Producción de energía estimados de la fase de compresión y captura de la planta de generación de energía del año 0 al año 9.....	71
<b>Tabla 34.</b> Costos y Producción de energía estimados de la fase de compresión y captura de la planta de generación de energía del año 10 al año 20.....	72
<b>Tabla 35.</b> Costos y Producción de energía estimados de la fase de compresión y captura de la planta de generación de energía del año 21 al año 30.....	72



## **Resumen.**

Este proyecto de diseño de una planta de generación de energía nace de la necesidad de solventar las crisis energéticas que está sufriendo actualmente el Ecuador. Al utilizar sistemas BECCS en esta planta, se reduce la emisión de gases invernadero, ayudando así a mejorar el problema de las emisiones por parte de este sector. Se utilizó como base un ciclo Brayton compuesto por una turbina, un compresor, un intercambiador de calor y una caldera, al cual posteriormente se agregó un regenerador para aumentar la eficiencia del ciclo. Además, se diseñó la parte de captura y almacenamiento de carbono, con torres de adsorción, compresores de dióxido de carbono e intercambiadores de calor. Se obtuvo un esquema de la planta que genera 22.11 MW con una eficiencia de 40.68%. Se realizó también un análisis económico, en el que se determinó un costo de producción de 8.37 centavos/kWh entre el ciclo y la captura y almacenamiento de carbono, siendo capaz de cubrir el 4.60% del consumo energético de toda Pichincha de manera anual. Este costo de producción es inferior a la tarifa nacional promedio de electricidad, que es de 9.2 centavos/kWh.

**Palabras clave:** Energía, planta, ciclo, carbono.

**Abstract.**

*This project of designing a power generation plant comes mainly from the recent energetic crisis that has been affecting Ecuador lately. Using technologies such as BECCS on this plant, the quantity of the greenhouse gases emitted is reduced, and it helps improving the emission problems that this industry has. The thermodynamical cycle was based on a Brayton cycle, it was set up by a turbine, a compressor, a heat exchanger, and a boiler, to which a heat regenerator was added to increase its efficiency. In addition, a carbon capture and storage arrangement were made, with adsorption towers, carbon dioxide compressors and heat exchangers. As a result, a diagram of the plant was made, which generates 22.11 MW with an efficiency of 40.68%. An economic analysis was carried out, in which it was determined a production cost of 8.37 cents per kWh, knowing that the plant can cover 4.60% of the energy consumption in Pichincha annually. This production cost is below the average national electricity rate, which is 9.2 cents per kWh.*

**Key words:** *Energy, plant, cycle, carbon*

## Capítulo 1

## 1. Introducción

La implementación de la captura de carbono en la generación de energía emerge como una solución clave para abordar el cambio climático. En la provincia de Pichincha, Ecuador, se propone el diseño de un ciclo termodinámico basado en un sistema BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage) como una alternativa prometedora.

Ecuador, como muchos otros países, enfrenta el desafío de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y diversificar su matriz energética [1]. En el año 2021, la dependencia del país en la energía hidroeléctrica alcanzó el 79% de la generación total de electricidad [2]. Sin embargo, la vulnerabilidad ante sequías llevó a recurrir a plantas de energía a base de combustibles fósiles, principalmente petróleo [2]. Estos factores evidencian la necesidad de buscar fuentes de energía más sostenibles y reducir la dependencia de recursos no renovables.

En respuesta a este desafío, el impacto ambiental que deja el uso de combustibles fósiles ha llevado a los gobiernos a tomar medidas y establecer políticas y leyes para promover el uso de energías limpias y renovables. En este contexto, el gobierno nacional de Ecuador publicó su Plan de Adaptación al Cambio Climático en Febrero de 2023 [3], el cual busca reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y promover la transición a una economía baja en carbono.

Este documento tiene como objetivo presentar una solución vanguardista y sostenible para abordar el desafío de la generación de energía en Ecuador, con el propósito de reducir las emisiones de carbono y fomentar la transición hacia un sistema energético más amigable con el medio ambiente. Además, se busca suplir la carencia de conocimiento que actualmente prevalece en relación con las centrales eléctricas equipadas con tecnología de captura de carbono.

## **1.1.Descripción del problema**

En la actualidad, las plantas de generación de energía desempeñan un papel crucial en el suministro de electricidad, siendo su principal fuente los combustibles fósiles. Esto conlleva a considerables emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), contribuyendo de manera significativa al cambio climático. Según un artículo, las emisiones varían principalmente con el tipo de combustible utilizado, las plantas que utilizan diésel tienen factores de emisión promedio de 0.945 tCO<sub>2</sub>/MWh, mientras las de biomasa como la madera; 0.40 tCO<sub>2</sub>/MWh [4]. Esta situación cobra mayor relevancia en el contexto ecuatoriano, donde las emisiones de gases de efecto invernadero en 2021 experimentaron un incremento del 17% con respecto a las del año 2020, alcanzando las 41.141 megatoneladas de CO<sub>2</sub> (MtCO<sub>2</sub>) y se espera que estas emisiones aumenten debido al aumento de las emisiones per cápita de la población [5].

## **1.2.Justificación del problema**

La creciente preocupación por el cambio climático ha llevado a la búsqueda de soluciones innovadoras para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En marzo del 2022, la Agencia Internacional de Energías Renovables delineó la Ruta 1.5°, una estrategia integral que identifica el camino más eficiente hacia la reducción de emisiones. Entre las vías tecnológicas propuestas, la Bioenergía con Captura y Almacenamiento de Carbono (BECCS) destaca como una tecnología esencial [6]. Esta tiene un potencial significativo, con la capacidad de reducir hasta 7.4 GtCO<sub>2</sub> anualmente para el año 2050, equivalente al 20% de la meta total establecida en la Ruta 1.5° [6].

## **1.3.Objetivos**

### ***1.3.1. Objetivo general***

Diseñar el ciclo termodinámico para una planta de generación de energía de 20 MW con captura de carbono mediante el uso de software especializado aplicando principios de ingeniería.

### ***1.3.2. Objetivos específicos***

Realizar un esquema general de proceso del ciclo y de los equipos generales mediante la utilización de software de graficación.

Mejorar la eficiencia del ciclo termodinámico de la planta de generación por medio de la implementación de equipos auxiliares más adecuados.

Realizar un análisis detallado los requerimientos y especificaciones de los equipos necesarios para la operación de la planta de generación, considerando parámetros termodinámicos y requisitos técnicos.

Analizar los costos generales involucrados en el proyecto mediante un análisis detallado de los equipos y recursos necesarios con el fin de evaluar su desempeño financiero.

## 1.4.Marco teórico

Las plantas de generación de energía utilizan ciclos termodinámicos, como el ciclo Rankine y el ciclo de Brayton, para convertir diversas fuentes de energía en electricidad [7]. En este proceso, es esencial considerar la huella de carbono, que es un indicador ambiental fundamental. Esta huella mide las emisiones de gases de efecto invernadero, incluyendo dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), vapor de agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ), óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ), metano ( $\text{CH}_4$ ) y ozono ( $\text{O}_3$ ), emitidas por individuos o empresas, y se expresa en unidades de dióxido de carbono equivalente [8]. La relación entre los ciclos termodinámicos y la huella de carbono es crucial en la evaluación de la sostenibilidad de las plantas de generación de energía.

Dentro de este concepto, se puede encontrar diversos términos que se han desarrollado para categorizar las huellas de carbono:

- **Carbono cero o neutro:** la huella de carbono neutro se presenta cuando, al fabricar un producto, no se producen emisiones de carbono [9].
- **Carbono negativo:** la fabricación del producto elimina mayor cantidad de dióxido de carbono que la cantidad de dióxido de carbono emitido [10].
- **Carbono positivo:** este término implica que, durante un proceso, el dióxido de carbono producido y liberado es mayor al dióxido de carbono eliminado.

Se obtiene una huella de carbono neutral de manera natural cuando las emisiones de dióxido de carbono son absorbidas por los bosques y plantas, para luego convertir estas emisiones en oxígeno. El cambio climático global ha generado acuerdos para reducir las emisiones de gases. Las recomendaciones comunes para sistemas de conversión de combustibles a energía incluyen mejorar la eficiencia del sistema y adoptar combustibles más amigables con el medio ambiente [1].

Con respecto a los ciclos termodinámicos, estos son procesos que describen la conversión y transferencia de energía en sistemas térmicos, siendo fundamentales para diversas aplicaciones de ingeniería, como plantas de energía, centrales nucleares y motores de combustión interna [11], [12]. La comprensión y análisis de estos ciclos son vitales para el diseño y optimización de sistemas de generación de energía y procesos industriales. La simulación de estos ciclos se presenta como una herramienta esencial que permite explorar su comportamiento sin recurrir a costosos experimentos físicos.

#### 1.4.1. Ciclo Rankine

El ciclo Rankine, presentado en la Figura 1, es un ciclo termodinámico ampliamente utilizado en plantas de energía térmica, como las centrales eléctricas de carbón y nucleares [13].

Figura 1

*Ciclo Rankine ideal simple [7]*

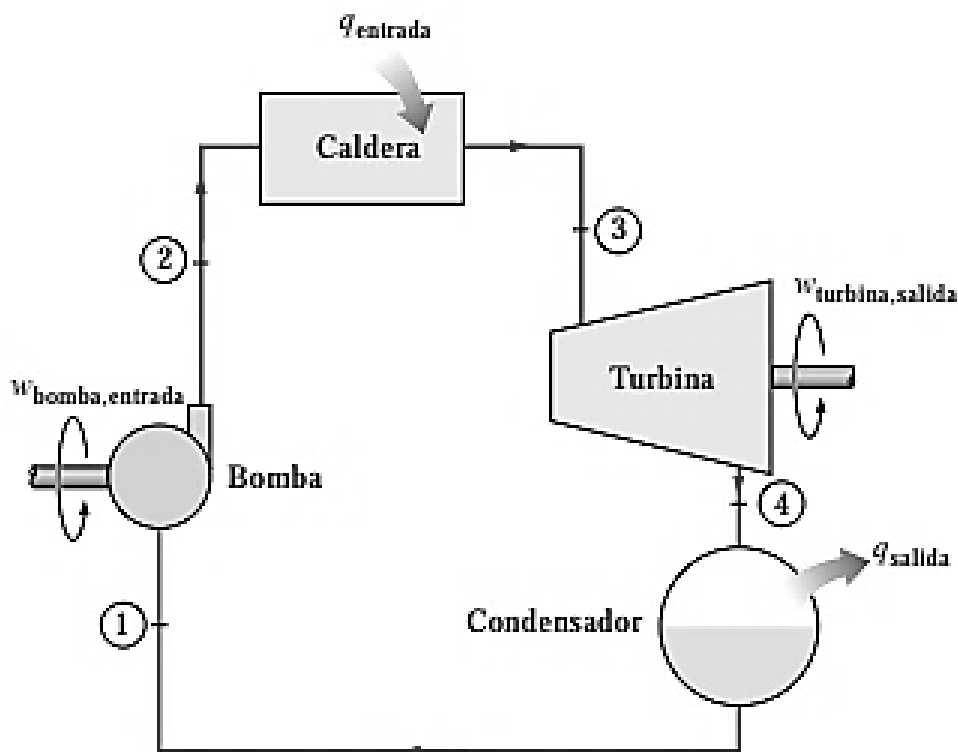
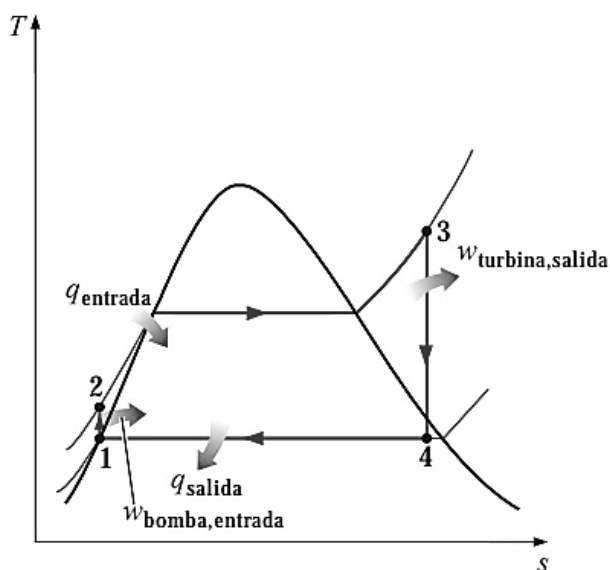




Figura 2

Diagrama Temperatura-Entropía del ciclo Rankine ideal simple [7]



Este ciclo consta de varias etapas clave:

1. **Compresión Isentrópica:** En esta fase, un compresor aumenta la presión del fluido de trabajo, que suele ser agua, manteniendo la entropía constante. La alta presión y temperatura permiten la producción de vapor [13], [14].
2. **Calentamiento Isobárico:** El vapor de agua producido en la caldera se calienta a presión constante mediante la combustión de carbón. Esta etapa genera vapor de alta presión y temperatura [13], [14].
3. **Expansión Isentrópica:** El vapor se expande a través de una turbina, generando trabajo mecánico que se convierte en electricidad mediante un generador. Durante esta expansión, la entropía del vapor se mantiene constante [7], [13].
4. **Condensación Isobárica:** Luego de pasar por la turbina, el vapor se enfría y condensa en un condensador a presión constante. El calor liberado en esta fase se disipa a través de un sistema de refrigeración. El fluido condensado se bombea de vuelta a la caldera para reiniciar el ciclo [13].

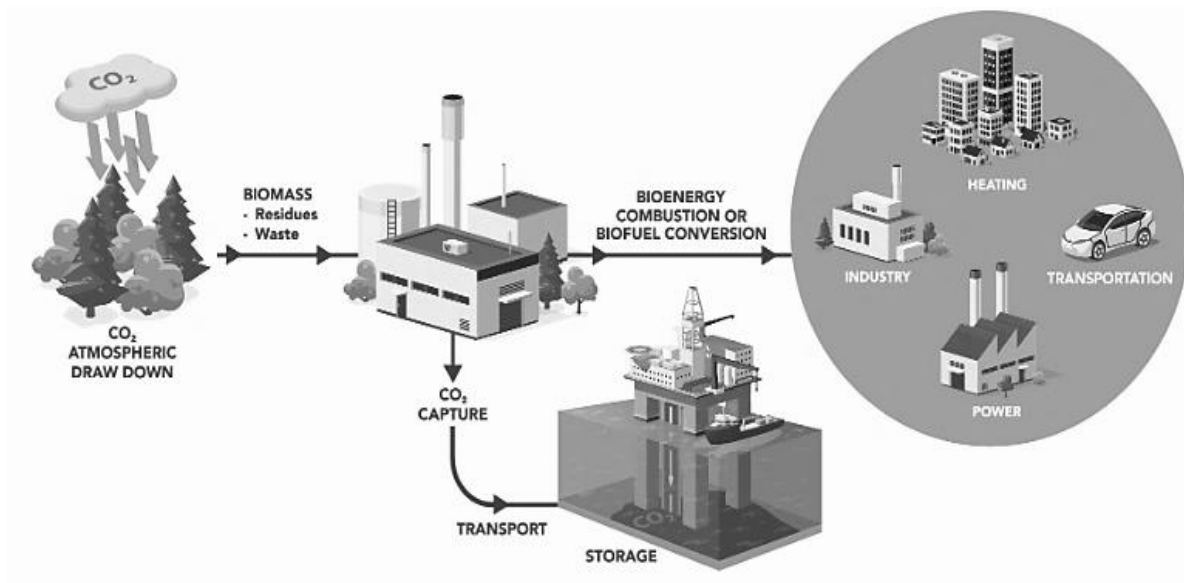
La eficiencia de un ciclo Rankine se puede aumentar expandiendo el vapor en la turbina mediante dos etapas, en turbinas denominadas como de alta presión y baja presión, unidas por una etapa de recalentamiento a presión constante en la caldera. Es posible utilizar más de una etapa de recalentamiento, pero, por motivos económicos, no se recomienda utilizar más de dos etapas de recalentamiento [7].

#### 1.4.2. *Sistemas BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage)*

La generación de energía con captura de carbono es una tecnología que permite capturar el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) producido durante la combustión de combustibles fósiles o biomasa [15]. El  $\text{CO}_2$  capturado se puede almacenar de forma permanente en el subsuelo tal como lo ilustra la Figura 3, lo que ayuda a mitigar el cambio climático.

**Figura 3**

*Ciclo de los sistemas BECCS. [8]*



Los sistemas BECCS constan de varias etapas cruciales:

- 1. Producción de biomasa:** Esta etapa consiste en la cosecha y procesamiento de biomasa, de cualquier origen. Esta puede utilizarse en forma de biocombustibles sólidos, líquidos o gaseosos [8].
- 2. Captura de carbono:** Consiste en la captura y almacenamiento de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) de los gases de combustión producidos por la combustión de biomasa. El  $\text{CO}_2$  puede capturarse mediante tres tecnologías: la oxidcombustión, la captura de postcombustión y precombustión [16], [17].
- 3. Almacenamiento de carbono:** Esta fase implica el almacenamiento de  $\text{CO}_2$  en un depósito subterráneo, como un acuífero profundo o un yacimiento de petróleo agotado [8].

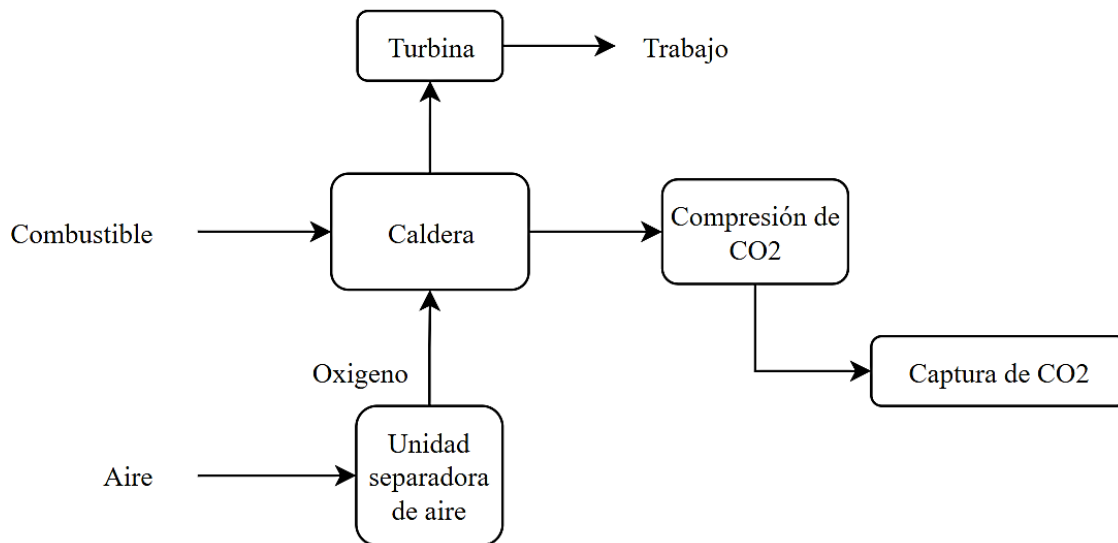
Los sistemas BECCS tienen como objetivo reducir las emisiones de  $\text{CO}_2$  en la atmósfera.

#### ***1.4.3. Oxi-Combustión***

La oxidcombustión es un proceso de combustión que utiliza oxígeno puro en lugar de aire. El oxígeno se genera a partir de aire comprimido, que se separa en oxígeno y nitrógeno mediante una planta de separación de aire. El oxígeno puro se mezcla con el combustible en una caldera, donde se produce la combustión. Los productos de la combustión son  $\text{CO}_2$  y vapor de agua. El  $\text{CO}_2$  se puede capturar de forma sencilla mediante torres de absorción [8], [16], [18].

Figura 4

Diagrama esquemático del proceso común de oxidación [9]



#### 1.4.3.1. Ventajas de la oxidación para BECCS.

Entre ellas se incluyen [19]:

- **Eficiencia de captura de CO<sub>2</sub>:** La oxidación captura el CO<sub>2</sub> eficientemente. Puesto que el CO<sub>2</sub> es el único producto de la combustión, facilitando su captura.
- **Menor consumo de energía:** La oxidación requiere menos energía para captar el CO<sub>2</sub> que los otros dos métodos de captura [16], [19]. Gracias a su mayor concentración en los gases de combustión.
- **Mayor flexibilidad:** La oxidación admite diversos combustibles como carbón, biomasa y residuos orgánicos.

#### ***1.4.4. Equipos Auxiliares en ciclos termodinámicos***

Los equipos auxiliares en ciclos termodinámicos son aquellos no esenciales para el funcionamiento del ciclo, pero que proporcionan mejoras en la eficiencia [13], [14], [20]. Algunos ejemplos son:

- **Compresores:** Se utilizan para aumentar la presión de los gases.
- **Turbinas:** Se utilizan para convertir la energía de los fluidos en energía mecánica.
- **Intercambiadores de calor:** Se utilizan para transferir calor entre fluidos.
- **Sistemas de control:** Se utilizan para controlar los parámetros del ciclo.

El regenerador es un intercambiador de calor que extrae energía post-expansión y lo suministra después de la etapa compresión, disminuyendo el trabajo requerido por compresores y la cantidad de energía requerida en la caldera [14]. Entre sus ventajas:

- **Reduce el consumo de combustible:** Reduce la cantidad de energía necesaria en la caldera, esto se traduce en una disminución de combustible.
- **Aumenta la eficiencia del ciclo:** La recuperación de calor aumenta la eficiencia del ciclo, aprovechando de mejor manera la energía térmica.

#### ***1.4.5. Adsorción***

Este proceso implica la adsorción de componentes de un gas o líquido en la superficie de un sólido, llamado adsorbente. Este fenómeno surge por las fuerzas de atracción entre las moléculas de fluido y la superficie sólida, dando lugar a interacciones intermoleculares entre el sólido y el fluido [21]. En los sistemas BECCS, la adsorción busca eliminar el porcentaje de humedad presente en los gases

residuales mediante el uso de alúmina activada [21], dejando CO<sub>2</sub> seco para su posterior inyección.

#### ***1.4.6. Biomasa disponible en Ecuador***

En energías renovables, la biomasa es frecuentemente usada en procesos de combustión como alternativa a combustibles fósiles. En Ecuador, las principales fuentes de biomasa disponible son caña de azúcar, bambú, pino y eucalipto [22].

##### **1.4.6.1. Caña de azúcar**

La caña de azúcar (*Saccharum officinarum*), originaria de Nueva Guinea, es perenne y se propaga abundantemente mediante brotes, alcanzando alturas de 3 a 5 metros. Además, su tasa de fotosíntesis es entre un 150% y 200% superior al promedio en otras especies vegetales [23]. La Figura 5 presenta un cultivo de esta planta.

**Figura 5**

*Plantaciones de Caña de azúcar:*



#### 1.4.6.2. Bambú

El Bambú (*Guadua angustifolia*), originario de Sudamérica, tiene tallos verdes opacos como lo ilustra la Figura 6 que alcanzan hasta 30 metros de altura y 20 centímetros de circunferencia DAP. Se dispersa ampliamente hasta altitudes cercanas a 1600 msnm [24].

**Figura 6**

*Plantaciones de Bambú*



#### 1.4.6.3. Pino

El pino, *Pinus radiata*, es una especie exótica muy extendida en la serranía ecuatoriana. Es la segunda especie más plantada, después del Eucalipto, por su adaptabilidad y rápido crecimiento. Puede alcanzar alturas de hasta 30 metros y un diámetro de hasta 70 centímetros [25]. La Figura 7 presenta una plantación de pino de copa alargada y cónica.



**Figura 7**

*Plantaciones de Pino.*



#### **1.4.6.4. Eucalipto**

El eucalipto (*Eucalyptus globulus*), presentado en la Figura 8, se encuentra en altitudes de 2200 a 3000 msnm. Es la especie más plantada en la sierra ecuatoriana debido a su rápido crecimiento y adaptabilidad. Su tronco cilíndrico y recto alcanza hasta 1.20 metros de DAP y 10 a 25 metros de altura en Ecuador [26].



**Figura 8**

*Árbol de Eucalipto*



#### **1.4.7. *Demanda Energética en Ecuador***

Según la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR), en 2022, la provincia de Guayas lideró el consumo energético en Ecuador, seguida por Pichincha y Manabí en segundo y tercer lugar, respectivamente [27], de acuerdo con los datos de la presentados en la Tabla 1.

**Tabla 1***Demanda energética en Ecuador.*

<b>Provincia</b>	<b>Demanda (GWh)</b>
Pichincha	4209.2
Guayas	6562.5
Manabí	1189.6
Azuay	1001.1
El Oro	876.5
Loja	797.6
Tungurahua	673.4
Cotopaxi	522.5
Chimborazo	481.9
Imbabura	440.8
Cañar	368.7
Loja	346.6
Santo Domingo	290.8
Los Ríos	264.1
Esmeraldas	236.4
Zamora Chinchipe	221.5
Morona Santiago	196.1
Napo	187.7

Nota: Datos tomados de un informe del ARCERNNR

Los sistemas BECCS son clave para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> al combinar el uso de biomasa con la captura y almacenamiento de carbono. Los ciclos termodinámicos por otra parte son esenciales para generar energía. Comprender estos conceptos es vital para lograr una generación de energía más sostenible y mitigar el cambio climático. Se presenta la Tabla 2 para comparar características de ciclos de potencia clásicos con tecnologías de captura de carbono.

**Tabla 2**

*Comparación entre Ciclos Termodinámicos Convencionales y Ciclos con Bioenergía y Captura de Carbono en base a 7 parámetros*

<b>ASPECTO</b>	<b>SISTEMAS BECCS</b>	<b>CICLOS TERMODINÁMICOS</b>
<b>Objetivo</b>	Generar energía y capturar CO <sub>2</sub>	Generar energía
<b>Fuente de Energía</b>	Biomasa.	Combustibles fósiles, biomasa, etc.
<b>Aplicaciones</b>	Mitigar el cambio climático y producir energía renovable.	Generar electricidad para diversos fines.
<b>Costo</b>	Variable, superior a C. T.	Variable, inferior a ciclos BECCS.
<b>Impacto ambiental</b>	Puede generar emisiones de gases de efecto invernadero, pero compensarlo con captura de Carbono.	Genera emisiones de gases de efecto invernadero.
<b>Disponibilidad</b>	Limitada por la tecnología de captura de carbono.	Limitada de acuerdo con la disponibilidad de biomasa y combustibles fósiles.
<b>Escalabilidad</b>	Limitada por la capacidad de almacenamiento de carbono.	No limitada.

## **Capítulo 2**

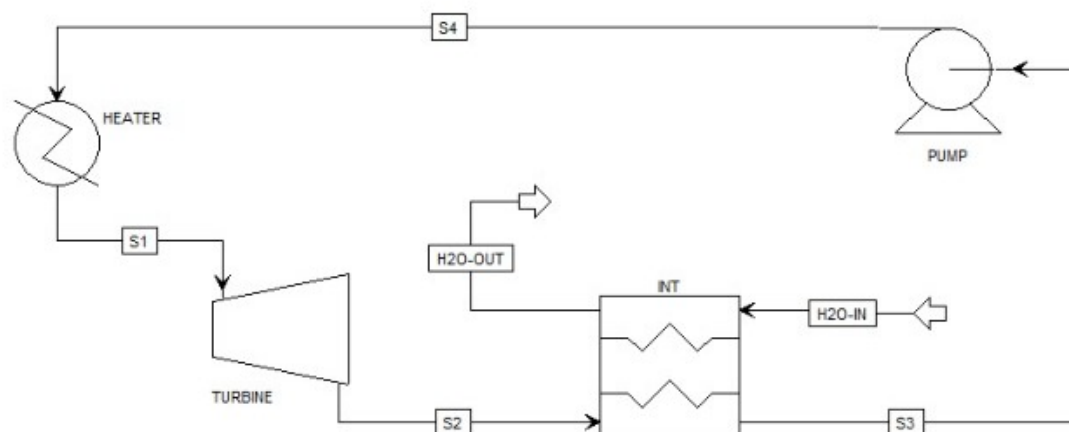
## 2. Metodología

### 2.1. Diseño conceptual

El ciclo termodinámico diseñado, está compuesto por cuatro componentes principales: caldera, turbina, bomba e intercambiador de calor. En el ciclo, la caldera produjo vapor sobrecalentado para la turbina, generando una producción neta de 20 MW de potencia. Posteriormente, el fluido de trabajo fue enfriado mediante un intercambiador de calor utilizando agua a 15°C [28], liberando energía para ser comprimido y que regrese a la caldera cerrando así el ciclo; este proceso puede visualizarse en la Figura 9. Cabe recalcar que los distintos estados del fluido a lo largo del ciclo son presentados como streamlines, identificados por números que indican su orden en la lista (S1, S2, S3, S4).

**Figura 9**

*Circuito esquemático del ciclo termodinámico simple*



La obtención de datos iniciales de diseño constituyó un paso crucial en el diseño del ciclo, y en este contexto; la planta térmica de referencia para este propósito fue la Central Térmica Miraflores ubicada en la provincia de Manabí dentro de la república del Ecuador. Operativa desde 2009, posee una capacidad de producción aproximada de energía de 22.8 MW. En base a esto, en la Tabla 3 fue sintetizado de manera concisa las características iniciales del diseño conceptual del presente trabajo.

**Tabla 3**

*Características iniciales de diseño conceptual.*

<b>Característica</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Presión de diseño de la caldera	60	Bar
Temperatura de diseño de la caldera	600	°C
Eficiencia de la turbina	90	%
Eficiencia de la bomba	85	%
Flujo másico de fluido de trabajo	24	kg/s
Temperatura de agua	15	°C

## **2.2. Selección de combustible**

El Eucalipto fue escogido como biomasa y fuente de energía. En la provincia de Pichincha, perteneciente a la república del Ecuador; es destacado como la biomasa preferida debido a su abundancia, según lo indicado en la Tabla 4 que presenta la producción en las provincias más importantes de la región interandina. Esta elección fue fundamentada en base a su capacidad abundante sobre las demás alternativas previamente mencionadas, a más de su excelente adaptabilidad a terrenos situados a altitudes superiores de los 2850 msnm y su alto poder calorífico de 17,000 kJ/kg [29].

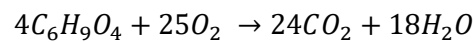
**Tabla 4**

*Área óptima para producir Eucalipto en el Ecuador [22].*

<b>Provincia</b>	<b>Área Óptima (ha)</b>
Azuay	5,297.75
Chimborazo	3,393.71
Imbabura	4,794.79
Loja	1,211.44
Pichincha	10,804.46

Fuente: Recuperado de [22]

Según un artículo, el Eucalipto pudo ser modelado mediante la fórmula empírica  $C_6H_9O_4$  [30]. Bajo la premisa de un modelo de combustión simplificado, en el cual se asumió tanto oxígeno puro como una combustión total de biomasa, se obtuvo la siguiente reacción:



Por otra parte, la distribución de flujos másicos en el sistema fue calculada mediante un análisis estequiométrico de la ecuación de combustión, dichos valores yacen en la Tabla 5 adjunta y se encuentran justificados en el apartado Apéndices.

**Tabla 5**

*Flujos másicos de los fluidos que intervienen en el proceso de la caldera*

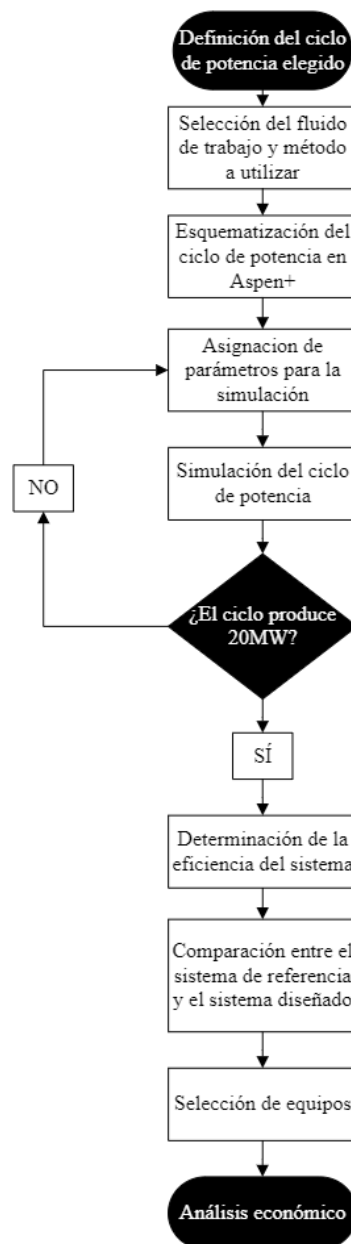
<b>Componente químico</b>	<b>Flujo másico (kg/s)</b>
Combustible ( $C_6H_9O_4$ )	3.20
Oxígeno ( $O_2$ )	4.40
Dióxido de Carbono ( $CO_2$ )	5.82
Agua ( $H_2O$ )	1.79

### 2.3. Metodología de diseño

La metodología de diseño empleada para esquematizar el proceso de diseño es presentada en la Figura 10, junto con el inicio y la finalización del proyecto, detallando paso a paso los procesos y decisiones involucradas.

**Figura 10**

*Diagrama de flujo de la metodología del proyecto*





## 2.4. Modelamiento en Aspen Plus

Aspen Plus fue la herramienta computacional utilizada para la simulación y optimización del ciclo de generación de potencia. La licencia utilizada correspondió al sistema con nombre *LSYS51586*, de servidor asociado *ggtsiwrks001@espol.edu.ec* y versión de software 12.1. Dado esto, las principales ecuaciones usadas por el programa para la obtención de los resultados fueron las siguientes:

### 2.4.1. Potencia Consumida por una bomba

La potencia consumida por una bomba fue determinada mediante la siguiente ecuación:

$$P_c = n_c \cdot V_f \cdot (P_{out} - P_{in}) \quad (2.1)$$

Donde  $n_c$  es la eficiencia isoentrópica de la bomba,  $V_f$  es el volumen específico del fluido a baja presión y  $P_{out} - P_{in}$  corresponde al incremento de presión.

### 2.4.2. Potencia Generada de una Turbina

La potencia generada por una turbina en el sistema fue calculada mediante la ecuación:

$$P_t = n_t \cdot \dot{m} \cdot (h_{in,t} - h_{out,t}) \quad (2.2)$$

Donde  $n_t$  es la eficiencia isoentrópica de la turbina,  $\dot{m}$  es la masa de flujo de gas, y  $h_{in,t}$  y  $h_{out,t}$  son las entalpías en la entrada y salida de la turbina, respectivamente.

### 2.4.3. Eficiencia Térmica del Sistema

La eficiencia térmica del sistema se determinó mediante la ecuación:

$$n_{total} = \frac{W_{neto}}{Q_{comb}} \quad (2.3)$$

Donde  $Q_{comb}$  es el calor suministrado durante la combustión y  $W_{neto}$  equivale al trabajo neto en el ciclo.

#### **2.4.4. Calor de Entrada en una Caldera**

El calor de entrada en una caldera fue calculado mediante la siguiente ecuación:

$$Q_{in,heater} = \dot{m} \cdot (h_{out,heater} - h_{in,heater}) \quad (2.4)$$

Donde  $\dot{m}$  es la masa de flujo de vapor, y  $h_{in,heater}$  y  $h_{out,heater}$  son las entalpías en la entrada y salida, respectivamente.

#### **2.4.5. Calor Liberado por un Intercambiador de Calor**

El calor liberado por un intercambiador de calor fue obtenido mediante la ecuación:

$$Q_{out,ex} = \dot{m}_{cold} \cdot (h_{out,ex} - h_{in,ex}) \quad (2.5)$$

Donde  $\dot{m}$  es la masa de flujo de enfriamiento,  $h_{in,ex}$  y  $h_{out,ex}$  son las entalpías en la entrada y salida, respectivamente.

#### **2.4.6. Flujo de Eucalipto**

El flujo másico del eucalipto que se necesita para obtener una cantidad específica de calor en la caldera fue estimado utilizando la siguiente expresión:

$$m_{eucalipto} = \frac{Q_{heat}}{PC} \quad (2.6)$$

Donde  $PC$  corresponde al poder calorífico,  $Q_{heat}$  al calor necesario en la caldera, y  $m_{eucalipto}$  al flujo másico de interés.

## 2.5. Elección del método termodinámico

### 2.5.1. Modelado de procesos con agua

En el marco de las suposiciones realizadas para este proyecto, se asumió el fluido de trabajo como agua para el diseño del ciclo termodinámico en el software. En consecuencia, se empleó el estándar IAPWS-95 como método de cálculo para las iteraciones, siendo este un referente para determinar las propiedades termodinámicas del agua y vapor en el ciclo [31].

### 2.5.2. Modelado de procesos con dióxido de Carbono

Adicionalmente, para la etapa de captura de Carbono; el método Lee-Kesler-Plocker (LK-PLOCK) fue escogido. Esta decisión se fundamentó en su amplio rango de validez, desde condiciones criogénicas hasta condiciones supercríticas para gases como dióxido de Carbono, y una buena precisión, con errores típicos del orden del 1% o menos [32].

## 2.6. Diseño preliminar

De acuerdo con las simulaciones en el software Aspen Plus, los estados del ciclo de generación de potencia simple diseñado son presentados en la Tabla 6.

**Tabla 6**

*Propiedades de los flujos entre los componentes del ciclo termodinámico simple*

Flujo	Temperatura (°C)	Presión (kPa)
S1	600	6000
S2	82.36	52.13
S3	82.36	52.13
S4	82.96	6000

A partir de los estados se obtuvieron los valores de potencia requerida, potencia producida y cargas térmicas de los equipos implicados en el ciclo simple haciendo uso de las ecuaciones listadas en la sección Modelamiento en Aspen Plus. Los resultados son presentados en la Tabla 7.

**Tabla 7**

*Potencia requerida, producida, y cargas térmicas de los equipos del ciclo termodinámico simple*

<b>Equipo</b>	<b>Valores de Potencia</b>
Turbina	25,000.00 kW
Bomba	173.00 kW
Caldera	79,358.90 kW
Intercambiador	54,532.00 kW

Los resultados finales preliminares son presentados en la Tabla 8. A partir de estos datos, se mejoró la eficiencia global del ciclo termodinámico mediante la implementación de un equipo auxiliar.

**Tabla 8**

*Resultados energéticos principales obtenidos del ciclo termodinámico*

<b>Eficiencia del ciclo</b>	31.28%
<b>Potencia Neta del ciclo</b>	22.71 MW

## **2.7. Implementación de equipo auxiliar**

### **2.7.1. Consideraciones de diseño**

La elección de alternativas se enfocó en alcanzar eficiencias superiores, considerando alternativas que justifiquen sus costos operativos a costa de conseguir

una mejora en el rendimiento general del sistema. Las consideraciones de diseño para el nuevo sistema fueron las siguientes:

#### **2.7.1.1. Costo de Capital**

Se busca una alternativa que cumpla condiciones de costos de adquisición bajos por medio de la compra del menor número de equipos.

#### **2.7.1.2. Mantenimiento**

Se refiere a las acciones que tienen como objetivo preservar el estado de un equipo, por lo que se optó por alternativas que requieran menor intervención.

#### **2.7.1.3. Disponibilidad en el mercado**

Se buscó una solución que garantice la accesibilidad a los equipos necesarios para el proyecto dentro del mercado.

#### **2.7.1.4. Eficiencia**

La eficiencia fue establecida como un parámetro fundamental de diseño, orientando la selección hacia soluciones que maximicen la eficacia operativa permitiendo producir más energía minimizando sus pérdidas asociadas.

### **2.7.2. *Evaluación de alternativas***

La selección de la mejor alternativa para el diseño del ciclo de potencia requirió de una revisión exhaustiva de la literatura con el propósito de elegir un sistema capaz de responder a los requerimientos establecidos. Las alternativas fueron:

#### **2.7.2.1. Alternativa 1: Ciclo de generación de potencia con regeneración.**

Este ciclo integra un regenerador posterior a la expansión. Este equipo recupera parte del calor del flujo principal, transfiriéndolo al fluido de trabajo antes de ingresar a la caldera, aprovechando así la energía térmica disponible. La eficiencia del ciclo con regeneración supera a la de un ciclo simple.

#### **2.7.2.2. Alternativa 2: Ciclo de generación de potencia con recalentamiento.**

Un ciclo con recalentamiento incorpora una etapa de recalentamiento entre una primera y segunda turbina. El recalentamiento consiste en extraer el fluido de trabajo de la primera turbina, llevarlo de vuelta a la caldera para posteriormente enviarlo a una segunda turbina que opera a baja presión. Esto permite aumentar la potencia generada en el ciclo. La eficiencia de este ciclo es superior a la del ciclo simple y comparable al del ciclo con regeneración.

#### **2.7.2.3. Alternativa 3: Ciclo de generación de potencia con recalentamiento y regeneración.**

El ciclo Brayton con recalentamiento y regeneración incorpora una etapa de recalentamiento, así como un regenerador; brindando las ventajas previamente mencionadas. La eficiencia de este ciclo es superior a la de cualquier otro ciclo de generación de potencia.

#### **2.7.3. Matriz de decisión**

Se realizó una matriz de decisión con el fin de evaluar y seleccionar una de las diferentes alternativas por medio de factores y criterios considerados. En este contexto, el capital inicial al igual que la eficiencia tuvieron un índice del 30%, mientras que la seguridad y el mantenimiento compartieron una ponderación del 20% sumando en total 100%. Finalmente, la Tabla 9 resume estos criterios.

**Tabla 9***Ponderación de los criterios considerados*

<b>Parámetro</b>	<b>Ponderación</b>
Capital Inicial	30%
Mantenimiento	20%
Seguridad	20%
Eficiencia	30%

La Tabla 10 expone las cuatro alternativas de solución evaluadas mediante la asignación de puntuaciones entre 1 y 10 para cada criterio, cuantificando el valor de cada opción.

**Tabla 10***Calificación propuesta para cada alternativa*

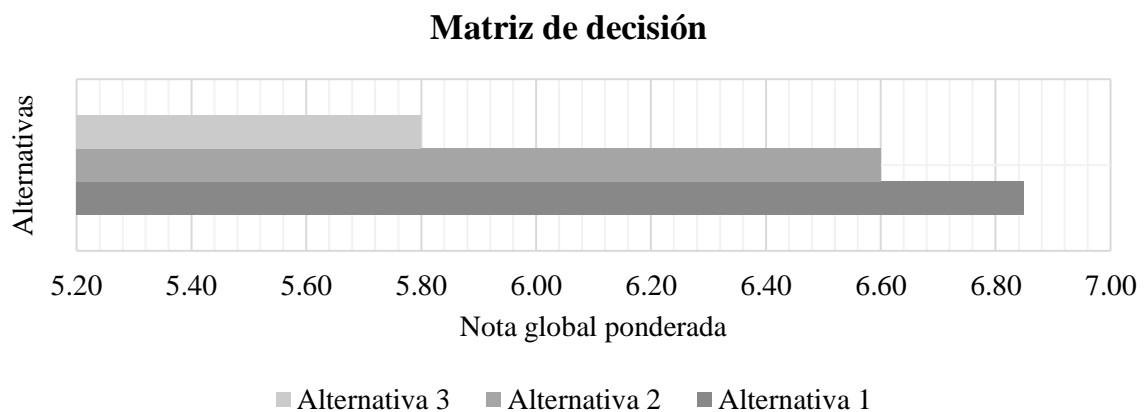
<b>CRITERIOS</b>	<b>Alternativa 1</b>	<b>Alternativa 2</b>	<b>Alternativa 3</b>
<b>Capital Inicial</b>	6.00	5.50	2.50
<b>Mantenimiento</b>	7.00	6.50	5.50
<b>Disponibilidad</b>	7.00	7.00	7.00
<b>Eficiencia</b>	7.50	7.50	8.50
TOTAL	27.50	26.50	23.50

Posteriormente, dichas puntuaciones fueron recalculadas de acuerdo con la ponderación predefinida, generando así un conjunto ajustado de valores que reflejaron la importancia relativa de cada criterio en la evaluación final, el cual se encuentra en la Tabla 11.

**Tabla 11***Ponderación final de cada alternativa*

CRITERIOS	Nota Alt. 1	Nota Alt. 2	Nota Alt. 3
<b>Capital Inicial</b>	1.80	1.65	0.75
<b>Mantenimiento</b>	1.40	1.30	1.10
<b>Disponibilidad en Mercado</b>	1.40	1.40	1.40
<b>Eficiencia</b>	2.25	2.25	2.55
<b>TOTAL</b>	<b>6.85</b>	<b>6.60</b>	<b>5.80</b>

La alternativa seleccionada fue aquella que ha obtenido el puntaje más alto, calculado en función de las ponderaciones asignadas. En este caso, la alternativa 2 se destacó como la elección preferida. La Figura 11 proporciona una representación visual de la calificación global obtenida a partir de la evaluación de todas las alternativas consideradas.

**Figura 11***Resultados gráficos de la matriz de decisiones*

#### **2.7.4. Descripción del nuevo ciclo**

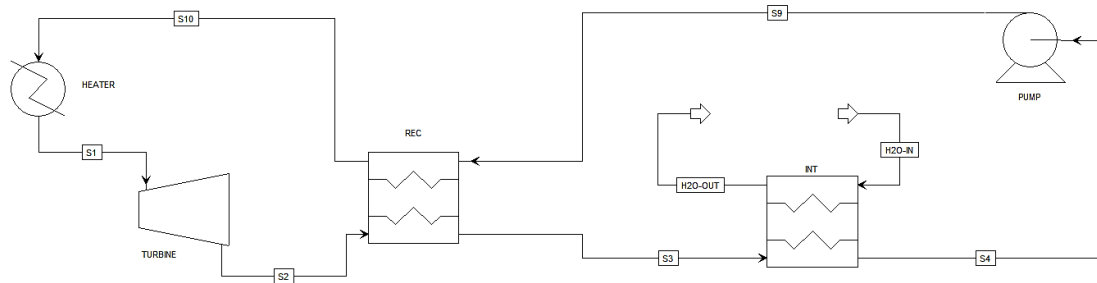
El diseño del ciclo termodinámico inició con una turbina a la cual se introdujo vapor sobrecalentado a 600°C y 6 MPa, y produjo una potencia nominal de 25 MW.



Seguidamente, un regenerador extrajo energía y lo suministró a la línea de retorno. Luego, calor es retirado de la mezcla vapor-agua mediante un intercambiador de calor. Posteriormente, el flujo ingresa a una bomba para elevar su presión, y que sea enviado al regenerador absorbiendo el calor que fue retirado previamente. Finalmente, el fluido es calentado con una caldera hasta llegar a la temperatura de  $600^{\circ}\text{C}$ , para poder ser llevado una vez más a la turbina, cerrando así el ciclo. El esquema es presentado en la Figura 12.

**Figura 12**

*Circuito esquemático del ciclo termodinámico con regenerador*



## 2.8. Selección de la tecnología de captura de carbono

A más de la biomasa, fue necesario definir la tecnología de captura y almacenamiento de carbono. Un informe del IPCC publicado en 2005 estableció tres tecnologías al respecto, las cuales se detallan en la Tabla 12 [33].

Tabla 12

*Principios de operación de las diferentes tecnologías de captura de carbono*

Tecnología	Principio de operación
<b>Pre-combustión</b>	Separar el carbono del combustible antes de ser quemado por medio de columnas de absorción.
<b>Oxi-combustión</b>	Utilizar oxígeno con una pureza mínima de 90% para la combustión de la biomasa, generando únicamente CO <sub>2</sub> y vapor de agua con ligeras trazas de otros compuestos debido a la naturaleza del combustible empleado.
<b>Post-combustión</b>	Separar CO <sub>2</sub> de los gases resultantes en la combustión mediante columnas de absorción con aminas para su regeneración.

Por la descripción geográfica del sitio y el modelo de combustión realizado, la tecnología de Oxi-combustión fue la escogida.

## 2.9. Etapa de captura de carbono

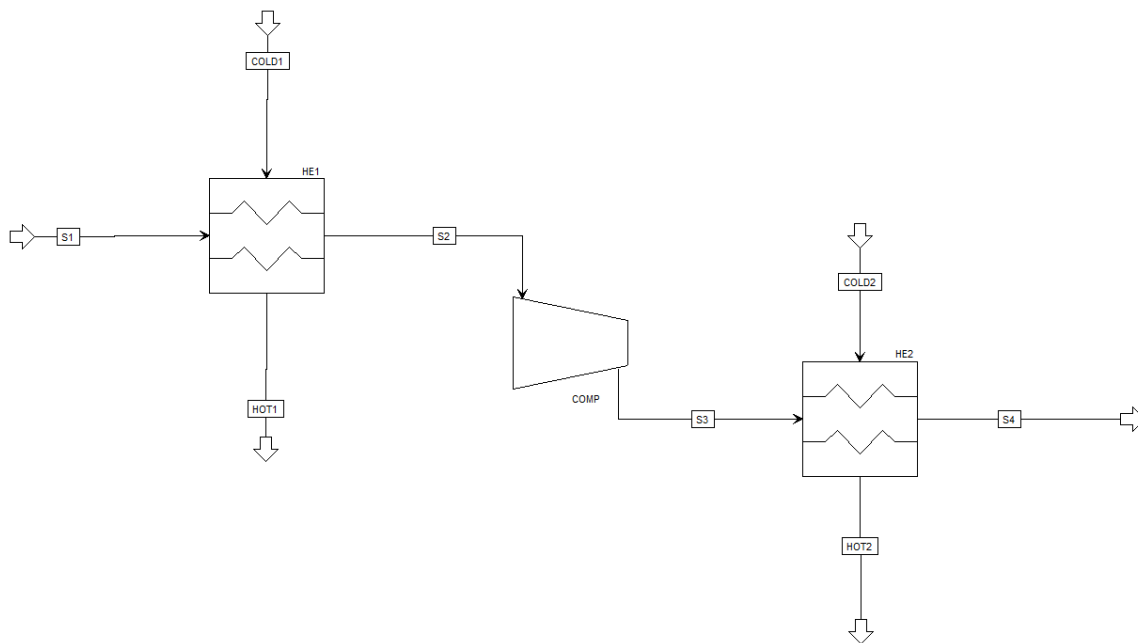
### 2.9.1. Etapa de compresión

Para almacenar e inyectar el CO<sub>2</sub> resultante de la combustión de biomasa en el subsuelo, fue necesario secar el dióxido de carbono por medio de una torre de adsorción; y para ello, se ajustó el valor de presión y temperatura del dióxido de carbono a valores de presión de servicio que van desde 1 atm hasta 9 atm [34] y temperaturas entre 5°C y 50°C, por medio de una etapa de compresión y refrigeración intermedia. Adicionalmente, la cantidad de potencia requerida para comprimir este gas fue reducida usando un intercambiador de calor capaz de enfriar el gas de escape de la caldera. Adicionalmente, al elevar la presión del dióxido de carbono inevitablemente incrementó la temperatura del gas por lo que también fue necesaria la adición de una etapa de refrigeración intermedia. La Figura 13 ilustra de manera

esquemática el proceso de compresión de dióxido de carbono, presentando un sistema elaborado en la interfaz de Aspen Plus.

**Figura 13**

*Circuito esquemático de la etapa de compresión del dióxido de carbono extraído de la caldera*



### 2.9.2. Etapa de adsorción

La alúmina se destaca como un adsorbente idóneo en la captura de CO<sub>2</sub>, siendo eficaz en la reducción de la concentración de humedad en estos flujos [21]. En lo que respecta a la selección del equipo, el caudal de operación mínimo necesario que requiere la máquina para su funcionamiento se calculó por medio de la expresión:

$$Q_{op} = \frac{\dot{m}}{\rho_{serv}} \quad (2.7)$$

Donde  $\dot{m}$  corresponde al flujo másico de CO<sub>2</sub>,  $\rho_{serv}$  al valor de densidad crítico (obtenido de los valores de presión y temperatura de servicio) y  $Q_{op}$  es la variable de interés. Adicionalmente, la cantidad de mineral alúmina empleado en la torre de adsorción fue calculado mediante la siguiente ecuación:

$$m_{al} = \rho_{al} \cdot Y_{75\%} \quad (2.8)$$

Donde  $m_{al}$  corresponde a la masa de interés,  $\rho_{al}$  a la densidad de la alúmina y  $Y_{75\%}$  una fracción del volumen de la torre. El detalle de estos cálculos se encuentra en el apartado E.

### **2.9.3. Preparación previa para la inyección del dióxido de carbono**

Finalmente, para el almacenaje de carbono en el subsuelo fue requerido llevar al dióxido de carbono a presiones mayores de su punto crítico. Esta decisión fue fundamentada con los resultados de un estudio, el cual estableció que para el almacenaje de CO<sub>2</sub> seco es necesario llevarlo a una temperatura de 30.97°C y presión mínima de 73.76 bares [35]. Cabe recalcar que estos valores pueden variar dependiendo de la concentración de otros gases en la combustión, como N<sub>2</sub> o CO. No obstante, en el modelo simplificado de combustión utilizado en este estudio, se obtuvo CO<sub>2</sub> con vapor de agua, el cual fue secado mediante una etapa de adsorción previa.

## **2.10. Ajuste del ciclo teórico con valores reales**

Una vez obtenidos los equipos físicos reales (en base a los resultados teóricos), se simuló nuevamente el ciclo en base a las especificaciones técnicas de los equipos con el fin de ajustar los resultados. Una vez obtenido un ajuste satisfactorio, se recalculó la eficiencia del ciclo diseñado y se ejecutó su respectivo análisis económico.

## **2.11. Análisis Económico**

### **2.11.1. Detalles técnicos y económicos**

La tasa de interés usada fue del 10%, la cual es la tasa para operaciones pasivas efectivas del sistema financiero ecuatoriano para proyectos con duración mayor a un año [36]. Además, el horizonte de planificación del proyecto fue de 30 años, ya que es

el periodo de vida promedio para la cual las plantas de generación de energía por combustóleo son diseñadas [37].

#### **2.11.2. Capital Inicial**

Correspondió a los valores de adquisición de los equipos conforme a su disponibilidad en el mercado.

#### **2.11.3. Costos por operación y mantenimiento**

Relacionados con los costes asociados al funcionamiento de todos los equipos de la planta, se tomó una fracción equivalente de la inversión inicial del 10%.

#### **2.11.4. Energía generada anualmente**

Es el valor de potencia generada diariamente a lo largo del año, se calculó mediante la siguiente expresión:

$$E = P \cdot \Delta t \quad (2.9)$$

Donde E corresponde al valor de energía en *kWh*, P la potencia generada por el ciclo en W y  $\Delta t$ , intervalo del tiempo en horas.

#### **2.11.5. Costos anualizados**

Corresponde al valor de costo específico para un año determinado considerando una tasa de interés, fue calculado usando la presente ecuación:

$$C_{ann} = \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad (2.10)$$

Donde  $C_{ann}$  es la variable de interés en \$,  $C_n$  es el coste asociado para el año  $n$  e  $i$  es la tasa de descuento aplicada.

### 2.11.6. *Energía generada anualizada*

Corresponde al valor de energía producida específica para un año determinado considerando una tasa de interés, este valor fue estimado usando la presente ecuación:

$$E_{ann} = \frac{E_n}{(1+i)^n} \quad (2.11)$$

Donde  $E_{ann}$  es la variable de interés en kWh y  $E_n$  es el valor de energía asociado para el año  $n$ .

### 2.11.7. *Costo normalizado de energía*

El coste normalizado de producción de energía representa el costo promedio de electricidad en kWh generado por la planta. Este valor fue calculado mediante la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^n C_{ann}}{\sum_{n=0}^n E_{ann}} \quad (2.12)$$

Donde  $LCOE$  está en USD/kWh.

## Capítulo 3

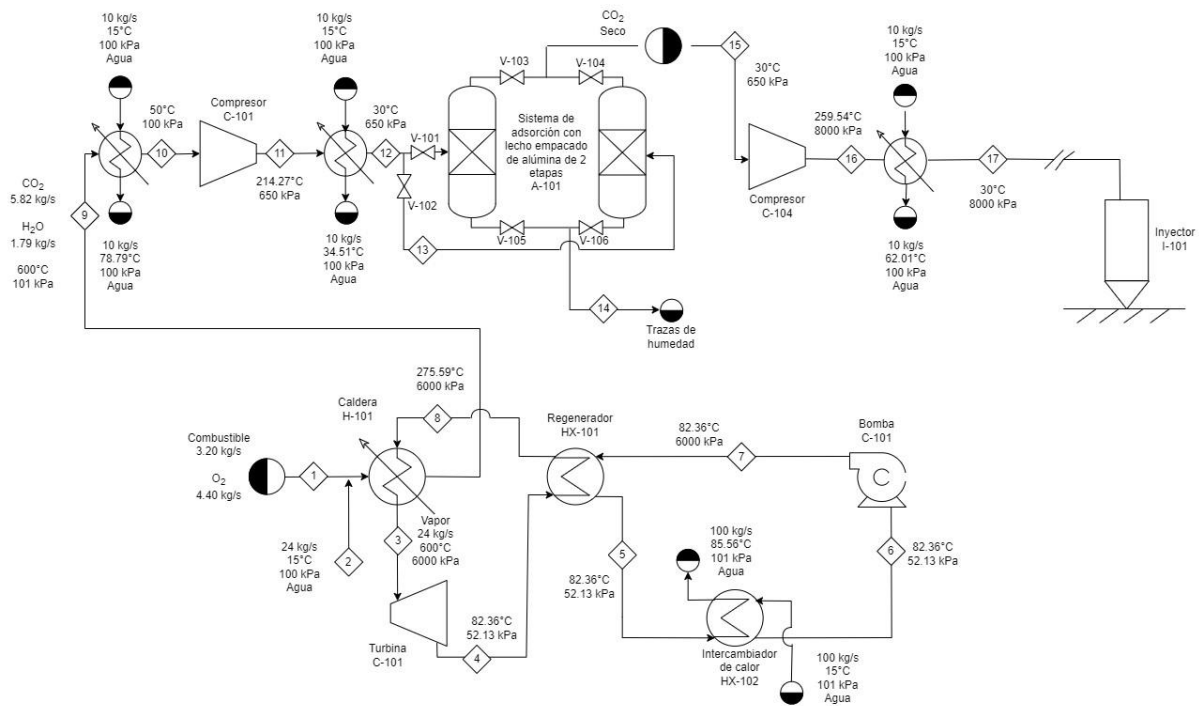
### 3. Resultados y Análisis

#### 3.1. Esquema de la planta

La Figura 14 presenta de forma detallada el diagrama de flujo de proceso (PFD) de la planta de generación de energía con el ciclo diseñado en la Figura 12 en conjunto de las etapas de compresión y adsorción del dióxido de carbono. El PFD presenta información relevante adicional como presión, temperatura de cada estado, así como los flujos de entrada y salida para cada dispositivo.

Figura 14

Esquema de la planta de generación de energía





## 3.2. Equipos principales implicados en la planta

### 3.2.1. Ciclo termodinámico

La Tabla 13 muestra la potencia requerida y producida por los componentes del ciclo. La turbina fue la unidad generadora de potencia, el compresor requirió potencia para comprimir el fluido a la presión de entrada de la caldera. Y los intercambiadores de calor, liberaron energía del sistema enfriando el fluido.

**Tabla 13**

*Potencia requerida, producida, y cargas térmicas de los equipos del ciclo*

<b>Equipo</b>	<b>Valores de Potencia</b>
Turbina	25,000.00 kW
Bomba	173.08 kW
Caldera	54,358.90 kW
Regenerador	25,000.00 kW
Intercambiador	29,532.00 kW

### 3.2.2. Etapa de captura de Carbono

#### 3.2.2.1. Etapa de compresión de Carbono

La Tabla 14 detalla la carga térmica asociada con el calor retirado en cada etapa de enfriamiento durante la compresión del dióxido de carbono.

**Tabla 14**

*Carga térmica de calor retirado en cada intercambiador de la etapa de compresión de dióxido de carbono*

<b>Intercambiador de calor</b>	<b>Calor retirado (kW)</b>
1	3,395.79
2	1,030.10

Adicionalmente, La potencia teórica requerida por el compresor para la compresión de dióxido de carbono fue de 897.87 kW.

### 3.2.2.2. Fase de Adsorción de Dióxido de Carbono

Se determinó un caudal de operación mínimo de  $1,790 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$ . Además de, 5453 kg de adsorbente alúmina activada esférica, con un tiempo de servicio útil de 4 años [38].

Una vez seco el dióxido de carbono, se comprimió a una presión de 80 bares y temperatura de 30°C para su posterior transporte e inyección al subsuelo. Los resultados son presentados en la Tabla 15.

**Tabla 15**

*Carga térmica y potencia requerida a la etapa post-adsorción del dióxido de Carbono.*

<b>Intercambiador de calor</b>	<b>Calor retirado (kW)</b>	<b>Compresor</b>	<b>Potencia (kW)</b>
1	2,498.29	1	1,183.5

### 3.2.3. Cálculo de eficiencia teórica

Finalmente, la viabilidad del ciclo teórico diseñado se evaluó mediante la potencia neta producida y su eficiencia como se muestra en la Tabla 16.

**Tabla 16**

*Resultados principales obtenidos del ciclo termodinámico teórico*

<b>Eficiencia teórica</b>	41.79%
<b>Potencia Neta</b>	22.71 MW

### 3.3. Selección de equipos

Una vez determinados cada uno de los equipos involucrados en el ciclo termodinámico de la Figura 12 es indispensable realizar la selección de los equipos con valores reales y cercanos a los dimensionados.

#### 3.3.1. Turbina

La turbina de vapor seleccionada pertenece a la marca TGM del Grupo WEG, correspondiente a la línea TMC-A/TMCE-A. Cuenta con una potencia de salida nominal de 25 MW, presión de admisión de hasta 1800 psi y temperatura de admisión de hasta 1100°F. La Tabla 17 presenta sus especificaciones técnicas.

**Figura 15**

*Turbina de Vapor Marca TGM, Grupo WEG, Línea TMC-A/TMCE-A para Condensación-Extracción*



Tabla 17

Especificaciones técnicas de la turbina de vapor de la marca TGM

Característica técnica	Valor
Potencia de Salida Nominal	25 MW
Presión de admisión	1800 psi
Temperatura de admisión	1100 °F
Velocidad de Rotación	3600 RPM

### 3.3.2. Bomba

La bomba que fue seleccionada para el ciclo termodinámico pertenece a la marca Pedrollo. Es una bomba centrífuga de impulsor en hierro fundido que opera con un caudal máximo de 2350 lpm.

Figura 16

Bomba centrífuga Pedrollo F65/250C 40 HP 220/440V 60 Hz



**Tabla 18***Especificaciones técnicas de la bomba centrífuga Pedrollo F65/250C*

<b>Característica técnica</b>	<b>Valor</b>
Caudal	400 – 2350 lpm
Altura	76 – 56 m
Voltaje	220/440V
Frecuencia	60 Hz

### **3.3.3. Compresores**

La etapa de compresión de CO<sub>2</sub> requirió un compresor Atlas Copco GA160+ con presión de salida de 5,5 bares y un compresor Sauer serie HAUG Mercure con presión de descarga de 80 bares. Las Figuras 17 y 18 en conjunto de las Tablas 19 y 20 presentan la información esencial de los equipos.

**Figura 17***Compresor de Tornillo Rotativos con Inyección de Aceite marca Atlas Copco Ga+-315*

Tabla 19

*Especificaciones técnicas del compresor de Atlas Copco*

<b>Característica técnica</b>	<b>Atlas CopcoGa<sup>+</sup>-315 - 5.5 bares</b>
Presión de Trabajo	5.5 bares
Capacidad FAD	621 l/s
Potencia Instalada del Motor	300 kW
Nivel Sonoro	77dB
Peso	3624 kg

Figura 18

*Compresor marca Sauer serie HAUG Mercure*



Tabla 20

*Especificaciones técnicas del compresor marca Sauer serie HAUG. Mercure*

Característica técnica	Valores
Presión de aspiración	Máx. 15 bares
Presión de descarga	10-80 bares

### 3.3.4. Intercambiadores de Calor

Los intercambiadores utilizados dentro del ciclo fueron de placas soldadas de la marca Alfa Laval. El intercambiador Alfa Laval Aalborg MX, utilizado como regenerador, es un intercambiador de calor de tubos y coraza de tipo tubos en U, cuya temperatura de diseño máxima es de 300°C y su presión de diseño es de 70 bares.

Figura 19

*Intercambiador de calor de tubo y coraza Alfa Laval Aalborg MX*



Tabla 21

*Especificaciones técnicas del intercambiador Alfa Laval Aalborg MX*

<b>Característica técnica</b>	<b>Valor</b>
Presión de diseño	70 bares
Cambio de temperatura	300 °C
Flujo	Contracorriente
Material	Acero al Carbono

Para el ciclo termodinámico, se utilizó un intercambiador de calor Alfa Laval Alfanova, que tiene presión de diseño de 70 bares y una temperatura de diseño de 600°C.

Figura 20

*Intercambiador de calor Alfa Laval Alfanova*





**Tabla 22**

*Especificaciones técnicas del intercambiador de calor Alfa Laval Albanova*

<b>Característica técnica</b>	<b>Valor</b>
Presión de diseño	70 bares
Temperatura de diseño	550 °C
Flujo	Contracorriente
Material	Acero Inoxidable

Adicionalmente, fue necesario integrar intercambiadores de calor para la fase de captura del dióxido de carbono. Se decidió utilizar intercambiadores de placas con juntas de la marca Dunphy Energy, de códigos E1-BK1-1500-09 y E1-BK1-1000-09, cuyas capacidades caloríficas son de 1744 y 1163 kW.

**Figura 21**

*Intercambiador de calor de placas con juntas de la marca Dunphy Energy*



**Tabla 23**

*Especificaciones técnicas de los intercambiadores Dunphy Energy*

<b>Característica técnica</b>	<b>E1-BK1-1500-09</b>	<b>E1-BK1-1000-09</b>
Capacidad	1744 kW	1163 kW
Caudal Primario	75000 l/h	50000 l/h
Caudal Secundario	60000 l/h	40000 l/h
Número de Placas	115	80

### **3.3.5. Caldera**

Tomando en cuenta que el combustible utilizado para este proceso fue la biomasa de eucalipto, se escogió una caldera industrial de vapor de biomasa de la marca Sugimat, la cual tiene una presión máxima de trabajo de 100 bares y un diseño pirotubular.

**Figura 22**

*Caldera de vapor de biomasa diseñada por la empresa Sugimat para la empresa Quesos Cerrato*



Tabla 24

*Especificaciones técnicas de la caldera de la empresa Sugimat*

<b>Característica técnica</b>	<b>Valor</b>
Tipo de Caldera	Pirotubular
Combustible	Biomasa
Flujo másico	100 toneladas vapor/hora
Presión Máxima	100 bares
Temperatura máxima	600°C

### **3.3.6. Torre de Alúmina**

Para la fase de adsorción, se utilizó una columna de adsorción y otra de desorción de la marca EVERDRY FRP: FRP 2000. Esta torre de adsorción utiliza cerca de 5460 kg de alúmina activa como agente adsorbente, posee dimensiones de 1 m de diámetro y 2.32 metros de altura.

Tabla 25

*Especificaciones técnicas de la torre de adsorción EVERDRY*

<b>Característica técnica</b>	<b>Valor</b>
Caudal operación máximo	2000 m <sup>3</sup> /h
Carga conectada	30 kW
Presión de servicio	Entre 4 bar y 10 bar
Temperatura de ingreso	Entre 5°C y 43°C
Temperatura de ambiente	Entre 5°C y 40°C

**Figura 23**

*Torre de adsorción en fase de vapor EVERDRY FRV 600*



### 3.3.7. Tanque de almacenamiento.

Según la Figura 14, la planta requiere 154 kg/s de agua, lo que equivale a 554,760 litros por hora. Para abastecer la planta se seleccionaron 6 tanques de 100,000 litros cada uno, el detalle de estos cálculos se encuentra en el Apéndice D.

## 3.4. Ciclo Real

Para la obtención del ciclo real, se simuló nuevamente el ciclo termodinámico utilizando las especificaciones técnicas de todos los equipos seleccionados en la sección previa; los resultados están en la Tabla 26.

**Tabla 26**

*Resultados principales obtenidos del ciclo termodinámico real*

<b>Eficiencia real</b>	40.68%
<b>Potencia neta</b>	22.11 MW

El detalle de estos cálculos puede encontrarse en la sección Apéndices.

### 3.5. Análisis Económico

Un análisis económico fue realizado con el fin de evaluar la viabilidad financiera del proyecto, se determinó el coste normalizado de producción de energía de la planta con el fin poder compararlo con posibles competidores a nivel nacional.

#### 3.5.1. Capital Inicial

La Tabla 27 presenta los equipos y cantidades estimadas para el ciclo termodinámico. Además, el costo de tuberías se estimó en un 5% del subtotal de los equipos. La inversión inicial del proyecto corresponde a la suma de estos valores.

**Tabla 27**

*Listado de equipos con sus respectivos precios, y costo total del ciclo termodinámico*

<b>Equipos</b>	<b>Unidades</b>	<b>Valor Unitario</b>	<b>Valor Total</b>
Turbina	1	\$30,000,000.00	\$30,000,000.00
Bomba	1	\$50,000.00	\$50,000.00
Intercambiador	6	\$450,000.00	\$2,700,000.00
Regenerador	1	\$18,000,000.00	\$18,000,000.00
Tanques	6	\$5,000.00	\$30,000.00
Caldera	1	\$12,000,000.00	\$12,000,000.00
<b>Subtotal</b>			\$62,780,000.00
Tuberías (5%)			\$3,139,000.00
<b>Total</b>			<b>\$65,919,000.00</b>

En la Tabla 28 se presenta un análisis similar para la fase de compresión y captura de dióxido de carbono, con su respectivo valor de inversión inicial.

**Tabla 28**

*Listado de equipos con sus respectivos precios, y costo total de la fase de compresión captura y almacenamiento de dióxido de carbono*

<b>Equipos</b>	<b>Unidades</b>	<b>Valor Unitario</b>	<b>Valor Total</b>
Compresor especial	1	\$4,500,000.00	\$4,500,000.00
Torre A&D	1	\$60,000.00	\$60,000.00
Alúmina	-	\$150,000.00	\$150,000.00
Compresor	1	\$225,000.00	\$225,000.00
Intercambiadores	5	\$95,000.00	\$475,000.00
Válvulas Control	6	\$2,500.00	\$15,000.00
<b>Subtotal</b>			\$5,425,000.00
Tuberías (15%)			\$813,750.00
<b>Total</b>			<b>\$6,238,750.00</b>

### ***3.5.2. Costes de Operación y Mantenimiento***

Todos los años que la planta de generación se encuentre trabajando, se producen costos de operación y mantenimiento importantes para el análisis económico. Se asumió una producción de energía uniforme durante el tiempo de vida de la planta; con ello, el valor de costos por concepto de operación y mantenimiento fue asumido al 10% de la inversión inicial. Para el ciclo, el valor fue de \$6,591,900.00, y en la etapa de captura de carbono, correspondió a \$623,875.00.

### ***3.5.3. Coste Normalizado de Producción de Energía (LCOE)***

El coste normalizado de producción de energía se calculó como la razón entre los costos totales de la planta y la energía generada durante su vida útil. El LCOE del ciclo termodinámico fue de 7.63 centavos/kWh y el del sistema de captura de carbono fue de 0.74 centavos/kWh.

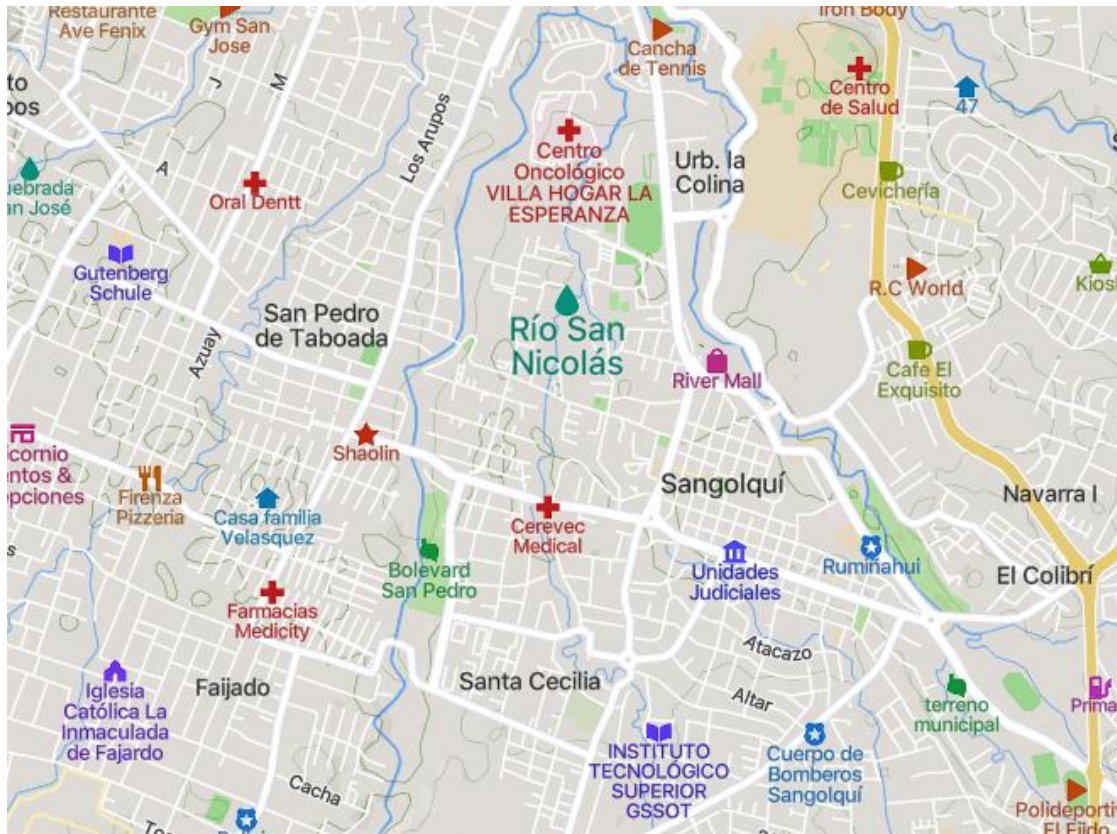
### 3.6. Análisis general

Realizando un análisis económico de la planta, sin tomar en consideración el costo de la materia prima, se obtuvo un valor de \$84/MWh. Tecnologías como la presentada en este proyecto aún se encuentran en desarrollo en la gran mayoría de Latinoamérica, sin embargo, se conoce que plantas similares ubicadas en Estados Unidos tienen costos de entre \$89 y \$140 MWh [39].

El diseño de la planta se realizó considerando su ubicación en las zonas rurales próximas a la ciudad de Sangolquí en Pichincha, cerca del río San Nicolás, que se puede ver en la Figura 24, del cual se tomará agua para el funcionamiento de los intercambiadores de calor de la planta, y se la completó hasta antes de la etapa del transporte para su inyección en la ciudad de Shushufindi en Sucumbíos. El agua que sale de los intercambiadores, 130 kg/s, sería destinada a la población de Sangolquí, proveyendo cerca de 11,232,000 litros de agua caliente diarios, y, tomando en cuenta que su población consume cerca de 170 litros diarios por habitante [40], sería suficiente para abastecer a 66,070 personas por día. Considerando que, según el Instituto Nacional de Estadística y Censos INEC, la población de Sangolquí es de 102,863 habitantes [41], el agua caliente que sale de la planta se puede dirigir al consumo del 64.23% de la población en esta ciudad.

Figura 24

Ubicación del río San Nicolás en Sangolquí en Google Maps



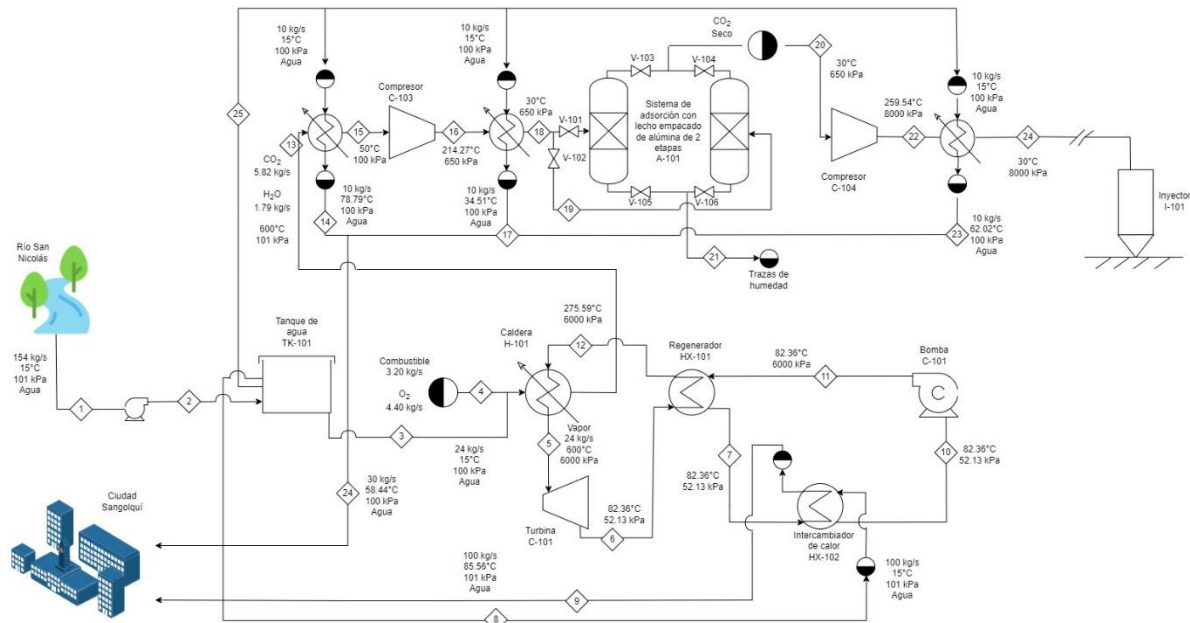
Nota: Recuperado de [42]

Si bien la planta fue diseñada inicialmente para producir 25 MW, al tomar en cuenta las eficiencias de los equipos reales y las pérdidas por fricción en una planta real, se estima que este valor de producción llegue a 22.11 MW, produciendo anualmente 193.68 GWh. Se conoce que, en 2022, la demanda energética de la provincia de Pichincha fue de 4,209.2 GWh, por lo que la energía que produce la planta aportaría cerca del 4.60% de esta demanda. El esquema de la planta con todas sus consideraciones geográficas y técnicas es presentado en la Figura 25.



Figura 25

Esquema final de la planta in situ



## Capítulo 4

#### 4. Conclusiones y Recomendaciones

Este estudio presentó un análisis técnico y económico de una planta de generación de potencia que hace uso de biomasa para suplir parte de las necesidades energéticas de la provincia de Pichincha. En el presente trabajo, hemos considerado que la eficiencia energética aplicada se basa fundamentalmente en la implementación de técnicas de captura de carbono con el propósito de mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, en virtud de los objetivos de desarrollo sostenible 7: Energía asequible y no contaminante & 13: Acción por el clima. La eficiencia energética y energías renovables son conceptos muy relacionados que buscan fundamentalmente reducir la energía proveniente desde los combustibles fósiles. En el caso de las plantas de generación, el uso de biomasa permitirá reducir la huella de carbono asociada al proceso de generación de energía, a más de diversificar la matriz energética ecuatoriana.

El tipo de tecnología que se planea utilizar en la planta diseñada, por lo general no es rentable en países como Ecuador, donde la tarifa promedio nacional es de 9.22 centavos/kWh [43] debido a los subsidios pagados por el gobierno, sin embargo, es posible, en el futuro, aplicar a programas de bonificación por la captura de carbono, cuantificada por las toneladas de gases de efecto invernadero que se almacene en el subsuelo, que son financiados por diferentes empresas, gubernamentales y no gubernamentales.

## 4.1. Conclusiones

- Se elaboró un diagrama de flujo de proceso detallado que abarca todos los equipos relacionados con la planta generadora de energía, así como con las fases de compresión y adsorción destinado a la captura de carbono.
- Una vez dimensionados los equipos requeridos para la planta y la fase de compresión y adsorción del dióxido de carbono, se realizó una selección de cada uno de los equipos, considerando las cargas térmicas y trabajos asociados; posteriormente, se realizó una simulación del ciclo termodinámico de acuerdo con las especificaciones técnicas de estos equipos.
- Mediante la implementación de un regenerador con una capacidad térmica de 25,000.00 kW, la eficiencia energética de la planta pasó de 31.28% a un 40.68%, produciendo un total de 22.71 MW de potencia teórica y 22.11 MW de potencia real. Esta potencia real producida de manera anual aumenta hasta los 193.68 GWh, y considerando que la demanda energética en la provincia de Pichincha en el 2022 fue de 4209.2 GWh, el proyecto sería capaz de cubrir el 4.60% de la demanda total de esta provincia.
- Con respecto a la parte técnica del proyecto se obtuvo un valor de potencia neta cercano a los 22 MW, lo cual supera es inferior valor de potencia propuesto inicialmente de 25 MW debido a la implementación de todos los equipos en la etapa de captura de carbono.
- Se analizaron costos de construcción de la planta junto a costos de operación y mantenimiento durante un periodo de 30 años, considerado el tiempo de vida promedio de la planta. Estos valores sumaron un valor de \$130,532,737.52, que, junto con una producción de energía total de 1,560,157,029.52 kWh, dan un costo de producción de energía de 8.37 centavos/kWh. Este costo de producción de

energía es inferior al de las tarifas de electricidad que ofrece el gobierno del Ecuador, el cual es de 9.2 centavos/kWh [43], tomando en cuenta solamente el ciclo termodinámico y las instalaciones previas al transporte e inyección de carbono, por lo que el valor final puede variar de lo estimado en este proyecto. Además, el uso de estas tecnologías reduce de manera considerable las emisiones de carbono ayudando así a la parte ambiental involucrada en el sector de la producción de energía.

## **4.2.Recomendaciones**

Establecer un programa de mantenimiento predictivo para los equipos críticos del ciclo termodinámico y de captura de carbono. Utilizar tecnologías de monitoreo en tiempo real, instrumentación y equipos de control con el fin de prevenir fallas operativas en los equipos.

Se sugiere realizar un análisis más detallado de los costos asociados a operación y mantenimiento. Esto permitirá realizar ajustes en los valores y mantener la viabilidad económica del proyecto a medida que evolucionen las condiciones del mercado.

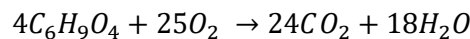
Dada la importancia de los objetivos de desarrollo sostenible, se sugiere investigar opciones de financiamiento que promuevan la sostenibilidad y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, como inversiones verdes y fondos climáticos.

Este proyecto también puede ser considerado como multidisciplinario, en caso de que se proponga diseñar las torres de adsorción en la parte de captura y almacenamiento de carbono, a más del filtrado y diseño de la unidad separadora de oxígeno, procesos esenciales para la aplicación de la oxicomustión; haciendo de este un proyecto mecánico-químico.

## **Apéndices**

## A. Balance estequiométrico en la caldera

En la caldera del ciclo termodinámico diseñado se produce un proceso de combustión, el cual se encuentra explicado en la sección de Selección de combustible de la Metodología del documento. En esta sección, se presenta esta reacción química de combustión:



Para determinar la cantidad de dióxido de carbono producido durante el proceso, es necesario saber la cantidad de biocombustible que se requiere. Este valor es calculado utilizando la fórmula del capítulo de Metodología:

$$m_{eucalipto} = \frac{Q_{heat}}{PC} \quad (2.6)$$

En la cual se reemplaza los valores de calor requerido en la caldera  $Q_{Caldera}$  de la Tabla 13, que corresponde a 54,358.9 kW, y de poder calorífico de la sección de Selección de combustible, que corresponde a 17000 kJ/kg.

$$m_{eucalipto} = \frac{54,358.9 \text{ kJ/s}}{17,000 \text{ kJ/kg}} = 3.20 \frac{\text{kg}}{\text{s}} C_6H_9O_4$$

Utilizando este flujo másico de eucalipto se pueden determinar el resto de los flujos que intervienen en la reacción química.

$$3.20 \frac{\text{kg}}{\text{s}} C_6H_9O_4 * \frac{1 \text{ mol } C_6H_9O_4}{145.11 \text{ kg } C_6H_9O_4} * \frac{25 \text{ mol } O_2}{4 \text{ mol } C_6H_9O_4} * \frac{31.98 \text{ kg } O_2}{1 \text{ mol } O_2} = 4.40 \frac{\text{kg}}{\text{s}} O_2$$

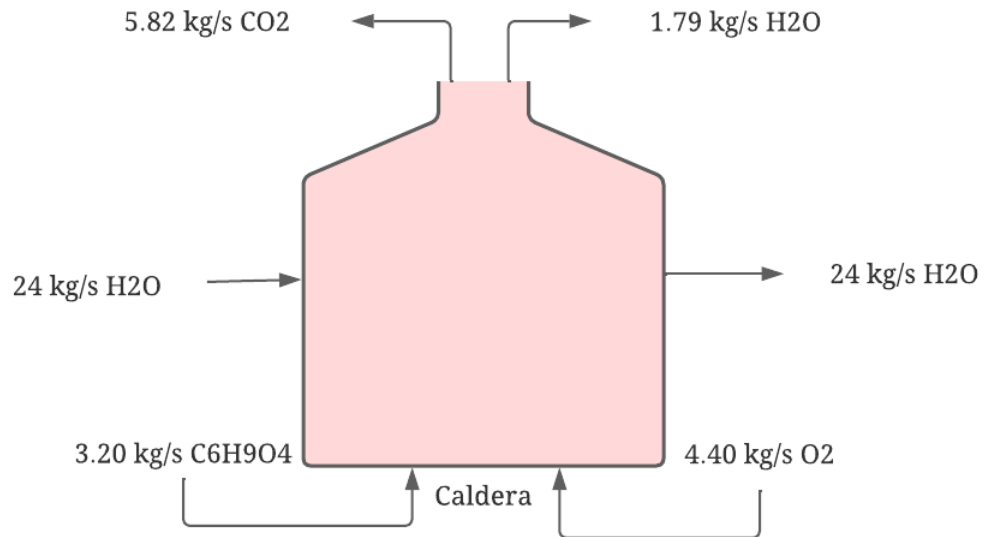
$$3.20 \frac{\text{kg}}{\text{s}} C_6H_9O_4 * \frac{1 \text{ mol } C_6H_9O_4}{145.11 \text{ kg } C_6H_9O_4} * \frac{24 \text{ mol } CO_2}{4 \text{ mol } C_6H_9O_4} * \frac{43.99 \text{ kg } CO_2}{1 \text{ mol } CO_2} = 5.82 \frac{\text{kg}}{\text{s}} CO_2$$

$$3.20 \frac{\text{kg}}{\text{s}} C_6H_9O_4 * \frac{1 \text{ mol } C_6H_9O_4}{145.11 \text{ kg } C_6H_9O_4} * \frac{18 \text{ mol } H_2O}{4 \text{ mol } C_6H_9O_4} * \frac{18.01 \text{ kg } H_2O}{1 \text{ mol } H_2O} = 1.79 \frac{\text{kg}}{\text{s}} H_2O$$

En la Figura 26 se encuentra una representación gráfica de la salida y entrada de flujos másicos a la caldera.

**Figura 26**

*Flujos másicos que entran y salen de la caldera*



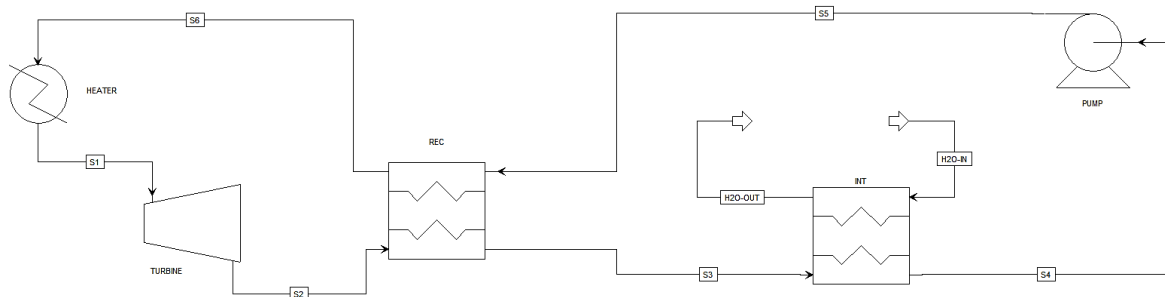


## B. Estados termodinámicos del ciclo real diseñado

Al realizar la simulación del ciclo termodinámico, utilizando valores del flujo de entrada y capacidades de los equipos, es crítico determinar las propiedades termodinámicas de los flujos para comprender los cambios que experimenta el fluido de trabajo a lo largo del ciclo. La Figura 27 ilustra la disposición de los equipos seleccionados en el ciclo, en donde se destaca los 5 compresores en cascada y los dos intercambiadores, Tabla 29.

**Figura 27**

*Diagrama esquemático del ciclo real*



**Tabla 29**

*Datos termodinámicos obtenidos a la salida y entrada de cada equipo del ciclo termodinámico*

Streamline	Temperatura (°C)	Presión (kPa)	Fracción de Vapor	Entalpía Másica (kJ/kg)	Entropía Másica (kJ/kg-K)
S1	600.00	6,000.00	1.00	12,312.2	2.26
S2	82.36	52.13	0.99	13,353.8	1.93
S3	82.36	52.13	0.53	14,395.5	4.86
S4	82.36	52.13	0.00	15,626.0	8.32
S5	82.96	6,000.00	0.00	15,618.8	8.32
S6	275.59	6,000.00	0.11	14,577.1	6.07

### C. Cálculos para la obtención de la eficiencia del ciclo

Para el cálculo de la eficiencia del ciclo se consideraron los valores de potencia requeridos por todos los componentes del sistema para su funcionamiento.

Considerando que la turbina produce una potencia nominal de 25 MW, que la bomba y compresores en el ciclo requieren 173.08, 897.87 y 1183.50 kW para funcionar en conjunto de los 30 kW de carga que genera la torre de adsorción, se obtiene teóricamente:

$$n_{teórico} = \frac{W_{neto, teo}}{Q_{comb}} = \frac{25,000.00 \text{ kW} - (173.08 \text{ kW} + 897.87 \text{ kW} + 30.00 \text{ kW} + 1,183.50 \text{ kW})}{54,358.90 \text{ kW}} = \frac{22,715.55 \text{ kW}}{54,358.90 \text{ kW}}$$

$$n_{teórico} = 41.79\%$$

Adicionalmente, para el cálculo de eficiencia real del ciclo, se implementaron las especificaciones técnicas de los equipos, entre ellos la tasa de remoción de calor de los intercambiadores y la adición de la potencia instalada de los motores en el compresor. Efectuando la misma expresión matemática obtenemos:

$$n_{real} = \frac{W_{neto, real}}{Q_{comb}} = \frac{25,000.00 \text{ kW} - (175 \text{ kW} + 1,197.87 \text{ kW} + 30.00 \text{ kW} + 1,183.50 \text{ kW})}{54,358.90 \text{ kW}} = \frac{18,854.75 \text{ kW}}{54,358.90 \text{ kW}}$$

$$n_{real} = 40.68\%$$

Del cual se puede observar que la eficiencia real es menor a la eficiencia teórica de la planta.

#### D. Cálculo para el dimensionamiento del tanque de agua

Conociéndose el flujo másico total de la planta de 154 kg/s. Es posible obtener el caudal volumétrico dividiendo este valor para su densidad a la temperatura de 15°C y presión de 1 *bar*.

$$Q = \frac{130 \text{ kg/s}}{998.9 \text{ kg/m}^3} = 0.1541 \text{ m}^3/\text{s}$$

Mediante una conversión de unidades,

$$0.13 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot \frac{1000 \text{ lt}}{1 \text{ m}^3} \cdot \frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ hr}} = 554,760.00 \frac{\text{lt}}{\text{hr}}$$

Por ello, se seleccionan 6 tanques de capacidad de 100,000 lt con el fin de servir como reservorio del fluido de trabajo.

## E. Cálculos para la torre de adsorción

Con la torre de adsorción escogida, se debe determinar el caudal de operación mínimo y la cantidad de alúmina que esta torre va a contener. Se conoce que el flujo másico de dióxido de carbono es de 5.82 kg/s. Para la selección del equipo es necesario obtener valores comerciales de flujo másico, y empleamos el siguiente equivalente mecánico:

$$5.82 \frac{kg \text{ CO}_2 \text{ eq}}{s} \cdot \frac{3,600s}{1hr} = 20,952 \frac{kg \text{ CO}_2 \text{ eq}}{hr}$$

Adicionalmente, se requiere el valor de densidad crítica del CO<sub>2</sub> para la temperatura y presión obtenidos posterior a la etapa de compresión de gas. Por medio del software EES es posible conocer esta propiedad termodinámica y posee un valor de  $\rho_{crit} = 11.71 \frac{kg \text{ CO}_2 \text{ eq}}{m^3}$  @  $\langle T = 30^\circ\text{C} \ \& \ P = 650 \text{ kPa} \rangle$

Ahora queda pendiente estimar el valor de caudal de operación, para ello empleamos la ecuación (2.7) de la sección Etapa de captura de carbono.

$$Q_{op} = \frac{\dot{m}}{\rho_{crit}} = \frac{20,952.00 \text{ kg CO}_2 \text{ eq/h}}{11.71 \text{ kg CO}_2 \text{ eq/m}^3} = 1,789.24 \frac{m^3 \text{ CO}_2 \text{ eq}}{h}$$

Posteriormente, se estableció que la capacidad máxima a la que se llenaría la torre de alúmina sería de un 75% del volumen total, a más; por literatura se conoce que la densidad del agente adsorbente es de 3.99 g/cm<sup>3</sup>. Con estos valores, se calculó la masa total que se necesitaría comprar de alúmina para que la torre de adsorción funcione de manera adecuada.

$$m_{al} = \rho_{al} \cdot \gamma_{\%75} = 3990 \frac{kg}{m^3} \cdot 0.75 \cdot 2.32m \cdot \pi \cdot \frac{(1m)^2}{4}$$

$$m_{al} = 5452.71 \text{ kg de alúmina}$$

## **F. Análisis Económico**

### **F.1. Análisis Económico del Ciclo**

En la Tabla 30, 31 y 32, se encuentra explicado de manera general los costos de producción y la generación de energía de la planta de generación de energía durante un tiempo de vida estimado de 30 años. El año 0 corresponde al periodo de construcción en el que se inicia con el capital inicial calculado en la sección Análisis Económico del capítulo de Resultados. Todos los años se aplica un factor de descuento, que va aumentando a una tasa de 12%. A partir del año 1, se tienen costos de operación y mantenimiento que se presumen constantes, esto fue calculado previamente, y la energía generada anualmente. Estos dos factores se ven afectados por la tasa de descuento, disminuyendo anualmente ambos valores. La suma de estos valores descontados es lo que nos permite calcular el costo normalizado de producción de energía.

**Tabla 30**

*Costos y Producción de energía estimados del ciclo de la planta de generación de energía del año 0 al año 9*

	<b>Construcción</b>	<b>Funcionamiento</b>								
<b>Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
Costo por capital	\$ 65,919,000.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos por operación y mantenimiento		\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00
Energía generada anualmente (kWh)		193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00
Factor de descuento	1.00	1.12	1.25	1.40	1.57	1.76	1.97	2.21	2.48	2.77
Costos anualizados	\$ 65,919,000.00	\$ 5,885,625.00	\$ 5,255,022.32	\$ 4,691,984.22	\$ 4,189,271.62	\$ 3,740,421.09	\$ 3,339,661.69	\$ 2,981,840.79	\$ 2,662,357.85	\$ 2,377,105.22
Energía producida anualizada		172931785.71	154403380.10	137860160.81	123089429.29	109901276.15	98126139.42	87612624.48	78225557.57	69844247.83

**Tabla 31**

*Costos y Producción de energía estimados del ciclo de la planta de generación de energía del año 10 al año 20*

<b>Funcionamiento</b>											
<b>Años</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Costo por capital	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos por operación y mantenimiento	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00	\$ 6,591,900.00
Energía generada anualmente (kWh)	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00
Factor de descuento	3.11	3.48	3.90	4.36	4.89	5.47	6.13	6.87	7.69	8.61	9.65
Costos anualizados	\$ 2,122,415.38	\$ 1,895,013.73	\$ 1,691,976.55	\$ 1,510,693.34	\$ 1,348,833.34	\$ 1,204,315.48	\$ 1,075,281.68	\$ 960,072.93	\$ 857,207.97	\$ 765,364.26	\$ 683,360.95
Energía producida anualizada	62360935.57	55679406.76	49713756.03	44387282.17	39631501.94	35385269.59	31593990.70	28208920.27	25186535.96	22487978.53	20078552.26

**Tabla 32**

*Costos y Producción de energía estimados del ciclo de la planta de generación de energía del año 21 al año 30*

<b>Funcionamiento</b>										
<b>Años</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>
Costo por capital	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos por operación y mantenimiento	\$ 6,591,900.00	\$6,591,900.00	\$6,591,900.00	\$6,591,900.00	\$6,591,900.00	\$6,591,900.00	\$6,591,900.00	\$6,591,900.00	\$6,591,900.00	\$6,591,900.00
Energía generada anualmente (kWh)	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00
Factor de descuento	10.80	12.10	13.55	15.18	17.00	19.04	21.32	23.88	26.75	29.96
Costos anualizados	\$ 610,143.70	\$ 544,771.16	\$ 486,402.83	\$ 434,288.24	\$ 387,757.35	\$ 346,211.92	\$ 309,117.79	\$ 275,998.03	\$ 246,426.81	\$ 220,023.94
Energía producida anualizada	17927278.80	16006498.93	14291516.90	12760282.95	11393109.78	10172419.44	9082517.36	8109390.50	7240527.23	6464756.46

## **F.2. Análisis económico de la compresión y captura de carbono**

En la Tabla 33, 34 y 35, se realizó un análisis análogo al que se encuentra en el punto anterior, correspondiente al ciclo termodinámico de la planta de generación de energía. Sin embargo, en este análisis, se aumenta un costo denominado Costo por reemplazo, que suma \$150,000.00 al costo por operación y mantenimiento, en los años 4, 8, 12, 16, 20, 24 y 28. Este nuevo costo deriva del tiempo de vida útil de la alúmina, agente adsorbente utilizado en las torres de adsorción y el cual debería ser reemplazado cada cuatro años de servicio.



Tabla 33

*Costos y Producción de energía estimados de la fase de compresión y captura de la planta de generación de energía del año 0 al año 9*

	Construcción	Funcionamiento								
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Costo de capital	\$ 6,238,750.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos por operación y mantenimiento	\$ -	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 773,875.00	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 773,875.00	\$ 623,875.00
Energía generada anualmente (kWh)		193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00
Factor de descuento	1.00	1.12	1.25	1.40	1.57	1.76	1.97	2.21	2.48	2.77
Costos anualizados	\$ 6,238,750.00	\$ 557,031.25	\$ 497,349.33	\$ 444,061.90	\$ 491,811.55	\$ 354,003.43	\$ 316,074.49	\$ 282,209.37	\$ 312,555.13	\$ 224,975.58
Energía producida anualizada		172931785.71	154403380.10	137860160.81	123089429.29	109901276.15	98126139.42	87612624.48	78225557.57	69844247.83

**Tabla 34**

*Costos y Producción de energía estimados de la fase de compresión y captura de la planta de generación de energía del año 10 al año 20*

<b>Funcionamiento</b>											
<b>Año</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Costo de capital	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos por operación y mantenimiento	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 773,875.00	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 773,875.00	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 773,875.00
Energía generada anualmente (kWh)	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00
Factor de descuento	3.11	3.48	3.90	4.36	4.89	5.47	6.13	6.87	7.69	8.61	9.65
Costos anualizados	\$ 200,871.05	\$ 179,349.15	\$ 198,634.44	\$ 142,976.05	\$ 127,657.19	\$ 113,979.63	\$ 126,235.78	\$ 90,863.86	\$ 81,128.45	\$ 72,436.12	\$ 80,225.12
Energía producida anualizada	62360935.57	55679406.76	49713756.03	44387282.17	39631501.94	35385269.59	31593990.70	28208920.27	25186535.96	22487978.53	20078552.26

**Tabla 35**

*Costos y Producción de energía estimados de la fase de compresión y captura de la planta de generación de energía del año 21 al año 30*

<b>Funcionamiento</b>										
<b>Año</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>30</b>
Costo de capital	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos por operación y mantenimiento	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 773,875.00	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00	\$ 773,875.00	\$ 623,875.00	\$ 623,875.00
Energía generada anualmente (kWh)	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00	193683600.00
Factor de descuento	10.80	12.10	13.55	15.18	17.00	19.04	21.32	23.88	26.75	29.96
Costos anualizados	\$ 57,745.63	\$ 51,558.60	\$ 46,034.46	\$ 50,984.51	\$ 36,698.39	\$ 32,766.42	\$ 29,255.73	\$ 32,401.58	\$ 23,322.49	\$ 20,823.65
Energía producida anualizada	17927278.80	16006498.93	14291516.90	12760282.95	11393109.78	10172419.44	9082517.36	8109390.50	7240527.23	6464756.46

## Referencias

- [1] A. y T. E. Ministerio del Ambiente, “Acciones lideradas por el MAE para contrarrestar el cambio climático en Ecuador”. Consultado: el 27 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.ambiente.gob.ec/acciones-lideradas-por-el-mae-para-contrarrestar-el-cambio-climatico-en-ecuador/#:~:text=Cabe%20indicar%20que%20Ecuador%20es,promoviendo%20consumo%20responsable%20y%20sostenible.>
- [2] Energy Information Administration, “Country Analysis Brief: Ecuador”, Washington, jul. 2023. [En línea]. Disponible en: [www.eia.gov](http://www.eia.gov)
- [3] A. y T. E. Ministerio del Ambiente, “Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático del Ecuador (2022-2027)”, 2023. [En línea]. Disponible en: [www.ambiente.gob.ec](http://www.ambiente.gob.ec)
- [4] R. Pérez y W. Osal, “Gases de efecto invernadero por generación de electricidad en usuarios no residenciales de Venezuela 2006-2017”, Barquisimeto, may 2019.
- [5] Expansión, “Ecuador - Emisiones de CO2”. [En línea]. Disponible en: [datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/ecuador#:~:text=Las emisiones de CO2 en,de menos a más contaminantes](https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/ecuador#:~:text=Las%20emisiones%20de%20CO2%20en,de%20menos%20a%20m%C3%A1s%20contaminantes)
- [6] International Renewable Energy Agency, “World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway”, mar. 2022.
- [7] Y. Cengel y M. Boles, *Termodinámica*, Seventh Edition. Mexico: McGraw-Hill Education, 2012.
- [8] M. Nemer, “Huella de Carbono de un sistema conceptual de generación de electricidad a partir de biomasa con captura y almacenamiento de carbono”, Guayaquil, 2021.

- [9] M. Fajardy, S. Chiquier, y N. Mac Dowell, “Investigating the BECCS resource nexus: Delivering sustainable negative emissions”, *Energy Environ Sci*, vol. 11, núm. 12, pp. 3408–3430, dic. 2018, doi: 10.1039/c8ee01676c.
- [10] Genia Bioenergy, “El camino hacia la huella de carbono negativa”. Consultado: el 26 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://geniabioenergy.com/hacia-la-huella-de-carbono-negativa/>
- [11] A. G. Quiroga, J. Yepes-Martínez, F. E. A. Garrido, y A. J. B. Silvera, “Ciclos de potencia de Gas”:, en *Casos de estudio prácticos en termodinámica*, Editorial Universidad del Norte, 2022, pp. 37–62. doi: 10.2307/j.ctv32vqg33.5.
- [12] J. Smith, H. Van Ness, y M. Abbott, *Introducción a la Termodinámica en Ingeniería Química*, Fifth Edition. McGraw-Hill Education, 1996.
- [13] M. Becerra, V. J. Aguilar Díaz, J. Bernardino González, F. Santana Ramírez, y J. L. Serrano García, “Ciclo de Rankine”, *TEPEXI Boletín Científico de la Escuela Superior Tepeji del Río*, vol. 9, núm. 17, 2022, doi: 10.29057/estr.v9i17.7511.
- [14] Cengel, “Termodinámica de Cengel”, *Termodinamica*, 2015.
- [15] Ibrahim Dincer, *Comprehensive Energy Systems*, 1a ed. Elsevier, 2018.
- [16] S. E. M. Elhenawy, M. Khraisheh, F. Almomani, y G. Walker, “Metal-organic frameworks as a platform for CO<sub>2</sub> capture and chemical processes: Adsorption, membrane separation, catalytic-conversion, and electrochemical reduction of CO<sub>2</sub>”, *Catalysts*, vol. 10, núm. 11. MDPI, pp. 1–33, el 1 de noviembre de 2020. doi: 10.3390/catal10111293.

- [17] M. Fridahl y M. Lehtveer, “Bioenergy with carbon capture and storage (BECCS): Global potential, investment preferences, and deployment barriers”, *Energy Res Soc Sci*, vol. 42, 2018, doi: 10.1016/j.erss.2018.03.019.
- [18] F. Sher, M. A. Pans, C. Sun, C. Snape, y H. Liu, “Oxy-fuel combustion study of biomass fuels in a 20 kWth fluidized bed combustor”, *Fuel*, vol. 215, 2018, doi: 10.1016/j.fuel.2017.11.039.
- [19] S. Yadav y S. S. Mondal, “A review on the progress and prospects of oxy-fuel carbon capture and sequestration (CCS) technology”, *Fuel*, vol. 308. Elsevier Ltd, el 15 de enero de 2022. doi: 10.1016/j.fuel.2021.122057.
- [20] Y. A. Çengel y J. M. Cimbala, *Fluid Mechanics A Fundamental Approach*. 2018.
- [21] W. McCabe, J. Smith, y P. Harriott, *Operaciones unitarias en ingeniería química*, Seventh Edition. McGraw-Hill Education, 2007.
- [22] C. Parra, “Sustainable second-generation bioenergy alternatives for Ecuador”, Universidad de Valladolid.
- [23] Fundación para la Investigación Azucarera del Ecuador (FIADE), “Fisiología, Floración y mejoramiento genético de la caña de azúcar en Ecuador”, Quito, oct. 2004. [En línea]. Disponible en: <https://cincae.org/wp-content/uploads/2013/05/FISOLOGIA-Y-MEJORAMTO.pdf>
- [24] M. Añazco y S. Rojas, “Estudio de la cadena desde la producción al consumo del Bambú en Ecuador con énfasis en la especie”, Quito, abr. 2015.
- [25] Ecuador Forestal, “Ficha técnica no. 11: Pinus radiata”, Quito, 2020.
- [26] Ecuador Forestal, “Ficha técnica no. 10: Eucalyptus globulus Labill”, Quito, 2020.

- [27] ARCERNNR, “Estadística de la Demanda y Generación de Energía Eléctrica del Ecuador 2022”, Quito, ago. 2023.
- [28] C. Cajo y J. Taco, “Diseño y construcción de un sistema de calentamiento de agua potable con una capacidad de 60L/día, mediante el uso de energía solar para una vivienda unipersonal”, Quito, jul. 2017.
- [29] DiCYT, “Certifican el uso energético del eucalipto”. [En línea]. Disponible en: <https://www.dicyt.com/noticias/certifican-el-uso-energetico-del-eucalipto>
- [30] A. Nzihou, G. Flamant, y B. Stanmore, “Synthetic fuels from biomass using concentrated solar energy - A review”, ene. 2019.
- [31] IAPWS R6-95, “Revised Release on the IAPWS Formulation 1995 for the Thermodynamic Properties of Ordinary Water Substance for General and Scientific Use (2018)”, Prague, sep. 2018.
- [32] C. Li, W. Jia, y X. Wu, “Application of Lee-Kesler equation of state to calculating compressibility factors of high pressure condensate gas”, *Energy Procedia*, vol. 14, pp. 115–120, 2012, doi: 10.1016/j.egypro.2011.12.904.
- [33] B. Metz, O. Davidson, H. Coninck, M. Loos, y L. Meyer, “La captación y el almacenamiento de Dióxido de Carbono”, Ginebra, mar. 2005.
- [34] F. García, “Instalación de adsorción - desorción continua”, Universidad Técnica Superior de Sevilla, Sevilla, 2018.
- [35] L. Castro, “Inyección de CO<sub>2</sub> como método de recuperación mejorada”, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2013.
- [36] J. Castillo y D. Zhangallimbay, “La tasa social de descuento en la evaluación de proyectos de inversión: una aplicación para el Ecuador”, Guayaquil, ago. 2021.

- [37] D. Nava, “El 39% de las centrales de CFE exceden su tiempo de vida útil”. [En línea]. Disponible en: <https://expansion.mx/empresas/2022/02/23/asf-centrales-cfe-vida-util-infraestructura-obsolera>
- [38] Xiangrun, “Activated alumina lifecycle”, Knowledge. [En línea]. Disponible en: <https://es.aluminaadsorbent.com/info/what-is-the-life-cycle-of-activated-alumina-an-51953870.html#:~:text=Generalmente%2C%20la%20vida%20útil%20de,de%20aproximadamente%202-5%20años.>
- [39] D. M. Saharudin, H. K. Jeswani, y A. Azapagic, “Bioenergy with carbon capture and storage (BECCS): Life cycle environmental and economic assessment of electricity generated from palm oil wastes”, *Appl Energy*, nov. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121506.
- [40] L. Ramos, “Caracterización de la curva de consumo diario de la red de agua potable del sector la península del cantón Ambato”, Universidad técnica de Ambato, Ambato, 2019.
- [41] INEC, “Cantón Rumiñahui”, sep. 2023.
- [42] Google, “Google Maps”. [En línea]. Disponible en: <https://www.google.com/maps/@-0.3299406,-78.4505833,14.75z?entry=ttu>
- [43] Ministerio de Energía y Minas, “Las tarifas de energía eléctrica no se incrementarán en el 2022”. [En línea]. Disponible en: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/las-tarifas-de-energia-electrica-no-se-incrementaran-en-el-2022/>