

Evaluación técnico-económica de tecnologías de aprovechamiento energético de gases de combustión.

Juan Carlos Castellanos Villamil

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Químico

Modalidad Trabajo de Investigación

Director: Giovanni Morales Medina

Ingeniero Químico, Ph.D.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Bucaramanga

2023

Agradecimientos

A mis padres

A mis hermanos

A mis profesores

A mis amigos

Al grupo FIRST

Tabla de Contenido

Introducción	12
1. Objetivos.....	14
1.1. Objetivo general.....	14
1.2. Objetivos específicos	14
2. Marco conceptual.....	15
2.1. ORC (Organic Rankine Cycle).....	15
2.2. Ciclo ORC a única presión.	15
2.3. Eficiencia energética:.....	16
2.4. Gas de combustión:.....	16
2.5. Costos de inversión y operación:	16
2.6. Energía residual.	17
2.7. Indicador económico CRF	17
2.8. Coque.....	17
2.9. Gas chimenea.....	17
2.10. DAWT (Diffuser Augmented Wind Turbine)	17
2.11. Energía eléctrica	18
2.12. Cogeneración	18
2.13. Energía cinética	18

2.14.	Energía mecánica.....	18
3.	Estado del arte.....	19
4.	Metodología.....	21
5.	Resultados.....	22
5.1.	Diseño del ORC.....	22
5.1.1.	Simulación y validación del ORC.....	22
5.1.2.	Selección de fluido de trabajo.....	24
5.1.3.	Diseño conceptual de los equipos del ORC.....	26
5.1.4.	Costos de inversión de los equipos que integran el ORC.....	28
5.1.4.1.	Intercambiador de calor tipo AKU. E-101.....	30
5.1.4.2.	Intercambiador de calor de cabezal flotante tipo AES, E-102.....	31
5.1.4.3.	Intercambiador de calor de cabezal flotante tipo AES, E-103.....	31
5.1.5.	Turbina con generador eléctrico integrado.....	32
5.1.6.	Bombas centrífugas.....	33
5.1.7.	Torre de enfriamiento.....	33
6.	Evaluación Financiera.....	40
6.1.	ORC.....	40
6.2.	DAWT.....	44
7.	Conclusiones.....	47
8.	Recomendaciones.....	48

Referencias Bibliográficas 49

Apéndices..... 53

Lista de tablas

Tabla 1. Validación de los resultados investigados y los obtenidos mediante simulación.....	23
Tabla 2. Resultados obtenidos en las simulaciones con diferentes fluidos de trabajo en Aspen HYSYS.	24
Tabla 3. Resultados obtenidos del diseño de los intercambiadores de calor.	28
Tabla 4. Constantes necesarias en la ecuación curva de costo para los intercambiadores de calor.	30
Tabla 5. Resumen CAPEX.	34
Tabla 6. Costos establecidos para la turbina.	38
Tabla 7. Flujo de caja el ORC a 10 años.....	43
Tabla 8. Flujo de caja para DAWT a 10 años.....	45
Tabla 9. Resumen de resultados obtenidos en la evaluación financiera.....	46

Lista de figuras

Figura 1. Esquema del ciclo orgánico Rankine a una presión con precalentamiento.....	16
Figura 2. Diagrama general de la simulación del ORC en Aspen HYSYS.	22
Figura 3. Potencia resultante de la turbina por Fluidos de trabajo.....	25
Figura 4. Servicio del intercambiador de calor E-101 por fluido de trabajo.	26
Figura 5. Isométrico del ciclo ORC diseñado para el aprovechamiento de gases de combustión.	27
Figura 6. Intercambiador de calor tipo AKU. E-101.	30
Figura 7. Intercambiador de calor de cabeza flotante tipo AES, E-102.	31
Figura 8. Intercambiador de calor de cabezal flotante tipo AES, E-103.	31
Figura 9. Turbina con generador eléctrico.....	32
Figura 10. Bomba centrífuga.	33
Figura 11. Torre de enfriamiento.	34
Figura 12. Adecuación general del sistema de recuperación de energía.	35
Figura 13. Esquema del diseño de la turbina.	36
Figura 14. Disposición del sistema de recuperación energética en una chimenea.	36
Figura 15. Flujo de caja para el ORC a 10 años.	44
Figura 16. Flujo de caja para el DAWT a 10 años.....	46

Apéndices

Apéndice A. Diagrama PFD	53
Apéndice B. Fichas técnicas de los equipos	54
Apéndice C. Imágenes obtenidas del diseño del ORC realizado en SketchUP	56

Glosario

Ciclo termodinámico: Es un proceso en el que un fluido pasa por una serie de transformaciones que incluyen cambios de presión y temperatura para producir un trabajo útil.

Fluido de trabajo (*Working fluid*): es el fluido utilizado para transferir calor y realizar el trabajo mecánico a medida que se expande o comprime dentro del ciclo. Los fluidos orgánicos como el R134a, R245fa y el isopentano son comúnmente utilizados en ciclos ORC.

Turbina (*Turbine*): Convierte la energía del fluido de trabajo en energía mecánica, generalmente rotacional, para accionar un generador.

Condensador (*Condenser*): dispositivo que cambia el estado del fluido de trabajo y se condensa mediante la transferencia de calor a un medio de refrigeración.

Evaporador (*Evaporator*): permite que, en el ciclo, el fluido se vaporice mediante la transferencia de calor y se transforme en gas, como un escape de gases de un motor.

Bomba (*Pump*): se utiliza para comprimir el fluido de trabajo y aumentar su presión antes de que entre en el evaporador.

Eficiencia térmica: Es una medida de la eficiencia de un ciclo termodinámico y se define como la relación entre la energía útil obtenida y la energía suministrada.

Tecnologías de aprovechamiento energético: utilizadas para aprovechar el calor de los gases de combustión. Esto puede incluir ciclos ORC, turbinas de gas, motores de combustión interna, sistemas de cogeneración, entre otros. Cada tecnología tiene sus propias ventajas y desafíos, y se analizan aspectos como la eficiencia, la capacidad de generación de energía, la adaptabilidad y la confiabilidad.

RESUMEN

Título: Evaluación técnico-económica de tecnologías de aprovechamiento energético de gases de combustión. *

Autor: Juan Carlos Castellanos Villamil. **

Palabras Clave: Ciclo Rankine, Energía, Economía, Tecnología, Gas de Combustión

Descripción:

Se realizó una evaluación técnico-económica de las tecnologías de aprovechamiento energético de gases de combustión, usando el ciclo ORC. Esta tecnología permite convertir el calor residual de los gases de combustión en energía eléctrica utilizando un fluido orgánico, en este caso, el pentano. Este ciclo termodinámico se basa en la expansión y compresión del fluido de trabajo a través de un evaporador, un expansor, un condensador y una bomba, lo que proporciona la posibilidad de escoger el fluido de trabajo sobre el cual se realizó la evaluación técnico-económica.

Esta tecnología implica analizar tanto los aspectos técnicos como los económicos. Desde el punto de vista técnico, se evalúan parámetros como la eficiencia del ciclo, la capacidad de generación de electricidad, la temperatura y presión del vapor, la fiabilidad del sistema, entre otros. También se consideran factores como la adaptabilidad de la tecnología a diferentes aplicaciones y la compatibilidad con los gases de combustión disponibles. En cuanto a la evaluación económica, se analizan los costos de inversión, operación y mantenimiento del sistema, así como los ingresos generados por la venta de la electricidad producida. También se consideran los costos de los combustibles utilizados y los beneficios económicos derivados de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Para llevar a cabo la evaluación técnico-económica de esta tecnología, se utilizan modelos y herramientas de análisis que permiten estimar los costos y beneficios a lo largo de la vida útil del sistema, considerando diferentes escenarios y variables de entrada.

*Trabajo de investigación – Pregrado en Ingeniería Química

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química

Director: Giovanni Morales Medina. Ingeniero Químico. Ph.D.

ABSTRACT

Title: Technical-economic evaluation of combustion gas energy recovery technologies

Author: Juan Carlos Castellanos Villamil

Keywords: Rankine Cycle, Energy, Economy, Technology, Combustion Gas

Description:

A technical-economic evaluation of combustion gas energy recovery technologies was carried out, using the ORC cycle. This technology allows the waste heat of the flue gases to be converted into electricity using an organic fluid, in this case pentane. This thermodynamic cycle is based on the expansion and compression of the working fluid through an evaporator, an expander, a condenser and a pump, which provides the possibility to choose the working fluid on which the technical-economic evaluation was carried out.

This technology involves analysing both technical and economic aspects. From a technical point of view, parameters such as cycle efficiency, power generation capacity, steam temperature and pressure, system reliability, among others, are evaluated. Factors such as adaptability of the technology to different applications and compatibility with available flue gases are also considered. As for the economic evaluation, it analyses the costs of investment, operation and maintenance of the system, as well as the revenues generated from the sale of the electricity produced. The costs of the fuels used and the economic benefits of reducing greenhouse gas emissions are also considered.

To carry out the technical-economic evaluation of this technology, models and analysis tools are used to estimate the costs and benefits over the life of the system, considering different scenarios and input variables.

* Research work – Undergraduate in Chemical Engineering

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Chemical Engineering

Director: Giovanni Morales Medina. Ingeniero Químico. Ph.D.

Introducción

En Colombia, según la Federación Nacional de Productores de Carbón Fenalcarbón (2022), existen aproximadamente 10.000 hornos de coque. No obstante, a esta producción se asocia el impacto ambiental por la generación de gases de efecto invernadero a temperatura elevada. Como alternativa, estos gases de chimenea pueden ser utilizados en cogeneración; debido a la diferencia del calor requerido en la coquización y al calor suministrado por el carbón una cantidad apreciable de energía es contenida en los gases de salida (Ojeda Montealegre, 2003).

Para satisfacer la actual demanda energética es necesaria la aplicación de nuevas tecnologías que puedan aprovechar la energía contenida en efluentes, como en estos gases de chimenea. Este aprovechamiento puede ser realizado por medio del sistema ORC (*Organic Rankine Cycle*) o por contacto directo con una turbina de los gases con un generador.

El sistema ORC se basa en un sistema compuesto por tres intercambiadores de calor, una bomba y una turbina (Rank, 2019). Este sistema utiliza la energía de los gases en el calentamiento de un fluido de trabajo (compuesto orgánico), este a su vez lleva la energía a una turbina para la generación de electricidad.

La segunda tecnología consiste en una turbina eólica de múltiples hojas, también llamada turbina eólica aumentada del difusor DAWT (*Diffuser Augmented Wind Turbine*); su principio se basa en el aprovechamiento de la energía cinética de los gases de combustión, generando energía eléctrica (*Industry ARC*, 2021).

La selección de la tecnología a aplicar para un determinado flujo de gases de chimenea depende del contexto económico y normativo de la respectiva región. Por tanto, la selección de la tecnología requiere un análisis técnico, un estudio económico, para dilucidar la opción de aplicación más adecuada.

Finalmente, el presente documento expone una propuesta para el desarrollo de un estudio técnico-económico para la selección entre la tecnología ORC y DAWT, para su aplicación en el aprovechamiento de la energía contenida en gases de chimenea. La pregunta de investigación corresponde a, ¿la viabilidad económica y eficiencia en generación de energía eléctrica se puede alcanzar con alguna de las tecnologías estudiadas?

1. Objetivos

1.1. Objetivo general

Desarrollar una evaluación técnico-económica de las tecnologías de aprovechamiento energético de gases de combustión.

1.2. Objetivos específicos

Estimar los rendimientos energéticos con un sistema de generación ORC, por medio de un diseño conceptual de los equipos asociados al sistema, definiendo las condiciones de operación, las dimensiones de los equipos y sus respectivos consumos energéticos.

Evaluar los desempeños energéticos con un sistema de generación DAWT, por medio de un diseño conceptual del equipo asociado, definiendo las dimensiones y los requerimientos de operación.

Contrastar las alternativas propuestas a nivel económico, por medio del valor presente neto y otros indicadores, definiendo la alternativa de mayor viabilidad.

2. Marco conceptual

En este capítulo se abordan dos tecnologías de aprovechamiento energético. La primera tecnología tiene que ver con el Ciclo Orgánico Rankine, denominado de ahora en adelante ORC. La segunda tecnología es con un sistema de generación Turbina eólica aumentada por difusor DAWT.

2.1. ORC (Organic Rankine Cycle)

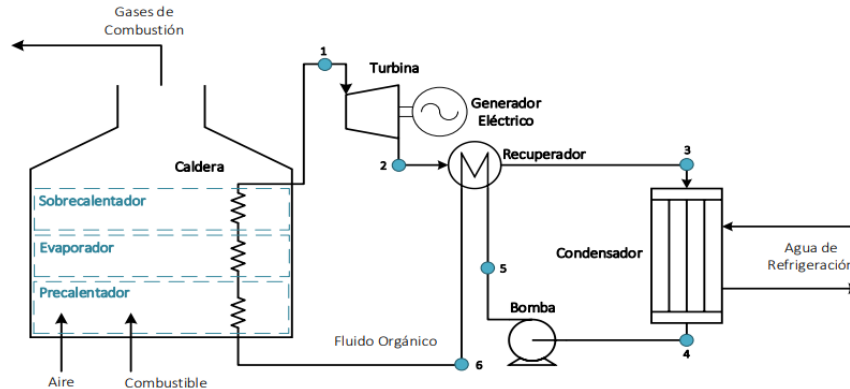
El ciclo Rankine es un ciclo termodinámico que usa un líquido de trabajo (fluido orgánico) al cual se transfiere calor. El ciclo termodinámico inicia con una bomba la cual lleva el fluido de trabajo al evaporador, en este se realiza una transferencia de calor entre los gases chimenea y el fluido de trabajo, en continuación el gas a alta temperatura pasa por una turbina donde se expande para producir trabajo mecánico y luego transformar este en energía eléctrica mediante un generador, finalmente el gas se condensa en un intercambiador de valor y nuevamente ingresa a la bomba.

2.2. Ciclo ORC a única presión.

Es el sistema con la configuración de equipos más simple, pues requieren menos equipos, específicamente, una bomba, una caldera, una turbina y un condensador, los cuales se muestran en la Figura 1. El desarrollo del ciclo empieza en la bomba donde el fluido de trabajo en estado de líquido saturado se lleva al recuperador de calor luego pasa por otro intercambiador de calor donde se presenta la transferencia de calor con el gas de chimenea. Una vez obtenido vapor sobrecalentado a un valor de presión se expande en la turbina y por medio del generador se transforma el trabajo mecánico a energía eléctrica, a continuación, el vapor se lleva al recuperador para reducir la temperatura, por último, ingresa en el condensador y retorna como líquido saturado a la bomba.

Figura 1

Esquema del ciclo orgánico Rankine a una presión con precalentamiento.



Nota. Obtenido de (Cerrada A, 2020)

2.3. Eficiencia energética:

Se evalúa la capacidad de la tecnología para convertir el calor contenido en los gases de combustión en energía útil. Esto implica analizar la eficiencia del ciclo o proceso utilizado, así como la eficiencia de los componentes involucrados, como turbinas, motores o ciclos termodinámicos como el ciclo Rankine orgánico (ORC).

2.4. Gas de combustión:

Se consideran las propiedades del gas de combustión, como la temperatura, la composición y el caudal. Estos factores pueden influir en la selección de la tecnología más adecuada y en la eficiencia de la conversión de energía.

2.5. Costos de inversión y operación:

Se realizan análisis económicos para evaluar los costos de inversión necesarios para implementar la tecnología de aprovechamiento energético. Esto incluye la adquisición de equipos, la instalación y la puesta en marcha. También se consideran los costos de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil de la instalación.

Se analizan los ingresos potenciales derivados de la venta de la energía generada a partir de los gases de combustión. Esto implica evaluar los precios de venta de la electricidad o el calor producido, así como los posibles incentivos o esquemas de tarifas de alimentación.

2.6. Energía residual.

Energía inherente que se produce como resultado secundario de un proceso principal.

2.7. Indicador económico CRF

El Factor de Recuperación de Capital (CFR, por sus siglas en inglés, *Capital Recovery Factor*) es un concepto económico que se utiliza en la evaluación de proyectos de inversión o en la amortización de préstamos. El CFR representa el factor multiplicador que se utiliza para calcular los pagos periódicos necesarios para recuperar el capital invertido a lo largo de un período de tiempo determinado, teniendo en cuenta una tasa de interés o tasa de descuento específica

2.8. Coque

Es el producto de calentar el carbón a temperaturas elevadas en hornos cerrados con ausencia de aire con fin de eliminar impurezas.

2.9. Gas chimenea

Producto de la combustión de materiales en un horno, este es expulsado por la chimenea, contiene vapor de agua, óxido de nitrógeno, óxido de carbono, óxidos sulfúricos y muchos contaminantes químicos.

2.10. DAWT (Diffuser Augmented Wind Turbine)

Son un modelo avanzado de turbinas eólicas compuestas por un difusor que ayuda acelerar y dirigir el flujo del aire en un rotor de turbina eólica para aumentar la potencia.

2.11. Energía eléctrica

Es una forma de energía que se genera con el movimiento de los electrones presentes en un material conductor.

2.12. Cogeneración

Es la producción simultánea de energía mecánica y energía térmica útil. La energía mecánica es transformada mediante un determinado sistema en energía eléctrica.

2.13. Energía cinética

Es la energía producida por consecuencia del movimiento de un cuerpo.

2.14. Energía mecánica

Es la energía necesaria de un cuerpo para realizar un trabajo mecánico o generar un movimiento.

3. Estado del arte

Tchanche y colaboradores, 2011, realizaron una revisión de los ciclos termodinámicos y los fluidos de trabajo utilizados para la conversión de calor de baja calidad en energía útil, comparando las diferentes tecnologías y fluidos utilizados en aplicaciones de recuperación de calor residual. Los autores se centraron en la importancia de aprovechar el calor de baja calidad, que a menudo se desperdicia en muchas aplicaciones industriales y procesos. La conversión de este calor residual en energía útil fue direccionado a la mejora de la eficiencia energética y reducción de la dependencia de fuentes de energía convencionales.

Los autores un revisaron los fluidos de trabajo comúnmente utilizados en ciclos ORC, incluyendo hidrocarburos, halogenados, aminas y otros compuestos orgánicos, destacando aspectos de toxicidad, la inflamabilidad, la disponibilidad y la economía, entre otros.

Wang y colaboradores, 2018, aplicaron un análisis técnico-económico de los sistemas de ciclo Rankine orgánico (ORC) para la recuperación de calor residual. Los autores diseñaron los componentes clave de los sistemas, en diferentes configuraciones del ciclo ORC. El análisis técnico se centró en la selección y el rendimiento de los fluidos de trabajo utilizados en los sistemas ORC. El análisis económico consideró costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, así como los ingresos generados por la venta de la electricidad producida. Los autores aplicaron una optimización técnico-económica a través de las variables temperatura y presión del fluido. Los autores destacaron aspectos ambientales y regulatorios, así como los beneficios adicionales de la generación, como la reducción de emisiones y el uso sostenible de los recursos.

Mann & Singh (2018) estudiaron el número de palas en la turbina (DAWT) en el cual concluyen que el gran número de palas o cuchillas aumentan el área de contacto con el gas chimenea y también aumento en el coeficiente de potencia generando una mayor producción de

energía eléctrica. Por otro lado, mayor número de cuchillas aumenta el bloqueo a los gases de escape, lo que da lugar a un aumento del flujo de retorno.

Por su parte Sun et al., (2017), analizaron y optimizaron el sistema ORC impulsado por calor residual industrial a baja temperatura. En el desarrollo del trabajo se realizaron los impactos de los parámetros operacionales, incluyendo temperatura de evaporación, temperatura de condensación y grado de sobrecalentamiento, aplicado al desempeño termodinámico del sistema ORC, utilizando R113 como fluido de trabajo. Además, se investigaron los ciclos basados en ORC, combinados con el Ciclo de Refrigeración por Absorción (ARC) y el Ciclo de Refrigeración por Eyector (ERC), para recuperar el calor residual de los gases de combustión a baja temperatura.

También Pereira et al., (2018), examinaron en su trabajo el uso de ORC para aplicaciones de micro-CHP (producción combinada de calor y electricidad) teniendo en cuenta las necesidades intrínsecas del sector residencial. Uno de esos requisitos es la capacidad de hacer frente a cargas de demanda térmica altamente variables para lo que es necesario garantizar un breve tiempo de respuesta. La presente investigación analiza la relación del requisito mencionado con el diseño del ORC-evaporador y de cómo la energía primaria alcanza el ciclo de potencia, mientras que los demás componentes principales del ORC (expansor, bomba y condensador) desempeñan un papel menor en esa capacidad.

4. Metodología

Fase 1. Diseño sistema ORC.

- Revisión de literatura para la definición del sistema ORC, los componentes, las condiciones de operación, las dimensiones, los consumos energéticos, los costos, entre otros.
- Simulación en Aspen HYSYS de la tecnología ORC, considerando un caso base de producción de gases de combustión.
- Selección del fluido de trabajo según resultados de simulación en Aspen HYSYS.

Fase 2. Diseño de la turbina DAWT.

- Búsqueda de información técnica y financiera de la tecnología DAWT.
- Aplicación de ecuaciones empíricas para el cálculo de las dimensiones y los requerimientos de operación de la tecnología DAWT.

Fase 3. Evaluación financiera.

- Determinación de los costos de inversión (CAPEX) y de operación (OPEX).
- Proposición flujos de caja a 10 años para el ciclo ORC y para la turbina DAWT.
- Determinación de la viabilidad financiera de cada una de las tecnologías, por medio de indicadores económicos como VPN, TIR y *payback*.

5. Resultados

5.1. Diseño del ORC.

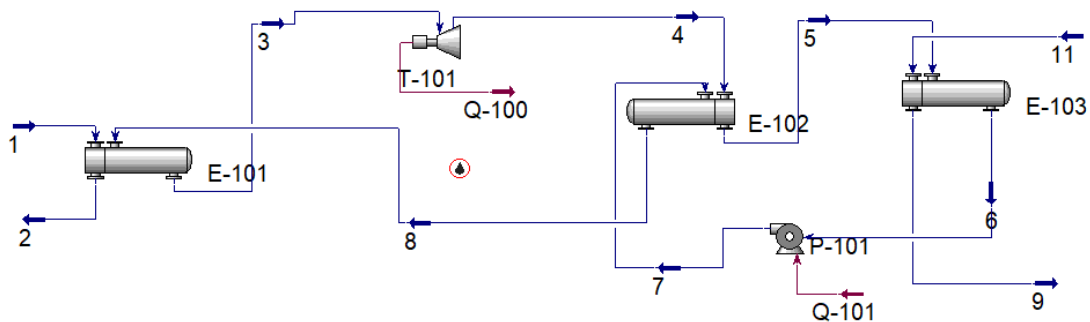
5.1.1. Simulación y validación del ORC.

Para el diseño de un ORC, en cada una de las etapas, es esencial definir variables como temperatura, presión, flujo y fracciones másicas. Con base en una investigación previa (Medina P, 2015) y con el fin de validar los resultados de esta, se realizó una simulación en Aspen HYSYS. El enfoque de las simulaciones se centra en el diseño de un sistema ORC regenerativo a única presión como se evidencia en la figura 2, aplicando las condiciones termodinámicas de una termoeléctrica.

Para la simulación desarrollada, el fluido de trabajo seleccionado fue el JET FUEL A1 el cual se ingresa a la simulación por la opción de “oil manager”.

Figura 2

Diagrama general de la simulación del ORC en Aspen HYSYS.



Una vez finalizada la simulación, se realiza un análisis comparativo de los resultados obtenidos en la investigación y los resultados de la simulación desarrollada, se evidencia un contraste de estos tal como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1

Validación de los resultados investigados y los obtenidos mediante simulación.

Concepto	Resultados de Medina, 2015	Resultados del presente trabajo	Unidad	% de diferencia
Temperatura de entrada del fluido orgánico a la bomba	64,73	44,16	°C	31,77
Temperatura de salida del fluido orgánico de la bomba	65,02	44,40	°C	31,71
Temperatura de entrada del fluido orgánico al evaporador	149,5	140	°C	6,35
Temperatura de salida del fluido orgánico en la turbina	231,6	231,1	°C	0,216
Flujo del fluido orgánico	3341	3341	kg/h	0
Flujo del gas de combustión	23831	21850	kg/h	8,31
Flujo de refrigerante (agua)	9274,5	9734	kg/h	4,9

Considerando la investigación consultada sobre el diseño del sistema ORC, las variables de entrada, fluido de trabajo, y el paquete termodinámico (Peng Robinson), se obtuvo una validación coherente que demuestra la similitud entre los resultados correspondientes a las variables de entrada y salida de cada una de las etapas, tal como se evidencia en la tabla 1. Esta validación soporta la aplicación de la simulación desarrollada en Aspen HYSYS para la selección de los fluidos de trabajo, según la generación de energía en la turbina del ciclo ORC.

5.1.2. Selección de fluido de trabajo.

Para poder realizar una adecuada evaluación y selección del fluido de trabajo se evaluaron ocho de estos, de los cuales siete son mezclas azeotrópicas de fluidos orgánicos y el último es un derivado del petróleo denominado JET FUEL A1. El flujo de gas de combustión correspondió a 23830 kg/h, el cuál ingresa al ciclo ORC a 320 °C y 14,65 psia. Las variables para evaluar fueron: Temperatura crítica, temperatura de ebullición, generación de potencia en la turbina, bajo costo del fluido orgánico y la eficiencia del ORC.

Tabla 2

Resultados obtenidos en las simulaciones con diferentes fluidos de trabajo en Aspen HYSYS.

Mezcla de fluido orgánico	Potencia de la turbina (kW)	Temperatura crítica Tc (°C)	Temperatura de ebullición Tb (°C)	Precio total de la mezcla (US/kg)	Eficiencia del Ciclo Rankine (%)
R245fa / i-pentano	49.4	181	25,22	3,4	11,47
Isobutano / isopentano	53	174,2	17,53	5,8	10,25
R245fa / pentano	47,85	212	31,108	4,2	11,16
Isopentano / isohexano	51,29	229,5	46,15	0,77	9,85
Pentano / hexano	51,76	353,5	52,55	2,8	9,64
Isopentano/ cyclohexano	55,24	206,7	38,9	2,73	10, 64
Isopentano / hexano	51,49	311,8	43,86	3,5	10,22
JET FUEL A1	50	210	141	0,47	9,31

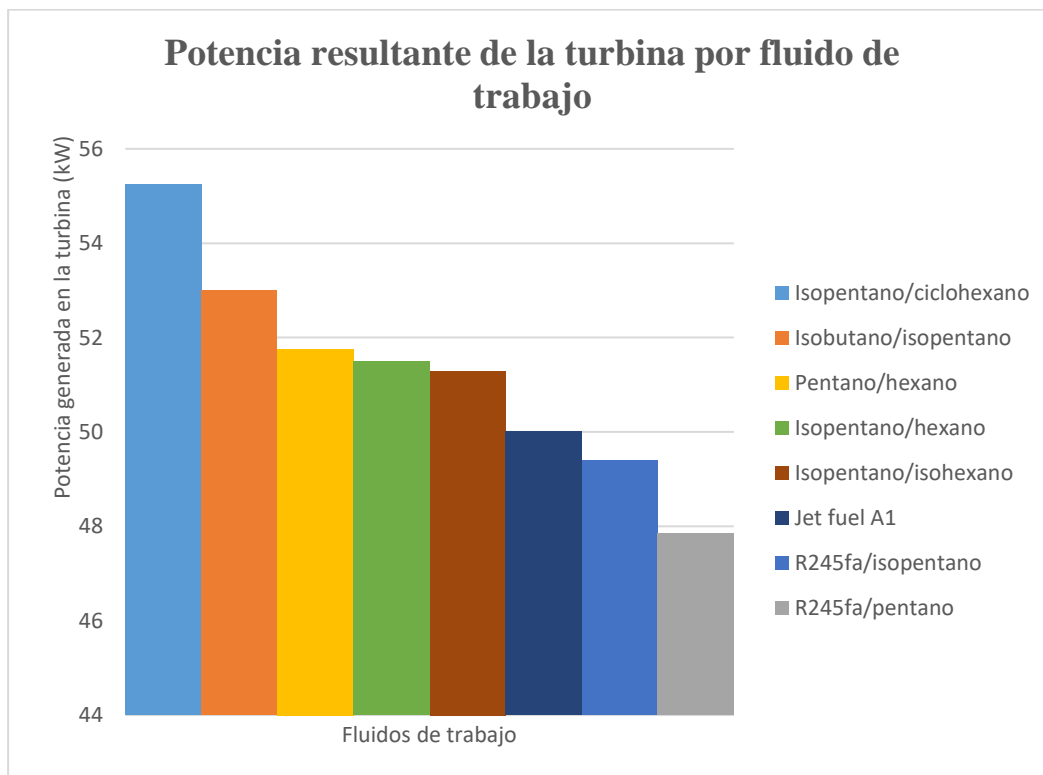
Para las diferentes etapas del ORC, en especial la etapa donde se realiza el proceso de transferencia de calor con el gas de chimenea es importante tener presente la temperatura crítica del fluido de trabajo, la cual limita la aplicación de una alta temperatura de este. Los fluidos de

trabajo adecuados de acuerdo con la temperatura establecida a la salida del intercambiador de calor (180°C) son el R245fa/pentano, Isopentano/isohexano, Isopentano/ciclohexano y el JET FUEL A1.

En la figura 3 se compara la potencia resultante en la turbina por cada fluido de trabajo seleccionado. En esta figura se evidencia que la mezcla isopentano/ciclohexano tiene un mejor comportamiento de expansión en la turbina, lo que permite establecer que el valor más alto de potencia es (55.24 kW) generado por esta.

Figura 3

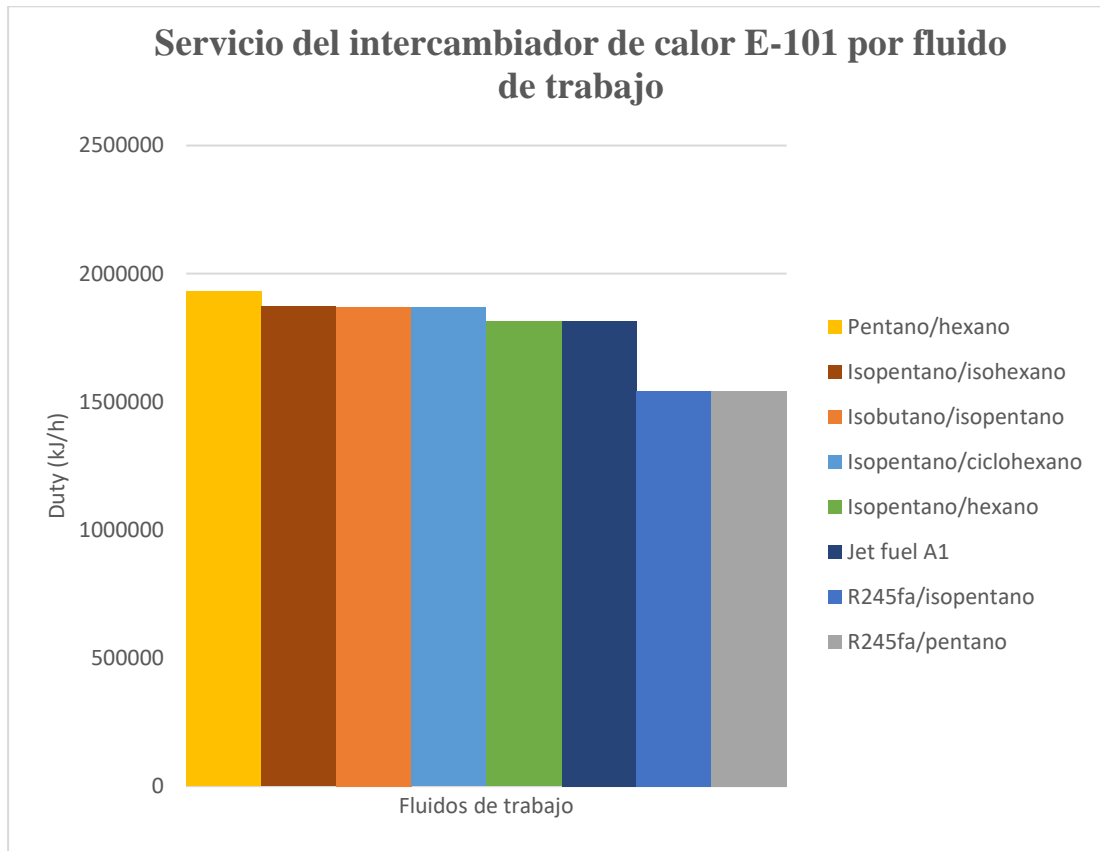
Potencia resultante de la turbina por Fluidos de trabajo.



En cuanto a la transferencia de calor en el equipo E-101, cinco fluidos de trabajo presentaron un valor similar, dentro de estos está el isopentano/ciclohexano como se evidencia en la figura 4.

Figura 4

Servicio del intercambiador de calor E-101 por fluido de trabajo.



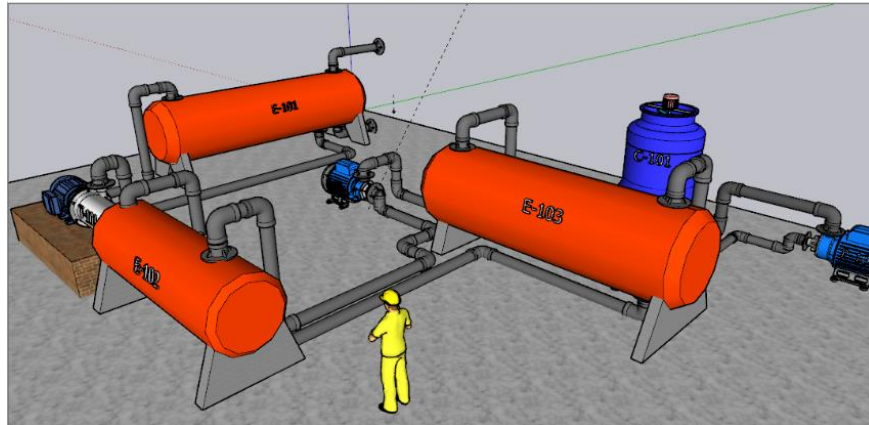
De acuerdo con los resultados obtenidos por simulación, la mezcla isopentano/ciclohexano corresponde al fluido de trabajo más adecuado para su aplicación en el ciclo ORC.

5.1.3. Diseño conceptual de los equipos del ORC.

La siguiente figura presenta un isométrico construido para el sistema de aprovechamiento de la energía de un flujo de gas de combustión de 23830 kg/h, el cuál ingresa al ciclo ORC a 320 °C y 14,65 psia. Este gas de combustión corresponde al generado en una planta de coquizado con capacidad de 5479 toneladas día (Briceño Guerrero, 2026).

Figura 5

Isométrico del ciclo ORC diseñado para el aprovechamiento de gases de combustión.



Nota. Elaborado en SketchUp.

5.1.3.1. Diseño de los intercambiadores de calor.

Para el diseño de un intercambiador de calor es necesario definir variables como lo son: número de tubos, longitud de los tubos, diámetro interno y externo de los tubos, área de transferencia de calor, diámetro de la carcasa y coeficiente de transferencia de calor, para determinarlas es necesario la simulación y algunas ecuaciones de diseño para intercambiadores de calor. La relación longitud de los tubos y diámetro de la carcasa tiene un valor promedio de 5 a 10, heurística tomada de (Subhabrata R y Gargi D., 2020). Esta relación fue asumida como $\frac{L}{D_s} = 7,5$.

Para determinar el diámetro de la carcasa se usó la ecuación expuesta en (Subhabrata R y Gargi D., 2020), según,

$$D_s = \left(\frac{4 * P_c * P_t^2 * A}{\pi^2 * d_o * \left(\frac{L}{D_s} \right)} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (1)$$

Donde: D_s = Área de la carcasa, P_c = Factor de configuración de paso. A = Área de transferencia de calor, d_o = Diámetro de los tubos, L = Longitud de los tubos. Asimismo, la ecuación para determinar el número de tubos está dada por:

$$N_T = \frac{\frac{\pi}{4} * D_s^2}{Pc * Pt^2} \quad (2)$$

Donde, pt y pc toman el valor de 0,0238 m y 0,866 m respectivamente, estas constantes y la ecuación de diseño se obtuvieron de (Subhabrata R y Gargi D., 2020).

En la tabla 3 se resume el diseño de los intercambiadores de calor exponiendo las diferentes variables obtenidas en Aspen HYSYS y otras mediante ecuaciones de diseño.

Tabla 3

Resultados obtenidos del diseño de los intercambiadores de calor.

Variabes	Intercambiador de calor con tubo en U, E-101	Intercambiador de calor de cabezal flotante, E-102	Intercambiador de calor de cabezal flotante, E-103
Duty (kJ/h)	1813000	156600	1633000
LMTD (°C)	159,5	76,41	13,47
do [mm]	19,05	19,05	19,05
Ds [m]	0,18	0,127	0,341
U [W/m ² *°C]	851,7	326,5	851,7
UA [W/°C]	3425	487,22	24347,22
A [m ²]	4,021	1,5	28,58
L [m]	1,33	0,95	3,1
Nt, número de tubos	50,44	26	186
Flujo másico en la carcasa (kg/h)	23830	3341	3341
Flujo másico en los tubos (kg/h)	3341	3341	4000

5.1.4. Costos de inversión de los equipos que integran el ORC.

Para estimar los costos de los equipos que integran el ORC (tres intercambiadores de calor, una turbina con generador eléctrico integrado, una torre de enfriamiento, dos bombas con sus respectivas auxiliares) se aplica la ecuación de curva de costo consultada en el libro de (Gavin

Towler y Ray Sinnott, 2021), la cual tiene unas variables definidas para cada uno de los equipos, la ecuación está dada por:

$$C_e = a + b * S^n \quad (3)$$

Donde:

Ce = Costo del equipo comprado sobre la base de la costa del golfo de EE. UU.

a, b = Constantes de costo.

S = Parámetro de tamaño.

n = Exponente para ese tipo de equipo.

Para estimar los costos necesarios de instalación de los equipos se toma la siguiente ecuación consultada de (Gavin Towler y Ray Sinnott, 2021):

$$C = C_e * (1 + f_p + (f_{er} + f_{el} + f_i + f_s + f_c + f_l)/f_m) \quad (4)$$

Donde:

Ce = Costo estimado del equipo.

f_p = Factor de instalación de tuberías.

f_{er} = Factor de instalación para montaje de equipos.

f_{el} = Factor de instalación para trabajos eléctricos.

f_i = Factor de instalación para instrumentación y procesos de control.

f_s = Factor de instalación para estructuras y construcciones.

f_c = Factor de instalación para obra civil.

f_l = Factor de instalación revestimiento y pintura.

f_m = Factor para costo de materiales.

Para estimar el precio de los intercambiadores de calor se trabajará con los factores de instalación. Las variables para sustituir en la curva de costo corresponden al parámetro de tamaño,

constantes de costo y el factor de costo del material. En la tabla 4 se exponen los valores correspondientes para cada equipo.

Tabla 4

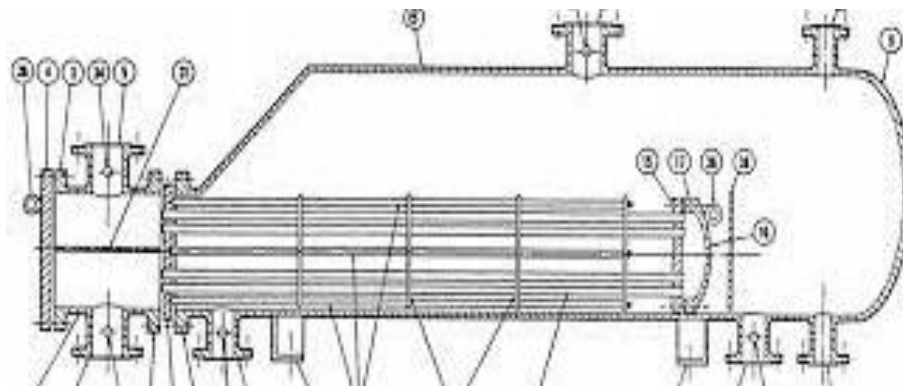
Constantes necesarias en la ecuación curva de costo para los intercambiadores de calor.

Variabes	Intercambiador de calor con tubo en U, tipo AKU, E-101	Intercambiador de calor de cabezal flotante, E-102	Intercambiador de calor de cabezal flotante, E-103
a	2900	32000	32000
b	400	70	70
S (m ²)	4,021	1,49	28,5
n	0,9	1,2	1,2
fm, acero inoxidable 316 (Bowman, 2023)	1,3	1,3	1,3

5.1.4.1. Intercambiador de calor tipo AKU. E-101

Figura 6

Intercambiador de calor tipo AKU. E-101.



Nota. Obtenido del libro (Gavin Towler y Ray Sinnott, 2021)

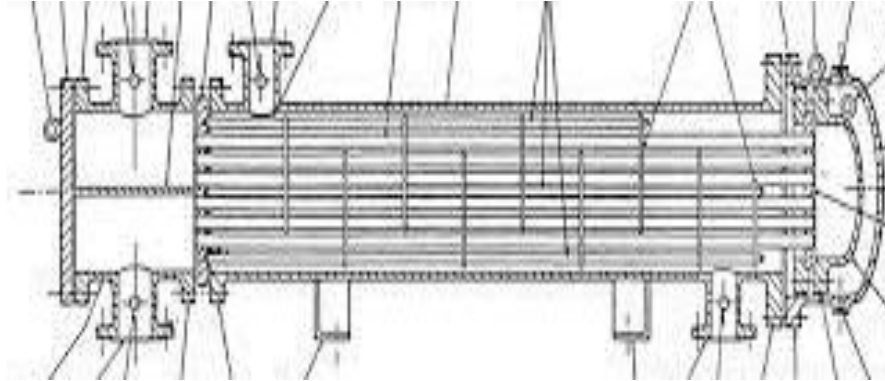
Área de transferencia de calor de la carcasa: 4,021 m²

$$C_e = 29000 + 400 * 4,021^{0,9} = 4299 \text{ USD} \quad (5)$$

5.1.4.2. Intercambiador de calor de cabezal flotante tipo AES, E-102

Figura 7

Intercambiador de calor de cabeza flotante tipo AES, E-102.



Nota. Obtenido del libro (Gavin Towler y Ray Sinnott, 2021)

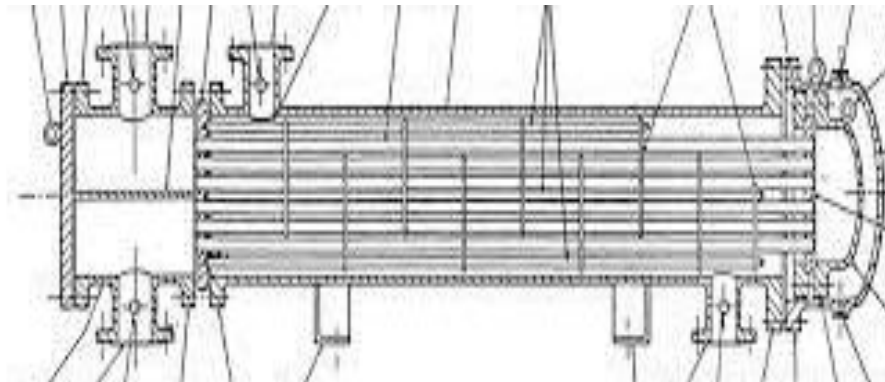
Área de transferencia de calor de la carcasa: 1,5 m²

$$C_e = 32000 + 70 * 1,5^{1,2} = 32113 \text{ USD} \quad (6)$$

5.1.4.3. Intercambiador de calor de cabezal flotante tipo AES, E-103

Figura 8

Intercambiador de calor de cabeza flotante tipo AES, E-103.



Nota. Obtenido del libro (Gavin Towler y Ray Sinnott, 2021)

Área de transferencia de calor de la carcasa: 28,58 m²

$$C_e = 32000 + 70 * 28,58^{1,2} = 35898,63 \text{ USD} \quad (7)$$

Con base en los precios estimados por la curva de costo, el precio total de los tres intercambiadores de calor con los factores de instalación es:

$$C_T = (4299 + 32113 + 35898,63) * 1,3 * \left(1 + 0,8 + \frac{0,3+0,3+0,2+0,3+0,2+0,1}{1,3}\right) \quad (8)$$

$$C_T = 270443 \text{ USD}$$

5.1.5. Turbina con generador eléctrico integrado.

De acuerdo con el diseño obtenido en Aspen HYSYS, se consultó el precio comercial de una turbina de 50 - 70 kW con generador eléctrico integrado. El precio incluye los costos de instalación:

$$C_T = 60000 \text{ US\$} \quad (9)$$

Figura 9

Turbina con generador eléctrico.



Nota. Tomado de (Dtec Micro Steam Turbine Generator 100kw No1-1.27 Mini Steam Turbine Power Plants - Buy Mini Steam Turbine Power Plants, Steam Turbine Generator, Steam Turbine 100 Kw Product on Alibaba.com, s/f)

5.1.6. Bombas centrífugas.

De acuerdo con las especificaciones técnicas obtenidas en Aspen hysys se consultó el precio de dos bombas centrífugas (bomba para la recirculación del fluido de trabajo y bomba para la recirculación de fluido refrigerante) en la literatura, donde se incluye los costos de instalación, precio de los motores eléctricos y el precio de las bombas auxiliares:

$$C_T = 10000 \text{ US\$} \quad (10)$$

Figura 10

Bomba centrífuga.



Nota. Tomado de ((Explosion Proof Electric Cyz-a Self Priming Centrifugal Oil Transfer Pump - Buy Self Priming Pump,Oil Pump,Oil Transfer Pump Product on Alibaba.com, n.d.

5.1.7. Torre de enfriamiento.

La energía transferida al fluido de refrigeración se realiza mediante una torre de enfriamiento por aire. El precio de esta se obtuvo de una página comercial donde se incluye los costos de instalación:

$$C_T = 3000 \text{ USD} \quad (11)$$

Figura 11*Torre de enfriamiento.*

Nota. Tomado de (60ton Abierto DE La Torre DE Enfriamiento - Buy Cooling Tower,60ton Cooling Tower,Opened Circuit Cooling Tower Product on Alibaba.com, n.d.)

Según los anteriores valores de equipos, el costo total de la inversión en el sistema ORC corresponde a:

$$C_{TI} = 343443 \text{ USD} \quad (12)$$

Este valor corresponde a la inversión inicial o CAPEX, el cual se resume en la tabla 6, donde se especifica la cantidad comprada por unidad, dimensiones, costo unitario y costo total por equipo.

Tabla 5*Resumen CAPEX.*

Equipo	Cantidad de equipos [unidades]	Dimensiones [m]	Costo unitario [USD]	Costo total
Intercambiador de calor tipo AKU	1	Diámetro: 0,177 Longitud: 1,33	16080	16080
Intercambiador de calor tipo AES	1	Diámetro: 0,127 Longitud: 0,95	120102	120102

Continuación Tabla 5

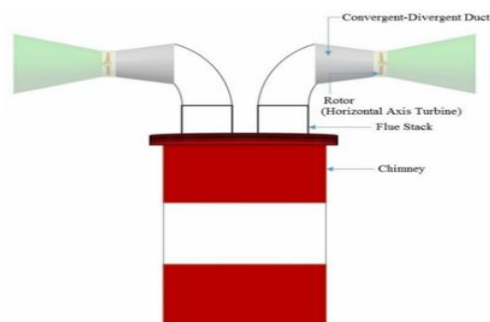
Equipo	Cantidad de equipos [unidades]	Dimensiones [m]	Costo unitario [USD]	Costo total
Turbina con generador eléctrico	1	Largo: 0,56 Ancho: 0,252 Alto: 0,662	60000	60000
Bombas centrifugas	4	Largo: 0,55 Ancho: 0,34 Alto: 0,2	2500	10000
Torre de enfriamiento	1	Alto: 1,38 Diámetro: 0,945	3000	3000
			Total, CAPEX	343443

5.2 Diseño de la turbina DAWT (*Diffuser augmented winter turbine*)

La aplicación de DAWT en las chimeneas se realiza en la parte superior de estas como se evidencia en la figura 12, esto con fin de aprovechar al máximo la velocidad de los gases de chimenea.

Figura 12

Adecuación general del sistema de recuperación de energía.

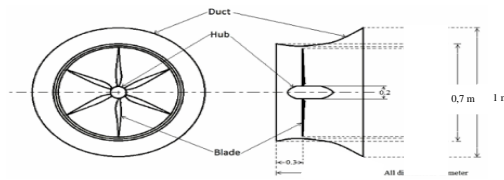


Nota. Obtenido de (Harjeet S. Mann y Pradeep K. Singh, 2018)

La turbina DAWT está compuesta por una hélice, un ducto convergente-divergente el cual tiene dos diámetros, el primero corresponde al sector donde se encuentra la hélice y el segundo corresponde a la salida del ducto, las características se detallan en la figura 11.

Figura 13

Esquema del diseño de la turbina.

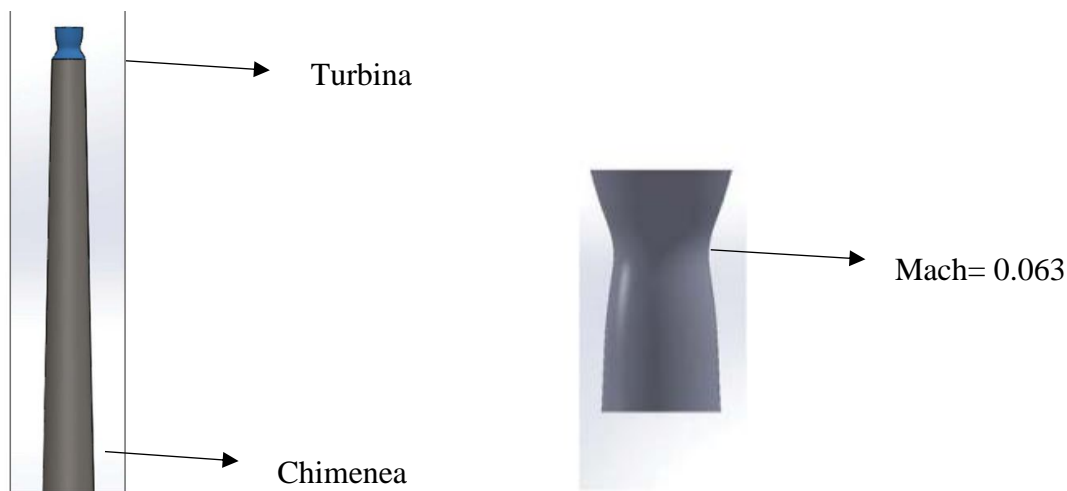


Nota. Obtenido de (Harjeet S. Mann y Pradeep K. Singh, 2018)

El diseño de la turbina de ducto fue considerada según lo indicado en el trabajo de (Shaikh Zishan Suheela y Ahmad Fazlizan, 2021). Para esto las dimensiones de la chimenea de los hornos de coquizado se establecieron en 50 m de altura, y diámetro de salida de la chimenea 1 m. La turbina colocada en la parte superior de la chimenea según la figura 14.

Figura 14

Disposición del sistema de recuperación energética en una chimenea.



Nota. figura tomada de (Shaikh Zishan Suheela y Ahmad Fazlizan, 2021).

5.2.1. Condiciones en la garganta de la turbina:

Para realizar una adecuada evaluación técnico-económica de las dos tecnologías de aprovechamiento de energía residual, se trabajará con las condiciones del gas de chimenea usado

en la simulación de Aspen HYSYS ($\dot{m}_{Gas\ de\ chimenea} = 23830\ kg/h$, $\rho_{Gas\ de\ chimenea} = 0,59\ kg/m^3$

$Q_{Gas\ de\ chimenea} = 40389\ m^3/h$, $k=1.33$).

Con las siguientes ecuaciones y el número de Mach = 0,063 (según las recomendaciones para las turbinas en ductos, Shaikh Zishan Suheela y Ahmad Fazlizan, 2021), las condiciones del gas de chimenea en contacto con las aspas de la turbina pueden ser evaluadas con las siguientes ecuaciones (Cengel y Boles, 2009):

$$\frac{T_o}{T} = 1 + \left(\frac{K-1}{2}\right) * Ma^2 \quad (13)$$

$$\frac{P_o}{P} = \left(1 + \left(\frac{K-1}{2}\right) * Ma^2\right)^{\frac{k}{k-1}}$$

$$\frac{\rho_o}{\rho} = \left(1 + \left(\frac{K-1}{2}\right) * Ma^2\right)^{\frac{1}{k-1}} \quad (14)$$

Remplazando los valores respectivos, las condiciones del gas de combustión en las aspas de la turbina corresponde a ($Ma=0,063$; $T=592,6\ K$; $P=101,058\ kPa$; $0,59\ kg/m^3$); con estos valores la velocidad del sonido corresponde a $475,61\ m/s$, la cual se determinó mediante la siguiente ecuación (Cengel y Boles, 2009):

$$c = \sqrt{k * T * R} \quad (15)$$

Considerando un número de Mach de 0,063 la velocidad de gas de chimenea en las aspas fue estimada en: $30\ m/s$. Utilizando la ecuación de continuidad, el área y el diámetro en las aspas de la turbina correspondieron a,

$$\dot{m} = \rho * v * A \quad (16)$$

$$23830 = \rho * v * A$$

$$A = \frac{23830}{0,59 * 30}$$

$$A = 0,374\ m^2$$

$$D = 0,7 \text{ m}$$

Con base en los datos obtenidos anteriormente, la potencia generada por la turbina fue calculada usando la siguiente ecuación expuesta en (Shaikh Zishan Suheela y Ahmad Fazlizan, 2021), según,

$$\text{Potencia} = \frac{A \cdot \rho \cdot v^3}{2} \quad (17)$$

$$\text{Potencia} = 2971,5 \text{ W}$$

Con lo anterior la turbina de ducto especificada puede generar una potencia de aproximadamente 3 kWh.

5.3. Estimación de costos para la turbina DAWT.

Masukume et al., (2014) realizaron análisis técnico-económico para la construcción, montaje y operación de turbinas de ducto con producción de energía de 1 kW/h. En la tabla 7 se exponen los costos que los autores estimaron para los componentes de la turbina:

Tabla 6

Costos establecidos para la turbina.

Ítem	DSWWES Costo (US\$)
Generador de turbina	575
Control de carga	250
Banco de baterías	200
Inversor	115
Torre y accesorios	50
Láminas de aluminio	45
Barras de aluminio	9
Rodamientos	5
Soportes	3
Artículos diversos (pernos, obras civiles, cables, mano de obra, etc)	101
Total	1353

Nota. Adaptado de (Masukume et al., 2014)

En Sudáfrica el salario mínimo para el año 2014 correspondió a \$170,5 euros al mes, mientras que para Colombia correspondió \$232 euros al mes. Con lo anterior, los costos de elaboración en Sudáfrica pueden ser establecidos en Colombia considerando el aumento en las diferencias en el salario mínimo. El valor de construcción e instalación de la turbina DAWT para Colombia correspondería a \$1841 dólares para el año 2014. Este valor debe ser corregido considerando dos aspectos, primero el año y segundo la potencia de la turbina. Estas correcciones pueden ser realizadas considerando los factores expuestos en el libro de Towler. Finalmente, el valor de la inversión está dada por (Towler y Sinot, 2021):

$$\frac{C_{e2023}}{C_{e2014}} = \frac{CEPCI_{2023}}{CEPCI_{2014}} \quad (18)$$

$$C_{e2023} = \frac{838,55 * 1841}{576,1}$$

$$C_{e2023} = \$2680 \text{ US}$$

Finalmente, la inversión para la turbina es de 2680 US\$

La corrección de tamaño se determina como sigue:

$$\frac{C_1}{C_2} = \left(\frac{Pot1}{Pot2}\right)^{0,8}$$

$$C_2 = 6454 \text{ US\$}$$

Finalmente, la inversión para la turbina es de 2680 US\$.

6. Evaluación Financiera.

6.1. ORC

Con base en la inversión del sistema ORC se realiza una evaluación financiera con base en indicadores económicos como los son: Valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), factor de recuperación de capital (Li et al., 2019) (CRF) y costo de producción de electricidad (EPC).

Para definir el factor de recuperación de capital se toma un $LT=10$ y $i=0,134$ (Li et al., 2019).

$$CRF = \frac{i*(1+i)^{LT}}{(1+i)^{LT}-1} = 0,188 \quad (19)$$

El costo de producción de electricidad se determinó con la ecuación 4, donde $CFR=0,18$; $t_{op}=7800$ h; $Cost=343443$ US\$ y $i=0,134$ (Li et al., 2019):

$$EPC = \frac{CFR*Cost+i*Cost}{W_{net}*t_{op}} = 0,245 \frac{US\$}{\frac{kW}{h}} \quad (20)$$

El valor obtenido del EPC en el presente trabajo esta dentro del rango reportado por (Li et al., 2019) siendo estos de 0,06 a 0,316.

Una de las relaciones importantes a evaluar en un ORC es el flujo del gas de combustion respecto a la potencia producida. Para el presente trabajo se obtuvo un valor de 431,4 (kg/h)/kW, el cual es inferior al reportado por (Alberto Galan, 2020) siendo se 1000 (kg/h)/kW, en este mismo trabajo reportan una TIR de 5,9% y un payback de 8 años.

La Tabla 7 presenta el flujo de caja en un periodo de 10 años para el ORC. El costo de energia electrica en colombia fue de 565 \$/kWh (ENEL, 2022), para poder determinar este precio en dolares se consulto un TRM de 4355\$/US\$ (DÓLAR-COLOMBIA) promedio en 5 años. EBITDA es un indicador de rentabilidad tenido en cuenta en el presente analisis, el valor de la depreciación corresponde al 5% de la inversion. No tiene impuesto de renta porque es un ahorro.

Tabla 7

Flujo de caja el ORC a 10 años.

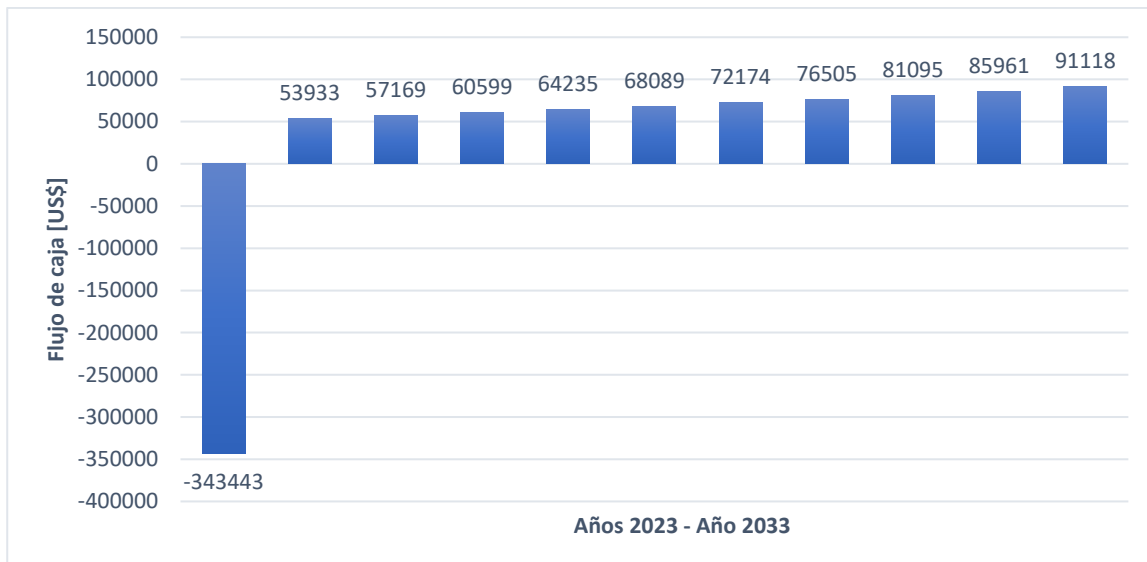
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Beneficios											
Ingreso ahorro de electricidad		\$ 58.766	\$ 62.292	\$ 66.030	\$ 69.992	\$ 74.191	\$ 78.642	\$ 83.361	\$ 88.363	\$ 93.664	\$ 99.284
		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total	\$ -	\$ 58.766	\$ 62.292	\$ 66.030	\$ 69.992	\$ 74.191	\$ 78.642	\$ 83.361	\$ 88.363	\$ 93.664	\$ 99.284
Costos OPEX											
Directos, Variables y Fijos	\$ -	\$ 1.399	\$ 1.483	\$ 1.572	\$ 1.666	\$ 1.766	\$ 1.872	\$ 1.984	\$ 2.103	\$ 2.230	\$ 2.363
Mantenimientos, 1%	\$ -	\$ 3.434	\$ 3.640	\$ 3.859	\$ 4.090	\$ 4.336	\$ 4.596	\$ 4.872	\$ 5.164	\$ 5.474	\$ 5.802
Total	\$ -	\$ 4.833	\$ 5.123	\$ 5.431	\$ 5.757	\$ 6.102	\$ 6.468	\$ 6.856	\$ 7.268	\$ 7.704	\$ 8.166
EBITDA		\$ 53.933	\$ 57.169	\$ 60.599	\$ 64.235	\$ 68.089	\$ 72.174	\$ 76.505	\$ 81.095	\$ 85.961	\$ 91.118
Depreciación	\$ -	\$ 17.172	\$ 17.172	\$ 17.172	\$ 17.172	\$ 17.172	\$ 17.172	\$ 17.172	\$ 17.172	\$ 17.172	\$ 17.172
EBIT		\$ 36.761	\$ 39.997	\$ 43.427	\$ 47.063	\$ 50.917	\$ 55.002	\$ 59.333	\$ 63.923	\$ 68.789	\$ 73.946
Impuesto de renta, 33%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo operacional	\$ -	\$ 53.933	\$ 57.169	\$ 60.599	\$ 64.235	\$ 68.089	\$ 72.174	\$ 76.505	\$ 81.095	\$ 85.961	\$ 91.118
Inversiones	\$ 343.443	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo de caja	(\$ 343.443)	\$ 53.933	\$ 57.169	\$ 60.599	\$ 64.235	\$ 68.089	\$ 72.174	\$ 76.505	\$ 81.095	\$ 85.961	\$ 91.118
TRM Euro	4378,91		VPN 10 años	\$20.555		P.equ	4494,40429	1722,4135	meses		
TRM usd	4388,2		TIR 10 años	14,3%			\$ 710.878	59239,821			
Inversion								\$ 6,368	años		

Los valores obtenidos para la TIR y el VPN corresponden a 14,3% y 20555 US\$ respectivamente y se obtuvo un payback de 6,4 años

En la Figura 15 se evidencia el flujo de caja para los años correspondientes hasta el 2033

Figura 15

Flujo de caja para el ORC a 10 años.



6.2. DAWT

Por medio de una hoja de cálculo en Excel se determinó la TIR, VPN y el payback para el DAWT, realizando un flujo de caja como se observa en la tabla 8. De la evaluación económica anterior se obtuvo un VPN, TIR y el payback de 18498 US\$, 123% y 1 año respectivamente. En la figura 16 se observa como rápidamente se recupera la inversión y se obtiene un flujo constante de rentabilidad.

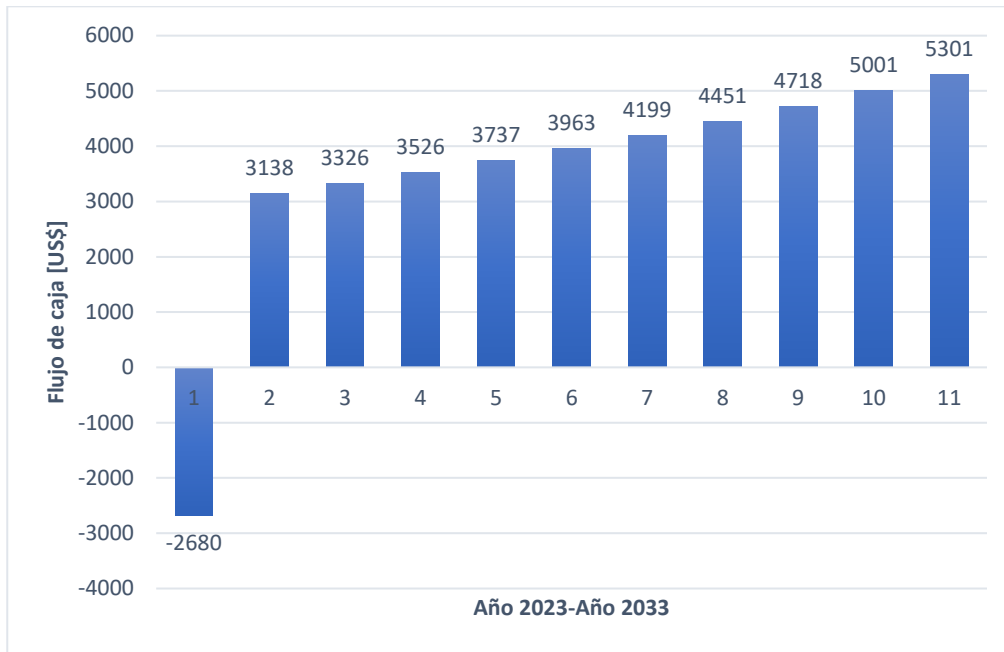
Tabla 8

Flujo de caja para DAWT a 10 años.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Beneficios											
Ingreso ahorro de electricidad		\$ 3.192	\$ 3.383	\$ 3.586	\$ 3.801	\$ 4.029	\$ 4.271	\$ 4.527	\$ 4.799	\$ 5.087	\$ 5.392
		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total	\$ -	\$ 3.192	\$ 3.383	\$ 3.586	\$ 3.801	\$ 4.029	\$ 4.271	\$ 4.527	\$ 4.799	\$ 5.087	\$ 5.392
Costos OPEX											
Directos, Variables y Fijos	\$ -	\$ 27	\$ 28	\$ 30	\$ 32	\$ 34	\$ 36	\$ 38	\$ 40	\$ 43	\$ 45
Mantenimientos, 1%	\$ -	\$ 27	\$ 28	\$ 30	\$ 32	\$ 34	\$ 36	\$ 38	\$ 40	\$ 43	\$ 45
Total	\$ -	\$ 54	\$ 57	\$ 60	\$ 64	\$ 68	\$ 72	\$ 76	\$ 81	\$ 85	\$ 91
EBITDA		\$ 3.138	\$ 3.326	\$ 3.526	\$ 3.737	\$ 3.962	\$ 4.199	\$ 4.451	\$ 4.718	\$ 5.001	\$ 5.301
Depreciación	\$ -	\$ 134	\$ 134	\$ 134	\$ 134	\$ 134	\$ 134	\$ 134	\$ 134	\$ 134	\$ 134
EBIT		\$ 3.004	\$ 3.192	\$ 3.392	\$ 3.603	\$ 3.828	\$ 4.065	\$ 4.317	\$ 4.584	\$ 4.867	\$ 5.167
Impuesto de renta, 33%	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo operacional	\$ -	\$ 3.138	\$ 3.326	\$ 3.526	\$ 3.737	\$ 3.962	\$ 4.199	\$ 4.451	\$ 4.718	\$ 5.001	\$ 5.301
Inversiones	\$ 2.680	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo de caja	(\$ 2.680)	\$ 3.138	\$ 3.326	\$ 3.526	\$ 3.737	\$ 3.962	\$ 4.199	\$ 4.451	\$ 4.718	\$ 5.001	\$ 5.301
TRM Euro	4378,91		VPN 10 añ	\$18.498		P.equ	261,492	29604,0514	meses		
TRM usd	4388,2		TIR 10 añc	123,0%			\$41.360	3446,67245			
Inversion								\$ 0,854	años		

Figura 16

Flujo de caja para el DAWT a 10 años.



La Tabla 9 resume los indicadores financieros obtenidos para el sistema ORC y la turbina de ducto DAWT, diseñados para el aprovechamiento energético de gases de combustión. Según esta tabla, los indicadores sugieren que la turbina DAWT corresponde a la opción con mayor beneficio financiero para un proyecto de inversión en aprovechamiento energético de gases de chimenea. Por otra parte, a nivel ambiental, el ciclo ORC corresponde al sistema con mayor viabilidad técnica por su valor de aprovechamiento (55 kWh), comparado con la turbina DAWT (3 kWh).

Tabla 9

Resumen de resultados obtenidos en la evaluación financiera.

	ORC	DAWT
VPN [US\$]	20555	18498
TIR	14,3%	123%
Inversión [US\$]	343443	2680

Continuación Tabla 9

	ORC	DAWT
Opex		
Payback [años]	6,37	0,854
Relación flujo gas de chimenea-potencia obtenida (kg/h)/kW	431,4	7943
T salida de los gases de chimenea	320	320
VPN/potencia	372,17	6166

7. Conclusiones.

Los rendimientos para el sistema ORC de aprovechamiento energético de los gases de combustión, fueron definidos por medio de una simulación en Aspen HYSYS, de acuerdo con esta simulación el fluido más conveniente dentro de los considerados fue isopentano/ciclohexano reportando una generación de potencia de 55,24 kW/h. Así mismo los equipos que integran el ORC fueron diseñados utilizando ecuaciones de balance, normatividades y heurísticas de diseño, según estos diseños los intercambiadores de calor tienen un área de transferencia de calor de 4,021 m², 1,2 m² y 28,58 m², para la bomba se obtuvo una capacidad de caudal de 1,5 m³/h.

El diseño de la turbina de ducto DAWT fue realizada con las ecuaciones de balance de energía mecánica, de continuidad y considerando heurísticas reportadas en la literatura, según los resultados la turbina tiene un diámetro de entrada de 1m, un diámetro en la sección de la hélice de 0,7 m, y una temperatura de salida de los gases de chimenea de 320 °C y genera una potencia de 3 kW/h.

La evaluación económica de las alternativas para aprovechamiento de calor residual de gases de chimenea (ORC y DAWT) en un flujo de caja de 10 años, la alternativa que reporta los mejores indicadores económicos corresponde a la DAWT con un VPN de 18498, una TIR de 123% y un *payback* de 1 año.

8. Recomendaciones.

La implementación de técnicas como la mencionada en las industrias actuales, que permiten aprovechar en gran medida el calor residual liberado, presenta numerosos beneficios para el desarrollo sostenible. Por un lado, su función principal consiste en convertir estas cantidades de energía en potencia utilizable para el autoabastecimiento. Por otro lado, también se traduce en una disminución significativa de la temperatura del calor emitido por los gases chimenea al ambiente, por esto el ORC es un atractivo el cual con inversión gubernamental a través de bonos reducción huella de carbono u otro apoyo económico podría mejorar su factibilidad.

Referencias Bibliográficas

- Al-Sulaiman, F. A., & Al-Ajlan, S. A. (2015). A comprehensive review on energy performance optimization of combined heat and power (CHP) systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 719-733.
- Angrisani, G., Roselli, C., & Sasso, M. (2016). Techno-economic analysis of advanced combined cycles with low-NO_x combustors for small-scale power generation. *Applied Energy*, 162, 1154-1167.
- Astolfi, M., et al. (2018). Organic Rankine Cycle: Efficiency improvement and economic evaluation of various plant configurations. *Energy*, 150, 692-709.
- Avila, M., & Miguel, P. (n.d.). Universidad Central Del Ecuador Facultad De Ingeniería Química Carrera De Ingeniería Química Simulación Dinámica De Un Proceso De Recuperación De Calor Con Una Turbina De Ciclo Rankine Orgánico Trabajo De Grado Para La Obtención Del Título De Ingeniero Químico. Retrieved September 30, 2023, from <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/4586/1/T-UCE-0017-125.pdf>
- Briceño Guerrero, M. A. (2016). Vista de Planta demostrativa de coquización con utilización de la energía de los gases y mínima contaminación. *Medio Ambiente*. <https://doi.org/10.22463/0122820X.542>
- Bridgwater, A. V., & Toft, A. J. (2002). A techno-economic comparison of power production by biomass fast pyrolysis with gasification and combustion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6(3), 181-248.
- Cavazzini, G., et al. (2014). Techno-economic analysis of an integrated gasification combined cycle (IGCC) power plant with CO₂ capture. *Energy*, 68, 39-53.

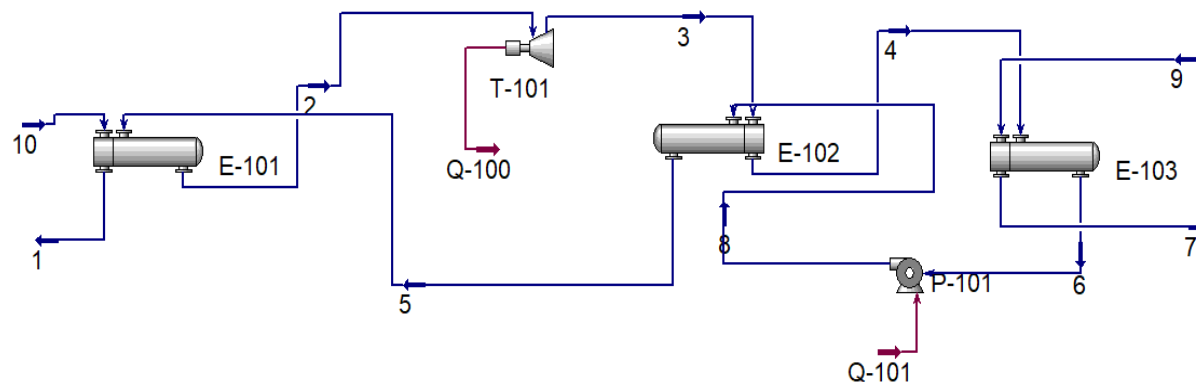
- DÓLAR-COLOMBIA. (2023). TRM vigente el Domingo 4 de Junio del 2023. <https://www.dolar-colombia.com/2023-06-04>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons.
- EJ Bowman. (2023). Intercambiadores de Calor de Acero Inoxidable. <https://ej-bowman.com/es/productos/intercambiadores-de-calor-de-acero-inoxidable/>
- ENEL. (Enero de 2022). Tarifas de energía eléctrica (\$/kWh) reguladas por la comisión de regulación de energías y gas (GREG). <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espa%20C3%B1ol/personas/1-17-1/2022/tarifario-enero-2022.pdf>
- Farzaneh-Gord, M., et al. (2018). A techno-economic analysis of decentralized biomass gasification power plants considering uncertainty in the feedstock price. *Energy Conversion and Management*, 171, 193-209.
- Fenalcarbón. (2022, September). Federación Nacional de Productores de Carbón.
- Galán, A. C. (2020). Análisis de Ciclos de Rankine Orgánicos [Universidad de Sevilla]. <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/92892/fichero/TFG2892+CERRADA+GALÁN%20C+ALBERTO.pdf>
- Industry ARC. (2021). Diffuser Augmented Wind Turbine (DAWT) Market – Forecast (2023 - 2028). Analytics Research Consulting.
- Li, T., Meng, N., Liu, J., Zhu, J., & Kong, X. (2019). Thermodynamic and economic evaluation of the organic Rankine cycle (ORC) and two-stage series organic Rankine cycle (TSORC) for flue gas heat recovery. *Energy Conversion and Management*, 183, 816-829. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.12.094>

- Liu, B., et al. (2017). Techno-economic analysis of a micro organic Rankine cycle system using low-temperature geothermal heat source. *Applied Energy*, 202, 772-785.
- Mann, H. S., & Singh, P. K. (2018). Effect of number of blades in ducted turbine system on kinetic energy extraction from chimney flue gases – benchmarking with wind energy system. *Journal of Mechanical Science and Technology*, 32(11), 5443–5455. <https://doi.org/10.1007/s12206-018-1042-7>
- Masukume, P.-M., Makaka, G., & Tinarwo, D. (2014). Technoeconomic Analysis of Ducted Wind Turbines and Their Slow Acceptance on the Market. *Journal of Renewable Energy*, 2014, 1-5. <https://doi.org/10.1155/2014/951379>
- Miguel, M. A. P. (s. f.). SIMULACIÓN DINÁMICA DE UN PROCESO DE RECUPERACIÓN DE CALOR CON UNA TURBINA DE CICLO RANKINE ORGÁNICO.
- Ojeda Montealegre, C. I. (2003). Estudio de cogeneración a partir del calor residual del proceso de producción del coque metalúrgico [Universidad de los Andes]. <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/9721/u239727.pdf>
- Pereira, J. S., Ribeiro, J. B., Mendes, R., Vaz, G. C., & André, J. C. (2018). ORC based micro-cogeneration systems for residential application – A state of the art review and current challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92, 728–743. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.039>
- Poláková, J., et al. (2019). Economic analysis of organic Rankine cycle power plants. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 323, 012020.
- Quoilin, S., & Lemort, V. (2016). Technological and economical survey of organic Rankine cycle systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 960-981.
- Rank. (2019, June). Tecnología Rank- Como funciona un ORC. ORC.

- Suheel, S. Z., & Fazlizan, A. (2021). Workability of a new kinetic energy recovery system proven mathematically. 020258. <https://doi.org/10.1063/5.0044537>
- Sun, W., Yue, X., & Wang, Y. (2017). Exergy efficiency analysis of ORC (Organic Rankine Cycle) and ORC-based combined cycles driven by low-temperature waste heat. *Energy Conversion and Management*, 135, 63–73. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.12.042>
- Tchanche, B. F., et al. (2011). A review of thermodynamic cycles and working fluids for the conversion of low-grade heat. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 3112-3121.
- Towler, G. P., & Sinnott, R. K. (2022). *Chemical engineering design: Principles, practice and economics of plant and process design* (Third edition). Butterworth-Heinemann.
- Wang, X., Yang, Y., Liu, Z., Zhao, L., & Xie, H. (2019). A review of working fluid and expander selections for organic Rankine cycle (ORC)-based energy recovery systems from low-grade waste heat sources. *Applied Energy*, 238, 521-539.
- Yunus A. Cengel., Michael A. Boles, 2009, *Termodinámica*, McGraw-Hill.

Apéndices

Apéndice A. Diagrama PFD



Corrientes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T (°C)	244	180	147	125,5	60	38,69	106	40	20	320
P (kPa)	66,5	776,2	135	125	790	120	125	795	130	101
F (kg/h)	23830	3341	3341	3341	3341	3341	4000	3341	4000	23830
Composiciones										
CO2	0,217	0	0	0	0	0	0	0	0	0,217
N2	0,7067	0	0	0	0	0	0	0	0	0,7067
O2	0,0763	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0763
Ciclohexano	0	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0	0,21	0	0
Isopentano	0	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0	0,79	0	0
Agua	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0

Apéndice B. Fichas técnicas de los equipos

Intercambiador de calor, tubo en U con rehervidor de agua, E-101 (tipo AKU).	
Función: Intercambio de calor	
Operación: Continua	
Tipo: Horizontal Duty: 1869000 kJ/h Cantidad: 1 unidad.	
Lado del tubo Fluido manejado: Gas chimenea Caudal: 27,1 m ³ /h Presión: 13,8 kPa Temperatura: 75,2°C	Tubos: 19,05 mm diámetro 50 Tubes each 2 pasos Material del tubo: acero inoxidable 316
Lado de la carcasa Fluido manejado: isopentano/ciclohexano Caudal: 5,1 m ³ /h Presión: 34,5 kPa Temperatura: 120 °C	Carcasa: 177 mm diámetro 1 pasos Material de la carcasa, acero inoxidable 316

Intercambiador de calor de cabezal flotante interno, E-102 (tipo AES).	
Función: Intercambio de calor	
Operación: Continua	
Tipo: Horizontal Duty: 149800 kJ/h Cantidad: 1 unidad.	
Lado del tubo Fluido manejado: isopentano/ciclohexano Caudal: 5,103 m ³ /h Presión: 10 kPa Temperatura: 10 °C	Tubos: 19,05 mm diámetro 26 Tubes each 2 pasos Material del tubo: acero inoxidable 316
Lado de la carcasa Fluido manejado: isopentano/ciclohexano Caudal: 5,102 m ³ /h Presión: 5 kPa Temperatura: 20 °C	Carcasa: 127 mm diámetro 1 pasos Material de la carcasa: acero inoxidable 316

Intercambiador de calor de cabezal flotante interno E-103 (tipo AFS).	
Función: Intercambio de calor.	
Operación: Continua.	
Tipo: Horizontal Duty: 1675000 kJ/h Cantidad: 1 unidad.	
Lado del tubo: Fluido manejado: agua Caudal: 4 m ³ /h Presión: 5 kPa Temperatura: 85,9 °C	Tubos: 19,05 mm diámetro 186 Tubes each 2 pasos Material del tubo: acero inoxidable 316
Lado de la carcasa: Fluido manejado: isopentano/ciclohexano Caudal: 5,102 m ³ /h Presión: 5 kPa Temperatura: 86,8 °C	Carcasa: 411 mm diámetro 2 pasos Material de la carcasa: acero inoxidable 316

Turbina con generador eléctrico integrado.	
Función: Generación de potencia y transformación de energía eléctrica.	
Operación: Continua	
Tipo: NO.07-1.27 Cantidad: 1 unidad.	
Flujo: 0,45 t/h	Dimensiones LxWxH (mm): 560x251x652
Capacidad: 50-70 kW	Presión: 1,27 MPa

Bombas centrífugas.	
Función: Aumenta la velocidad de los fluidos para poderlos desplazar de posición.	
Operación: Continua	
Tipo: Bombas centrífugas, modelo 40AZX10-40 Cantidad: 4 unidades.	
Flujo: 2.8 m ³ /h	Velocidad: 2900 rpm
Potencia: 4 kW	Head: 40 m

Torre de enfriamiento.	
Función: Sistema de transferencia de calor hacia un fluido.	
Operación: Continua	
Tipo: Torre de enfriamiento, modelo: TBL-8T	
Cantidad: 1 unidad.	
Flujo: 6,23 m ³ /h	Flujo de aire: 70 CMM
Dimensiones: Alto x diámetro 1380 mm x 945 mm	Potencia del motor: 0,18 kW

Apéndice C. Imágenes obtenidas del diseño del ORC realizado en SketchUP

