

**DISEÑO Y EVALUACIÓN DE UN SISTEMA CO-FIRING BIOMASA - BIOGAS EN
UNA PLANTA EXTRACTORA DE ACEITE DE PALMA**

**FRANCISCO HELÍ ALBARRACÍN BECERRA
JUAN PABLO MÉNDEZ RANGEL**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
BUCARAMANGA**

2019

**DISEÑO Y EVALUACIÓN DE UN SISTEMA CO-FIRING BIOMASA BIOGAS EN
UNA PLANTA EXTRACTORA DE ACEITE DE PALMA**

**FRANCISCO HELÍ ALBARRACÍN BECERRA
JUAN PABLO MÉNDEZ RANGEL**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO EN ENERGÍA**

Director: Ph.D LEONARDO ESTEBAN PACHECO SANDOVAL

Co-Director: M.Sc CARLOS ALIRIO DÍAZ GONZÁLEZ

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
PROGRAMA DE INGENIERÍA EN ENERGÍA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
BUCARAMANGA**

2019

Nota de aceptación

Evaluador

Evaluador

Bucaramanga, Santander (05, Junio, 2019)

“Nuestros éxitos y nuestros fracasos son inescindibles entre sí, igual que la materia y la energía. Si se los separa, el hombre muere”

Nikola Tesla

Dedicado a mi familia.

Francisco H. Albarracín.

Dedicado a mi familia, quienes me han apoyado en este proceso.

Juan P. Méndez.

AGRADECIMIENTOS

Primero que todo agradecer a Dios y a la virgen por darnos la vida y hacernos llegar hasta este punto. Al director de proyecto Leonardo Esteban Pacheco por hacer parte de este proceso de formación, Nuestro codirector Carlos A. Díaz por brindarnos esta propuesta y apoyarnos en el desarrollo, quienes desde un principio creyeron en nuestro proyecto y se abarcaron en esta travesía brindando herramientas y consejos para culminar este proyecto.

A todos los profesores, que se vincularon directa o indirectamente en nuestra formación como profesionales en Ingeniería en energía, quienes nos instruyeron para ser profesionales integrales en este mundo. A Phina Biosoluciones por su disposición para trabajar con nosotros, abrírnos amablemente las puertas de su empresa y brindarnos información para desarrollar esta idea. A nuestros amigos y compañeros que recorrieron este camino de formación a los que nos apoyaron, compartieron con nosotros y los que nos brindaron los mejores recuerdos de esta etapa.

Yo **Juan Pablo Méndez** expreso mis agradecimientos a mis padres Carmen Rangel y Juan Méndez, porque siempre estuvieron ahí y me apoyaron en todas las decisiones que he tomado en esta vida, ellos son mi gran tesoro. Mis primos porque siempre están pendientes de mí especialmente Rafael Rivera, Andrea Rivera y Giselle Álvarez quienes siempre han buscado mi felicidad. A mis tías quienes han sido como una segunda madre y que son felices por mis triunfos. A mi compañero Francisco H. Albarracín por acompañarme en esta travesía por pasar alegría, estrés y sobre todo por alcanzado el desarrollo de este proyecto. A mis amigos que se han vinculado en este proceso de formación profesional y estar conmigo en los momentos en que he sentido solo.

Yo **Francisco Albarracín** agradezco a mis padres Ana De Dios Becerra y Antonio M. Albarracín por ese apoyo incondicional, a mis hermanos que siempre han estado ahí cuando los he necesitado, a mis amigos y personas allegadas que de una u otra manera se han vinculado en este proceso de formación tanto profesional como personal. También a mi compañero de grado por compartir este logro como profesional, además de su amistad y apoyo para cumplir con las metas propuestas.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. MARCO REFERENCIAL	17
1.1. Planta extractora de aceite	17
1.1.1. Procesos que demandan producción de vapor	17
1.1.2. Productos	18
1.1.3. Subproductos	19
1.2. Aprovechamiento de subproductos	20
1.2.1. POME	21
1.3. Generación de Biogás	22
1.3.1. Digestión anaerobia.....	22
1.3.2. Limpieza del Biogás	24
1.4. Generación de vapor	26
1.4.1. Calderas	27
1.4.2. Calderas de biomasa.....	27
1.4.3. Cogeneración	28
1.5. Generación de vapor sistema Co-firing	29
1.5.1. Tipos de Co-firing	29
1.6. Marco regulatorio.....	30
1.6.1. Resolución 909 de 2008.....	30
1.7. Estado del arte	31
2. OBJETIVOS.....	36
2.1. Objetivo General.....	36
2.2. Objetivos Específicos	36
3. METODOLOGÍA.....	37
3.1. Fase 1: Estudio actual del sistema de generación	37
3.2. Fase 2: Diseño de sistema Co-firing.....	37
3.3. Fase 3: Evaluación del desempeño de la caldera en Aspen Plus	37
3.4. Fase 4: Estudio financiero	38
4. SISTEMA CO-FIRING	39
4.1. Diseño del sistema co-firing.....	40
4.1.1. Sistema de captación de biogás.....	40

4.1.2.	Sistema de depuración de H ₂ S.....	41
4.1.3.	Sistema de depuración de sedimentos y condensados.....	45
4.1.4.	Diseño de tubería de transporte de biogás.....	46
4.1.5.	Sistema de impulsión de biogás.....	47
4.1.6.	Regulación de red de transporte de biogás.....	49
4.2.	Diseño de configuración del sistema de combustión co-firing biomasa-biogás e inyección del combustible.....	49
4.3.	Evaluación del desempeño de la caldera en aspen plus.....	51
4.3.1.	Generación de vapor en la planta extractora.....	51
4.3.2.	Características de la fibra de palma.....	52
4.3.3.	Características del biogás.....	53
4.3.4.	Suministros de aire.....	53
4.3.5.	Humedad del aire en el medio.....	54
4.3.6.	Condiciones de operación.....	55
4.3.7.	Simulación de la caldera en régimen convencional de generación ..	56
4.3.8.	Indicadores sistema convencional de generación.....	59
4.3.9.	Cálculo del poder calorífico de los combustibles.....	59
4.3.10.	Cálculo de equivalencia de combustibles.....	60
4.3.11.	Simulación de la caldera en régimen Co-firing de generación.....	60
4.3.12.	Evaluaciones del sistema de Co-firing.....	62
4.3.13.	Cálculo de análisis isocinéticos.....	64
4.4.	Análisis económico del sistema co-firing.....	65
4.4.1.	Cotización de los elementos a tener en cuenta en el sistema Co-firing	65
4.4.2.	Criterios de evaluación financiera.....	67
4.4.3.	Evaluación para posibles ahorros.....	67
4.4.4.	Evaluación económica del Sistema Co-firing.....	68
5.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	70
5.1.	Sistema depuración H ₂ S.....	70
5.1.1.	Biofiltro percolador.....	70
5.2.	Sistema de depuración de sedimentos y condensados.....	73
5.3.	Diseño de tubería de transporte de biogás.....	74
5.4.	Sistema de impulsión del biogás.....	74
5.5.	Elementos de red de transporte de biogás.....	76
5.6.	Evaluación del desempeño de la caldera en aspen plus.....	77
5.6.1.	Caldera en régimen convencional.....	77
5.6.2.	Caldera en régimen Co-firing.....	78
5.6.3.	Sistemas cofiring con los mejores desempeños.....	88
5.7.	Evaluación económica.....	90

5.7.1. Caso 1	90
5.7.2. Caso 2	91
6. CONCLUSIONES.....	92
7. RECOMENDACIONES.....	94
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	95
ANEXOS.....	98

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Poder calorífico aproximado de biomasa.	20
Tabla 2: Parámetros fisicoquímicos permisibles en la Extracción de aceite de palma.	22
Tabla 3: Composición aproximada del biogás.	24
Tabla 4: Tipos de reactores biológicos para la eliminación de gases contaminantes.	25
Tabla 5: Artículo 18 resolución 909 de 2008. Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa existentes que utilicen biomasa como combustible.	31
Tabla 6: Artículo 18 resolución 909 de 2008. Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa nuevos que utilicen biomasa como combustible.	31
Tabla 7: Parámetros de diseño de Biofiltro a implementar	41
Tabla 8: Propiedades del fluido en sistema de calentamiento del biofiltro	42
Tabla 9: Características del sistema de regulación.....	43
Tabla 10 Parámetros para la selección de tubería.....	46
Tabla 11: Parámetros para dimensionamiento de Soplador	48
Tabla 12: Composición de la fibra y condiciones de entrada a la caldera.	52
Tabla 13: Composición del biogás y condiciones de entrada a la caldera.....	53
Tabla 14: Condiciones de los suministros de aire a la caldera	54
Tabla 15: Condiciones del medio.....	54
Tabla 16: Condiciones de operación de la caldera	55
Tabla 17: indicadores energéticos ambientales de evaluación en la caldera estudiada (isocinéticos)	59
Tabla 18: Comparación de poderes caloríficos.....	60
Tabla 19: Escenarios evaluados para el sistema en régimen Co-firing	62
Tabla 20: indicadores para isocinéticos según regulación 909 de 2008	63
Tabla 21: Costos asociados a equipos.	65
Tabla 22: Costos asociados con mantenimiento del sistema Co-firing.....	66
Tabla 23: Costos de operación	66
Tabla 24: Criterios financieros	67
Tabla 25: Nomenclatura de variables relacionadas con el análisis económico	69
Tabla 26: Dimensiones de Biofiltro H ₂ S	71
Tabla 27: Dimensiones de sistema de calentamiento.....	71
Tabla 28: Tubería de recirculación.....	71
Tabla 29: Pérdidas de carga en tubería de recirculación.....	72
Tabla 30: Parámetros de selección de la bomba de recirculación	72

Tabla 31: Resultados de las pérdidas en tubería.....	74
Tabla 32: Elementos presentes en red de transporte de Biogás.	76
Tabla 33: Comparación de indicadores entre el caso simulado y los de la planta extractora.....	78
Tabla 34: Equivalencia energética de la fibra y el biogás de la planta extractora. .	79
Tabla 35: Comparación de los escenarios en los que realizan equivalencia energética.....	84
Tabla 36: Comparación de los escenarios inyectando 100% biogás y 100% biomasa.	86
Tabla 37: Comparación de los escenarios inyectando 100% biogás y 90% de fibra.	87
Tabla 38: Resultado de las mejores condiciones según cada condición evaluada	89
Tabla 39: Costos de sistema Co-firing.....	90
Tabla 40: Resultados para el caso 1.....	90
Tabla 41: Resultados monetarios caso 1	90
Tabla 42: Resultados para caso 2	91
Tabla 43: Resultados monetarios caso 2.....	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Procesos asociados a la extracción de aceite de palma.....	17
Figura 2: Masa de frutos dentro del digestor.	18
Figura 3: Generación de productos y subproductos de la palma de aceite.	19
Figura 4: Esquema de aprovechamiento de subproductos.....	21
Figura 5: Esquema de una laguna anaerobia.	23
Figura 6: Tecnologías Biológicas. (a) Biolavador (b) Biofiltro (c) Biofiltro de Ecurrimiento.	25
Figura 7: Producción de vapor en plantas extractoras de aceite.	26
Figura 8: Esquema de una caldera de tipo parrilla.....	28
Figura 9: Ciclo de básico de potencia Rankine (a) Diagrama ciclo de potencia básico, (b) Diagrama termodinámico del ciclo Rankine.....	29
Figura 10: Tipos de Co-firing aplicado para Biomasa-Biogás	30
Figura 11: Distribución en planta de la Extractora de aceite estudiada	39
Figura 12: Diagrama esquemático captación del biogás	40
Figura 13: Principio de funcionamiento Biofiltro de Ecurrimiento	44
Figura 14: Esquema de Biofiltro de Ecurrimiento para Biogás. (a) Esquema general (b) Esquema con sistema de calentamiento	45
Figura 15: Gráfica que relaciona la caída de presión en la trampa de sedimentos y Condensados.....	48
Figura 16: Diseños propuesto sistema co-firing.....	50
Figura 17: Esquema PID de la generadora de vapor de la planta estudiada.....	51
Figura 18: Esquema PID del esquema de combustión	56
Figura 19: Esquema de simulación de la caldera en régimen convencional.....	58
Figura 20: Esquema de simulación de la caldera en régimen Co-firing.....	61
Figura 21: Esquema del Diseño del Biofiltro	70
Figura 22: Selección de bomba de recirculación. (a) Diagrama de curvas de la bomba (b) imagen de bomba seleccionada	72
Figura 23: Trampa para sedimentos y condensados seleccionada	73
Figura 24: Especificaciones de la trampa seleccionada	73
Figura 25: Curvas que relaciona presión y caudal para selección de soplador	75
Figura 26: Parámetros de Caudal y potencia (motor) del soplador seleccionado..	75
Figura 27: Resultados isocinéticos del sistema Co-firing remplazando fibra por biogás por medio de equivalencia energética.....	79
Figura 28: Resultados isocinéticos del sistema Co-firing inyectando biogás a la combustión.....	80

Figura 29: Resultados isocinéticos del sistema co-firing retirando fibra a la combustión e inyectado todo el biogás producido.81

Figura 30: Comparación de los puntos con mayor desempeño de los escenarios manteniendo condiciones de operación del caso base.....82

Figura 31: Comparación de los puntos con mayor desempeño de los escenarios variando condiciones de operación del caso base.....88

LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Distribución en planta de extractora estudiada.....	98
Anexo B: Esquema general de la caldera en la planta estudiada.....	102
Anexo C : Costos detallados de elementos para sistema cofiring	103
Anexo D: Planos del diseño del sistema cofiring	105
Anexo E: Código de EES para el cálculo de la equivalencia energética.....	111
Anexo F: Concentración CO ₂ y CO generado por los sistemas de co-firing con mayor desempeño manteniendo condiciones de operación del caso base	112
Anexo G: Análisis isocinéticos del escenario 4 y 5 (reemplazar 16,49% de fibra por el biogás variando suministros de aire)	113
Anexo H: Análisis isocinéticos del escenario 6 y 7 (inyectando el 100% del biogás y el 100% de fibra variando suministros de aire)	114
Anexo I: Análisis isocinéticos del escenario 8 y 9 (inyectado todo el biogás e ingresando 90% de fibra).....	115
Anexo J: Concentración CO ₂ y CO generado por los sistemas de co-firing con mayor desempeño variando condiciones de operación del caso base.	116
Anexo K: Código de EES para el cálculo de los estudios isocinéticos.....	117
Anexo L: GLOSARIO	120

RESUMEN

Debido a problemas relacionados con emisiones a causa de la generación de vapor en las plantas extractoras de aceite de palma en Colombia, La implementación de este trabajo de grado tiene el fin de disminuir estas emisiones relacionadas con los isocinéticos y a su vez mejorar el sistema de combustión. Para ello se propone un diseño de un sistema Co-firing al integrar el biogás producido a partir del tratamiento del POME y la biomasa generada como subproducto que involucra fibra. El sistema involucra sistema de transporte del biogás, depuración de H₂S, impulsión e inyección del biogás a la caldera. Para la evaluación de dicho sistema se hace uso del Software Aspen Plus, donde se simulan los dos regímenes de generación y se hace la respectiva comparación de los resultados obtenidos para así determinar cuál de los dos tiene mejor desempeño ambiental y cumpliendo con los requerimientos energéticos, también se analiza el aspecto económico del proyecto, Analizando la viabilidad del mismo, tomando en cuenta criterios como inversión, mantenimiento y operación del sistema.

Palabras clave: Co-firing de biomasa – biogás, Red de transporte, Generación de vapor.

ABSTRACT

Due to emission related problems caused by the generation of steam in the palm oil extracting plants in Colombia, the implementation of this degree work is aimed at reducing these emissions related to isokinetics and in turn Improve the combustion system. This proposes a design of a Co-firing system to integrate the biogas produced from the treatment of POME and biomass generated as a byproduct that involves fiber and husk. The system involves biogas transport system, H₂S depuration, drive and biogas injection to the boiler. For the evaluation of this system is made use of the Aspen Plus Software, which simulates the two generation regimes and makes the respective comparison of the results obtained to determine which of the two has better environmental performance and complying with the Energy requirements, we also analyze the economic aspect of the project, analyzing the viability of it, taking into account criteria such as investment, maintenance and operation of the system.

KEY WORDS: Co-firing biomass – biogas, transport network, steam generation.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad las plantas extractoras de aceite de palma han sido una de las industrias más consolidada en el mercado colombiano, la cual provee diversos productos a nivel nacional y de exportación. La materia prima de estas industrias son los frutos de la palma que por medio de procesos físicos se extrae diferentes productos de comercialización como lo es el aceite crudo de alta calidad y el aceite de palmiste.

La producción de estos productos involucra la generación de subproductos tales como la fibra, RFV, torta de palmiste, cuesco, POME (en la que se puede generar biogás). Algunas de las características importantes de estos subproductos es que poseen gran valor energético, el cual puede ser aprovechado como combustible para las calderas por medio de combustión directa para la generación de vapor, ya sea para uso en los procesos o con el fin de producir energía eléctrica.

El principal problema en la producción de vapor de estas industrias se encuentra en las emisiones estudiadas en los análisis isocinéticos y las cuales aplican para las plantas extractoras según la resolución 909 del 2008, la cual obliga a las plantas mejorar en este ámbito, estableciendo un margen permisible de producción de emisiones. Basado en los requerimientos de estas industrias para cumplir esta resolución, se plantea diseñar y evaluar un sistema Co-firing biomasa - biogás para generación de vapor en donde se busca mejorar el desempeño del sistema de combustión, reduciendo las emisiones contaminantes al medio ambiente y aprovechar los subproductos que se pueden obtener en estas industrias.

Para llevar a cabo el proyecto se deben analizar diferentes aspectos, entre ellos el manejo del biogás; que involucra sistema de depuración de H_2S , sistema de impulsión, y la red de conducción del combustible desde el biodigestor hasta la caldera. Otro aspecto importante es la configuración del sistema de combustión, considerando la inyección del biogás y la mezcla del mismo para su quema conjunta con la biomasa. Con soporte en simulaciones realizadas en Aspen Plus siguiendo condiciones normales de operación se analizan los resultados obtenidos y se detalla con respecto a los isocinéticos de cada una de las configuraciones tanto en régimen convencional como en régimen Co-firing, para determinar el desempeño entre los dos métodos de combustión para esta industria. Y por último se tiene en cuenta un análisis de viabilidad del este sistema desde la parte económica. El diseño de los planos del sistema se plantea en la herramienta SolidWorks.

Este proyecto incentiva a la implementación y aprovechamiento de las energías alternativas como lo es el biogás el cual es poco utilizado por las plantas extractoras en su tratamiento de POME, sino que por el contrario incurre en emisiones directamente a la atmosfera aportando gases efecto invernadero como lo es el metano presente en el mismo, el cual afecta directamente a la capa de ozono incluso en mayor proporción que el dióxido de carbono. También el aporte de nuevas tecnologías al sector palmero Colombiano con respecto a la generación de vapor y la reducción de emisiones, sobre todo una solución a las “nuevas” plantas que tienen restricciones mucho más rigurosas en isocinéticos por el motivo de la protección de medio ambiente de estos últimos años, ya que la combustión conjunta entre el biogás y la biomasa resultante del proceso reduce los índices de material particulado en chimenea.

1. MARCO REFERENCIAL.

1.1. PLANTA EXTRACTORA DE ACEITE

La planta extractora de aceite es la encargada de transformar los frutos de la palma en aceite crudo vegetal, por medio de varios procesos, como se muestra en la Figura 1.

Figura 1: Procesos asociados a la extracción de aceite de palma.



Fuente: Induagro

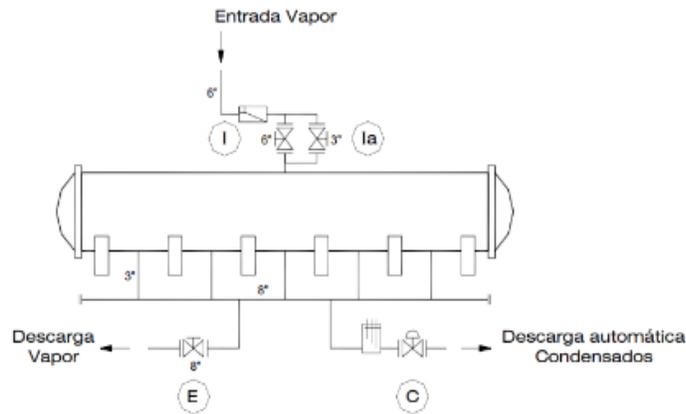
1.1.1. Procesos que demandan producción de vapor

La extracción de aceite de palma demanda la producción de vapor en algunos procesos, que son el principal foco de las condiciones de presión y temperatura en la generación de vapor.

Esterilización: Con la Esterilización se busca detener el proceso de acidificación y acelerar el proceso natural de desprendimiento de los frutos y facilitar la extracción del aceite ablandando los tejidos de la pulpa.

El proceso de Esterilización se efectúa en esterilizadores cilíndricos horizontales llamados también autoclaves, al cual se le hace una inyección de vapor; El consumo de vapor en la esterilización es de aproximadamente 180 [kg Vapor/ton] de racimos con tres 'picos' de expansión (incrementos de la presión y descargas súbitas posteriores). Se requieren temperaturas mayores a 120 [°C].

Figura 2: Autoclaves utilizada en la esterificación.



Fuente: Planta de extracción de aceite de palma: sistemas y procesos. [1]

Digestión: proceso en el cual la pulpa o mesocarpio es desprendida de la nuez y macerada para la extracción por prensado.

Este proceso se realiza en un digestor con un eje rotatorio central. Los frutos dentro del digestor deben alcanzar una temperatura de 90 a 95°C, con el fin de disminuir la viscosidad del líquido aceitoso y facilitar su evacuación durante el prensado.

Figura 2: Masa de frutos dentro del digestor.



Fuente: Planta de extracción de aceite de palma: sistemas y procesos. [1]

1.1.2. Productos

El fin de extracción de aceite de palma es producir aceite crudo y aceite de palmiste el cual puede ser procesado para diferentes aplicaciones.

Aceite crudo: Es un producto que se obtiene en el proceso de extracción de aceite de palma, el cual sirve como materia prima para para fabricar productos blandos, inodoros e incoloros. La calidad de este producto es estricta y se requiere que tenga principalmente las siguientes características: Baja acidez (Ácidos Grasos Libres – AGL), Baja humedad (0,19% es óptimo) e impurezas, Buena blanqueabilidad, Oxidación mínima, Bajo contenido de monoglicéridos y Diglicéridos y por último alto contenido de antioxidantes [1].

Aceite crudo de palmiste: A diferencia del aceite crudo que es extraído del mesocarpio, el aceite de palmiste se encuentra en el cuesco y sus propiedades con respecto al aceite crudo varían significativamente, ya que su composición en ácidos grasos es diferente. El aceite de palmiste puede mantenerse en estado semisólido en climas templados lo que facilita su separación líquido (oleína) – sólido (estearina). Estos productos son procesados para producir los grados RBD y NBD que son generalmente empleados en la industria alimenticia [2].

1.1.3. Subproductos

En la producción de aceite crudo se obtiene diversos subproductos en los procesos de transformación y extracción de aceite. En la Figura 3 se puede apreciar como es la generación de estos subproductos [3].

Figura 3: Generación de productos y subproductos de la palma de aceite.



Fuente: Generación y uso de biomasa en plantas de beneficio de palma de aceite en Colombia. [4]

Biomasa: Al igual que todas las plantas, la palma aceitera almacena parte de la energía producida en la fotosíntesis en forma de materia orgánica, se produce seis tipos de biomasa: troncos, hojas de la palma de aceite, tusas o raquis de los racimos de frutos vacíos, cuesco de la nuez de la palma de aceite, fibra del mesocarpio del fruto de la palma de aceite y efluentes de las plantas de extracción de aceite.

Parte de esta biomasa es empleada como combustible para la caldera, el caso de la fibra, cuesco, y raquis que poseen un buen poder calorífico.

Tabla 1: Poder calorífico aproximado de biomasa.

Poder Calorífico	Kcal/Kg
Fibra	4420
Cuesco	4950
Racimo vacío	3370

Fuente: ScienceDirect [4]

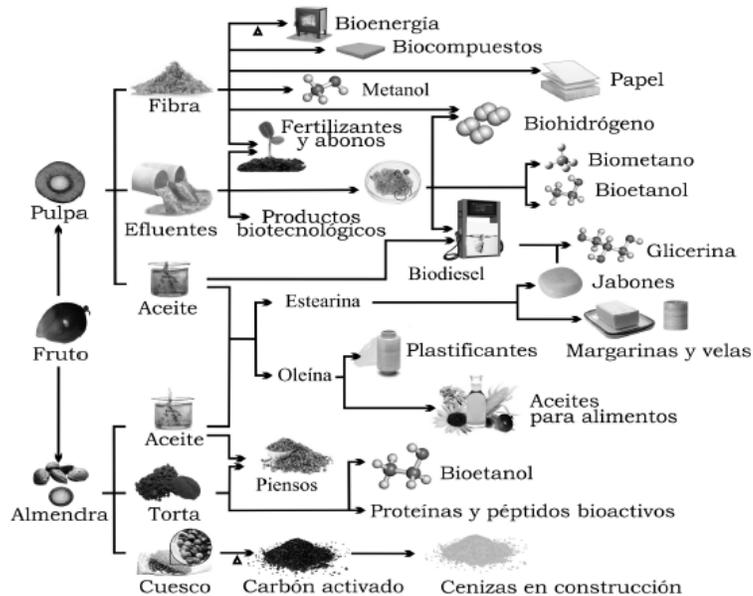
Fibra y Cuesco: La biomasa como la fibra y el cuesco se puede utilizar en la producción de bioenergía mediante sistemas de combustión directa, digestión anaeróbica o pirolisis en las calderas junto con los restos de la torta de palmiste, o en la generación de electricidad, logrando suplir las necesidades de la planta. Durante el proceso de pirolisis de biomasa, se producen cenizas que pueden ser aplicadas como aditivo del cemento, concreto u hormigón, mostrando resultados satisfactorios en pruebas de solidez, menor impacto ambiental y en el costo del producto [5].

1.2. APROVECHAMIENTO DE SUBPRODUCTOS

En el proceso de extracción de aceite de palma, además del producto principal, se generan una gran cantidad de subproductos como lo son: Las tusas vacías, el cuesco, fibra y los efluentes provenientes de los procesos (POME) [6].

Estos subproductos tienen gran valor, ya que pueden ser aprovechados energéticamente. La biomasa como el cuesco y la fibra debido a su alto poder calorífico generalmente es usada para la generación de vapor, las tusas vacías pueden darle un valor agregado como fertilizante, pulpa química o en la fabricación de papel o cartón, y por último el POME puede ser tratado para la generación de biogás y a su vez generar energía a partir de él. En la Figura 4 se puede observar algunos de los usos que se le pueden dar a los residuos de la producción de aceite [5].

Figura 4: Esquema de aprovechamiento de subproductos



Fuente: Potencial económico de la palma aceitera. [9]

1.2.1. POME

Los efluentes generados a partir cada uno de los procesos de extracción de aceite de palma son conocidos por su sigla en inglés como POME (Palm Oil Mill Efluente) [7]. Estas aguas residuales tienen un gran impacto ambiental, por lo tanto se hace necesario realizar el tratamiento de la misma para cumplir con la normativa según la resolución 631 de 2015 “Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones” [8].

En la *tabla 2* se muestran los parámetros fisicoquímicos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domésticas aplicadas a la extracción de aceites de origen vegetal.

Tabla 2: Parámetros fisicoquímicos permisibles en la Extracción de aceite de palma.

PARÁMETRO	UNIDADES	VALOR
PH	[Unidades de PH]	6 a 9
Demanda Química de oxígeno (DQO)	[mg/L O ₂]	1500
Demanda Bioquímica de oxígeno (DBO₅)	[mg/L O ₂]	600
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	[mg/L]	400
Sólidos Sedimentables (SSED)	[mg/L]	2
Grasas y Aceites	[mg/L]	20
Compuestos Semivolátiles Fenólicos	[mg/L]	Análisis y Reporte
Sustancias Activas al Azul de Metileno (SAAM)	[mg/L]	Análisis y Reporte

Fuente: ministerio de ambiente y desarrollo sostenible. [8]

Teniendo en cuenta estos parámetros se diseñan los biodigestores para el tratamiento de los efluentes; En las plantas extractoras generalmente se usan biodigestores anaerobios tipo lagunas carpadas, en el cual se genera biogás [9] y lodos que tienen gran valor como fertilizantes. [10]

1.3. GENERACIÓN DE BIOGÁS

La generación de biogás se da por medio de la digestión anaerobia, a partir del tratamiento del POME.

1.3.1. Digestión anaerobia

La digestión anaerobia es uno de los métodos más implementados en plantas extractoras de aceite de palma para el tratamiento de las aguas residuales generadas en el proceso de extracción (POME), Esta técnica se da por medio de la conversión microbiológica de la materia orgánica a metano en ausencia de oxígeno,

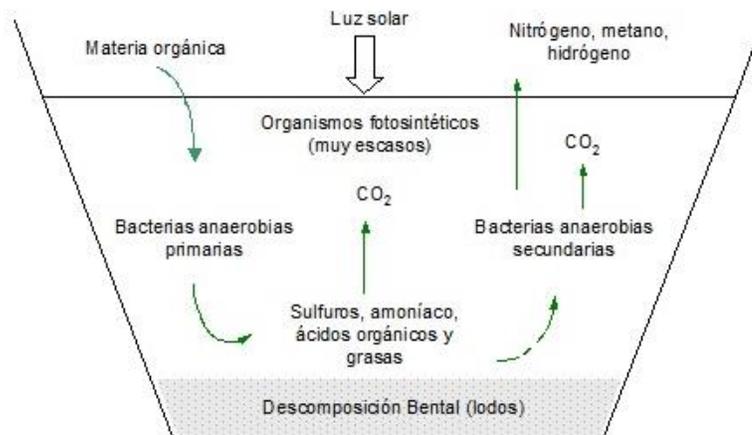
en donde las bacterias descomponen el carbono en material orgánico, este proceso produce una mezcla rica en metano y dióxido de carbono, la que es conocida como biogás.

La digestión requiere de 4 fases;

1. Hidrolisis: fase en la cual los polímeros grandes son degradados por enzimas.
2. Acidogénesis: fermentación acidogénica, ácidos grasos volátiles, CO_2 y H_2 .
3. Acetogénesis: se lleva a cabo la descomposición de ácidos volátiles en acetato e hidrogeno.
4. Metanogénesis: en esta fase final se produce CH_4 y CO_2 de carbono a partir del H_2 y el acetato.

Lo que da como resultados 3 productos; Biogás, Lodo, y líquidos fertilizantes. [11]

Figura 5: Esquema de una laguna anaerobia.



Fuente: Palmaceite [12]

La composición del biogás puede variar dependiendo del proceso de digestión anaerobia y las características de la materia orgánica. Compuesto principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2) y otros gases como monóxido de carbono (CO), nitrógeno (N_2), hidrógeno (H_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S) [13].

Tabla 3: Composición aproximada del biogás.

Compuesto		% Volumen
Metano	CH ₄	60-80
Dióxido de carbono	CO ₂	30-40
Hidrógeno	H ₂	0-1
Nitrógeno	N ₂	1-2
Monóxido de carbono	CO	0-1,5
Oxígeno	O ₂	0,1
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	0-1
Vapor de agua	H ₂ O	0.3

Fuente: UPME [14]

En las plantas extractoras el biogás producido no es aprovechado, ya que generalmente este es quemado en antorchas o arrojado directamente al ambiente lo que conlleva un aporte de efecto invernadero por parte del CH₄ (1 ton de CH₄ es equivalente a 25 ton CO₂ [15]).

1.3.2. Limpieza del Biogás

Cuando se quiere aprovechar el recurso de biogás es necesario removerle el sulfuro de hidrogeno H₂S ya que este al reaccionar con H₂O produce H₂SO₄, el cual es altamente corrosivo para los equipos.

Tecnologías para el tratamiento de gases

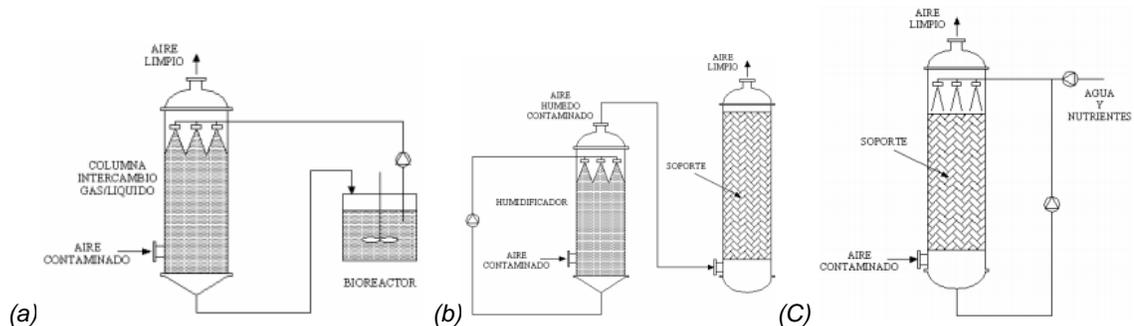
Se pueden dividir en físico-químicas y biológicas.

Fisicoquímicas: existen varios métodos agrupados en este tipo de tecnología, entre ellos tenemos; la incineración, la adsorción, la absorción, la condensación y procesos con membranas.

Biológicas: se trata de una tecnología para la remoción de gases contaminantes, generalmente aplicados a gases generados en tratamientos de aguas residuales. Los sistemas biológicos son considerados como tecnologías limpias [16]. Se pueden encontrar 3 tipos de tratamiento biológicos; biolavador, biofiltro y biofiltro de escurrimiento.

- **Biolavador:** Sistema que consta de dos etapas, en la primera el contaminante se absorbe en agua con una torre de aspersion o una columna de absorción, y en una segunda se trata la corriente líquida en un reactor de lodos activos. Estos sistemas son adecuados cuando el contaminante es altamente soluble en agua, dada la necesidad de la transferencia del contaminante de la fase gas a la líquida
- **Biofiltros:** filtro biológico con soporte orgánico que sirve para fijar la biomasa y actúa como fuente de nutrientes. Los contaminantes son absorbidos en la película líquida que se forma, siendo degradados por la biomasa. Son adecuados para tratar contaminantes de baja solubilidad en agua.
- **Biofiltro de escurrimiento:** filtro biológico empaquetado con un soporte sintético en donde se forma una biopelícula. A través del lecho se inyecta la corriente de gas con el contaminante, mientras que la por la parte superior se suministra la corriente líquida recirculada que aporta los nutrientes necesarios a la biopelícula. Los contaminantes son degradados al atravesar el lecho poroso. [17]

Figura 6: Tecnologías Biológicas. (a) Biolavador (b) Biofiltro (c) Biofiltro de Escurrimiento.



Fuente: Viabilidad de proceso para la eliminación conjunta de H_2S y NH_3 contenido en efluentes gaseosos [16]

Tabla 4: Tipos de reactores biológicos para la eliminación de gases contaminantes.

Reactor	Fase móvil	Soporte	Biomasa activa
Biolavador (BL)	Líquida y gaseosa	Ninguno	Dispersa
Biofiltro de escurrimiento (BTF)	Líquida y gaseosa	Sintético	Inmovilizada
Biofiltro (BF)	Gaseosa	Orgánico/ Sintético	Inmovilizada

Fuente: Viabilidad de un proceso para la eliminación conjunta de H_2S y NH_3 contenido en efluentes gaseosos [16]

Los sistemas biológicos poseen algunas ventajas con respecto a los fisicoquímicos, entre ellas tenemos:

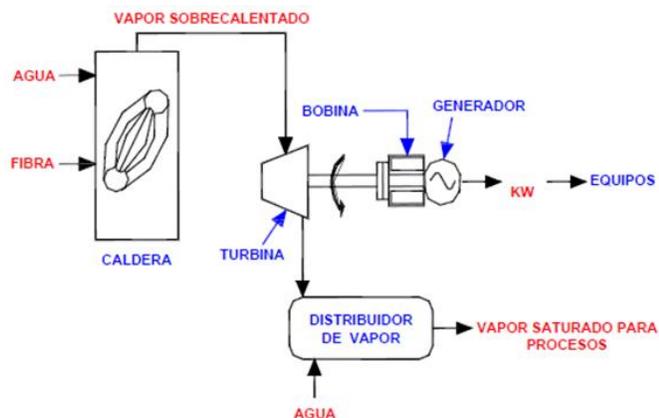
- Los procesos biológicos se pueden realizar a condiciones de temperatura y presión más moderadas. T(10-40°C), P(1atm)
- Son ecológicamente seguros.
- Costos de inversión moderados.
- Se obtienen buenos rendimientos en el tratamiento de diferentes tipos de contaminantes, pudiendo tratar de forma eficaz compuestos orgánicos e inorgánicos.

Las sulfobacterias son las encargadas de transformar en H₂S en azufre elemental, la bacteria *Thiobacillus thioparus*, conocida por ser eficiente en la degradación de compuestos que contienen azufre [17].

1.4. GENERACIÓN DE VAPOR

El proceso de extracción del aceite de palma necesita una cantidad importante de vapor, especialmente para la esterilización de los frutos y el calentamiento en las demás etapas de ese proceso. El vapor requerido para estos procesos es vapor de baja presión (entre 3 y 4 bar). Sin embargo, para la producción de la fuerza motriz (en forma de energía eléctrica), las turbinas requieren vapor de mayor presión (20 a 22 bar), generalmente recalentado. La biomasa aportada en los subproductos es aprovechada como combustible para caldera, suficiente para generar el vapor requerido [18].

Figura 7: Producción de vapor en plantas extractoras de aceite.



Fuente: Planta de extracción de aceite de palma: sistemas y procesos. [1]

1.4.1. Calderas

Son dispositivos a presión en donde el calor procede de cualquier fuente de energía, se transforma en forma de calorías a través de un medio de transporte, en el caso de las calderas de vapor es el vapor de agua. Fundamentalmente son dos tipos de caldera de vapor que normalmente suelen utilizarse: Calderas de tubos de humo o pirotubulares cuando se requiere una presión de trabajo inferiores de 22 bar y calderas de tubos de agua o acuotubulares cuando la presión requerida es superior a los 22 bar [19].

El agua que se le inyecta a la caldera requiere tratamiento el cual se lleva a cabo por diferentes sistemas de limpieza; comprende tanque de desarenado, sistema de floculación, decantación, filtración y finalmente un proceso de suavización para eliminar la dureza del agua.

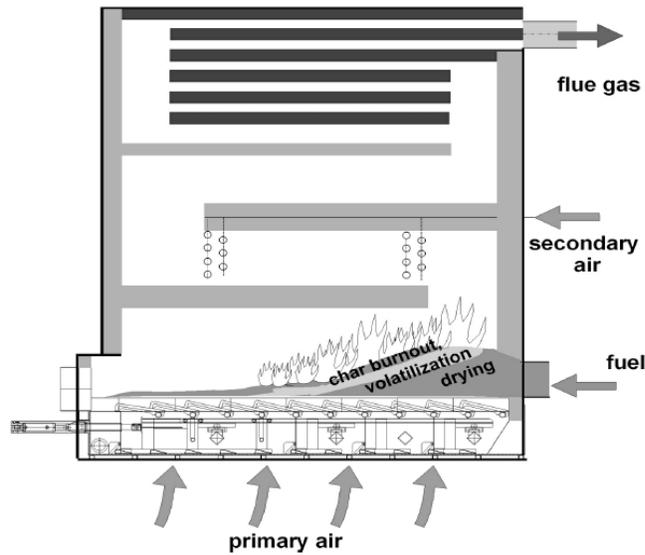
En Las plantas de extracción de aceite de palma de gran capacidad de procesamiento por lo general emplean calderas acuotubulares o combinadas (pirotubular- acuotubular) de alto rendimiento, que, aunque son más delicadas que las calderas de tipo pirotubular, son ventajosas por su rapidez en alcanzar la presión de trabajo, por su gran elasticidad de producción y por el gran volumen de producción que con ellas se puede alcanzar. [18]

1.4.2. Calderas de biomasa

Las calderas de tecnología de parrilla son apropiadas cuando el combustible es biomasa con alto contenido de humedad y alto contenido de cenizas. Una parrilla garantiza una distribución homogénea de combustible y se debe garantizar un suministro de aire primario igual en las distintas áreas de la parrilla; evitando escorias, cantidades excesivas de ceniza volante y el aumento de exceso de aire para una combustión completa. Estas calderas poseen inyección de aire secundario a altas velocidades a través de boquillas que garantiza una mezcla de gases de combustión y aire aumentando las turbulencias, debido al hecho de que la mezcla de aire y gases de combustión en la cámara de combustión primaria no es óptima debido a la baja turbulencia. Además, los sistemas de parrillas se pueden enfriar con agua para evitar las escorias y alargar la vida útil de los materiales [20].

Existen varias tecnologías de parrilla disponibles: parrillas fijas, parrillas móviles, Rejillas de desplazamiento, rejas giratorias y rejas vibrantes. Cada tecnología tiene características específicas que depende del combustible.

Figura 8: Esquema de una caldera de tipo parrilla



Fuente: *The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing*. [6]

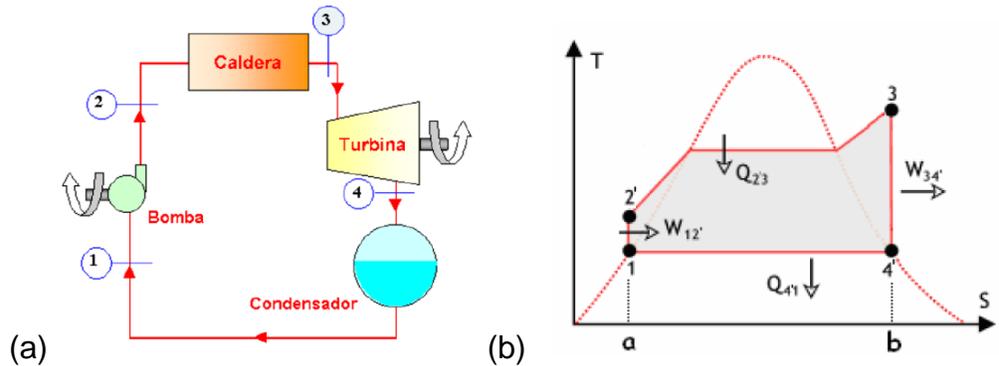
1.4.3. Cogeneración

Un sistema de cogeneración por medio de vapor, parte de una fuente de calor que puede ser obtenida de un combustible tradicional, biomasa o calor residual de procesos, que por medio de una caldera se encarga de transformar el fluido de trabajo (agua) en vapor, aprovechando la energía primaria producida por el combustible. A su vez el vapor mueve una turbina conectada a un generador eléctrico (Este ciclo se conoce como ciclo Rankine). Como productos de la turbina se obtienen electricidad y vapor de baja presión cuya energía se aprovecha en cualquier proceso que requiera calor y devuelta al sistema como condensado [21].

Ciclo Rankine: Es el ciclo más adecuado de las centrales eléctricas de vapor y funciona de manera que el fluido de trabajo cambia de fase líquida a vapor, siendo el fluido de trabajo agua. Un ciclo Rankine consta de varios componentes

conectados tal y como se muestra en la Figura 9 (bomba, caldera, turbina y condensador), estos son:

Figura 9: Ciclo de básico de potencia Rankine (a) Diagrama ciclo de potencia básico, (b) Diagrama termodinámico del ciclo Rankine.



Fuente: Modelado y simulación de una planta de cogeneración mediante el simulador de procesos HYSYS. [7]

1.5. GENERACIÓN DE VAPOR SISTEMA CO-FIRING

La generación de vapor en la industria de la palma es muy importante para cada uno de los procesos por eso siempre se busca que la generación del mismo se haga de manera eficiente y a su vez responsable con el medio ambiente. Teniendo en cuenta esto nace la idea de generar vapor por medio de un sistema Co-firing el cual puede contribuir reduciendo emisiones de material particulado y NO_x , tomando en cuenta literatura de estos tipos de sistemas que ya han sido implementados en otras industrias y las cuales han tenido un enfoque similar al de este proyecto generando buenos resultados [22].

1.5.1. Tipos de Co-firing

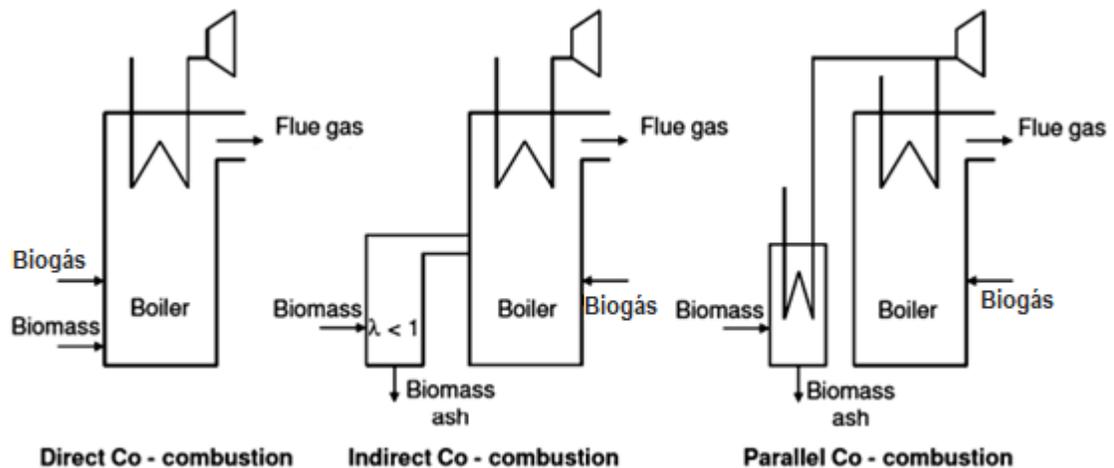
Respecto a los tipos de Co-firing podemos definir tres maneras. [23]

Co-firing directo: implica la entrada directa de los combustibles al sistema de combustión, generalmente está relacionada con la inyección de biomasa a un horno o caldera basada en la quema de carbón.

Co-firing indirecto: Implica procesos anteriores a la combustión, ejemplo es la gasificación de la biomasa, en donde el gas combustible producto de la misma se quema conjuntamente con el carbón.

Co-firing paralelo: Este tipo de Co-firing se caracteriza porque la combustión de cada uno de los combustibles se da por separado.

Figura 10: Tipos de Co-firing aplicado para Biomasa-Biogás



Fuente: *Cleaner combustion and sustainable world* [24]

1.6. MARCO REGULATORIO

1.6.1. Resolución 909 de 2008

Esta regulación está encargada de establecer los estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes de generación a partir de combustión.

El Artículo 18 y Artículo 19 presenta los límites admisibles dentro del marco regulatorio para emisiones generadas a partir de Biomasa, por ende las plantas extractoras de aceite de palma deben cumplir con lo que se dictan en el presente artículo según corresponda, para plantas nuevas o plantas antiguas [25]. En la tabla 5 y 6 se muestran los límites presentes en los artículos 18 y 19.

Tabla 5: Artículo 18 resolución 909 de 2008. Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa existentes que utilicen biomasa como combustible.

Combustible	producción de Vapor	Estándares de emisión admisibles [mg/m3]		Oxígeno de referencia	Temperatura de referencia	Presión de referencia
		MP	NOx			
Biomasa	TODOS	300	350	13 [%]	25 [°C]	1 [atm]

Fuente: Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial

Tabla 6: Artículo 18 resolución 909 de 2008. Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa nuevos que utilicen biomasa como combustible.

Combustible	producción de Vapor	Estándares de emisión admisibles [mg/m3]		Oxígeno de referencia	Temperatura de referencia	Presión de referencia
		MP	NOx			
Biomasa	TODOS	50	350	13 [%]	25 [°C]	1 [atm]

Fuente: Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial

1.7. ESTADO DEL ARTE

Se han realizado diversos trabajos relacionados con el Co-firing y la simulación de calderas en el programa Aspen Plus para la evaluación de desempeño, algunos de los que han aportado cosas relevantes a nuestro proyecto se presentan a continuación.

- **“CONCEPT OF CO-FIRING COAL WITH BIOMASS AND NATURAL GAS – ON TRACK OF SUSTAINABLE SOLUTION FOR FUTURE THERMAL POWER PLANTS”**

Autor: Nihad Hodzic, Izet Smajevic, Anes Kazagic. [26]

Resumen: En este trabajo se abordan conceptos relacionados con el Co-firing desarrollado en la región media de Bosnia como investigación para la introducción de los combustibles múltiples como alternativa para las futuras centrales eléctricas a base de Carbón, en este caso se hace combustión conjunta de carbón con

biomasa y gas natural en un horno a escala de laboratorio diseñado e instalado en la facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Sarajevo (MEFUS) donde hacen pruebas de combustión con un enfoque aplicativo para la central térmica TPP Kakanj unit 6 que genera 118MWe, se realizan varias pruebas de co-firing, variando las porciones de combustible; Hasta el 20% w de la porción de biomasa y 10% de la porción de gas natural en la mezcla de combustible. También se busca optimizar la temperatura de combustión el cual para efecto de pruebas se trabaja con un amplio rango entre 950-1560 °C, con una proporción de aire de 0.9 a 1.2 donde la relación aire primario/aire secundario varía con la cantidad y mezcla de los combustibles carbón, biomasa y gas natural, la inyección del gas natural es realizada por medio del aire primario y secundario. El principal criterio para evaluar cual configuración es la más adecuada, se toma en referencia con las emisiones, siempre y cuando la eficiencia de la combustión sea aceptable. Se registro que las emisiones de NOx se redujeron con la implementación del sistema Co-firing, para el caso de 10% gas natural junto con carbón la cantidad reducida se aproxima 250 mg/m³.

Aporte: debido a que se hace co-combustión entre combustibles tanto solidos como líquidos es importante para tener en cuenta este tipo de Co-firing en el presente proyecto, más que todo en la parte de inyección de cada uno de los diferentes combustibles y la configuración que abordan en la distribución de cada uno de estos, también el análisis que se hace para las relaciones de aire combustible y su ubicación en sistema combustión para lograr la mejor eficiencia con menores emisiones.

- **“CO-FIRING OF BIOMASS WASTE-DERIVED SYNGAS IN COAL POWER BOILER”**

Autor: Sylwester Kalisz, Marek Pronobis, David Baxter. [27]

Resumen: Este trabajo aborda el estudio de un caso de combustión Co-firing de tipo indirecto con syngas (generado a partir de gasificación de biomasa) para una caldera alimentada con carbón pulverizado, con un consumo de combustible de 230t/h, se tiene aporte del syngas de un 10%, 20% y 40% reemplazando cantidad de carbón, a partir de estas configuraciones la caldera es afectada en gran medida teniendo en cuenta las emisiones de CO₂ que disminuyen, además, se puede presentar un ahorro de combustible carbón alrededor de 9750 kg/h. Se obtiene como resultado, que un aumento de la entrada térmica suministrada por el gas reduce el volumen de cenizas; acoplar un gasificador con una caldera eléctrica

proporciona un sistema de generación de energía más flexible en términos de materias primas utilizadas,

Aporte: este trabajo tiene similitud con el que se presenta en este proyecto, debido a la naturaleza del Co-firing en donde se comprometen dos combustibles, uno de tipo sólido y otro de tipo gaseoso; aporta datos sobre diseño del sistema y valores de equivalencia térmica dependiendo del poder calorífico para el reemplazo de un combustible por el otro.

- **“GRATE-FIRING OF BIOMASS FOR HEAT AND POWER PRODUCTION”**

Autor: Chungen Yin, Lasse A. Rosendahl, Søren K. [28]

Resumen: Este trabajo aborda la revisión de los conocimientos más avanzados sobre calderas de combustión de biomasa tipo parrilla, donde se revisan los parámetros más importantes para que se dé la combustión de una manera adecuada y eficiente, entre ellos el lecho de combustible, la rejilla y el suministro de aire secundario, por otra parte, se analiza la formación y control de contaminantes primarios, formación de depósitos y corrosión.

Aporte: para el estudio actual del sistema de combustión de la generadora de vapor en la planta extractora, este documento aporta información importante sobre el comportamiento de las calderas que trabajan con biomasa, especialmente para el análisis del aire primario y sistemas de refrigeración que estas presentan.

- **“UTILIZATION OF BIOGAS RELEASED FROM PALM OIL MILL EFFLUENT FOR POWER GENERATION USING SELF-PREHEATED REACTOR”**

Autor: Seyed Ehsan Hosseini, Mazlan Abdul Wahid. [29]

Resumen: Este trabajo aborda un caso del aprovechamiento del biogás generado a partir del POME en una planta extractora de aceite de palma con una capacidad de procesamiento de 300000 toneladas con una demanda de electricidad de 3MW, la cual fue simulado por medio de la herramienta Aspen Plus, este se presenta como un proyecto piloto donde se plantea un sistema de combustión sin llama (SPFC), donde se determina que la producción de energía eléctrica puede aumentar a 4MW de potencia con una formación menor de contaminantes, también se determina que el sistema presenta un aumento de la eficiencia en 12% con respecto a sistema de combustión convencional.

Aporte: Este artículo muestra cómo se realiza una simulación en Aspen Plus para el combustible Biogás en la generación de energía y valorización del mismo, del cual podemos extraer dicha información para el aplicativo de la simulación que se plantea.

“DYNAMIC SIMULATION OF THE TRANSITION PROCESS IN A 3 MW OXY-FUEL TEST FACILITY”

Autores: Wei Luo, Qiao Wang, Zhaohui Liu, Chuguang Zheng. [30]

Resumen: En este documento se evalúa el proceso de transición de una caldera de 3 MW de carbón pulverizado a oxy-combustión, el cual la planta se opera inicialmente en condiciones de aire encendido y luego se convierte en modo oxy-combustión. Basado en una planta piloto de 30 MW de Vattenfall en Schwarze Pumpe ubicada en China, se concluyó que solo se requiere 20 minutos para la transición. Para la evaluación para la caldera de 3 MW se desarrolló un modelo dinámico utilizando de Aspen Plus Dynamics y se analizó el desempeño de las operaciones de transición.

Aporte: Aporta al proyecto un esquema de cómo se puede simular una caldera de combustibles sólidos, los bloques más adecuados para realizar la simulación en Aspen Plus y basado en lo anterior partir con la referencia de una caldera acuatubular y adecuar a las condiciones de la caldera de la empresa.

- **“PROCESS SIMULATION AND OPTIMIZATION OF PALM OIL WASTE COMBUSTIÓN USING ASPEN PLUS”**

Autores: Mohd H. Shah Ismail, Zahra Haddadian, Mohammad Amin Shavandi. [31]

Resumen: En el documento se evalúa el aprovechamiento de fibra y cuesco por medio de quema directa en las calderas de las plantas extractora de aceite de Malasia y estudian el comportamiento de la combustión de estos residuos por medio de simulaciones de estado estable de Aspen Plus. En la simulación se evalúa los efectos de caudal del aire, contenido de humedad del cuesco, contenido de humedad en la fibra y el contenido de humedad tanto en la cascara como en la fibra; El contenido de cenizas de la fibra y la de la cascara y la temperatura de llama; para optimizar las emisiones generadas en los gases de combustión.

Aporte: El estudio aporta al proyecto cómo se realiza una simulación de combustión de biomasa en Aspen Plus, los bloques que se deben implementar, propiedades para realizar la combustión y algunas indicaciones para una combustión óptima de estos residuos.

- **“PROCESS SIMULATION IN ASPEN PLUS OF AN INTEGRATED ETHANOL AND CHP PLANT”**

Autor: Helen Magnusson. [31]

Resumen: En este documento se evalúa el programa piloto de la planta Örnsköldsvik de la agencia sueca de energía, que consiste en integrar el proceso de etanol basado en biomasa leñosa por el método de ácido diluido e hidrólisis enzimática con la producción de calor y energía (CHP). El piloto consiste en utilizar el etanol producido en la planta como combustible del ciclo Brayton luego los gases a la salida de este ciclo se encargan de evaporar el agua que entran al ciclo Rankine de la CHP en estos dos ciclos se genera energía por medio de una turbina de alta presión y una de baja. El vapor a la salida del ciclo Rankine es utilizado para precalentar el aire de la caldera de biomasa, que aprovecha los residuos de la producción de etanol y este vapor generado a su vez es utilizado en la calefacción del lugar y la generación de etanol. Para determinar la viabilidad de esta integración se utiliza Aspen Plus para evaluar cada mes el comportamiento de la sinergia y si supe las necesidades del lugar.

Aporte: Esquemas de simulación en Aspen Plus de algunos métodos de producción de vapor con diferentes combustibles y la generación de energía eléctrica por medio de cogeneración. En especial la generación de vapor por caldera de biomasa (desechos leñosos).

2. OBJETIVOS.

2.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar y evaluar un sistema Co-firing Biomasa – Biogás en una planta extractora de aceite de palma.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar las condiciones de operación del sistema de combustión actual en la planta extractora, teniendo en cuenta estudios isocinéticos para la determinación de línea base energética y ambiental.
- Diseñar y dimensionar los equipos y accesorios para el sistema de Co-firing que se va a implementar en la empresa extractora, el cual involucra el transporte del biogás desde el biodigestor hasta la caldera, sistemas de inyección y configuración del sistema.
- Evaluar con el software Aspen Plus la caldera de biomasa de la empresa en régimen convencional de quema directa de fibra y en régimen de Co-firing utilizando la fibra y el biogás producido en la empresa.
- Estudiar viabilidad económica del sistema Co-firing, relacionado con inversión, operación y mantenimiento.

3. METODOLOGÍA.

3.1. FASE 1: ESTUDIO ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Para el desarrollo del proyecto es necesaria la recopilación de datos sobre las condiciones de operación de la planta extractora de aceite de palma y distribución en planta, Además se requiere los estudios isocinéticos de los gases de combustión de la generadora de vapor, con el cual se caracteriza el sistema actual de generación de vapor en la planta, con especial énfasis en el sistema de combustión y tratamiento de efluentes.

3.2. FASE 2: DISEÑO DE SISTEMA CO-FIRING

En esta fase se realiza el diseño del sistema Co-firing el cual abarca el diseño de red para transporte de biogás desde el biodigestor hasta la planta generadora de vapor, que a su vez involucra el diseño de biofiltro para remoción del azufre del biogás, el dimensionamiento de cada uno de los accesorios de tubería (trampas de condensado, válvulas de retención, válvulas de regulación de flujo, codos, tees, bridas, etc), el dimensionamiento de la tubería de transporte desde biodigestor hasta el sistema de inyección, el dimensionamiento del soplador para el sistema de impulsión del biogás y la Instrumentación del sistema de transporte del biogás (medidores de flujo, medidores de presión, medidores de temperatura, etc). Se diseña el sistema de inyección de Biogás en la caldera y la configuración del sistema Co-firing, teniendo en cuenta restricciones de infraestructura de la caldera, Por último, se realizan planos del sistema (Biofiltro, trampa de Condensados y sistema Co-firing) en SolidWorks.

3.3. FASE 3: EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LA CALDERA EN ASPEN PLUS

Para realizar la evaluación del sistema se establecen indicadores energéticos y ambientales que permitan evaluar cuál de las dos configuraciones tiene mayor impacto ambiental; teniendo en cuenta esto se realiza la simulación de la caldera en régimen convencional en Aspen Plus y se hace la respectiva comparación de

datos de la simulación con datos reales de operación de la planta, validando estos resultados de sistema convencional se procede a realizar la simulación de la caldera en régimen Co-firing Biomasa – Biogás, donde se establecen escenarios para la evaluación del sistema Co-firing variando las condiciones de entrada. Conociendo los análisis isocinéticos del caso base y la simulación Co-firing se determina el que presenta mejor desempeño ambiental.

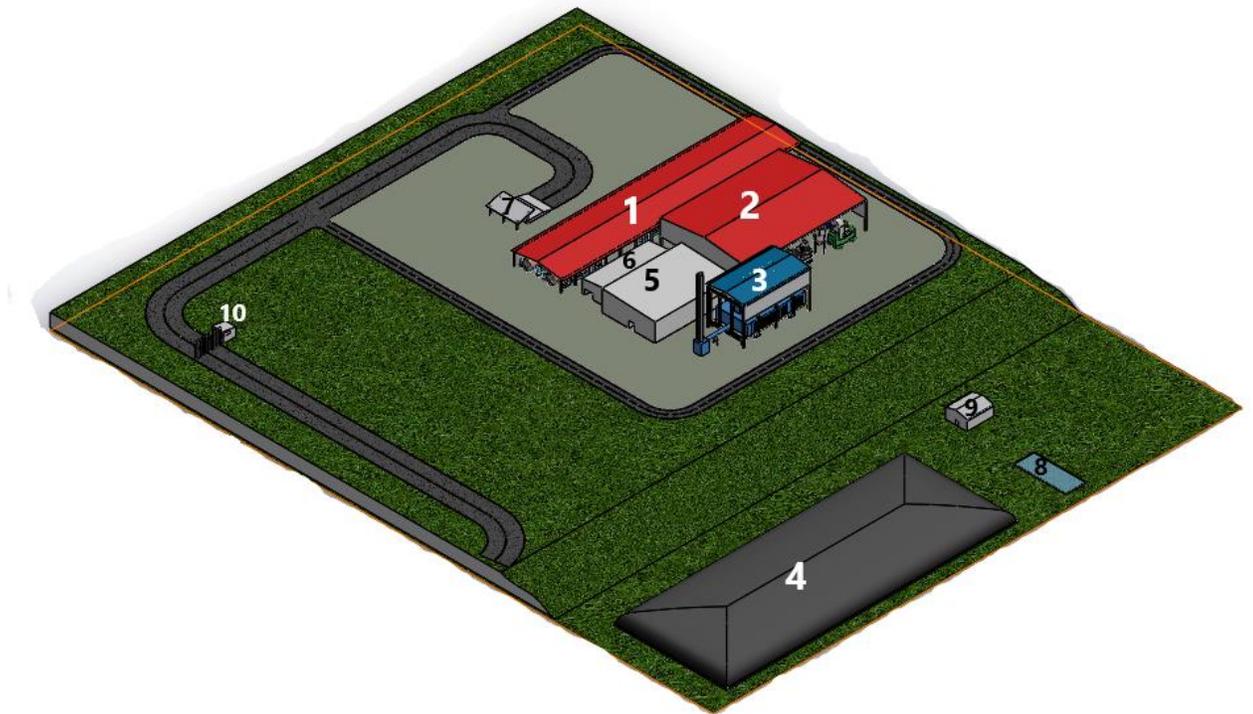
3.4. FASE 4: ESTUDIO FINANCIERO

Para esta fase se realiza la cotización del costo de equipos e infraestructura y costos de mantenimiento del sistema Co-firing. Se hace un análisis térmico-económica del escenario con mayor producción de vapor y reducción de contaminantes, también se plantea un análisis económico de un escenario con ahorro de combustible y reducción de contaminantes. Por último, se hace estudio de la viabilidad del sistema Co-firing desde la dimensión económica.

4. SISTEMA CO-FIRING.

La planta del caso estudiado posee una capacidad de procesamiento de RFF de 30 [ton/h] el cual requiere un rendimiento térmico de 20ton/h de vapor para obtener una producción de 6231kg de aceite crudo vegetal.

Figura 11: Distribución en planta de la Extractora de aceite estudiada



Fuente: Elaboración propia

En Figura 11, se observa la distribución en planta de la Extractora. 1 zona de Esterificación, 2 Zona de procesos de extracción de aceite, 3 Caldera, 4 Biodigestor, 5 Zona de operación y administrativa, 6 zona de generación de energía eléctrica (turbina y 2 motores), 7 Zona de descarga de frutos, 8 Laguna facultativas, 9 Zona operativa del Biodigestor, 10 puesto de control a la entrada de la planta.

En el Anexo A se muestran más vistas de la distribución en planta de la empresa.

4.1. DISEÑO DEL SISTEMA CO-FIRING

El transporte del combustible biogás desde el biodigestor hasta la caldera es importante, ya que involucra varios aspectos a tener en cuenta, entre ellos:

- Sistema de captación de biogás
- Sistema de depuración de H₂S
- Sistema de depuración de sedimentos y condensados
- Diseño de tubería.
- Sistema de impulsión
- Regulación de red de transporte.

4.1.1. Sistema de captación de biogás

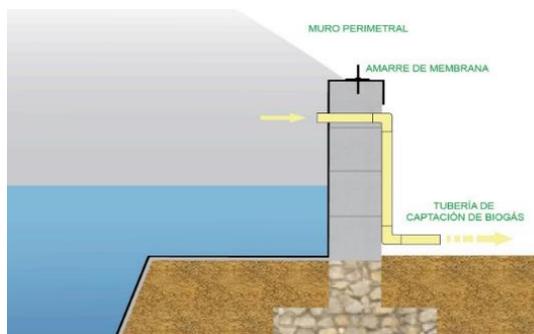
Teniendo en cuenta el tipo de tratamiento de POME, realizado por medio de digestión anaerobia en donde se genera biogás, la captación del mismo se realiza a través de una membrana flexible (EPDM -AQflex) que almacena biogás. Se extrae el biogás a través de una tubería con las siguientes características:

Diámetro: 6"

Material: Policloruro de Vinilo (PVC)

Ubicación: 30 cm sobre el nivel máximo de llenado del biodigestor.

Figura 12: Diagrama esquemático captación del biogás



Fuente: Manual de dimensionamiento y diseño de Biodigestores industriales para clima tropical.

4.1.2. Sistema de depuración de H₂S

El biogás obtenido de la digestión posee un alto contenido de ácido sulfhídrico (H₂S) que es generado a partir de la descomposición de la materia orgánica y el proceso de degradación realizado por las bacterias. Este contenido de H₂S debe ser eliminado o reducido a niveles por debajo de los 100ppm, por lo que es necesario optar por un sistema de filtración o depuración de sulfuro de hidrógeno.

El más optado como solución es el biofiltro, el cual ofrece inversiones iniciales bajas y costos de mantenimientos bajos [16]. Para caso el caso de la planta estudiada se plantea los parámetros de diseño para un Biofiltro de escurrimiento en tabla 7.

Tabla 7: Parámetros de diseño de Biofiltro a implementar

	CARACTERÍSTICAS	VALOR	UNIDAD
	Bacterias	Thiobacilus	[-]
[-]	Medio	lodo poliuretano	[-]
T	Temperatura	35	[°C]
PH	PH	6,5-7,5	[-]
W	Humedad	60	[%]
TR	tiempo de residencia	6,5	[seg]
TRR	tiempo de recirculación	300	[seg]
[-]	porcentaje de pureza requerido	100	[ppm H ₂ S]
[-]	porcentaje de H₂S en el biogás	800	[ppm H ₂ S]
Q	Caudal Biogás	508,7	[m ³ /h]
Q	Caudal Biogás	0,127314815	[m ³ /seg]
Φ	Diámetro Columna Biofiltro	0,8	[m]

Fuente: Viabilidad de un proceso para la eliminación conjunta de H₂O y NH₃ contenido en efluentes gaseosos [16]

El volumen del biofiltro se halla por medio de la siguiente ecuación:

$$V_b = (TR * Q[m^3/s]) [m^3] \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde la altura es calculada por:

$$h_b = \frac{V_b}{\pi * \frac{\phi^2}{4}} [m] \quad \text{Ecuación 2}$$

Para mantener las condiciones de temperatura en el medio, se hace necesario la implementación de un sistema de calentamiento, para ello se le inyecta agua caliente y los nutrientes necesarios para mantener el cultivo en las condiciones óptimas.

Tabla 8: Propiedades del fluido en sistema de calentamiento del biofiltro

ρ	Densidad del agua	994 [kg/m ³]
m_w	Masa de agua	100 [kg]
C_p	Calor específico agua	4,186 [KJ/kg*°C]
T_a	Temperatura ambiente del agua	30 [°C]
T_f	Temperatura final agua	35 [°C]
t_C	tiempo de calentamiento	300 [seg]

Fuente: Viabilidad de un proceso para la eliminación conjunta de H₂O y NH₃ contenido en efluentes gaseosos [16]

Se halla el volumen para calcular la cantidad de agua de circulación que debe ser suministrada al biofiltro, utilizando la ecuación 3.

$$V_w = \frac{m_w}{\rho} [m^3] \quad \text{Ecuación 3}$$

Se determina la energía requerida para calentar el agua:

$$ER = m_w * C_p * (T_f - T_a) [KJ] \quad \text{Ecuación 4}$$

A partir de la energía requerida se halla la potencia de la resistencia, el cual es un parámetro que nos sirve para la selección de la misma y el calcula de energía eléctrica consumida.

$$PR = \frac{ER}{t_C} [KW] \quad \text{Ecuación 5}$$

- **Dimensionamiento de equipos relacionados con el biofiltro**

Para la implementación del biofiltro se requiere una bomba, tuberías de recirculación, pH metro, accesorios de tubería, tanque de almacenamiento de agua, control de sistema de calentamiento y nutrientes. En la Tabla 9 se observa las indicaciones que debe cumplir la bomba para mantener un buen funcionamiento en este proceso de tratamiento.

Tabla 9: Características del sistema de regulación

tR	Tiempo de recirculación	300	[seg]
N	Velocidad agua con nutrientes	1	[m/s]

Fuente: "Sistema de conducción de biogás para generar energía eléctrica en la hacienda San Francisco" [33]

Para hallar el caudal de agua en la recirculación del biofiltro, se utiliza la ecuación 6.

$$Q_w = \frac{V_w}{tC} [m^3/h] \quad \text{Ecuación 6}$$

Conociendo el caudal del agua de recirculación del sistema, se calcula el diámetro de la tubería utilizando la ecuación 7.

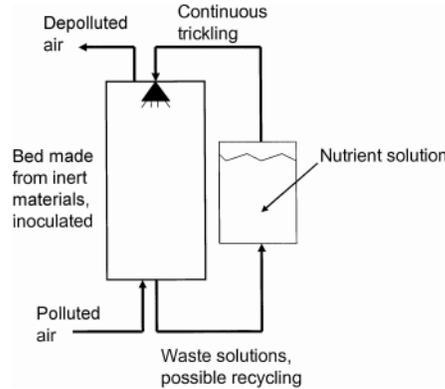
$$\phi_r = \frac{4 * Q_w}{\pi * v} [m] \quad \text{Ecuación 7}$$

Es necesario tener en cuenta algunos accesorios para la tubería, entre ellos codos y uniones para realizar la instalación de este ciclo de depuración de H₂S.

- **Bomba de recirculación**

La bomba de recirculación se selecciona según parámetros de caudal de agua (Qw) requeridos por el biofiltro y la carga en la tubería (ha). En la Figura 13 se muestra el principio de un biofiltro de escurrimiento y por qué es necesario una bomba de recirculación.

Figura 13: Principio de funcionamiento Biofiltro de Escurrimiento



Fuente: "Biofiltración of air" [34]

Para hallar la carga en la tubería que se debe tener en cuenta para la selección de la bomba, se toma la ecuación de pérdida de energía en tuberías (Bernoulli, ecuación 8).

$$h_a = \frac{P_2 - P_1}{\rho * g} + \frac{V_2^2 - V_1^2}{2 * g} + h_L + z_2 - Z_1 [m] \quad \text{Ecuación 8}$$

Para el sistema de recirculación del biofiltro la tubería es de 3 metros y teniendo la longitud se calcula las pérdidas por fricción en la tubería (h_L) por medio de la ecuación 9.

$$h_L = f * \frac{L}{\phi} * \frac{V^2}{2 * g} [m] \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde, el factor de fricción es hallado por medio de la ecuación de Colebrook White ecuación 10, este valor es obtenido por medio de iteraciones. En este caso los cálculos se realizan por el programa Excel.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 * \log \left(\frac{\frac{\varepsilon}{\phi}}{3,7} + \frac{2,51}{Re * \sqrt{f}} \right) \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde,

h_a : Carga total sobre la bomba [m].

h_L : Pérdidas por fricción en la tubería y accesorios [m].
 f : Factor de fricción de la ecuación de Colebrook.

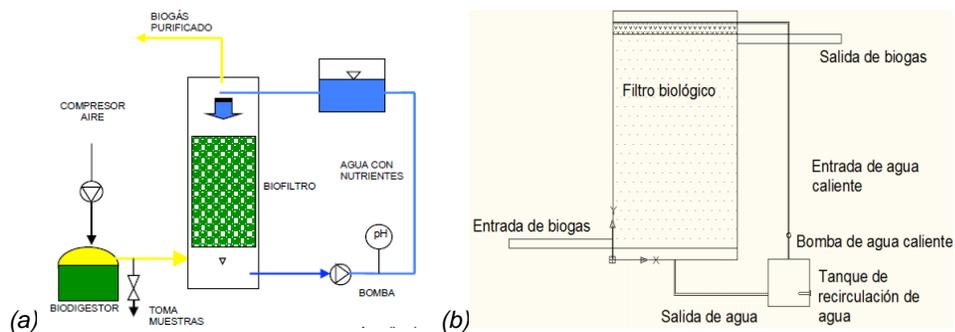
Debido a que los valores de caudal son bajos, es mejor expresarlos en [m³/h] como se muestra en la ecuación 11 y también que, en los catálogos de fabricantes, las curvas de funcionamiento se expresan en estas unidades.

$$Q_B = Q_w * 3600 \text{ [m}^3\text{/h]} \quad \text{Ecuación 11}$$

- **pH metro**

Es necesario instalar un medidor de pH en el biofiltro para vigilar el comportamiento de esta variable, la cual es importante para el cultivo de bacterias ya que requieren un pH neutro. En la Figura 14 se puede observar los equipos y la instrumentación que requiere un biofiltro para la filtración de H₂S en biogás.

Figura 14: Esquema de Biofiltro de Escurrimiento para Biogás. (a) Esquema general (b) Esquema con sistema de calentamiento



Fuente: “Selección y dimensionado de un sistema de generación de biogás mediante digestión anaerobia de purines codirigidos con glicerina” [35]

4.1.3. Sistema de depuración de sedimentos y condensados

Las trampas de condensados y sedimentos son de vital importancia en el sistema ya que son las encargadas de eliminar líquidos y sólidos presentes en el biogás, protegiendo de esta manera a los equipos de la corrosión y de la obstrucción,

también son necesarias para evitar la formación de bolsas de agua y garantizar un flujo regular de biogás.

4.1.4. Diseño de tubería de transporte de biogás

Para el diseño de la tubería de biogás es importante tener en cuenta las características del transporte de fluidos mediante tuberías circulares y las condiciones a la que se encuentra el fluido, en tabla 10 se muestran las condiciones del sistema.

Tabla 10 Parámetros para la selección de tubería

Variable	Descripción	Valor	Unidades
μ	Viscosidad dinámica	1,002E-05	[Pa.s]
ρ	Densidad del líquido	1,276	[kg/m3]
γ	Viscosidad cinemática	7,85E-06	[-]
G	Aceleración gravitacional	9,81	[m/s2]
L	Longitud de la tubería	82,81	[m]
Q	Flujo volumétrico	0,14131	[m3/s]
A	Área transversal circular	0,018241469	[m2]
ϵ/D	Rugosidad relativa	9,84E-06	-
V	Velocidad Promedio	7,74638555	[m/s]
Re	Número de Reynolds	1,50E+05	-

Fuente: Elaboración propia

Se tienen en cuenta las ecuaciones de pérdidas de energía en tuberías empleadas anteriormente (ecuaciones 8, 9, 10), tomando como referencia la pérdida de carga generada por fricción en la tubería.

$$H_L = f(Q, \phi, L)$$

Como ya se tiene definido el Caudal, y la longitud, el único parámetro que se puede variar es el diámetro y la tubería, a partir de este lograr pérdidas moderadas en el sistema. Esta variación se realiza en Excel donde se correlacionan todas las variables.

Se determinan las pérdidas totales como la suma de pérdidas mayores y pérdidas menores, para ello se utilizan las ecuaciones 12,13 y14 respectivamente.

$$H_{totales} = H_L + H_{menores} \quad \text{Ecuación 12}$$

$$H_L = f * \frac{L}{\phi} * \frac{V^2}{2 * g} [m] \quad \text{Ecuación 13}$$

$$H_{menores} = \sum k * \frac{V^2}{2 * g} \quad \text{Ecuación 14}$$

Las pérdidas menores son las se generan debido a los elementos que están presentes en la red (válvulas, codos, etc) las cuales contribuyen a la pérdida global del sistema.

4.1.5. Sistema de impulsión de biogás

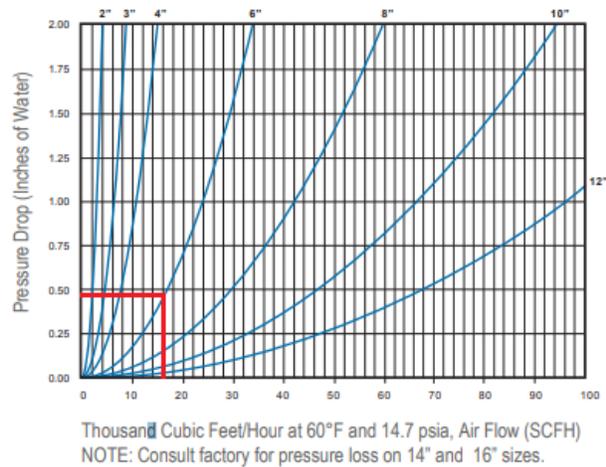
El principal elemento encargado de impulsar y elevar la presión del biogás a través de la tubería es el soplador, el cual debe vencer las cargas por pérdida de presión que se puedan presentar en los tramos efecto de caída de presión a causa de rozamiento con la superficie de la tubería (pérdidas mayores), caída de presión en los elementos (Biofiltro, trampa de condensado, etc), caída de presión por pérdidas menores (Válvulas, codos, tees, etc) y aportar la presión requerida en el sistema de inyección.

Para el cálculo de la caída de presión por pérdidas mayores y pérdidas menores del sistema de transporte se utiliza la ecuación 15.

$$\Delta P_{hT} = \rho * g * h_T * 0,01 [mbar] \quad \text{Ecuación 15}$$

Para determinar la caída de presión en la trampa de sedimentos y condensado se utiliza el catálogo Varec, ya que este es el equipo que se utilizará en el sistema.

Figura 15: Gráfica que relaciona la caída de presión en la trampa de sedimentos y Condensados



Fuente: Catálogo Varec

Al realizar los correspondientes cálculos de los componentes del sistema, se obtiene los siguientes valores:

- Caída de presión por pérdidas mayores y pérdidas menores: 3,3 [mbar].
- Caída de presión en Biofiltro: 25 [mbar] [34].
- Caída de presión en Trampa de Sedimentos y condensados: 0,48 [in H₂O] = 1.194432 [mbar].

Para el hallar la presión que debe vencer el soplador se utiliza la ecuación 16.

$$\Delta P_{TOTAL} = \Delta P_{TrapCnd} + \Delta P_{Biofiltro} + \Delta P_{hT} \quad \text{Ecuación 16}$$

En la tabla 11 se observa los parámetros para realizar el dimensionamiento del sistema y el diseño de la red de transporte.

Tabla 11: Parámetros para dimensionamiento de Soplador

Pr	Presión requerida	70	[mbar]
L	longitud de tubería	82,81	[m]
Q	caudal de circulación	508,7	[m ³ /h]
ΔP	Caída de Presión	29,8983	[mbar]
Pb	Presión salida de Biodigestor	-5	[mbar]
Ps	Presión min Soplador	99,9	[m]

Fuente: Elaboración propia

4.1.6. Regulación de red de transporte de biogás

Es necesaria la regulación de la red para cumplir con las condiciones que exige el sistema de combustión, en este caso, las condiciones que exige la caldera. Para esto es necesario utilizar un tren de calibración que regule el biogás con respecto a las siguientes propiedades:

- Volumen
- Contenido y calidad
- Presión
- Seguridad y control

Por lo que es necesario instalar: Caudalímetro para saber cuánta cantidad de Biogás entra a la caldera, Válvula de regulación de presión, para controlar la presión en la inyección de Biogás, manómetro para conocer la presión a la cual es inyectado en biogás, Electroválvula a abertura y cierre rápido para bloqueo o entrada del gas, también es necesario un filtro corta-llamas, el cual es un dispositivo de seguridad y protección de uso obligatorio en redes de carácter inflamable. Entre los requerimientos se tiene una presión del biogás de 100mbar a la entrada de la caldera, una calidad del biogás entre 55% a 65% de CH₄ con contenido de H₂S menor a 100ppm.

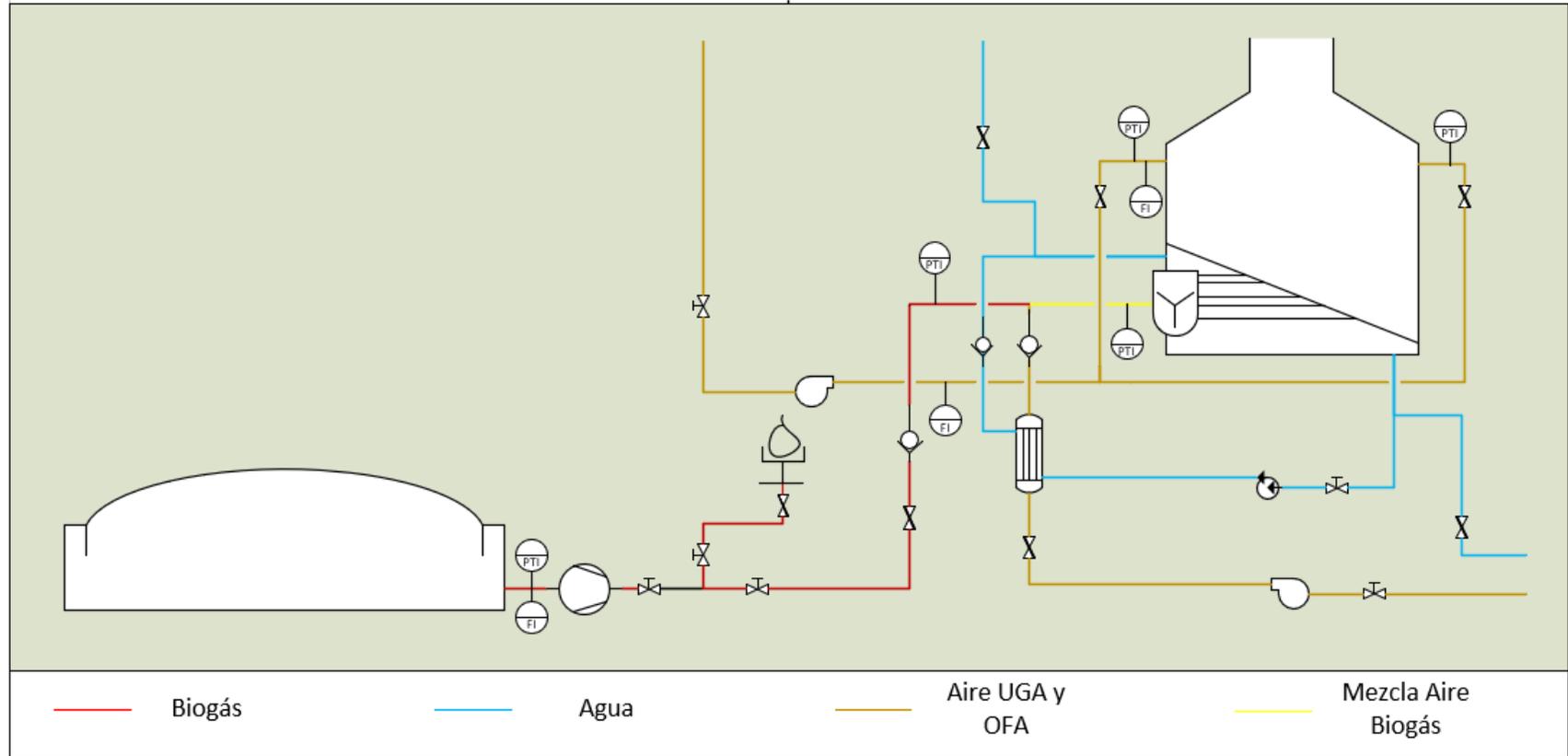
4.2. DISEÑO DE CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE COMBUSTIÓN CO-FIRING BIOMASA-BIOGÁS E INYECCIÓN DEL COMBUSTIBLE

Para la inyección del biogás se tiene en cuenta el tren de calibración mencionado en el ítem 4.1.6, donde se regula el flujo de biogás y las condiciones de entrada de presión; teniendo en cuenta la configuración del sistema Co-firing, que presenta varias restricciones en la implementación de la planta estudiada.

Debido a que en la planta extractora, no es posible cambiar la estructura física para adaptar un sistema Co-firing mucho más sofisticado, la mejor opción que se puede plantear para este caso es inyectar este biogás por medio del aire primario (UGA).

Las ventajas de este sistema es que no requiere una inversión muy alta y se podría obtener un buen desempeño según casos de estudios realizados en otros lugares. Para el diseño de este sistema se tomará en cuenta el esquema presentado en la Figura 16, que representa una primera aproximación de diseño de co-firing para la planta estudiada.

Figura 16: Diseños propuesto sistema co-firing.



Fuente: Elaboración propia

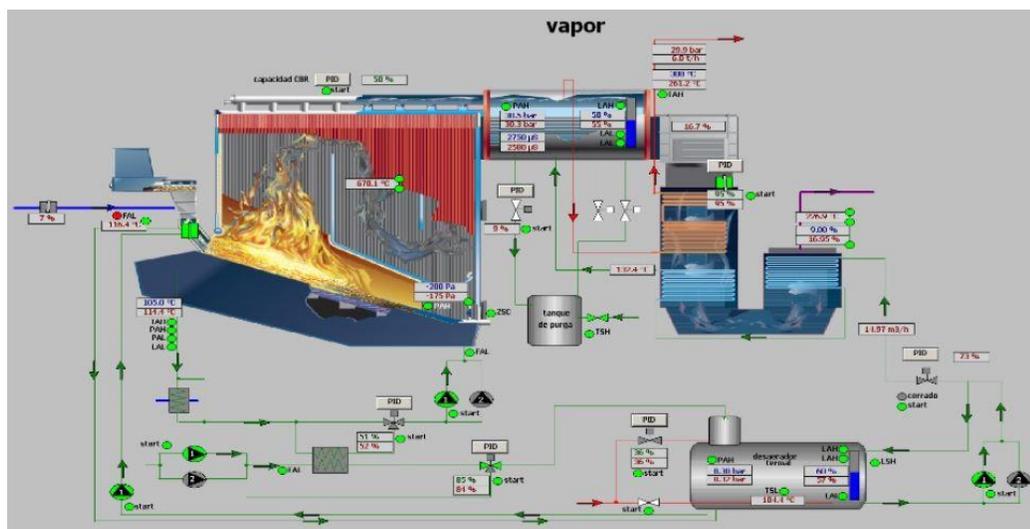
4.3. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LA CALDERA EN ASPEN PLUS

Para evaluar el desempeño de la caldera aplicando el sistema de Co-firing biomasa-biogás, se utiliza el programa Aspen Plus para simular la caldera en régimen convencional, que consiste en quemar fibra para la producción de vapor y en régimen Co-firing se utiliza la biomasa y se inyecta el biogás generado en la extractora. Se realiza la simulación del sistema convencional para tener un caso de referencia y comparar con la nueva aplicación que se plantea, con el fin de evaluar cual posee un mejor desempeño desde la dimensión ambiental y energética.

4.3.1. Generación de vapor en la planta extractora

En las plantas extractoras de aceite se requieren altos flujos de vapor para los procesos de obtención de aceite crudo, como es el caso de la esterilización de frutos que requiere el vapor para separar los raquis de los frutos de la palma. El vapor generado en la industria debe cumplir con las condiciones de operación de estos procesos (753,33 kg Vapor/ton FFB procesado); en el caso de la planta extractora de aceite estudiada el vapor generado debe ir primero a un proceso de cogeneración que requiere un vapor a 30 bar, luego este es enviado a los procesos de producción a una condición de 3,5 bar. En la Figura 17 se presenta el esquema PID de la generadora de vapor de la planta.

Figura 17: Esquema PID de la generadora de vapor de la planta estudiada



Fuente: planta estudiada

La generadora de vapor de la extractora es una caldera marca Vyncke tipo parrilla viajera, donde el combustible utilizado es la fibra de palma, la caldera cuenta con un sistema de refrigeración para la parrilla que utiliza agua (el cual alarga la vida útil de la caldera), un calentador de aire primario que aprovecha el agua de refrigeración de la parrilla, un sobrecalentador que calienta el agua saturada proveniente del calderín y un economizador que aprovechan el calor de los humos producidos en la combustión para calentar el ingreso de agua de la caldera.

Según la Figura 17, tenemos que el agua de alimentación de la caldera antes de ingresar al economizador primero pasa por un desaireador el cual precalienta el agua con el vapor de baja presión proveniente del distribuidor de vapor, este proceso no es incluido en la simulación por esta razón la entrada del agua de alimentación es superior a la de temperatura ambiente. En el Anexo B se puede ver el esquema de la caldera de la planta con sus procesos y flujos para la producción de vapor.

4.3.2. Características de la fibra de palma

En la tabla 12 se puede observar el análisis último y próximo de la fibra utilizada en la extractora junto con las condiciones a la entrada de la caldera. Esta composición química se requiere para determinar la entrada de biomasa a la combustión de la caldera en Aspen Plus.

Tabla 12: Composición de la fibra y condiciones de entrada a la caldera.

Análisis Próximo Fibra de palma		
Material volátil	VM	72,8
Carbón fijo	FC	18,9
Cenizas	ASH	8,3
Análisis Último Fibra de palma		
Carbón	C	47,2
Hidrogeno	H ₂	6,05
Nitrógeno	N ₂	1,37
Azúfre	S	0,28
Oxigeno	O ₂	36,8
Cenizas	ASH	8,3
Condiciones de entrada		
Flujo	4841,93	[kg/h]
Temperatura	30	[°C]
Presión	1,01325	[bar]

Fuente: Planta estudiada

4.3.3. Características del biogás

La empresa cuenta con un sistema de producción de biogás por medio de un biodigestor anaerobio donde se tratan los efluentes POME. Actualmente, este biogás producido es arrojado directamente a la atmósfera o quemado en una tea. Las condiciones y la composición del biogás producido en la planta se encuentran en la tabla 13.

Tabla 13: Composición del biogás y condiciones de entrada a la caldera

Composición volumétrica del biogás [%]		
Metano	CH ₄	0,6
Dióxido de carbono	CO ₂	0,36
Nitrógeno	N ₂	0,017
Oxígeno	O ₂	0,011
Monóxido de carbono	CO	0,01
Hidróxido de azufre	H ₂ S	0,001
Condiciones de generación		
Flujo volumétrico	554,579	[kg/h]
Temperatura	48	[°C]
Presión	176	[mbar]

Fuente: Planta estudiada

Cabe aclarar que esta composición corresponde a la que se tiene luego del sistema de tratamiento del biogás y la presión es manométrica.

4.3.4. Suministros de aire

La caldera tiene 2 suministros de aire; OFA (Over Fire Air) y UGA (Under Grate Air), la temperatura de entrada del suministro OFA es a temperatura ambiente y la temperatura de la entrada del suministro UGA está definido por la transferencia de calor del ciclo de refrigeración de la parrilla, en condiciones normales de producción el aire sale a 100[°C]. Los sopladores de la caldera generan un aumento de presión de 80 [mbar]. En la tabla 14 se muestran los flujos volumétricos nominales de los suministros de aire y las condiciones de entrada.

Tabla 14: Condiciones de los suministros de aire a la caldera

Condiciones de los suministros de aire			
UGA	Flujo volumétrico	20000	[m ³ /h]
	Temperatura de entrada	100	[°C]
OFA	Flujo volumétrico	10000	[m ³ /h]
	Temperatura de entrada	30	[°C]

Fuente: Planta estudiada

4.3.5. Humedad del aire en el medio

Para determinar el porcentaje de agua que posee el aire por el efecto de la humedad se debe conocer las condiciones atmosféricas del lugar y la humedad relativa del medio, en el caso de la planta estudiada las condiciones del aire son las de Sabana de Torres donde se encuentra ubicada:

Tabla 15: Condiciones del medio

Condiciones del medio		
Temperatura ambiente	30	[°C]
Presión atmosférica	1,01325	[bar]
Humedad relativa	0,85	

Fuente: Meteonorm

Al conocer las condiciones del medio dadas en la tabla 15 se determina la humedad absoluta, que se calcula en función de la temperatura, presión y humedad relativa, para determinar este valor se utiliza el software comercial EES.

$$\omega = f(T, \phi, P)$$

Al tener el valor de la humedad absoluta se determina la fracción de vapor en el aire y con los pesos moleculares se encuentra la fracción molar de oxígeno y nitrógeno presente en el aire en condiciones normales sin humedad.

$$Y_{Hum} = \frac{\omega}{\omega + 1} \quad \text{Ecuación 17}$$

$$Y_{O_2} = 0,21 * \frac{M_{O_2}}{M_{Air}} \quad \text{Ecuación 17}$$

$$Y_{N_2} = 0,79 * \frac{M_{N_2}}{M_{Air}} \quad \text{Ecuación 19}$$

Se normaliza las fracciones moleculares del aire, para que la sumatoria de fracción de O₂, N₂ y humedad sea igual uno.

$$Y_{Total} = Y_{O_2} + Y_{N_2} + Y_{Hum} \quad \text{Ecuación 20}$$

$$Y_{O_2Hum} = Y_{O_2} * \frac{1}{Y_{Total}} \quad \text{Ecuación 21}$$

$$Y_{N_2Hum} = Y_{N_2} * \frac{1}{Y_{Total}} \quad \text{Ecuación 22}$$

$$Y_{O_2Hum} = 1 - (Y_{O_2Hum} + Y_{N_2Hum}) \quad \text{Ecuación 23}$$

4.3.6. Condiciones de operación

El agua de alimentación de la caldera proviene del desaireador por tal motivo la temperatura de entrada al economizador es de 105[°C], el economizador calienta el agua hasta 145[°C] el cual es enviado a la zona convectiva de la caldera. La salida de los humos de esta zona de la caldera es de 670[°C] y estos humos ingresan al sobrecalentado que elevan la temperatura del vapor hasta sobresaturarlo para poder ser enviada a cogeneración y después a cada respectiva aplicación.

En la tabla 16 se encuentra las condiciones normales de operación de la caldera, en un día normal de producción.

Tabla 16: Condiciones de operación de la caldera

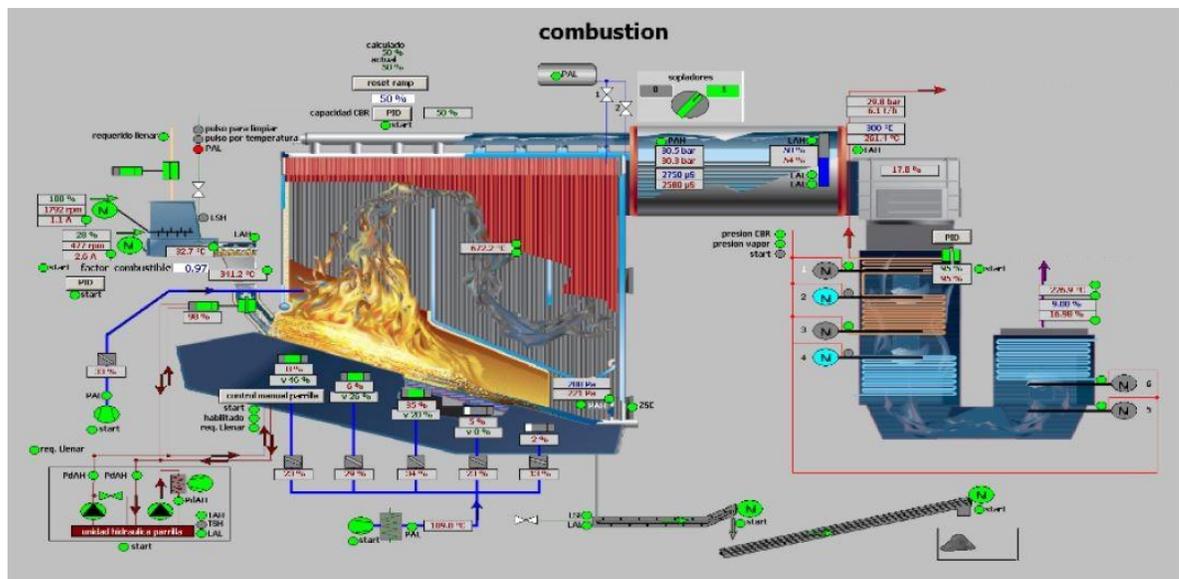
Condiciones de operación de la caldera		
Producción de vapor	22900	[kg/h]
Presión de vapor	30	[bar]
Temperatura agua de alimentación	105	[°C]
Presión agua de alimentación	5	[bar]
Presión del agua a la entrada	30	[bar]
Temperatura del agua a la salida de la parrilla	105	[°C]
Temperatura de los humos a la entrada del sobrecalentador	670	[°C]
Temperatura de los humos a la salida del calderín	400	[°C]
Temperatura del vapor a la salida del sobrecalentador	300	[°C]

4.3.7. Simulación de la caldera en régimen convencional de generación

Para realizar la simulación de la caldera de la empresa estudiada en Aspen Plus, se determinan los procesos que ocurren en la producción de vapor y se le establecen las condiciones anteriores.

Para el sistema de combustión de la caldera se define un flujo de fibra el cual ingresa a un Reactor Yield que descompone la fibra como ocurre en la parrilla móvil. Después la fibra descompuesta ingresa a un reactor Gibbs que simula la combustión, en este proceso se define la inyección del aire UGA y el aire OFA, pero antes de la inyección del aire OFA se realiza la separación de cenizas de los humos debido a que la parrilla es de tipo viajera el cual los sólidos son separados al final de la banda.

Figura 18: Esquema PID del esquema de combustión



Fuente: planta estudiada

Basándonos en la Figura 18, se tiene que la caldera posee un sistema de refrigeración de parrilla se simula con una extracción de calor de la combustión primaria, que aumenta la temperatura del agua de refrigeración por medio de un calentador y posteriormente la refrigeración del agua caliente es enviada a un

intercambiador, encargado de incrementar la temperatura del aire del suministro UGA y a su vez refrigerar el agua que ingresa nuevamente al calentador, el cual simula la parrilla.

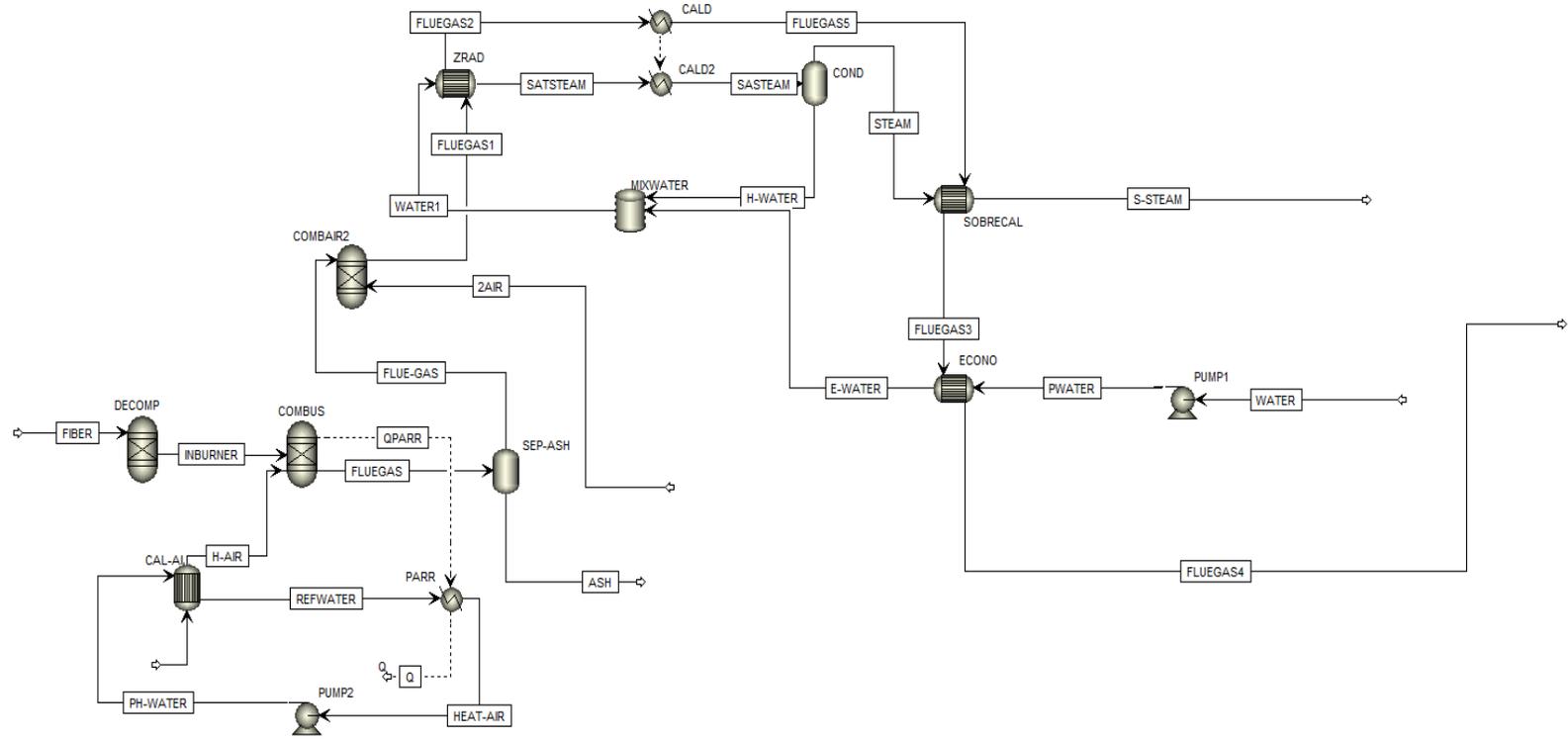
Los humos salientes del proceso de inyección de aire secundario son llevados a la zona radiante de la caldera el cual consiste de un banco de tubos que calienta el agua proveniente del calderín de la caldera, para la simulación de dicho proceso se utiliza un intercambiador de calor.

Los humos que salen de la zona radiante pasan por el calderín de la caldera que calienta la mezcla de vapor y agua; en el calderín se presenta una mezcla ya que en esta zona se ingresa el agua proveniente del economizador y la mezcla saliente de la zona radiante. Para la simulación del calderín se implementa un calentador, donde se aprovecha el calor de los humos de la salida de la zona radiante, luego es enviado a un separador flash donde separa el vapor saturado del agua caliente, el agua caliente saliente del separador es enviado a un mezclador con el agua del economizar para ser recirculado nuevamente a la zona radiante.

Los humos del calderín son enviados al sobrecalentador encargado de sobrecalentar el vapor para ser aprovechados en la cogeneración; en la simulación el sobrecalentador fue simulado por un intercambiador de calor. El agua de alimento de la caldera es enviada al economizador que aprovecha los humos del sobrecalentador para calentar el agua que ingresa al calderín, la simulación también se realiza por intercambiador de calor.

En la Figura 19 muestra el esquema de la simulación realizada en Aspen Plus de la caldera en régimen convencional.

Figura 19: Esquema de simulación de la caldera en régimen convencional



Fuente: Elaboración propia

4.3.8. Indicadores sistema convencional de generación

Para determinar si la simulación del sistema convencional es correcta y se asemeja a la de la vida real se tomó como referencia los análisis isocinéticos y la producción de vapor entregados por la empresa, con el fin de comparar los valores simulados con los de caldera, teniendo como referencia que los valores no pasaran del 5% de diferencia entre ellos. En la tabla 17, se observar los indicadores de referencia para la simulación.

Tabla 17: indicadores energéticos ambientales de evaluación en la caldera estudiada (isocinéticos)

Indicadores de referencia (caldera Vyncke)		
Análisis isocinéticos de NO_x	312,3	[mg/m ³]
Análisis isocinéticos de MP	325	[mg/m ³]
Producción de vapor	22900	[kg/h]

Fuente: planta estudiada

4.3.9. Cálculo del poder calorífico de los combustibles

El poder calorífico de la fibra se determinó mediante la ecuación 24 que se recomienda en la “guía para la evaluación y la optimización de la eficiencia en calderas” [36], el cual utiliza la composición del análisis último por peso de los combustibles sólidos. Se utiliza esta ecuación debido a que la correlación de los valores medidos experimentalmente y los valores calculados por entalpías son cercanos como se muestra en la tabla 18.

$$HHV[BTU/Lb] = 14,544 * C + 62,028 * (H2 - O2/8) + 4,05 * S$$

$$1 [BTU/Lb] = 2,326[KJ/kg] \quad \text{Ecuación 18}$$

Para encontrar el poder calorífico del biogás se implementa la ecuación 25, de acuerdo a la composición molar del gas y los poderes caloríficos de cada fracción, esta ecuación se aplica para mezclas de gases.

$$HHV[BTU/Lb] = \sum X_i * HHV_i \quad \text{Ecuación 19}$$

Tabla 18: Comparación de poderes caloríficos

Combustible Fibra	Valor PCI [KJ/kg]
Hallado por Ecuación 25	11783,12
tomado por Entalpías [36]	11518,35

Fuente: "Guía para la evaluación y la optimización de la eficiencia en calderas" [36]

4.3.10. Cálculo de equivalencia de combustibles

Al conocer el poder calorífico de los 2 combustibles, se determina la equivalencia energética en masa de cada una, con el fin de realizar una evaluación de intercambio de biomasa más adelante. Para realizar la equivalencia energética de los combustibles se aplica la ecuación 26.

$$\dot{m}_{Fibra}[kg/h] = \dot{m}_{Biogás}[kg/h] * \frac{HHV_{Biogás}[Kj/kg]}{* HHV_{Fibra}[Kj/kg]}$$

Ecuación 20

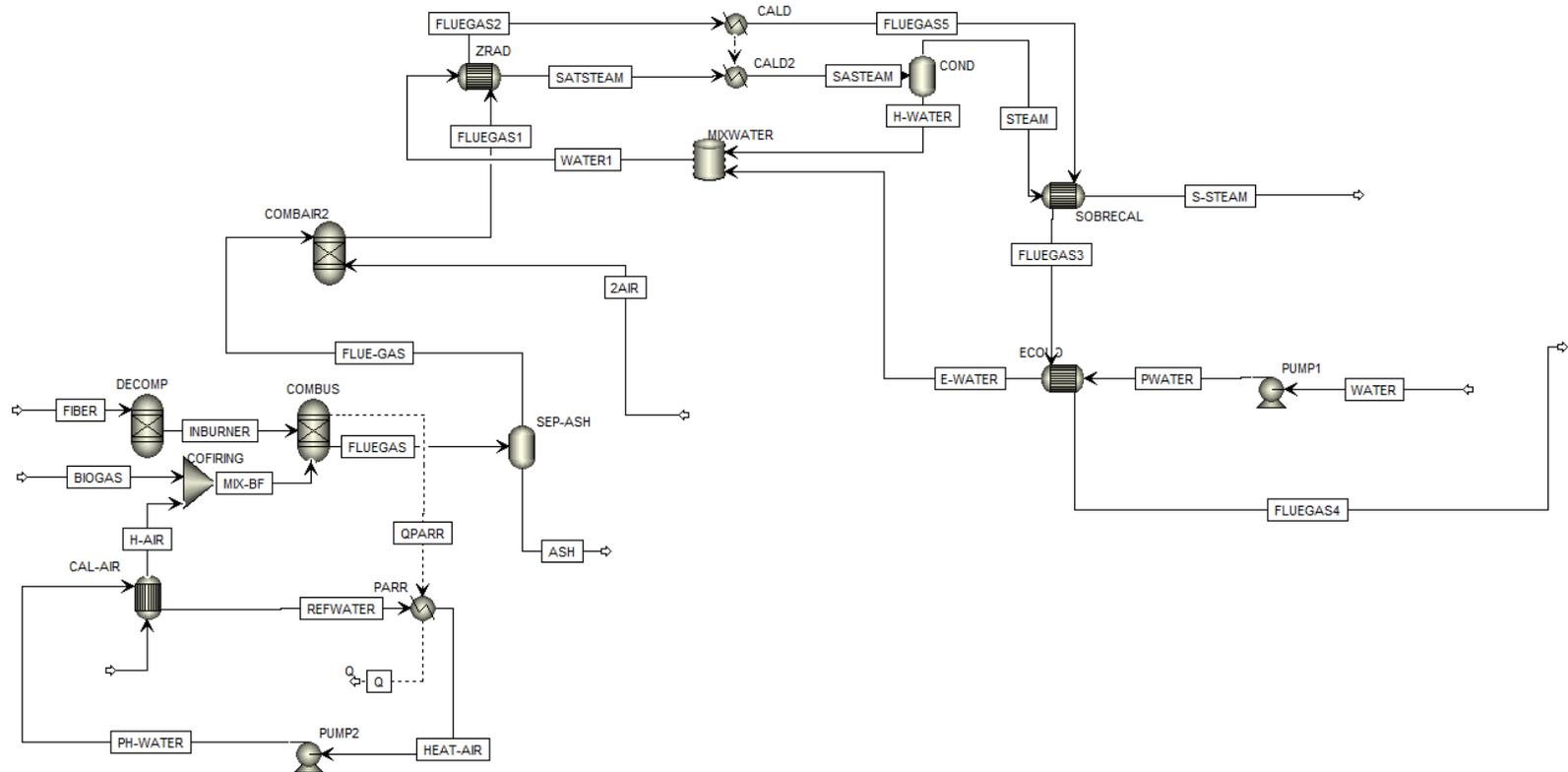
4.3.11. Simulación de la caldera en régimen Co-firing de generación

Para la evaluación del desempeño del sistema de Co-firing se toma la simulación de régimen convencional con las condiciones calculadas en el dimensionamiento.

En la simulación del régimen Co-firing se mezcla el aire primario con el biogás, esto debido a que las instalaciones de la planta permiten realizar el régimen de Co-firing directo y no implica la alteración en la infraestructura de la caldera, esta inyección se realiza antes que el aire del suministro UGA entre al hogar cuando. Se tiene en cuenta el soplador y el incremento de presión del biogás.

En la Figura 20 podemos apreciar el esquema de la simulación realizada en AspenPlus para la caldera en régimen Co-firing.

Figura 20: Esquema de simulación de la caldera en régimen Co-firing.



Fuente: Elaboración propia

4.3.12. Evaluaciones del sistema de Co-firing

Se plantea diferentes condiciones de operación para realizar el Co-firing, esto con el fin de evaluar cuál de las configuraciones mejora el desempeño desde las dimensiones que se están analizando. En la tabla 19 se observan los escenarios evaluados para el sistema de Co-firing.

Tabla 19: Escenarios evaluados para el sistema en régimen Co-firing

Escenarios para la evaluación del desempeño del sistema de Co-firing Biomasa-Biogás y determinar las condiciones de operación	
Escenario 1	Se determina la inyección de biogás a la caldera (teniendo en cuenta lo generado por la planta) y por medio de la ecuación 26, se establece cuanta fibra se deja de ingresar por el flujo de biogás inyectado.
Escenario 2	Se ingresa la fibra que se utiliza en el proceso de producción de aceite de palma y se inyecta diferentes porcentajes de biogás teniendo en cuenta lo producido por la empresa.
Escenario 3	Se inyecta el biogás producidos por la empresa e independientemente se varía el flujo de fibra que ingresa a la caldera (teniendo en cuenta el utiliza en condiciones normales).
Escenario 4	Se varía la inyección de aire UGA de la caldera, teniendo en cuenta el mejor desempeño del escenario 1 bajo la dimensión ambiental y energética.
Escenario 5	Se varía la inyección de aire OFA de la caldera, teniendo en cuenta el mejor desempeño del escenario 1 bajo la dimensión ambiental y energética.
Escenario 6	Se varía la inyección de aire UGA de la caldera, teniendo en cuenta el mejor desempeño del escenario 3 bajo la dimensión ambiental y energética.
Escenario 7	Se varía la inyección de aire OFA de la caldera, teniendo en cuenta el mejor desempeño del escenario 2 bajo la dimensión ambiental y energética.

Escenario 8 Se varía la inyección de aire UGA de la caldera, teniendo en cuenta el mejor desempeño del escenario 3 bajo la dimensión ambiental y energética.

Escenario 9 Se varía la inyección de aire OFA de la caldera, teniendo en cuenta el mejor desempeño del escenario 3 bajo la dimensión ambiental y energética.

Fuente: Elaboración propia

Debido a que entre escenarios poseen condiciones de operación similares se evalúan por grupos, con el fin de determinar los mejores entre ellos y así comparar cual sería el co-firing con mejor desempeño para la planta desde el punto de vista ambiental y energético. Los escenarios 1,2 y 3 se comparan ya que poseen condiciones operación igual al caso base y se determinan los mejores puntos. Luego los escenarios que varíen la inyección de aire en caso del escenario 4,5,6,7,8 y 9 que parten de los mejores puntos de los escenarios 1,2 y 3.

Para determinar el escenario con el mejor desempeño se tiene en cuenta que los escenarios generen el vapor necesario, como mínimo cumplir con la producción mencionada en el régimen convencional; y que los análisis isocinéticos de la simulación sean menores al del régimen convencional, teniendo en cuenta que lo más óptimo sería cumplir con la resolución 909 que se les exige a las plantas extractoras de aceite. En la tabla 20 se muestran los límites que se le permiten emitir.

Tabla 20: indicadores para isocinéticos según regulación 909 de 2008

Indicadores para la evaluación del Co-firing		
Análisis isocinéticos de NO_x (Res. 909 *PN)	50	[mg/m ³]
Análisis isocinéticos de MP (Res 909)	350	[mg/m ³]
Producción de vapor	22900	[kg/h]

Fuente: ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial

*PN: plantas nuevas

Con la evaluación de los análisis isocinéticos de cada uno de los escenarios, se determinan las mejores condiciones y se compara teniendo como referencia las emisiones generadas de NO_x, MP, CO, CO₂ y SO_x.

4.3.13. Cálculo de análisis isocinéticos

Se establece el flujo volumétrico de los gases a la salida de la caldera con el flujo másico y la densidad de los humos, luego este flujo es llevado a las condiciones establecidas por resolución 909 que son a 25°C y 1 atm, es decir a condiciones estándar de referencia. En la ecuación 27 se determina el proceso para determinar el volumen a condiciones estándar donde T_s , P_s son la temperatura y presión estándar y T_{op} , P_{op} las condiciones de temperatura y presión a la salida de la caldera. Conociendo el flujo volumétrico estandarizado se determina la concentración de cada contaminante a analizar.

$$\dot{V}_s [m^3] = (\dot{m}_{humos} * \rho_{humos}) * \left(\frac{T_s}{T_{op}}\right) * \left(\frac{P_{op}}{P_s}\right) \quad \text{Ecuación 21}$$

$$C_i [mg/m^3] = \frac{\dot{m}_i}{\dot{V}_s} \quad \text{Ecuación 22}$$

Luego se determina el porcentaje de oxígeno volumétrico de los contaminantes a la salida de la chimenea con sus respectivas condiciones de temperatura y presión de salida, para ello se necesita el flujo másico y la densidad a esas condiciones.

$$\%O_2 = \frac{\dot{m}_{O_2} * \rho_{O_2}}{\dot{m}_{humos} * \rho_{humos}} \quad \text{Ecuación 23}$$

Para poder comparar los resultados obtenidos en la simulación con los que indica la resolución 909, debemos llevarlos a una misma referencia con respecto al porcentaje de oxígeno, que en este caso es del 13%. En la ecuación 29 se observa cómo se calcula el porcentaje de oxígeno, luego se lleva a la referencia establecida como lo indica la ecuación 30. En el Anexo K se encuentra el código de EES para cálculo de estos análisis.

$$C_{i\%O_2@13\%} = C_i * \frac{21 - 13}{21 - \%O_2} \quad \text{Ecuación 24}$$

4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA CO-FIRING

El aspecto económico es importante para analizar si el proyecto es viable. Para esto se debe tomar en cuenta la inversión inicial que se genera por la compra de equipos, e implementación de infraestructura necesaria para la puesta en marcha del sistema Co-firing y los posibles ingresos que se pueden obtener a partir del ahorro de combustible fibra o una mayor generación de vapor, partiendo de los resultados obtenidos en la evaluación de desempeño de los escenarios planteados en la tabla 19.

4.4.1. Cotización de los elementos a tener en cuenta en el sistema Co-firing

- **Costos de equipos, accesorios e infraestructura**

Lo primero a tener en cuenta es la inversión inicial, Esta se toma a partir de la cotización de cada uno de los elementos del sistema a emplear. Esta cotización se hace directamente desde catálogo de los fabricantes que se seleccionaron para cada uno de los elementos, en el Anexo C se puede ver la lista detallada con la marca y costo de cada uno de los equipos, así como el catálogo de donde se obtuvo dicha información. En la tabla 21 se resume los costos asociados a equipos, accesorios e infraestructura necesaria para el proyecto.

Tabla 21: Costos asociados a equipos.

Concepto	Cantidad	Costo Unidad [COP/unidad]	Costo Total [COP]
Biofiltro	1	\$ 8.613.832	\$ 8.613.832
Trampa de condensado	1	\$ 3.789.510	\$ 3.789.510
Soplador	1	\$ 5.370.142	\$ 5.370.142
Tubería de transporte	82,81	\$ 107.748	\$ 8.922.620
Válvulas presentes en transporte Biogás	6	\$ 7.758.077	\$ 10.404.348
Control de flujo de biogás	4	\$ 4.104.165	\$ 8.208.330
Accesorios	12	\$ 817.739	\$ 7.423.487
Diseño del Sistema Co-firing	1	\$ 2.000.000	\$ 2.000.000

Fuente: Elaboración propia

- **Costos de mantenimiento**

Los costos asociados a mantenimiento se toman según estimaciones encontradas en trabajos que emplean elementos con el mismo comportamiento, como lo es el caso del Biofiltro [37], e información suministrada por fabricante acerca del mantenimiento del mismo. En la tabla 22 se muestran los valores asociados con el mantenimiento del sistema Co-firing.

Tabla 22: Costos asociados con mantenimiento del sistema Co-firing

Concepto	Mantenimiento [COP/mes]
Biofiltro	\$ 77.568
Trampa de condensado	\$ 10.000
Soplador	\$ 20.000
Tubería de transporte	\$ 10.000
Válvulas presentes en transporte Biogás	\$ 10.000
Control de flujo de biogás	\$ -
Accesorios	\$ -
Diseño del Sistema Co-firing	\$ 12.000

Fuente: Elaboración propia

Además de los costos de mantenimiento, hay que agregar los costos de operación, que están relacionados con el consumo de energía eléctrica por parte de algunos equipos, como lo es el soplador, la bomba de recirculación y la resistencia eléctrica. En la tabla 23 se puede observar dichos costos.

Tabla 23: Costos de operación

Equipo	Energía [kWh]	Energía día [kWh/día]	Costo [COP/día]
Soplador	6,6	79,2	\$ 39.760
Bomba de recirculación	0,05	0,6	\$ 301
Resistencia	7	84	\$ 42.169
Total	13,65	163,8	\$ 82.230

Fuente: Elaboración propia

4.4.2. Criterios de evaluación financiera

Se definen algunos criterios que influyen en la evaluación financiera, entre ellos el IPC, incremento de puntos y la tasa de rendimiento esperada. Estos valores se toman según el comportamiento actual del mercado y teniendo en cuenta el factor de riesgo que representa un proyecto en el sector energético. Otros valores que deben fijarse son el tiempo de duración del proyecto y las horas de operación de la planta. Los valores definidos se muestran a continuación en la tabla 24.

Tabla 24: Criterios financieros

IPC	4,0%
Incremento de puntos	0,5%
Tasa esperada	16%
Horas operación diaria	12
Días de operación anual	317
Horas de operación anual	3.804
Años	6

Fuente: Elaboración propia

4.4.3. Evaluación para posibles ahorros

Para la evaluación de la parte económica se plantean 2 casos de estudio, estos casos son seleccionados a partir de la evaluación realizada en los escenarios planteados en la tabla 19.

El primer caso a evaluar se toma a partir del escenario que presente una mayor producción de vapor y que a su vez genere una reducción en los análisis isocinéticos evaluados.

Debido a que la valorización se hace por medio de kWh producido, es necesario hacer la conversión de kg Vapor a kWh generados de energía eléctrica (teniendo en cuenta una turbina con eficiencia del 60% y un generador eléctrico del 98%) y el precio del kWh, el cual se toma como un valor promedio del año 2018 en Colombia.

$$1 \text{ kg Vapor/h} \leftrightarrow 0,038315 \text{ kWh}$$

$$\text{Precio} = 502,014 \left[\frac{\text{COP}}{\text{kWh}} \right]$$

Para el cálculo de ahorro generado en este caso, se halla por medio de la ecuación 32.

$$Ahorro = 0,038315 * ExdVapor \quad \text{Ecuación 25}$$

El segundo caso a evaluar se escoge desde el escenario que presente una reducción de consumo de combustible fibra y que a su vez genere una reducción en los análisis isocinéticos evaluados.

Esta fibra ahorrada puede ser valorizada para otras aplicaciones en la industria. Se tiene actualmente un precio de 35 COP por kg de fibra. El ahorro en este caso son los kilogramos de fibra que se dejan de ingresar a la combustión.

Debido a que año a año se incremente el IPC se evalúa los ingresos por medio de la ecuación 33:

$$Ingresos = Ahorro * (Precio + Precio * (IPC + ip * i)) \quad \text{Ecuación 33}$$

4.4.4. Evaluación económica del Sistema Co-firing

Para la evaluación económica de los diferentes casos se determina los gastos de operación y mantenimiento año a año a partir de los datos suministrados en la tabla 22 y 23 respectivamente. En la ecuación 34 se determinan estos gastos.

$$GOM_{total} = \left(GM * 12 + GO * \frac{dias}{año} \right) * (Precio + Precio * (IPC + ip * i)) \quad \text{Ecuación 34}$$

Conociendo los ingresos y los gastos se puede determinar el flujo de caja libre año a año para el caso evaluado por medio de la ecuación 35.

$$FlujoDeCajaLibre = Ingresos - GOM_{total} \quad \text{Ecuación 26}$$

Conociendo el flujo de caja libre, se puede hallar el valor presente anual año a año, este valor se calcula por medio de la ecuación 36.

$$VPA = \frac{FujoDeCajaLibre}{(1 + TasaE)^i} \quad \text{Ecuación 27}$$

Para calcular el tiempo de retorno del proyecto se requiere el VPA, se determina el tiempo retorno año a año y se toma que cuando el este valor es positivo significa que el proyecto a recuperado la inversión inicial, es decir, los ingresos generados superan la inversión inicial. Teniendo que el año 0 es la inversión inicial.

$$\text{Tiempo de retorno de inversión}_i = \text{VPA}_i - \text{Tiempo de retorno de inversión}_{i-1}$$

Ecuación 28

Para el cálculo del valor presente neto que es lo que se desembolsa después de recuperar la inversión inicial del proyecto y de pagar los gastos generados del mismo. En la ecuación 38 se presenta como se calcula este valor.

$$VPN = \sum \frac{\text{FlujoDeCajaLibre}_i}{(1 + \text{TasaE})^i} - \text{InversiónInicial}$$

En la tabla 25 se muestra la nomenclatura usada en el análisis económico.

Tabla 25: Nomenclatura de variables relacionadas con el análisis económico

Variable	Descripción	Unidades
ExdVap	Excedente de vapor producido en régimen Co-firing	[kg/h]
IPC	Índices de precios al consumidor	[%]
Ip	Incremento de puntos	[%]
i	Años evaluado	[Año]
GO	Gastos de operación del sistema	[COP/día]
GM	Gastos de mantenimiento del sistema	[COP/mes]
TasaE	Tasa de retorno de inversión	[%]
GOM_{total}	Gastos de operación y mantenimiento total	[COP/año]
VPA	Valor presente anual	[COP/año]
VPN	Valor presente neto	[COP]

Fuente: Elaboración propia

5. RESULTADOS Y ANÁLISIS.

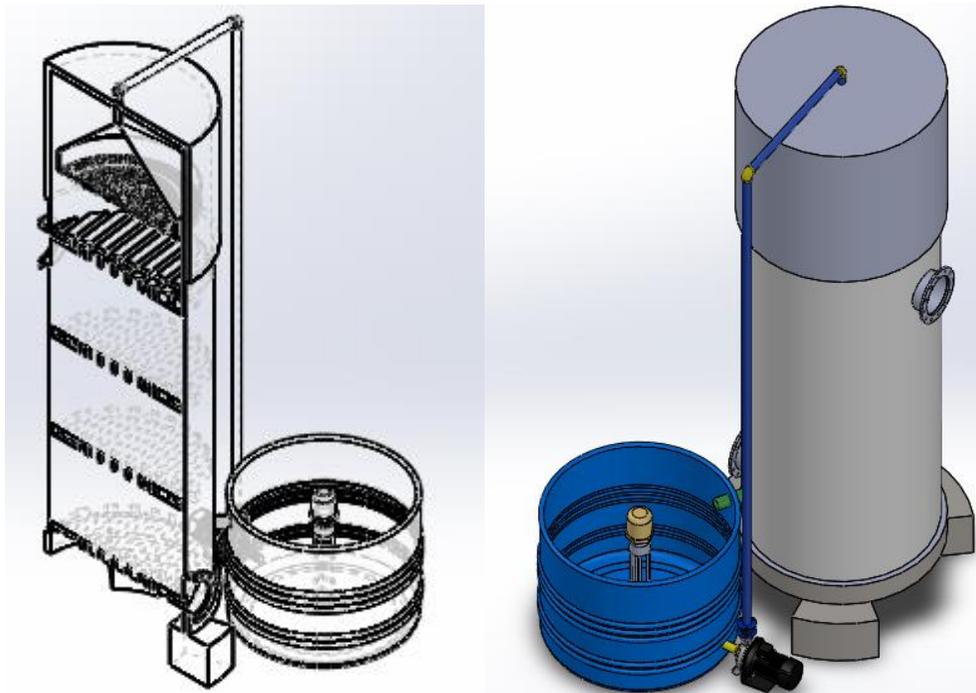
5.1. SISTEMA DEPURACIÓN H₂S

En el presente capítulo se presentan los resultados para diseño, selección de equipos y dimensionamiento del sistema de depuración de H₂S.

5.1.1. Biofiltro percolador

El diseño planteado para la remoción de H₂S (Biofiltro percolador) se muestra a continuación en la Figura 21. En el Anexo D se muestra el plano detallado.

Figura 21: Esquema del Diseño del Biofiltro



Fuente: Elaboración propia

En la tabla 26 y tabla 27 se muestran los parámetros calculados para el diseño del biofiltro percolador

Tabla 26: Dimensiones de Biofiltro H₂S

Φ	Diámetro Columna Biofiltro	0,8	[m]
V	Volumen del biofiltro	0,827546296	[m ³]
H	Altura del biofiltro	1,65	[m]

Fuente: Elaboración propia

Tabla 27: Dimensiones de sistema de calentamiento

V	Volumen de agua	0,1004	[m ³]
E	Energía requerida	2093	[KJ]
P	Potencia requerida	7	[kW]

Fuente: Elaboración propia

- **Tubería de recirculación**

Para la tubería de recirculación se obtuvieron los siguientes parámetros tabulados en la tabla 28.

Tabla 28: Tubería de recirculación

Q_r	Caudal de recirculación	0,0003348	[m ³ /s]
Φ_r	Diámetro de tubería de recirculación	0,01460	[m]
Φ_r	Diámetro de tubería de recirculación	0,5748	[pulg]
L_r	Longitud de tubería de recirculación	3	[m]

Fuente: Elaboración propia

Debido a que el diámetro de la tubería es de 0,5748", por efectos de fabricación esta se aproxima a un diámetro de 1" que se encuentra en el mercado.

- **Bomba de recirculación**

A partir de estos valores obtenidos en la tabla 28 sobre la tubería de recirculación, se calculan las pérdidas de carga en la tubería, donde también se tiene en cuenta las pérdidas menores. Los resultados obtenidos en este cálculo se muestran a continuación en la tabla 29.

Tabla 29: Pérdidas de carga en tubería de recirculación

hL	Pérdidas mayores	0,065542096	[m]
hM	Pérdidas menores	0,062293807	[m]
hT	PÉRDIDAS TOTALES	0,127835903	[m]

Fuente: Elaboración propia

Conociendo las pérdidas de la tubería, podemos saber los parámetros de selección de la bomba, ya que estos están relacionados con la altura que la bomba debe suplir a causa de diseño y perdidas de presión. Por tanto, la bomba debe cumplir con las condiciones de la tabla 30.

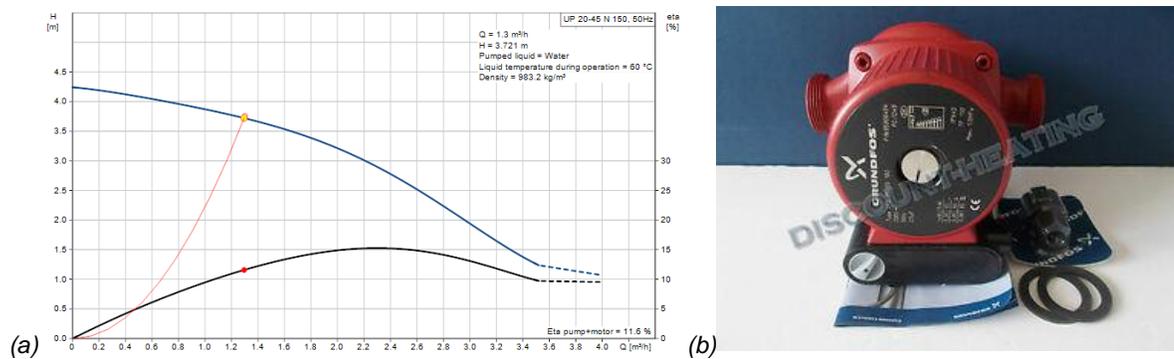
Tabla 30: Parámetros de selección de la bomba de recirculación

Caudal	1,2	[m ³ /h]
Longitud total	3,1278	[m]

Fuente: Elaboración propia

A partir de estos valores se selecciona la bomba de recirculación, en este caso se seleccionó según el catálogo presentado por el fabricante Grundfos, ya que esta cumple con las especificaciones de diseño. Teniendo en cuenta esto, la bomba seleccionada se presenta a continuación en la Figura 22.

Figura 22: Selección de bomba de recirculación. (a) Diagrama de curvas de la bomba (b) imagen de bomba seleccionada



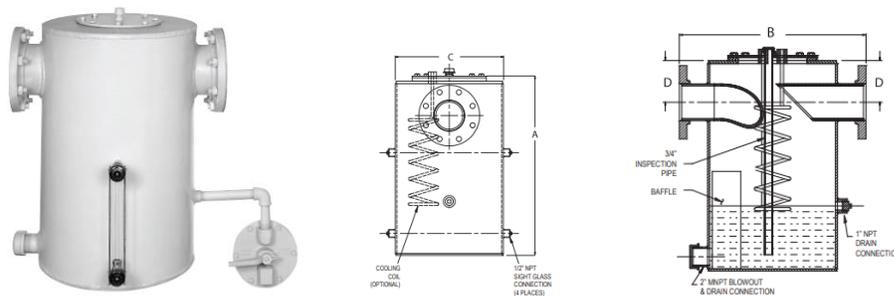
Fuente: Grundfos

Se seleccionó la bomba de referencia UPS 25-50, La cual consume una potencia de 49,88 [W].

5.2. SISTEMA DE DEPURACIÓN DE SEDIMENTOS Y CONDENSADOS

En el sistema de depuración de sedimentos y condensados, se selecciona una trampa, con la suficiente capacidad de remover las partículas y el agua que está presente en la red de transporte. Para el caso evaluado se selecciona la trampa de VarecBIOGAS serie 233 de 6", ya que cumple con los parámetros mencionados anteriormente.

Figura 23: Trampa para sedimentos y condensados seleccionada



Fuente: VarecBIOGAS

Para el caso de la trampa seleccionada se tienen las siguientes dimensiones, presentes en la figura 24.

Figura 24: Especificaciones de la trampa seleccionada

Dimensions and Weights, inches [mm] and lbs. (kg)									
Size Code	02	03	04	06	08	10	12	14	16
Nominal	2	3	4	6	8	10	12	14	16
Pipe Size	[50]	[75]	[100]	[150]	[200]	[250]	[305]	[356]	[406]
A	26 1/8 [664]	26 1/8 [664]	26 1/8 [664]	31 1/8 [791]	37 11/16 [957]	37 11/16 [957]	49 15/16 [1268]	68 1/2 [1740]	68 1/2 [1740]
B	22 1/2 [571]	23 [584]	23 [584]	27 [686]	39 [991]	39 [991]	48 [1219]	68 [1727]	68 [1727]
C	16 [406]	16 [406]	16 [406]	20 [508]	30 [762]	30 [762]	38 [965]	52 [1321]	52 [1321]
D	3 7/8 [98]	4 5/8 [117]	5 3/8 [137]	6 3/8 [162]	6 7/16 [164]	7 1/16 [179]	9 3/16 [233]	15 5/8 [397]	15 5/8 [397]
Shipping Weight	140 [73]	145 [77]	175 [84]	265 [125]	350 [345]	450 [381]	1150 [592]	2557 [1160]	2637 [1196]

Fuente: VarecBIOGAS

En el Anexo D se encuentra el plano detallado de la trampa de condensado.

5.3. DISEÑO DE TUBERÍA DE TRANSPORTE DE BIOGÁS

Teniendo en cuenta la herramienta de Excel que posee todas las ecuaciones y parámetros de diseño necesarias para el cálculo de pérdidas en las tuberías, se evalúan las pérdidas que se presentan cuando se varía el diámetro.

A partir de esto obtenemos que es adecuado un diámetro de 6", debido a que las pérdidas de presión en la tubería son aceptables, teniendo en cuenta que el precio de la tubería varía de acuerdo al diámetro, es decir, un mayor diámetro representa una inversión más alta en esta red de transporte dimensionada. Las pérdidas con este diámetro se muestran en la tabla 31.

Tabla 31: Resultados de las pérdidas en tubería

Diámetro	6"	[pulg]
Pérdidas mayores	27,326840762	[m]
Pérdidas menores	4,587652072	[m]
Pérdidas totales	31,914492834	[m]

Fuente: Elaboración propia

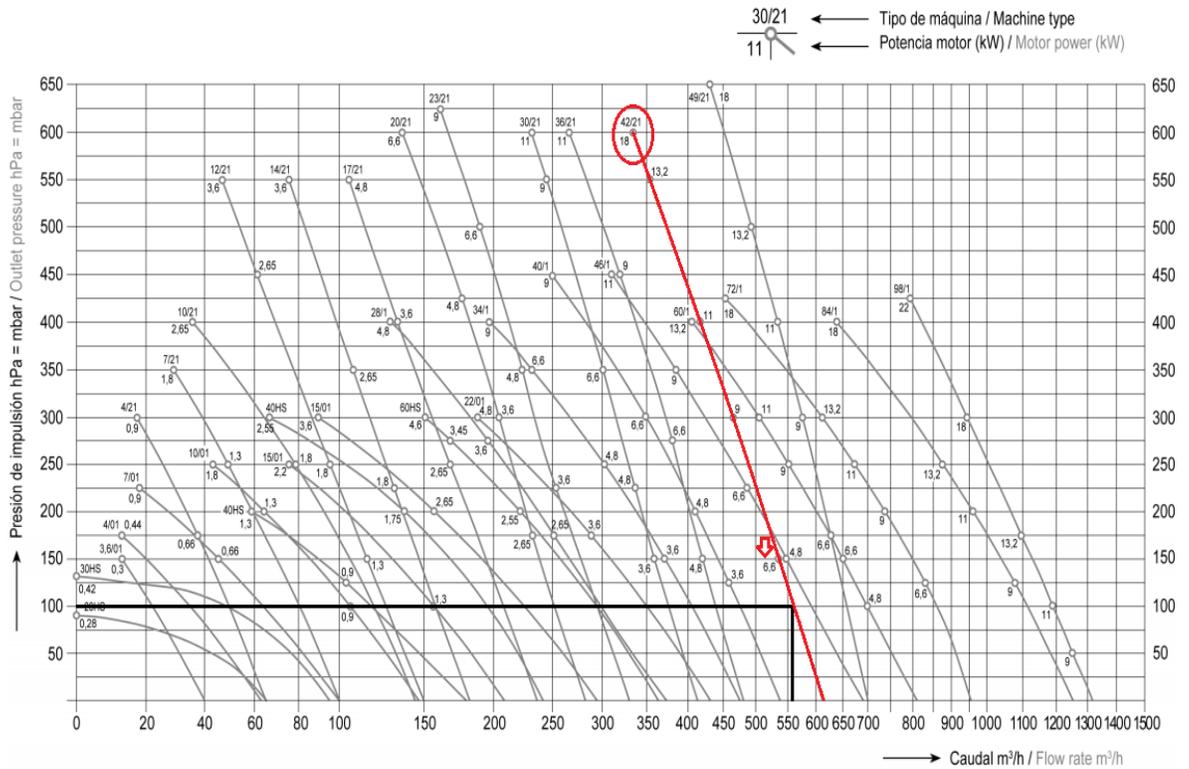
El material de la tubería es PVC shc 40, diámetro de 6" tomado de los catálogos del fabricante Pavco.

5.4. SISTEMA DE IMPULSIÓN DEL BIOGÁS

El sistema de impulsión está conformado principalmente por el soplador, el cual debe cumplir con los requerimientos de presión que se presentan a la entrada de la caldera, además debe superar la caída de presión a causa de la fricción de la tubería y los equipos presentes en la red.

Entonces, se dimensiona según las curvas que suministra el fabricante que relaciona caudal y presión, los cuales son los parámetros de dimensionamiento, para el caso estudiado la presión requerida es de 70 [mbar] y un caudal de 508,7 [m³/h]. La selección del soplador se muestra a continuación en la Figura 25.

Figura 25: Curvas que relaciona presión y caudal para selección de soplador



fuelle: MAPRO

Como se puede observar en la figura 25 el soplador seleccionado es el de referencia 42/21 de tipo canal lateral, de la marca Mapro, ya que este cumple con las condiciones de operación exigidas y con la norma ATEX que regula la prevención de riesgos en atmosferas explosivas.

Para determinar la potencia que consume el soplador para la impulsión del biogás a través de la red, se presenta la figura 26, en donde el fabricante suministra el consumo eléctrico dependiendo de las condiciones de caudal y presión.

Figura 26: Parámetros de Caudal y potencia (motor) del soplador seleccionado

Pressione di mandata Outlet pressure	hPa mbar											
	0	50	75	100	125	150						
Portata aspirata-Flow rate	m ³ /h											
Pot. motore-Motor power		kW	kW	kW	kW	kW						
CL 30/21	414	394	3,6	384	3,6	374	3,6	364	3,6	354	3,6	34
CL 36/21	477	468	4,8	462	4,8	453	4,8	443	4,8	433	4,8	42
CL 740 HS	600	532	4,8	498	4,8	464	4,8	430	6,3	396	6,3	36
CL 42/21	610	590	6,6	577	6,6	565	6,6	552	6,6	540	6,6	53
CL 49/21	700	672	6,6	660	6,6	647	6,6	635	6,6	622	6,6	61

Fuente: MAPRO

Como se puede observar en la figura 26, el soplador posee una capacidad de 565 m³/h con una tolerancia del $\pm 10\%$, y un consumo de 6,6 kW.

5.5. ELEMENTOS DE RED DE TRANSPORTE DE BIOGÁS

En la regulación de la red de transporte se tienen en cuenta varios equipos y elementos, entre ellos válvulas (reguladoras de presión, antirretorno, de seguridad) sistemas de medición (pH metro, caudalímetro, manómetro), dispositivos de seguridad (corta llamas).

A continuación, en la tabla 32 se enlistan los diferentes dispositivos seleccionados que se tienen en cuenta para el transporte del biogás desde el digestor hasta la caldera.

Tabla 32: Elementos presentes en red de transporte de Biogás.

Elemento	Imagen	Función
Válvula de bola. Se seleccionó del fabricante Botelo Valve Group. 6"		Regulación de flujo de biogás, se instala a la salida del soplador.
Válvula de mariposa, marca Spears, referencia 682311-060. 6"		Regulación de flujo de biogás, Se instala antes de la llegada al soplador.
Caudalímetro, marca Endress+Hauser, Prosonic Flow B 200. 6"		Medición continua y monitorización del caudal y la calidad del biogás que se tiene a la salida del biogás y entrada a la caldera. (mide Caudal, temperatura y metano)

<p>Transmisor de presión digital, Marca Endress+Houser, referencia Cerabar PMC51</p>		<p>para medir presión a la salida del biodigestor y entrada a la caldera</p>
<p>Válvula corta llamas, Seleccionada del fabricante Varec Biogás, referencia serie 59. 6"</p>		<p>Es necesaria para cumplir con la normativa Atex, Está diseñada para extinguir la propagación de llama de fuentes externas. Ubicada antes de la inyección del biogás.</p>
<p>Regulador de contrapresión, seleccionada del fabricante Varec BIOGAS, referencia serie 386. 6"</p>		<p>Regular la presión, ubicada antes de la inyección de biogás, teniendo en cuenta el requerimiento de 70 [mbar].</p>

Fuente: fabricantes

En el Anexo C se muestra la cantidad necesaria de cada uno de estos elementos en la red de transporte, junto con precio y catalogo del fabricante.

5.6. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LA CALDERA EN ASPEN PLUS

En la siguiente sección se presenta los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas en Aspen Plus con las condiciones normales de operación y la implementación del sistema cofiring con los escenarios a evaluar.

5.6.1. Caldera en régimen convencional

Utilizando el esquema de simulación de la caldera en régimen convencional (figura 19) y definiendo las condiciones de operación, se determina la producción de vapor y los análisis isocinéticos entregados por la simulación. Estos resultados obtenidos

se comparan con los indicadores de referencia que fueron entregados por la empresa, de esta forma se determina si la simulación se asemeja a la caldera en el proceso de producción en la planta.

Tabla 33: Comparación de indicadores entre el caso simulado y los de la planta extractora

	Caldera simulada en Aspen plus	Caldera en el proceso de producción	% Error
Producción de vapor [kg/h]	22901,3	22900	0,006%
Análisis isocinéticos de NO_x [mg/m³]	336,6	312,3	7,781%
Análisis isocinéticos de MP [mg/m³]	315,8	325	2,831%

Fuente: Elaboración propia

Utilizando las condiciones de operación de la caldera en la simulación, se determina que la simulación entrega valores cercanos a los de la planta estudiada y el porcentaje de error se encuentra entre el rango establecido. Conociendo las condiciones de la caldera en régimen convencional, Este se establece como caso base para el análisis del sistema cofiring.

5.6.2. Caldera en régimen Co-firing

Para la evaluación del sistema cofiring, se determinaron diferentes casos de operación (tabla 19), de los cuales unos escenarios mantienen las condiciones de operación del caso base y otro varían. Estas condiciones de operación están relacionadas con temperaturas y flujos de inyección de aire.

- **Escenarios manteniendo las condiciones del caso base**

Escenario 1

Para la simulación del primer escenario se calculó el poder calorífico de los combustibles para determinar una equivalencia energética, y así se establece que tanta fibra puede remplazar el biogás, por medio de la herramienta EES se calcula dicha equivalencia. En el Anexo E se puede observar el código usado en el programa.

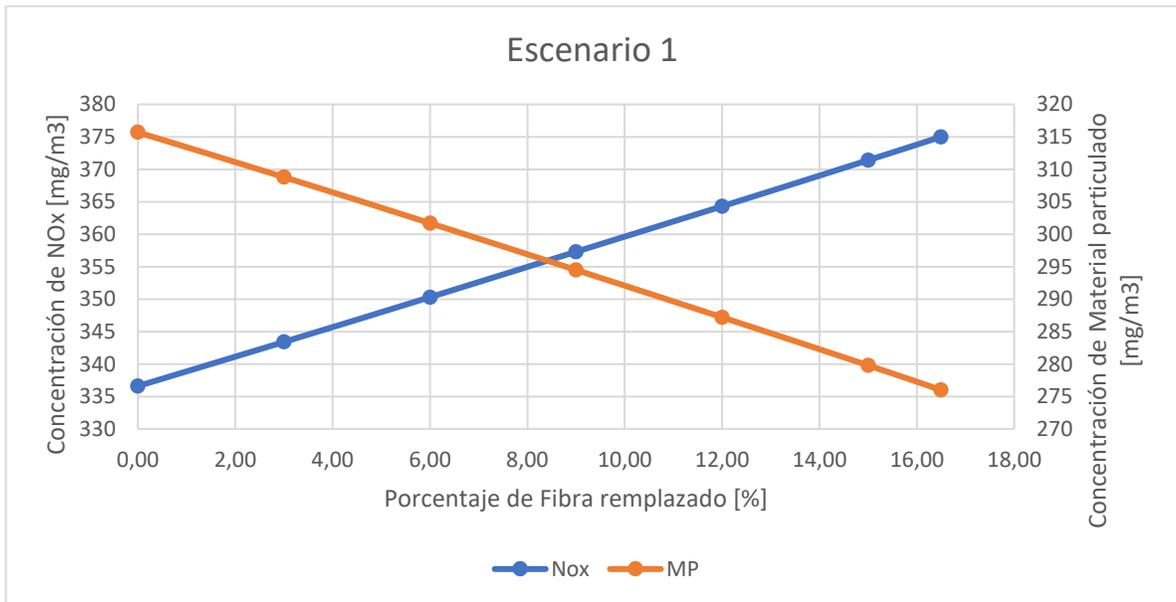
Tabla 34: Equivalencia energética de la fibra y el biogás de la planta extractora.

PCI	Fibra	18086	[kJ/kg]
	Biogás	26044	[kJ/kg]
Equivalencia	Fibra	1	[kg/h]
	Biogás	0,6944	[kg/h]

Fuente: Elaboración propia

Con los resultados de la equivalencia energética se determina que los 554,579 kg/h de biogás producido en la empresa pueden reemplazar 798,64 kg/h de fibra, es decir 16,49% de este combustible. Conociendo el porcentaje máximo de fibra que se puede reemplazar, se varía la inyección de biogás en el sistema cofiring y la respectiva fibra que se deja de ingresar. En este escenario se utiliza las condiciones de operación de la simulación base y se evalúa los resultados isocinéticos obtenidos. En la figura 27 se observa los resultados obtenidos de este escenario.

Figura 27: Resultados isocinéticos del sistema Co-firing reemplazando fibra por biogás por medio de equivalencia energética.



Fuente: Elaboración propia

Se observa que cuando se reemplaza la fibra por biogás utilizando la equivalencia energética, se disminuye el material particulado al aumentar la inyección de biogás, debido a que se quema menos fibra y por lo tanto menos generación de cenizas volantes; por otro lado se incrementan los NOx por el efecto del exceso de aire, debido a que el biogás requiere menos oxígeno y como se mantiene las condiciones

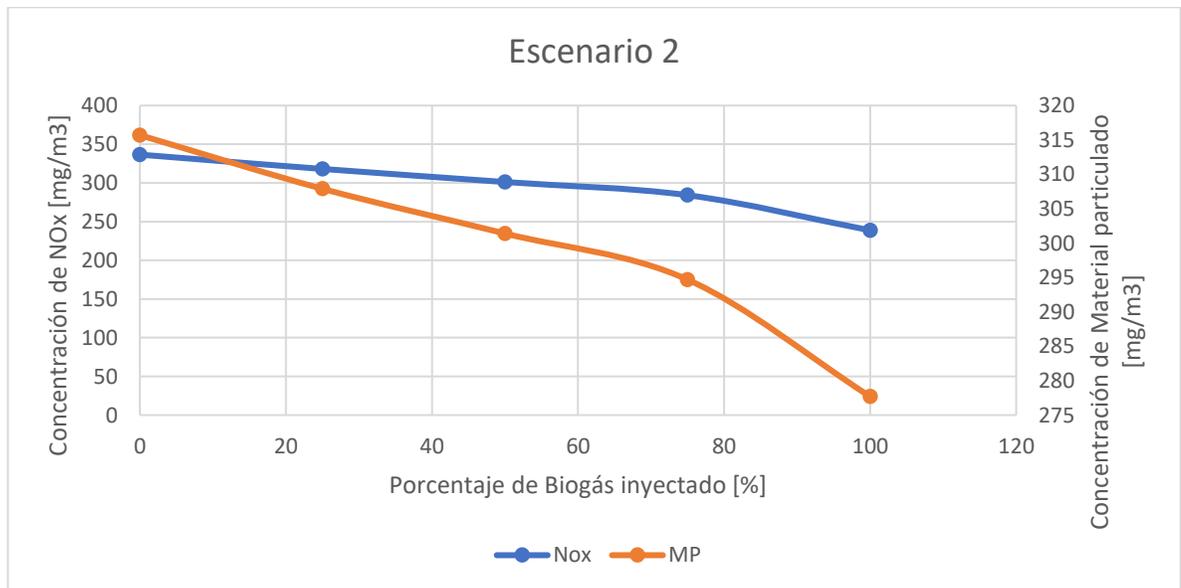
normales de operación se incrementa el aire en la combustión el cual reacciona en NO por efectos de la temperatura.

En este escenario el mejor punto se encuentra cuando se reemplaza 16,49% de fibra es decir cuando se inyecta todo el biogás producido en la planta, porque se reduce el material particulado en un 11,54% lo que es un buen indicador para la empresa ya que esta pasa los límites permisibles del contaminante. Aunque a estas condiciones no son buenos los resultados de NOx estos se pueden mitigar, reduciendo los flujos de aire a la entrada de la combustión, este análisis se lleva a cabo en el escenario 5 y 6. La producción de vapor en este punto es de 22901,3 kg/h que es igual al del caso base por lo tanto se supe la demanda de vapor requerido por la planta para sus procesos cumpliendo con el indicador energético.

Escenario 2

Para la evaluación del escenario 2 se tiene en cuenta la producción de biogás y la fibra. En este caso se varía la entrada del combustible biogás y se mantiene el ingreso de fibra al 100%. En la figura 28 se puede observar el resultado para este escenario.

Figura 28: Resultados isocinéticos del sistema Co-firing inyectando biogás a la combustión.



Fuente: Elaboración propia.

En el escenario 2 se puede apreciar que cuando se inyecta biogás a la caldera el material particulado disminuye, esto se debe a que se incrementa el flujo de humos en la caldera por el efecto del biogás, además este combustible no produce cenizas volantes que incrementen la concentración de particulados y por lo tanto las cenizas

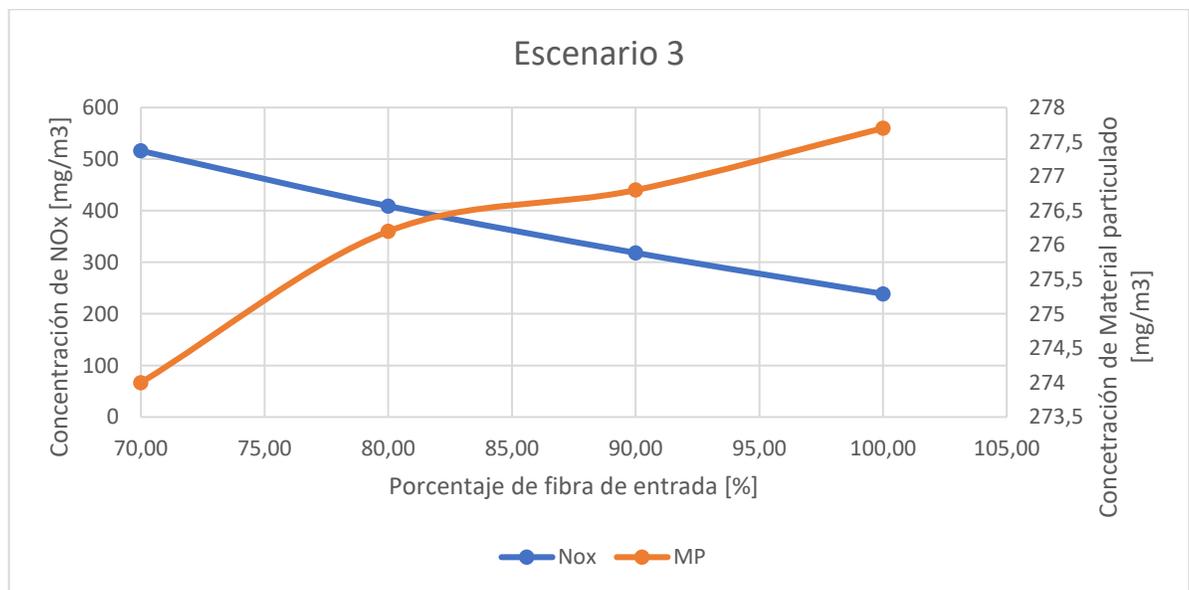
generadas por la fibra se encuentran mezcladas con los humos de los dos combustibles. También se disminuyen los NOx debido a que en la combustión se consume más oxígeno y por ende menos formación de NO y NO₂.

En este escenario el mejor punto se presenta cuando se inyecta toda la fibra y el biogás producido por la empresa, debido a que se disminuye el material particulado en un 12,36% y también se disminuye los NOx en 29,05%, lo que es bueno ya que los indicadores están por debajo del caso base. La producción de vapor puede suplir lo demandado por la empresa que es de 22901,3 kg/h y además se puede producir hasta 23500 kg/h de vapor el cual puede ser aprovechado en la cogeneración para una mayor producción de energía.

Escenario 3

Para la evaluación del escenario 3 también se tiene en cuenta el biogás producido y la fibra utilizada en la caldera, pero en este caso se mantiene todo el biogás producido y se empieza a variar el ingreso de fibra a la caldera. En la figura 29 se puede observar el comportamiento de este escenario.

Figura 29: Resultados isocinéticos del sistema co-firing retirando fibra a la combustión e inyectado todo el biogás producido.



Fuente: Elaboración propia.

En este caso se puede determinar que cuando se disminuye el ingreso de fibra a la caldera baja el material particulado, esto es debido a que se quema menos cantidades de fibra por lo tanto menos generación de cenizas, pero se incrementan la formación de NOx debido a que se incrementa el exceso de aire en la combustión.

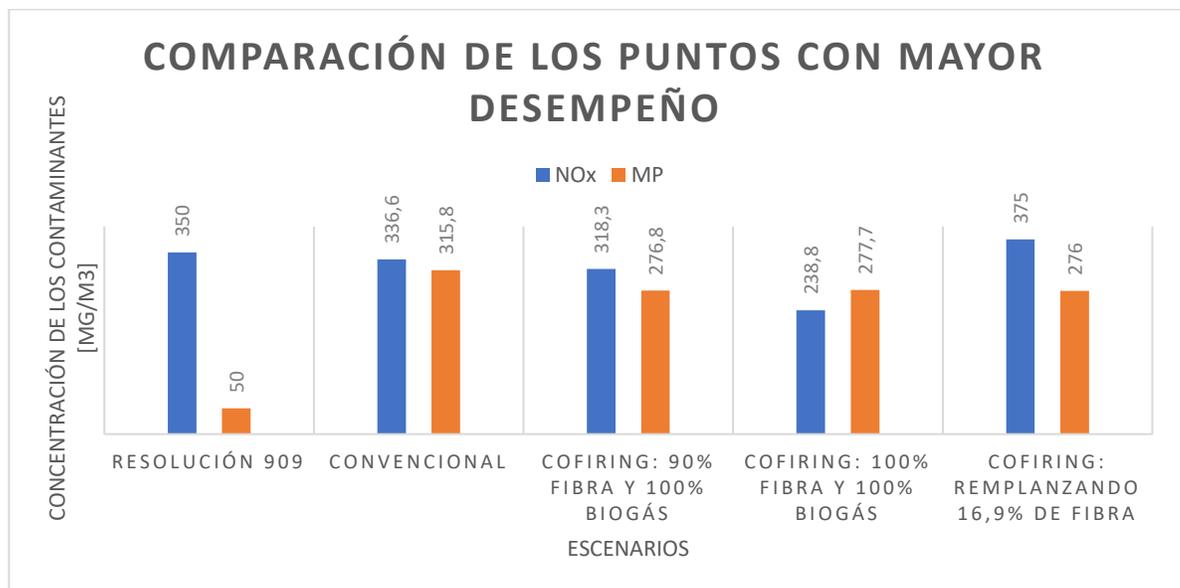
En este escenario el mejor punto es cuando se inyecta un 90% de fibra y se mantiene el biogás ya que el material particulado disminuye en un 12,31% y los NOx bajan un 5,43%. En este caso no se tomó el punto con menor cantidad de MP por que los NOx en este punto son mayores de 500 mg/m³ lo que representa un 42,6% en incrementos de NOx, tampoco se tomó el de 100% de fibra y 100% biogás por es el mismo punto del escenario 2. La producción de vapor en este punto es de 22901,3 kg/h que es igual al del caso base por lo tanto se suple la demanda de vapor requerido por la planta para sus procesos.

- **Puntos con mayor desempeño manteniendo las condiciones de operación del caso base**

Con los mejores puntos obtenidos en el escenario 1, 2 y 3 se determinan cuál de los sistemas cofiring a condiciones de operación tiene el mejor desempeño, comparados con el caso base y los indicadores ambientales de la resolución 909. Los mejores escenarios obtenidos son:

- Escenario 1: Se inyecta todo el biogás producido que equivale a 16,49% de fibra y se ingresa 83,51% de fibra.
- Escenario 2: Se ingresa toda la fibra y todo el biogás.
- Escenario 3: Se ingresa 90% de la fibra y todo el biogás.

Figura 30: Comparación de los puntos con mayor desempeño de los escenarios manteniendo condiciones de operación del caso base.



Fuente: Elaboración propia.

Se determina que el mejor sistema cofiring a condiciones normales de operación es cuando se ingresa toda la fibra y se inyecta todo el biogás generado en la planta, debido a que es el sistema que genera menos material particulado y menos NOx en comparación de los otros 2 sistema cofiring, además el MP es menor al caso base y los NOx se mantienen por debajo a los de la resolución. Otra ventaja de este sistema es el aumento en la producción de vapor que puede ser utilizado en la cogeneración para el ahorro en el consumo de la energía eléctrica.

Se determinó la concentración de CO para observar que en la caldera se presente una combustión completa y que la implementación del cofiring no dispare la producción de CO₂, en el Anexo F se observa la gráfica con la concentración de estos contaminantes para los mejores puntos de cada escenario y se obtiene que el escenario 100% Fibra y 100% biogás es el que tiene menor concentración de CO₂ y se incrementan los CO a comparación de los otros escenarios y el caso base, sin embargo la producción de CO entre los escenarios no varía significativamente.

- **Escenarios variando la inyección de aire y manteniendo las inyecciones de combustible según los resultados anteriores**

Escenario 4

Para la evaluación de este escenario se toma el mejor punto del escenario 1 que consiste en remplazar 16,49% de fibra por el biogás, pero en este caso se varía la inyección de aire UGA teniendo en cuenta la inyección nominal del soplador como el 100%. En el Anexo G se aprecia los resultados obtenidos en este escenario.

En este escenario se obtiene que al reducir el aire se disminuye el material particulado y los NOx, pero este comportamiento se presenta hasta una reducción del aire en un 70%, porque al disminuir el aire de este porcentaje se aumenta la producción de material particulado. Esto se debe a que si se disminuye al aire por debajo del 70% la combustión será incompleta generando una mayor cantidad de cenizas e inquemados que serán arrastrados por los humos. Además, los NOx disminuyen por la ausencia de aire que reaccione en óxido de nitrógeno.

El mejor punto de este escenario se presenta cuando se inyecta aproximadamente un 70% de aire que equivale a 16267 kg/h es decir 14000 m³/h, debido a que se disminuyen los NOx y el MP comparado con el escenario 1 que mantiene las condiciones de operación.

Escenario 5

En la evaluación de este escenario también se toma el mejor punto del escenario 1, pero en este caso se varía la inyección de aire OFA teniendo en cuenta la inyección nominal del soplador como el 100%. En el Anexo G se aprecia los resultados obtenidos en este escenario.

En este escenario se observa que cuando se disminuye la inyección de aire OFA, se presenta una disminución leve en las cenizas, pero esto sucede por la inyección de biogás en la combustión y no por efectos del aire secundario. También se disminuyen los NOx debido a que hay menor presencia de aire que reaccione en NOx.

El mejor punto de este escenario se presenta cuando se inyecta aproximadamente un 60% de aire que equivale a 6971,4 kg/h es decir 6000m³/h, debido a que se disminuyen los NOx y el MP comparado con los escenarios 1 que mantiene las condiciones de operación.

En la tabla 35 se observa la comparación de los mejores puntos en el escenario 1 (parágrafo 4 del escenario 1), Escenario 4 (parágrafo 3 del escenario 4) y escenario 5 (parágrafo 3 del escenario 5), en donde todos mantienen la misma inyección de combustibles.

Tabla 35: Comparación de los escenarios en los que realizan equivalencia energética.

	NOx [mg/m ³]	MP [mg/m ³]	Comparación respecto al caso base [%]	
			NOx	MP
Escenario 1	375	276	-11,4	12,60
Escenario 4	182,3	270,3	45,84	14,40
Escenario 5	252,5	272,2	24,98	13,8

Fuente: Elaboración propia

Se observa que reemplazando 16,49% de fibra por biogás y modificando condiciones de entrada de aire, el mejor caso se da en el escenario 4.

Escenario 6

Para la evaluación de este escenario se toma el mejor punto del escenario 2 que consiste en inyectar toda la fibra y todo el biogás, pero en este caso se varía la inyección de aire UGA teniendo en cuenta la inyección nominal del soplador como el 100%. En el Anexo H se aprecia los resultados obtenidos en este escenario.

En este caso se obtiene que cuando se reduce la inyección de aire primario el material particulado y los NOx disminuyen, este comportamiento se mantiene hasta una inyección de 80% de aire ya que por debajo de este valor el material particulado se dispara nuevamente y los NOx siguen disminuyendo, esto se debe a que después de este valor se presenta una combustión incompleta aumentando la generación de cenizas y de inquemados que serán arrastrados por los humos y los NOx disminuyen por la ausencia de aire que reaccione en óxido de nitrógeno.

El mejor punto de este escenario se presenta cuando se inyecta aproximadamente un 80% de aire que equivale a 18591,2 kg/h es decir 16000 m³/h, debido a que se disminuyen los NOx y el MP comparado con el escenario 2 que mantiene las condiciones de operación.

Escenario 7

En la evaluación de este escenario también se toma el mejor punto del escenario 2, pero en este caso se varía la inyección de aire OFA teniendo en cuenta la inyección nominal del soplador como el 100%. En el Anexo H se aprecia los resultados obtenidos en este escenario.

En este escenario se observa que cuando se disminuye la inyección de aire OFA, se presenta una disminución leve en el material particulado, pero esto sucede por la inyección de biogás en la combustión y no por efectos del aire secundario. También se disminuyen los NOx debido a que hay menor presencia de aire que reaccione en NO.

El mejor punto de este escenario se presenta cuando se inyecta aproximadamente un 60% de aire que equivale a 6971,4 kg/h es decir 6000m³/h, debido a que se disminuyen los NOx y el MP comparado con los escenarios 1 que mantiene las condiciones de operación.

En la tabla 36 se observa la comparación de los mejores puntos en el escenario 2 (parágrafo 3 escenario 2), Escenario 6 (parágrafo 3 del escenario 6) y escenario 7 (parágrafo 3 del escenario 7), ya que todos mantienen la misma inyección de combustibles.

Tabla 36: Comparación de los escenarios inyectando 100% biogás y 100% biomasa.

	NOx [mg/m ³]	MP [mg/m ³]	Comparación respecto al caso base [%]	
			NOx	MP
Escenario 2	238,8	277,7	29,05	12
Escenario 6	98,31	274,5	79,70	13,02
Escenario 7	98,32	274,5	79,70	13,02

Fuente: Elaboración propia

En este caso de 100% biogás y 100% fibra, no ocurre una variación significativa de los isocinéticos al variar el aire o secundario.

Escenario 8

Para la evaluación de este escenario se toma el mejor punto del escenario 3 que consiste en ingresar un 90% de fibra e inyectar todo el biogás, pero en este caso se varía la inyección de aire UGA teniendo en cuenta la inyección nominal del soplador como el 100%. En el Anexo I se aprecia los resultados obtenidos en este escenario.

En este escenario se obtiene que cuando se disminuye la inyección de aire UGA, se mantiene la concentración de material particulado, a excepción de cuando se tiene un 80% de aire, donde se disminuye notoriamente. Por otra parte, se tiene que los NOx disminuyen drásticamente al disminuir el aire en la combustión llegando a un momento donde se consumirá todo el oxígeno, lo que genera combustión incompleta y no habrá oxígeno que reaccione con el nitrógeno para formar el NO.

El mejor punto de este escenario se presenta cuando se inyecta aproximadamente un 80% de aire que equivale a 18591,2 kg/h es decir 16000 m³/h, debido a que se disminuyen los NOx y el MP comparado con el escenario 3 que mantiene las condiciones de operación.

Escenario 9

En la evaluación de este escenario también se toma el mejor punto del escenario 3, pero en este caso se varía la inyección de aire OFA teniendo en cuenta la inyección nominal del soplador como el 100%. En el Anexo I se aprecia los resultados obtenidos en este escenario.

En este escenario se observa que cuando se disminuye la inyección de aire OFA, se presenta una disminución leve en el material particulado, pero esto sucede por la inyección de biogás en la combustión y no es causado por la inyección de aire

secundario, debido a que hay menos arrastre por la disminución de flujo de humos. También se disminuyen los NOx debido a que hay menor presencia de aire que reaccione en NO.

El mejor punto de este escenario se presenta cuando se inyecta aproximadamente un 60% de aire que equivale a 6971,4 kg/h es decir 6000m³/h, debido a que se disminuyen los NOx y el MP comparado con los escenarios 1 que mantiene las condiciones de operación. En la tabla 37 se observa la comparación de los mejores puntos en el escenario 3, Escenario 8 y escenario 9 ya que todos mantienen la misma inyección de combustibles.

Tabla 37: Comparación de los escenarios inyectando 100% biogás y 90% de fibra.

	NOx [mg/m ³]	MP [mg/m ³]	Comparación respecto al caso base [%]	
			NOx	MP
Escenario 3	318,3	276,8	5,43	12,34
Escenario 8	159,5	223,1	52,61	29,35
Escenario 9	195,3	273,2	41,97	13,48

Fuente: Elaboración propia

En este caso se observa que ingresando 90% de fibra y todo el biogás, el mejor caso es el escenario 8 cuando se inyecta un 80% de aire.

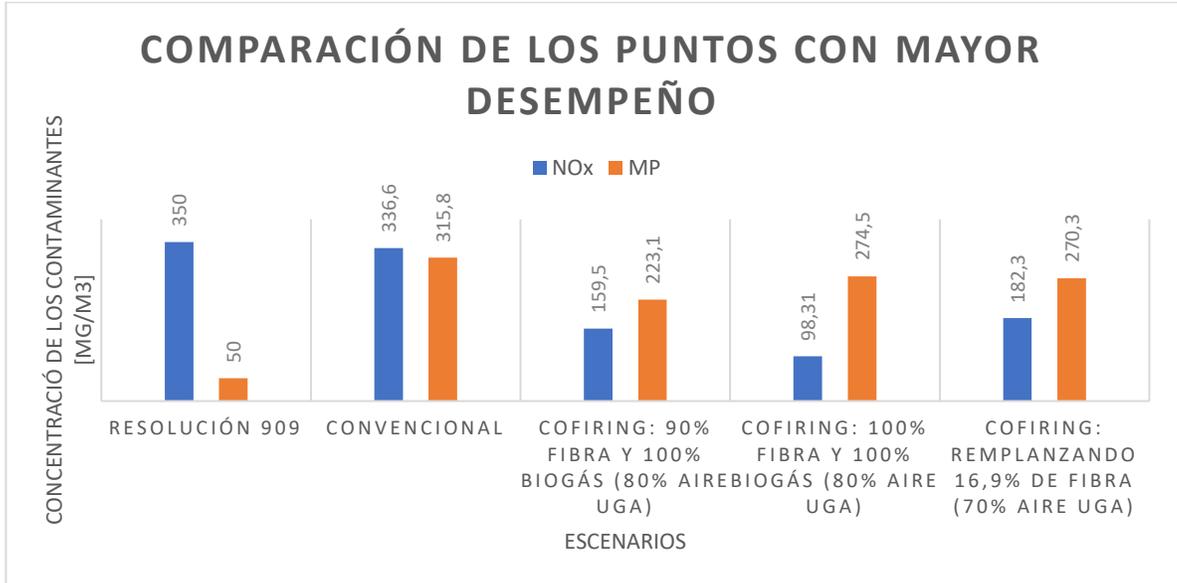
- **Puntos con mayor desempeño variando la inyección de aire en la caldera**

Con los mejores puntos obtenidos en los escenarios anteriores se determina cuál de los sistemas cofiring variando la inyección de aire tiene el mejor desempeño, comparados con el caso base y los indicadores ambientales de la resolución 909.

Los escenarios con mejor desempeño variando la inyección de aire son:

- El mejor del escenario 4 y 5: Se inyecta todo el biogás producido que equivale a 16,49% de fibra y se ingresa 83,51% de fibra con 70% aire UGA
- El mejor del escenario 6 y 7: Se ingresa toda la fibra y todo el biogás con 80% aire UGA.
- El mejor del escenario 8 y 9: Se ingresa 90% de la fibra y todo el biogás con 80% aire UGA.

Figura 31: Comparación de los puntos con mayor desempeño de los escenarios variando condiciones de operación del caso base



Fuente: Elaboración propia

Se obtiene que el mejor sistema de cofiring variando la inyección de aire es cuando se inyecta todo el biogás y se ingresa un 90% de la fibra con un suministro de aire del 80%, debido a que es el sistema con menor generación de material partícula y menos NOx en comparación del caso base y el de la resolución. También en este sistema se genera la demanda de vapor de la planta.

Por último se analizó la concentración de CO para observar que en la caldera se presente una combustión completa y que la implementación del cofiring no dispare la producción de CO₂, en el Anexo J se observa la gráfica con la concentración de estos contaminantes para los mejores puntos de cada escenario y se obtiene que el escenario 90% de la fibra con un suministro de aire del 80% es el que tiene menor concentración de CO₂ y de los sistemas cofiring el que menos produce CO, es decir las combustión es completa.

5.6.3. Sistemas cofiring con los mejores desempeños

En la tabla 38 se observa los resultados isocinéticos de los escenarios con mejor desempeño.

Tabla 38: Resultado de las mejores condiciones según cada condición evaluada

Sistema cofiring		Denominación	NOx	MP	CO ₂	CO
Caso base		Convencional	336,6	315,8	219316	0,3624
Manteniendo las condiciones de operación	Escenario 1	Cofiring: Reemplazando 16,9% de fibra	375	276	214896	0,3667
	Escenario 2	Cofiring: 100% Fibra y 100% Biogás	238,8	277,7	213375	0,44
	Escenario 3	Cofiring: 90% Fibra y 100% Biogás	318,3	276,8	217578	0,3472
Variando las condiciones de operación	Escenario 4	Cofiring: Reemplazando 16,9% de fibra (70% aire UGA)	182,3	270,3	210901	0,9106
	Escenario 6	Cofiring: 100% Fibra y 100% Biogás (80% aire UGA)	98,31	274,5	212119	0,5079
	Escenario 8	Cofiring: 90% Fibra y 100% Biogás (80% aire UGA)	159,5	223,1	173233	0,4148

Fuente: Elaboración propia

Se obtiene que el mejor sistema cofiring para implementar es cuando se ingresa un 90% de la fibra y se inyecta todo el biogás, esto se debe a que es el escenario con menor generación de material particulado se toma como referencia la menor producción de material particulado debido a que la empresa no cumple con este parámetro entregado por la resolución 909, por lo que es importante que se reduzca la concentración de estos además los NOx se encuentran por debajo de lo que genera este sistema a estas condiciones y este sistema es capaz de suplir la demanda de vapor requerida por la industria.

Otro sistema cofiring con un excelente desempeño es cuando se inyecta el 100% biogás y el 100% fibra con un suministro de aire del 80%, este se toma ya que se reduce el material particulado y se reduce significativamente los NOx. Además, la producción de vapor puede suplir lo demandado por la empresa que es de 22901,3 kg/h y además se puede producir hasta 23500 kg/h de vapor

5.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA

A partir de las cotizaciones realizadas y que se muestran en el Anexo C, se determinó el costo de inversión inicial, mantenimiento y operación del sistema Co-firing implementado. En la tabla 39 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 39: Costos de sistema Co-firing

Costo Inversión [COP]	Mantenimiento [COP/mes]	Costo Operación [COP/día]
\$ 51.646.759	\$ 127.568	\$ 82.230

Fuente: Elaboración propia

5.7.1. Caso 1: Excedente de vapor

Tomando en cuenta el mejor escenario de la evaluación del desempeño simulado en capítulo anterior, cuando se tiene un excedente de producción de vapor, en cuanto a la reducción de los isocinéticos se determinaron los respectivos ahorros como se muestra en la Tabla 40.

Tabla 40: Resultados para el caso 1.

	Convencional	con Co-firing	Ganancia Co-firing
Producción de vapor [kg/h]	22901,3	23500	598,7
NOx [mg/m3]	336,6	98,31	238,29
MP [mg/m3]	315,8	274,5	41,3

Fuente: Elaboración propia

Como podemos apreciar en la tabla 40, se genera 598,7 [kg/h] de vapor de excedente con respecto al régimen convencional, teniendo en cuenta que reducen los NOx en 238,29 (70,8%) y el MP 41,3 (13,078%). Este escenario corresponde al sistema Co-firing cuando se le inyecta todo el biogás y toda la biomasa al sistema de combustión. Los resultados para este caso son:

Tabla 41: Resultados monetarios caso 1

Tiempo de retorno	Año 4
VPN	\$ 11.695.745,65

Fuente: Elaboración propia

Como podemos apreciar en la tabla 41 este viable económicamente, ya que logra amortizar y además genera ingresos para la planta extractora.

5.7.2. Caso 2: Ahorro fibra

A partir de los resultados obtenidos en la simulación para los isocinéticos, se tiene que reemplazando un 10% de la fibra por el combustible biogás, los resultados son bastante positivos, como se observa en el escenario 8 evaluado anteriormente.

Los resultados para este escenario se muestran a continuación en la tabla 42.

Tabla 42: Resultados para caso 2

	Convencional	con Co-firing	Ganancia Co-firing
NOx [mg/m3]	336,6	159,5	177,1
MP [mg/m3]	315,8	223,1	92,7
Fibra [kg/h]	4841,93	4357,737	484,193

Fuente: Elaboración propia

Como podemos observar en la tabla 43, cuando se tiene el sistema Co-firing se puede ahorrar 484,193 [kg Fibra /h], además de reducir los NOx 177,1 [mg/m³] (52,6%) y el MP 92,7 [mg/m³] (29,54%), el cual es un balance positivo.

Ahora, teniendo en cuenta el balance económico, los resultados son:

Tabla 43: Resultados monetarios caso 2

Tiempo de retorno	Año 2
VPN	\$ 92.034.655,93

Fuente: Elaboración propia

Comparando los resultados obtenidos en la tabla 43 con los del caso 1, podemos ver que este resulta mucho mejor, con una amortización más rápida y con un valor presente neto mayor.

6. CONCLUSIONES.

Se diseñó el sistema Co-firing Biomasa – Biogás para la planta extractora estudiada y al sistema se le evaluó el desempeño por medio del software Aspen Plus bajo la dimensión ambiental y energética.

Con la cooperación de la empresa Phina Biosoluciones se obtuvo los valores relacionados con producción nominal de la empresa que se aproxima a un procesamiento de fruto de 30ton/h, donde se entrega las condiciones de generación de vapor para el procesamiento de estos frutos, estas condiciones están relacionadas con presión, flujos y temperaturas de operación de la caldera. También se obtuvo información sobre la regulación ambiental de la empresa específicamente relacionada con los estudios isocinéticos, el cual se determina que la planta estudiada no cumple con la regulación 909 de 2008, lo que representa riesgos legales para la planta, se entregó información sobre la composición y flujo de biogás generado. A partir de estos datos se plantea que la línea base está relacionada con los estudios isocinéticos actualmente generados en la empresa y la línea energética relacionada con la demanda de vapor en los procesos de extracción del aceite de palma.

Se realizó el diseño del sistema Co-firing teniendo en cuenta las condiciones requeridas por la caldera que son la presión de 70 mbar del biogás a la entrada de la parrilla teniendo una concentración de H₂S menor a 100ppm y extracción de humedad y residuos sólidos que pueda llegar a presentarse en fluido, Para cumplir con estas condiciones se diseñaron y dimensionaron los necesarios para el tratamiento y conducción del biogás desde el biodigestor hasta la caldera, y por último el diseño del sistema de inyección del biogás teniendo en cuenta las restricciones que presenta la empresa en cuanto a infraestructura, a partir de esto se determinó que se realiza un Co-firing directo a través del suministro de aire primario (UGA).

Se evalúa el desempeño de la caldera en régimen convencional utilizando el programa Aspen Plus, donde se obtuvo el caso base para efectos de comparación con el régimen Co-firing, fijando las condiciones estándar de la caldera que fueron suministrados por la empresa, y se determinó que los resultados obtenidos coinciden con la línea base ambiental y energética que actualmente mantiene la planta extractora. Para la evaluación del sistema Co-firing se plantearon diferentes escenarios variando los suministros de combustible fibra y biogás, donde se buscó el punto óptimo de operación del sistema Co-firing teniendo en cuenta el porcentaje

de aire primario y secundario (UGA y OFA), a partir de esto se obtuvo que el UGA es el que más incide en generación de contaminantes del régimen Co-firing. Se concluye que el sistema de generación Co-firing cumple con la demanda de vapor de los procesos en la planta y en la mayoría de los casos disminuye la concentración de contaminantes evaluados con respecto a la línea base.

Se cotizó la inversión de la posible implementación del sistema Co-firing diseñado, teniendo en cuenta la inversión inicial que fue de \$51.646.759 COP, costos de operación \$82.230 COP/día y mantenimiento \$127.568 COP/mes. Al evaluar económicamente los dos mejores casos de operación del sistema Co-firing con respecto al caso base, se determina que se puede obtener ahorros al implementar el sistema, en un caso se ahorra por medio de la generación de energía por el excedente de vapor que se pueda generar en este caso y el otro donde se ahorra combustible fibra el cual puede ser valorizada para otras aplicaciones. Se determina que en cualquiera de los dos casos se logra la amortización del proyecto antes de los 6 años y además se genera ganancias para la empresa. Hay que tener en cuenta que otro aspecto positivo de estos casos es que sus respectivas evaluaciones de isocinéticos son mejor que las del caso base.

7. RECOMENDACIONES.

Debido a que aún con la implementación del sistema Co-firing no se logra cumplir con lo establecido en la resolución 909 del 2008 en cuanto a emisiones de material particulado, entonces, se recomienda un filtro que capturen estas partículas sólidas presentes en los humos de combustión, el cual pueden disminuir a los límites permisibles establecidos, debido a que la brecha es menor al caso base.

Los humos de combustión a la salida de la chimenea poseen una temperatura aproximada de 188-240 °C, permitiendo que esta energía pueda ser aprovechada en otro proceso en la planta.

La eliminación de sulfuro de hidrogeno (H_2S) en el biogás, puede ser eliminados por diferentes métodos, entre ellos se encuentra métodos biológicos y métodos fisicoquímicos, en el presente proyecto se optó por el método biológico de tipo escurrimiento, pero podría tenerse en cuenta las otras tecnologías, para determinar como estos puede afectar la parte económica del proyecto.

La implementación del sistema Cofiring puede analizarse con otras alternativas de implementación como por ejemplo con el acoplamiento de un motor de combustión interna, donde se pueda generar energía a partir del biogás.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- [1] V. LAL, "Aceite crudo de palma . Requisitos de calidad para obtener buenos productos refinados," *Rev. palmas*, 1992.
- [2] T. P. Pantzaris and M. Jaaffarahmad, "Propiedades y usos del aceite de palmiste," *Palmas*, 2002.
- [3] J. A. García N., M. M. Cárdenas M., and E. E. Yañez A., "Generación y uso de biomasa en plantas de beneficio de palma de aceite en Colombia," *Rev. Palmas*, vol. 31, no. 2, pp. 41–48, 2010.
- [4] R. Khatun, M. I. H. Reza, M. Moniruzzaman, and Z. Yaakob, "Sustainable oil palm industry: The possibilities," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, pp. 608–619, Sep. 2017.
- [5] J. Sierra Márquez, L. Sierra Márquez, and J. Olivero-Verbel, "Potencial económico de la palma aceitera (*Elaeis guineensis* Jacq)," *Agron. Mesoam.*, vol. 28, no. 2, p. 523, 2017.
- [6] I. C. Garcés and M. C. Sánchez, "Productos derivados de la industria de la palma de aceite. Usos 1," no. 1, pp. 33–48, 1997.
- [7] P. E. Poh, W. Yong, and M. F. Chong, "Palm Oil Mill Effluent (POME) Characteristic in High Crop Season and the Applicability of High-Rate Anaerobic Bioreactors for the Treatment of POME," pp. 11732–11740, 2010.
- [8] M. D. E. Ambiente, Y. D. Sostenible, E. L. Ministro, and D. E. A. Y. Desarrollo, "Resolución 631 de 2015," vol. 2015, no. 49, 2015.
- [9] P. Conil, "Biogas Plants to Renewable Energy Generation and Carbon," vol. 28, pp. 173–179, 2007.
- [10] S. Elena and P. Conil, "planta de tratamiento de los efluentes de la extractora de aceite de palma " Palmar Santa Elena " en Tumaco , Colombia," pp. 250–255.
- [11] B. T. Manual, "Biogas from AD BIOEXELL Training Manual," 2005.
- [12] Fedepalma and Cenipalma, "Tratamiento de aguas residuales palma de aceite.pdf." 2013.
- [13] M. A. Pabuena and J. Pasqualino, "Potencial de Uso de Biogás en Colombia Potential Uses of Biogas in Colombia," vol. 14, pp. 27–33, 2014.
- [14] UPME, "Guia Implementacion Sistemas Produccion de Biogas," 2003.

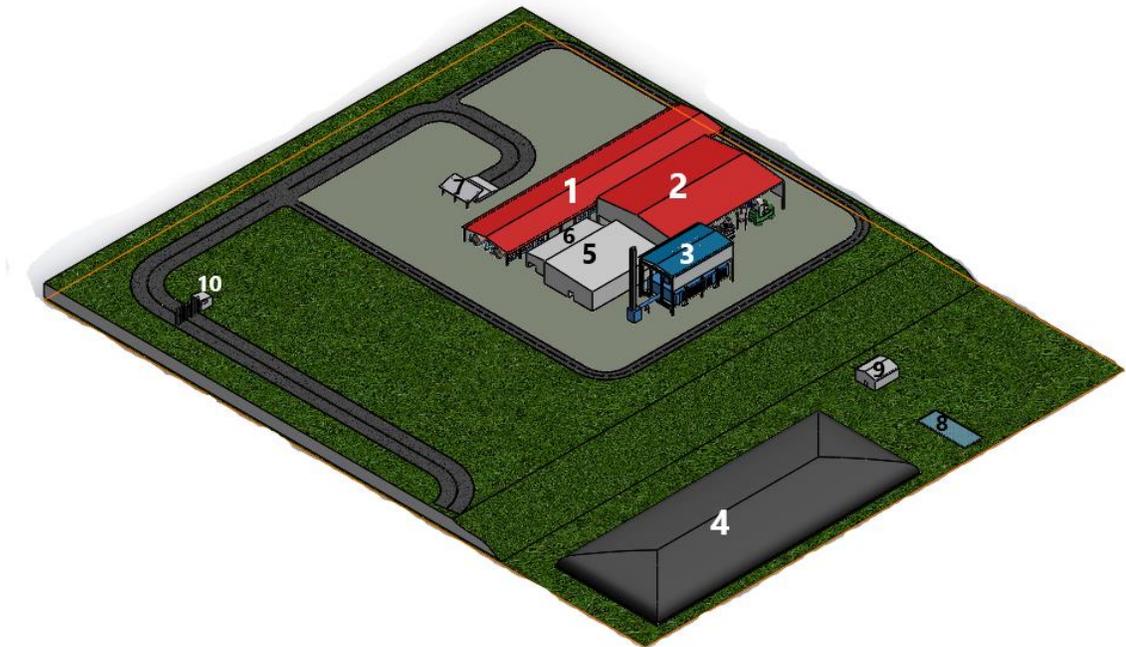
- [15] Observatorio Boliviano de Cambio climático y Desarrollo, “Gases de efecto invernadero – OBCCD.” [Online]. Available: <https://obccd.org/informacion-basica-2/gases-de-efecto-invernadero-co2e-co2-y-carbono/>. [Accessed: 24-May-2019].
- [16] M. Ramirez Muñoz, “VIABILIDAD DE UN PROCESO PARA LA ELIMINACIÓN CONJUNTA DE H₂S Y NH₃ CONTENIDO EN EFLUENTES GASEOSOS,” 2007.
- [17] K. Barbusinski, K. Kalemba, D. Kasperczyk, K. Urbaniec, and V. Kozik, “Biological methods for odor control - a review,” *Archit. Civ. Eng. Environ.*, pp. 1–23, 2006.
- [18] N. Wambeck, *Planta de extracción de aceite de palma: sistemas y procesos*. 1999.
- [19] Energy Management Agency, “Calderas Industriales,” vol. 1, p. 162, 2012.
- [20] J. Koppejan, S. van Loo, and S. van Loo, *The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing*. Routledge, 2012.
- [21] S. Khellaf, “Modelado y simulación de una planta de cogeneración mediante el simulador de procesos HYSYS,” 2016.
- [22] N. Hodzic, “Concept of co-firing coal with biomass and natural gas : On track of sustainable solution for future thermal power plants,” no. January, 2016.
- [23] S. Van loo and J. Koppejan, *The Handbook of Biomass Combustion & Co-firing*, Earthscan. UK, 2008.
- [24] K. Dam-johansen, F. J. Frandsen, P. A. Jensen, and A. D. Jensen, “Cleaner Combustion and Sustainable World,” *Clean. Combust. Sustain. World*, 2012.
- [25] Resolución 909, “Resolucion 909: Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones.,” 2008, no. 909, p. 36, 2008.
- [26] N. Hodžić, I. Smajević, and A. Kazagić, “Concept of co-firing coal with biomass and natural gas - On track of sustainable solution for future thermal power plants,” *Therm. Sci.*, 2016.
- [27] S. Kalisz, M. Pronobis, and D. Baxter, “Co-firing of biomass waste-derived syngas in coal power boiler,” *Energy*, vol. 33, no. 12, pp. 1770–1778, 2008.
- [28] C. Y. Å, L. A. Rosendahl, and S. K. Kær, “Grate-firing of biomass for heat and power production,” vol. 34, pp. 725–754, 2008.
- [29] S. E. Hosseini and M. A. Wahid, “Utilization of biogas released from palm oil

- mill effluent for power generation using self-preheated reactor,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 105, pp. 957–966, 2015.
- [30] W. Luo, Q. Wang, Z. Liu, and C. Zheng, “Dynamic simulation of the transition process in a 3 MWth oxy-fuel test facility,” *Energy Procedia*, vol. 63, pp. 6281–6288, 2014.
- [31] M. H. Shah Ismail, Z. Haddadian, and M. A. Shavandi, “Process Simulation and Optimization of Palm Oil Waste,” *Res. J. Eng. Appl. Sci.*, vol. 1, no. 5, pp. 266–273, 2012.
- [32] H. Magnusson, “Process Simulation in Aspen Plus of an Integrated Ethanol and CHP plant, Master Thesis,” *Univ. Umeå*, pp. 1–47, 2011.
- [33] S. M. Iza Chiluisa, “Sistema de conducción de biogás para generar energía eléctrica en la Hacienda San Francisco.” 2015.
- [34] M. Delhom, “Biofiltration of Air : A Review,” no. 1, pp. 53–72, 2005.
- [35] L. Fernández Garcia, “Selección y dimensionado de un sistema de generación de biogás mediante digestión anaerobia de purines codirigidos con glicerina,” 2016.
- [36] M. Conuee, “Eficiencia en calderas y combustión,” no. 0155, 2009.
- [37] S. Fernández Sé, “Evaluación de los costes de construcción y operación de un biofiltro.” 2010.

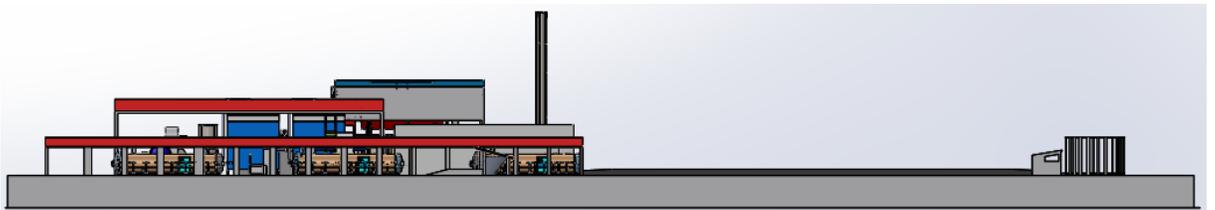
ANEXOS

Anexo A: Distribución en planta de extractora estudiada

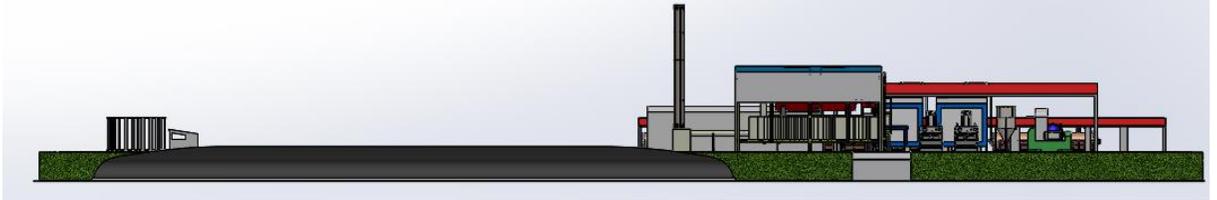
- Vista isométrica



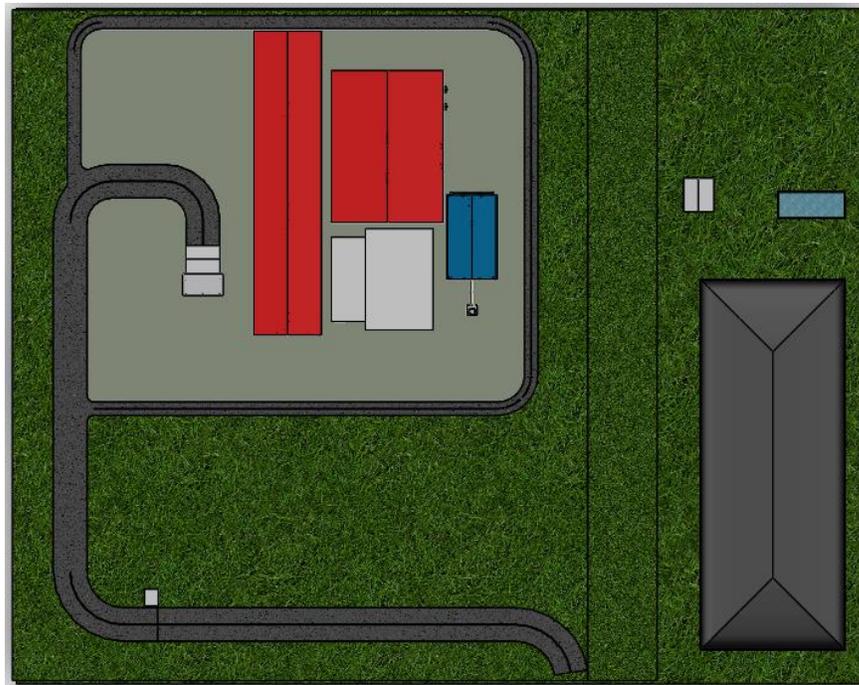
- Vista lateral (a)

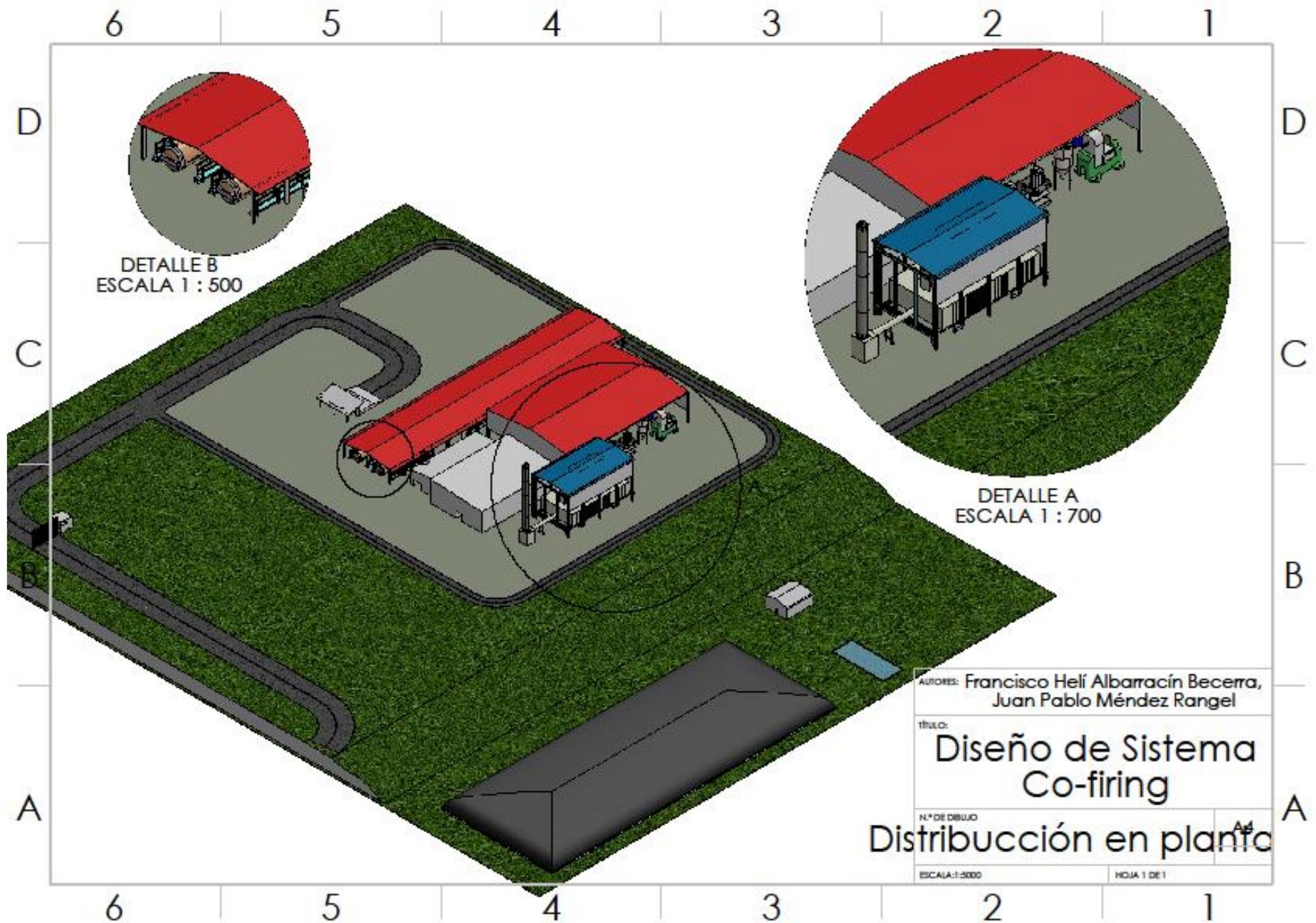


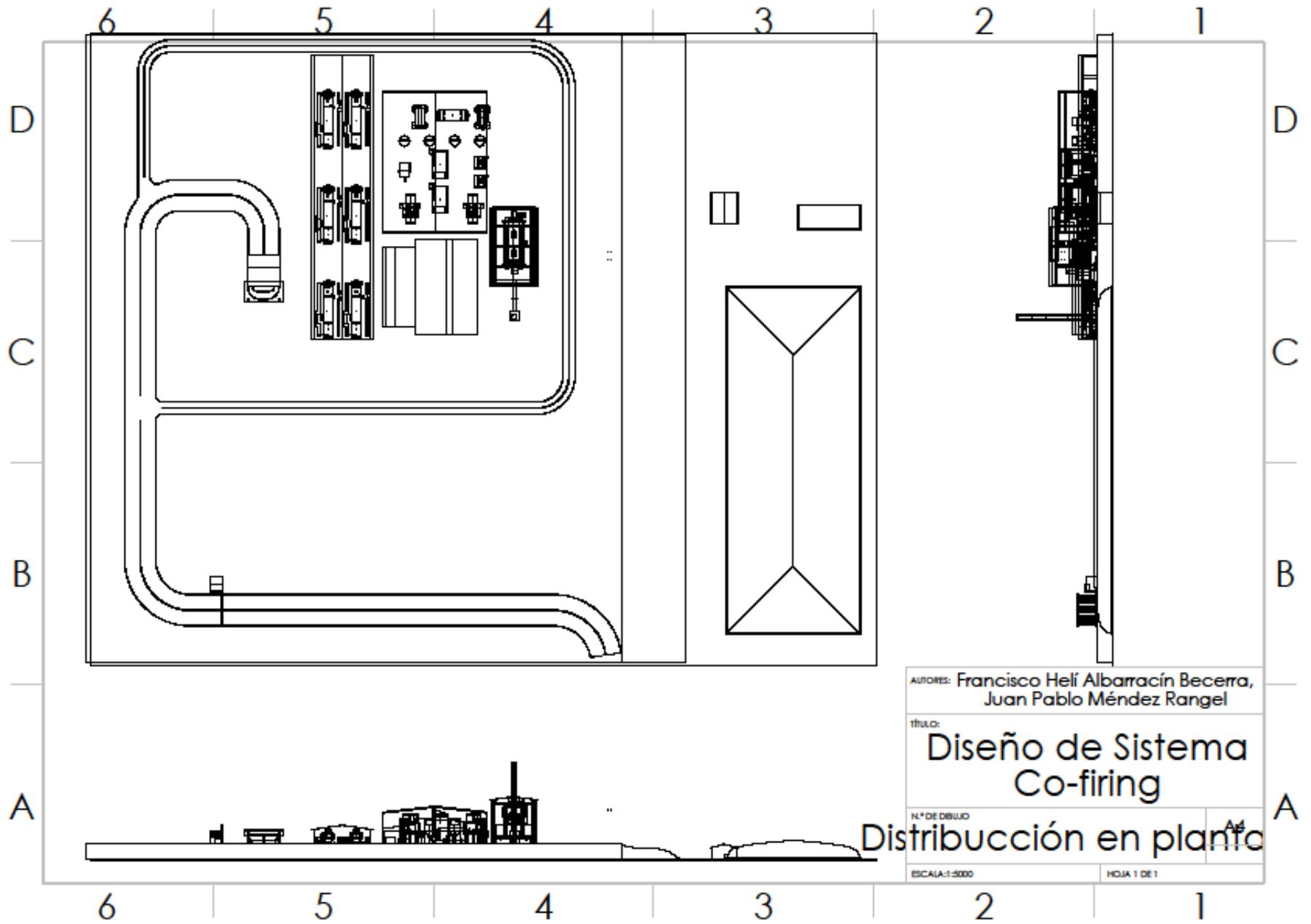
- **Vista lateral (b)**



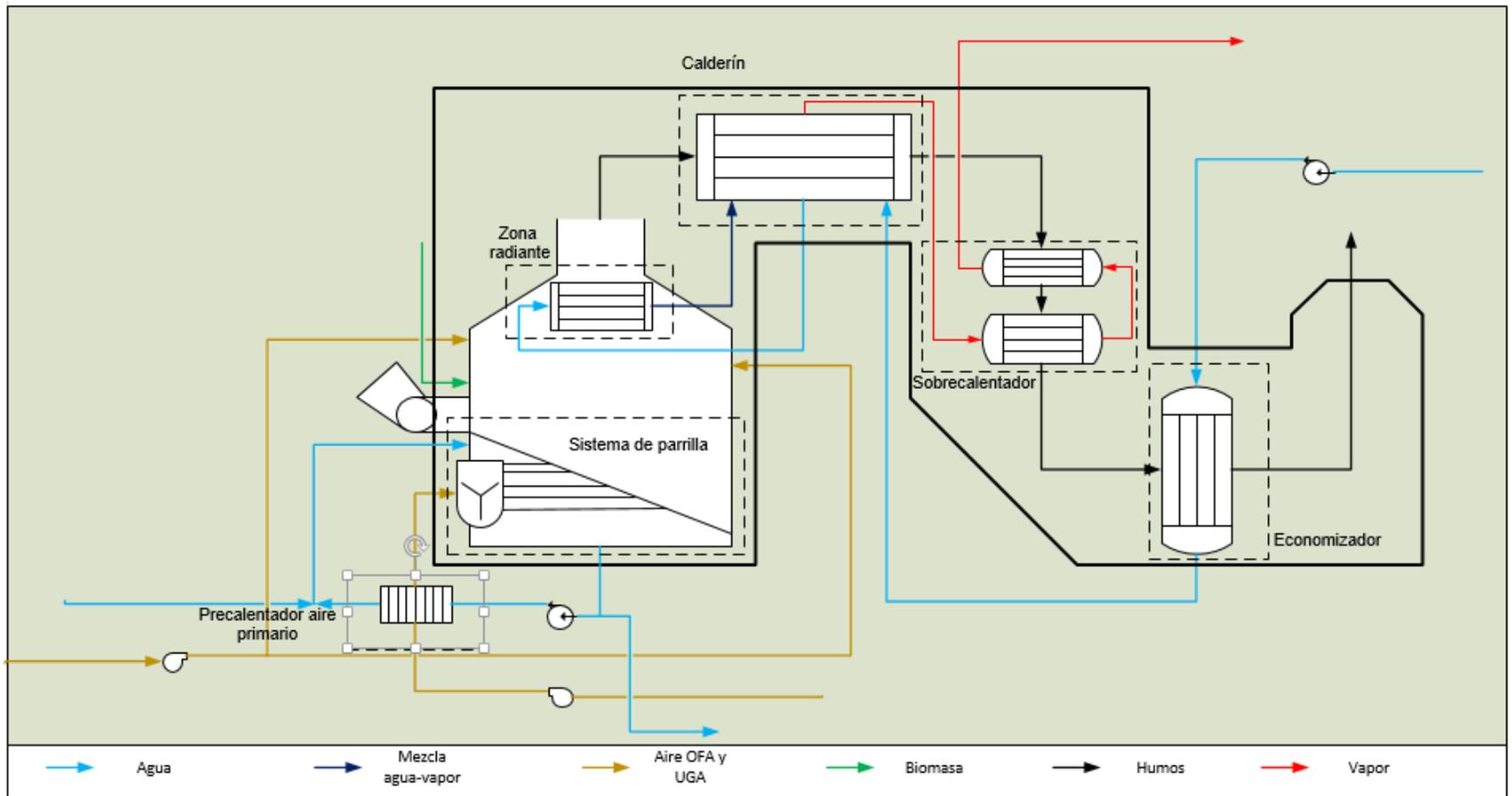
- **Vista superior**







Anexo B: Esquema general de la caldera en la planta estudiada



Fuente: Elaboración propia.

Anexo C : Costos detallados de elementos para sistema cofiring

Concepto	Cantidad	Costo Unidad [COP/unidad]	Costo Total [COP]	Mantenimiento [COP/mes]
Biofiltro	1	\$ 8.613.832	\$ 8.613.832	\$ 77.568
Construcción de Biofiltro	1	\$ 3.871.331	\$ 3.871.331	\$ 37.135
Lecho		\$ 2.228.104		
Torre		\$ 584.877		
Coste de Ingeniería de diseño		\$ 668.431		
Costo de revestimiento		\$ 278.513		
Costo de soporte		\$ 111.405		
tanque de almacenamiento de agua	1	\$ 72.840	\$ 72.840	0
Sustratos (nutrientes del agua)	1	\$ 21.490	\$ 21.490	\$ 21.490
Sistema de Calentamiento y circulación del agua		\$ 620.147	\$ 620.147	
Resistencia eléctrica 7200W	1	\$ 588.316	\$ 588.316	0
Tubería de recirculación 2900220	1	\$ 31.831	\$ 31.831	0
bomba de recirculación UPS 25 50	1	\$ 1.924.715	\$ 1.924.715	0
pHmetro Endress+Hauser CPF81	1	\$ 949.230	\$ 949.230	0
accesorios de tubería		\$ 17.540	\$ 21.892	
Codo CPVC	3	\$ 2.176	\$ 6.528	0
Válvula de paso PVC	1	\$ 15.364	\$ 15.364	0
Cepa de Bacterias Thiobacillus ATCC® 23645™	1	\$ 1.136.538	\$ 1.136.538	\$ 18.942
Trampa de condensado Varec serie 223	1	\$ 3.789.510	\$ 3.789.510	\$ 10.000
Soplador Canal Lateral CL 42/21	1	\$ 5.370.142	\$ 5.370.142	\$ 20.000
Tubería de transporte PVC shc 40 6"	82,81	\$ 107.748	\$ 8.922.620	\$ 10.000
Válvulas presentes en transporte Biogás	6	\$ 7.758.077	\$ 10.404.348	\$ 10.000
Válvulas de bola	2	\$ 1.519.457	\$ 3.038.913	
Válvulas de mariposa	2	\$ 1.126.814	\$ 2.253.629	
Electroválvula de control de flujo GABA150	1	\$ 2.422.000	\$ 2.422.000	
Válvula Regulador de Presión	1	\$ 2.689.807	\$ 2.689.807	
Control de flujo de biogás	4	\$ 4.104.165	\$ 8.208.330	\$ -
Flujómetro Flow B 200 Endress+Hauser	2	\$ 2.525.640	\$ 5.051.280	

Transmisor de Presión digital	2	\$	1.578.525	\$	3.157.050	
Accesorios	12	\$	817.739	\$	4.337.976	\$ -
Bridas de conexión M854-060	8	\$	376.952	\$	3.015.614	
Codos 406-060T	3	\$	440.787	\$	1.322.362	
Tees 401-060T	1	\$	692.467	\$	692.467	
Diseño del Sistema Cofiring	1	\$	2.000.000	\$	2.000.000	\$ 12.000
TOTAL					\$ 51.646.759	\$ 127.568

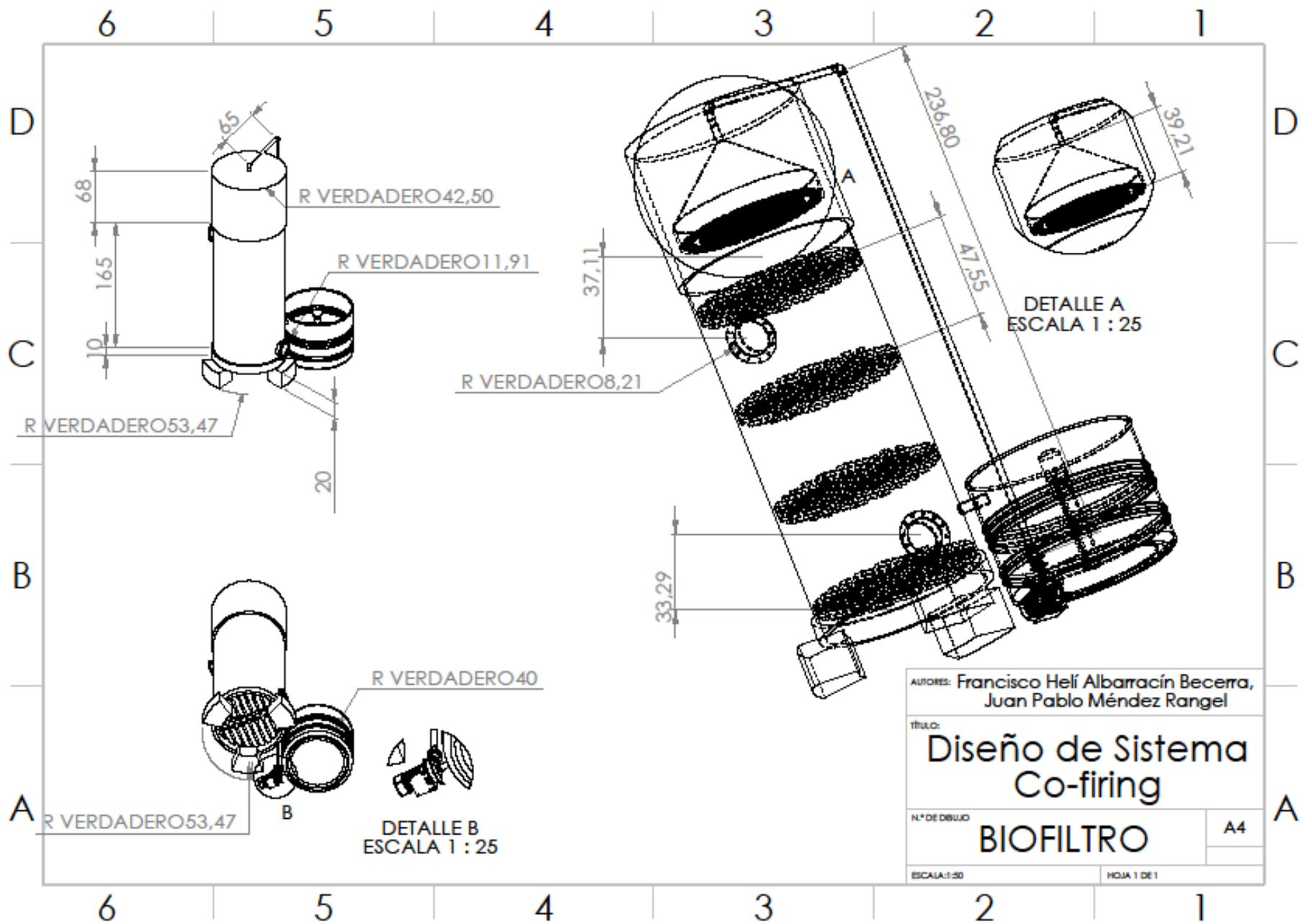
Fuente: Elaboración propia

- **Catálogos de los equipo del dimensionamiento del sistema cofiring**

CONCEPTO	FUENTE (ENLACE DE CATALOGO DE FABRICANTE)
Biofiltro	
Construcción de Biofiltro	
Lecho	
Torre	Tomado de: "Evaluación de los costes de construcción y operación de un biofiltro"
Coste de Ingeniería de diseño	
Costo de revestimiento	
Costo de soporte	
tanque de almacenamiento de agua	https://coval.com.co/pdfs/intranet/consultas/listasprecios_anteriores/eternit_tanques_plasticos/ult_eternit_tanques_plasticos_070101.pdf
Sustratos (nutrientes del agua)	https://www.restauro-online.com/El-hidroxido-de-sodio-993-tecnica-NaOH
Sistema de Calentamiento y circulación del agua	
Resistencia eléctrica 7200W	https://www.salvadorescodia.com/tecnico/RA/Catalogo_Tarifa_Resistencias_Electricas_dic2014.pdf
Tubería de recirculación 2900220	http://presufast.com/wp-content/uploads/2017/01/Lista-Sugerida-de-Precios-Pavco-Enero-2017.pdf
bomba de recirculación UPS 25 50	http://magazines.grundfos.com/Grundfos/SWE/BGE/tarifa-de-precios-Grundfos-Espana/?page=58
pHmetro Endress+Hauser CPF81	https://www.instrumentsandcontrol.com/iac/product.asp?pid=125-ENDRESS+HAUSER CPF81-NN11A2_ph_electrodes_fm
accerios de tubería	http://presufast.com/wp-content/uploads/2017/01/Lista-Sugerida-de-Precios-Pavco-Enero-2017.pdf
Codo CPVC	http://presufast.com/wp-content/uploads/2017/01/Lista-Sugerida-de-Precios-Pavco-Enero-2017.pdf
Válvula de paso PVC	http://presufast.com/wp-content/uploads/2017/01/Lista-Sugerida-de-Precios-Pavco-Enero-2017.pdf
Cepa de Bacterias Thiobacillus ATCC® 23645™	https://www.atcc.org/products/all/23645.aspx
Trampa de condensado Varec serie 223	https://www.varec-biogas.com/233-condensate-and-sediment-trap
Soplador Canal Lateral CL 42/21	http://www.maprint.com/es-es/SitePages/Home.aspx
Tubería de transporte PVC shc 40 6"	http://presufast.com/wp-content/uploads/2017/01/Lista-Sugerida-de-Precios-Pavco-Enero-2017.pdf

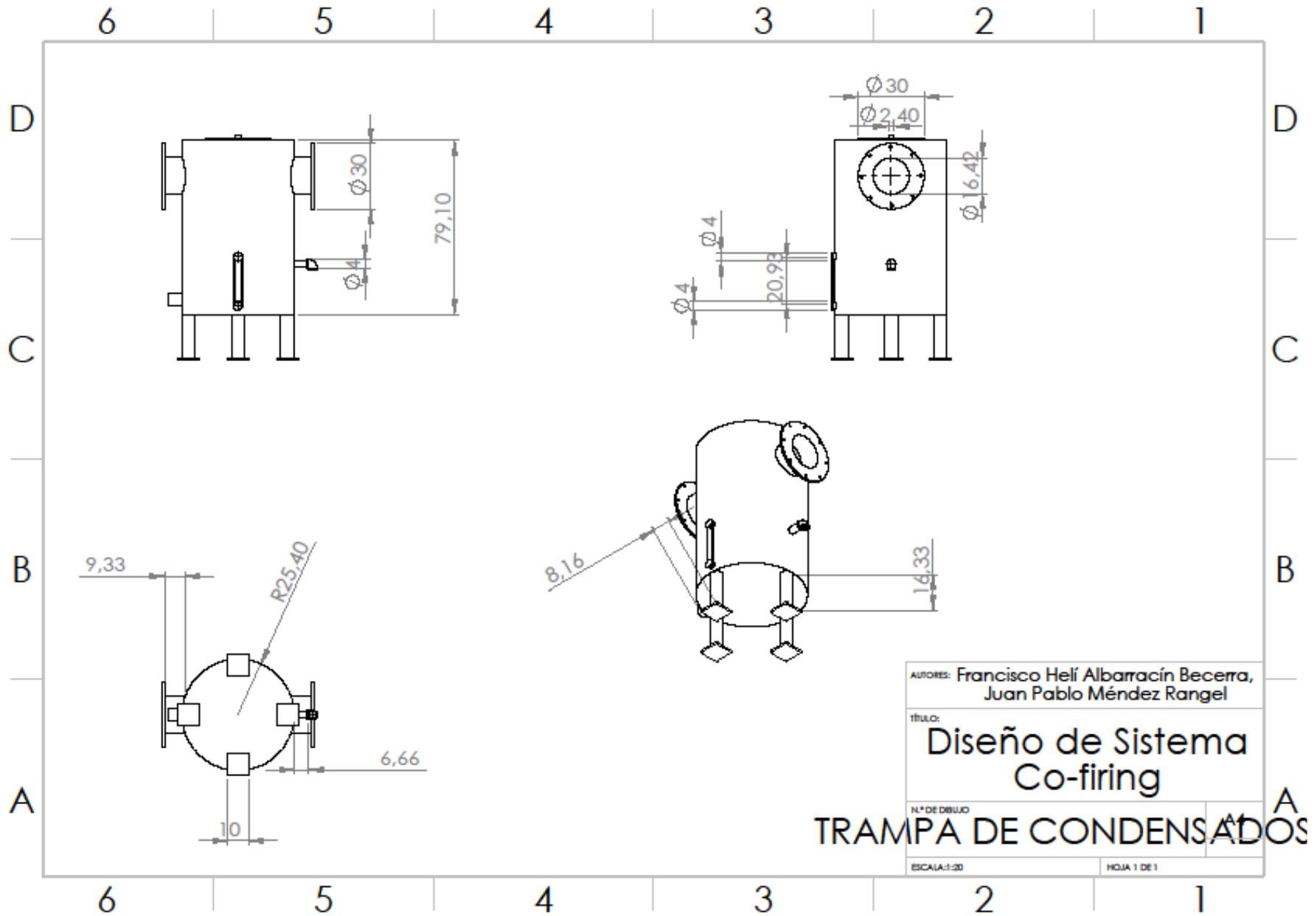
Válvulas presentes en transporte Biogás	
Válvulas de bola	http://www.boteli.com/product/1-ball-valve.html
Válvulas de mariposa	http://149.56.30.179:81/VALVES_BFV-1_BFPS.pdf
Electroválvula de control de flujo	https://www.helbertycia.com/sites/default/files/lista_de_precios_bermad_completa_web.pdf
Válvula Regulador de Presión	https://www.varec-biogas.com/233-condensate-and-sediment-trap
Control de flujo de biogás	
Flujómetro Flow B 200 Endress+Hauser	https://www.endress.com/en/field-instruments-overview/flow-measurement-product-overview/Product-Ultrasonic-flowmeter-Proline-Prosonic-Flow-B-200
Transmisor de Presión digital	https://www.co.endress.com/es/instrumentacion-campo/medicion-presion/transmisor-presion-capacitivo
Accesorios	
Bridas de conexión M854-060	http://149.56.30.179:81/METRIC_INTL-1_EX9.pdf
Codos 406-060T	http://149.56.30.179:81/IRRIGATION_ETTF-1_ETEES.pdf
Tees 401-060T	http://149.56.30.179:81/IRRIGATION_ETTF-1_ETEES.pdf
<i>Fuente: Elaboración propia</i>	

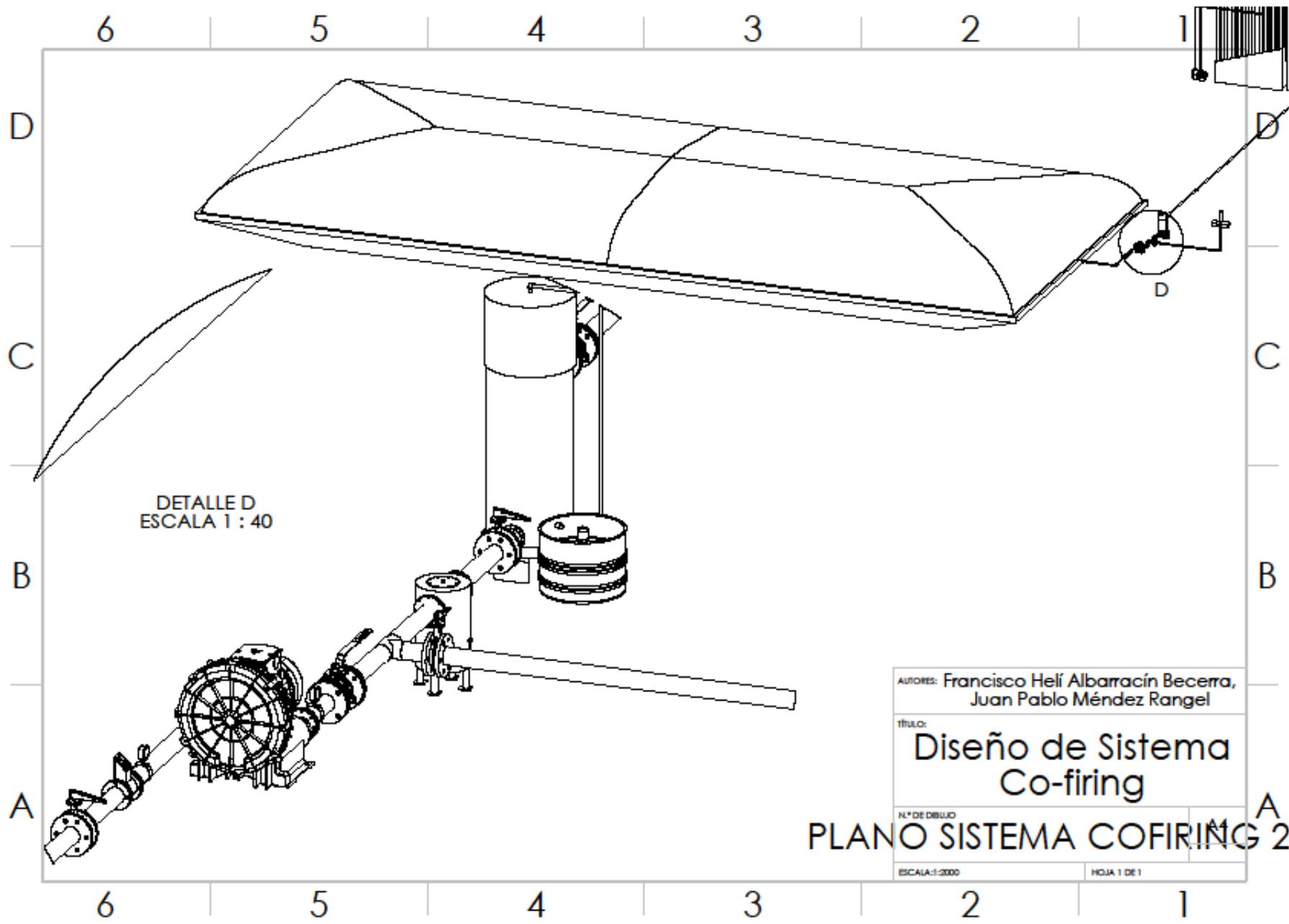
Anexo D: Planos del diseño del sistema cofiring



AUTORES: Francisco Helí Albarracín Becerra,
 Juan Pablo Méndez Rangel
 TÍTULO:
**Diseño de Sistema
 Co-firing**
 N.º DE DIBUJO
BIOFILTRO
 ESCALA: 1:50
 HOJA 1 DE 1

A4





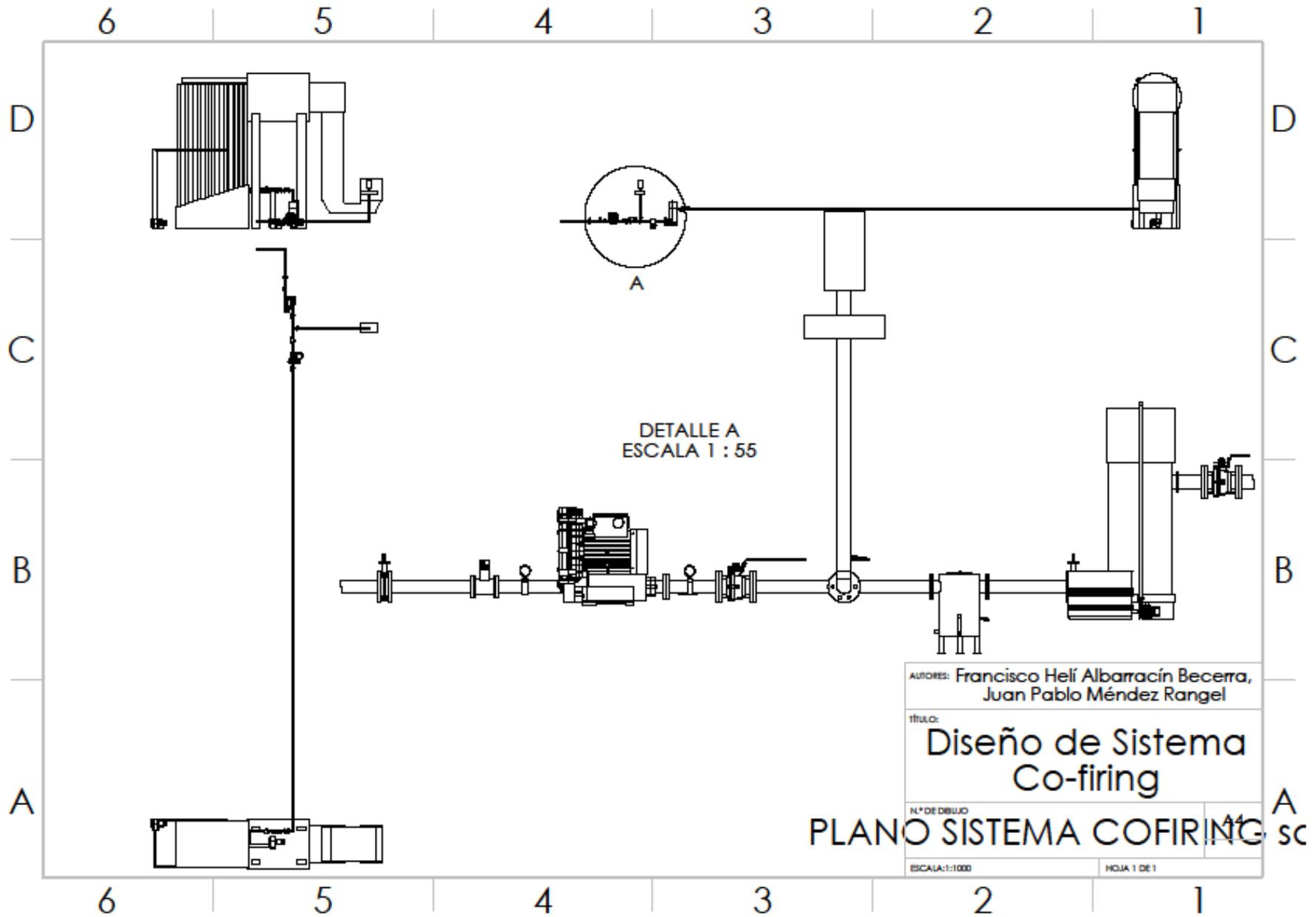
DETALLE D
ESCALA 1 : 40

AUTORES: Francisco Helí Albarracín Becerra,
Juan Pablo Méndez Rangel

TÍTULO:
**Diseño de Sistema
Co-firing**

PLANO SISTEMA COFIRING 2

N.º DE DIBUJO	
ESCALA: 1:2000	HOJA 1 DE 1



Anexo E: Código de EES para el cálculo de la equivalencia energética

"Análisis Ultimo de la fibra"

C_AU=0,472
H2_AU=0,0605
O2_AU=0,368
N2_AU=0,014
S_AU=0,0028

"Composición de Biogás"

CH4_Bio=0,52
O2_Bio=0,025
CO2_Bio=0,4383
N2_Bio=0,015
H2S_Bio=0,0017

"Poder Calorífico y equivalencia energética"

HHV=((14,544*C_AU+62,028*(H2_AU-O2_AU/8)+4,050*S_AU)*1000)
HHVkJ=HHV*2,326

HHV_biogas=CH4_Bio*21511+H2S_Bio*6534+O2_Bio*0+CO2_Bio*0+N2_Bio*0
HHVkJ_biogas=HHV_biogas*2,326

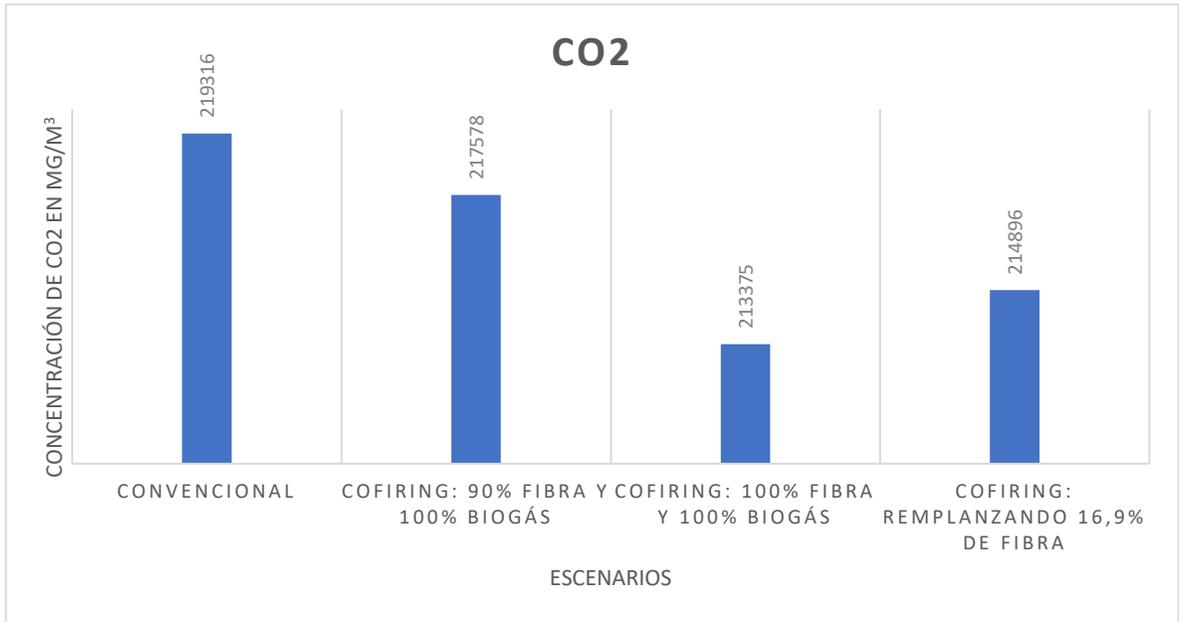
m_dot_fiberplussshell=1
m_dot_fiberplussshell*HHVkJ=HHVkJ_biogas*m_dot_biogas

"Sistema cofiring"

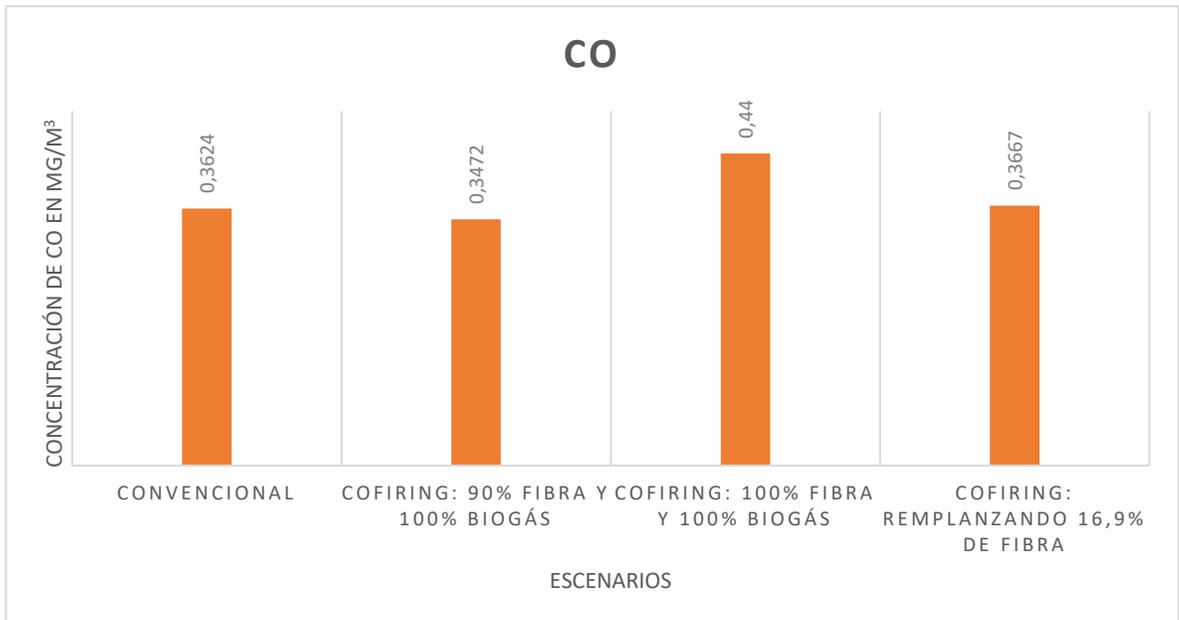
m_dot_Biogasgen=554,5793
m_dot_totalfiber=4841,93

m_dot_Equifiber=(m_dot_Biogasgen*m_dot_fiberplussshell)/m_dot_biogas
MaxFiberRem=(m_dot_Equifiber/m_dot_totalfiber)*100
m_dot_newfiber=m_dot_totalfiber-m_dot_totalfiber*MaxFiberRem/100

Anexo F: Concentración CO₂ y CO generado por los sistemas de co-firing con mayor desempeño manteniendo condiciones de operación del caso base

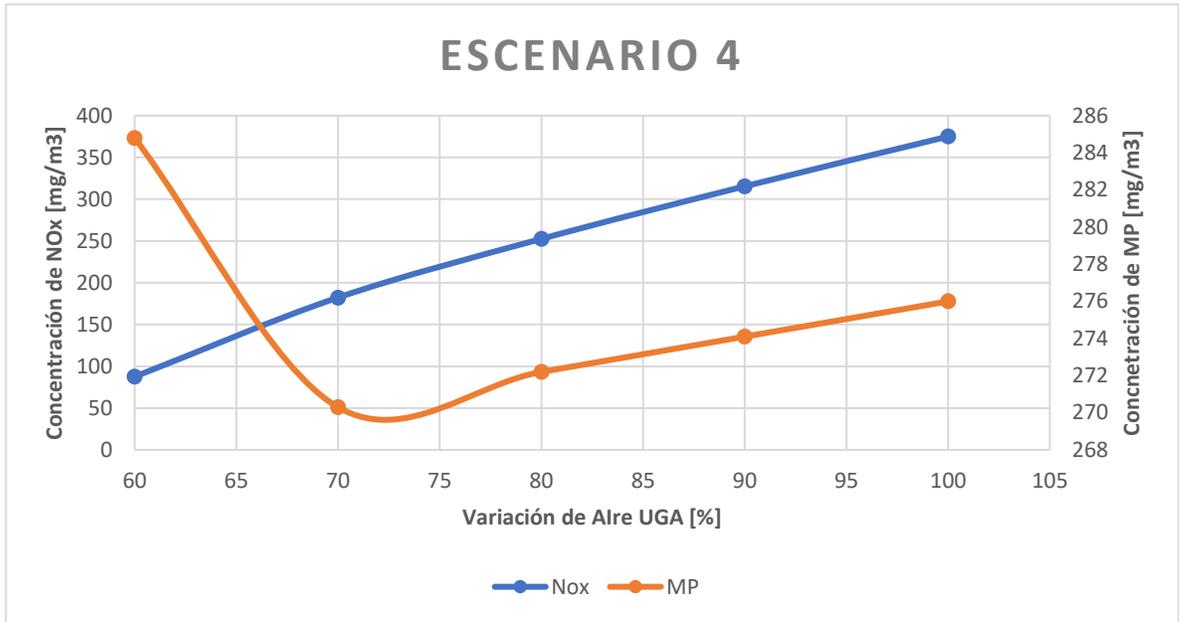


Fuente: Elaboración propia.

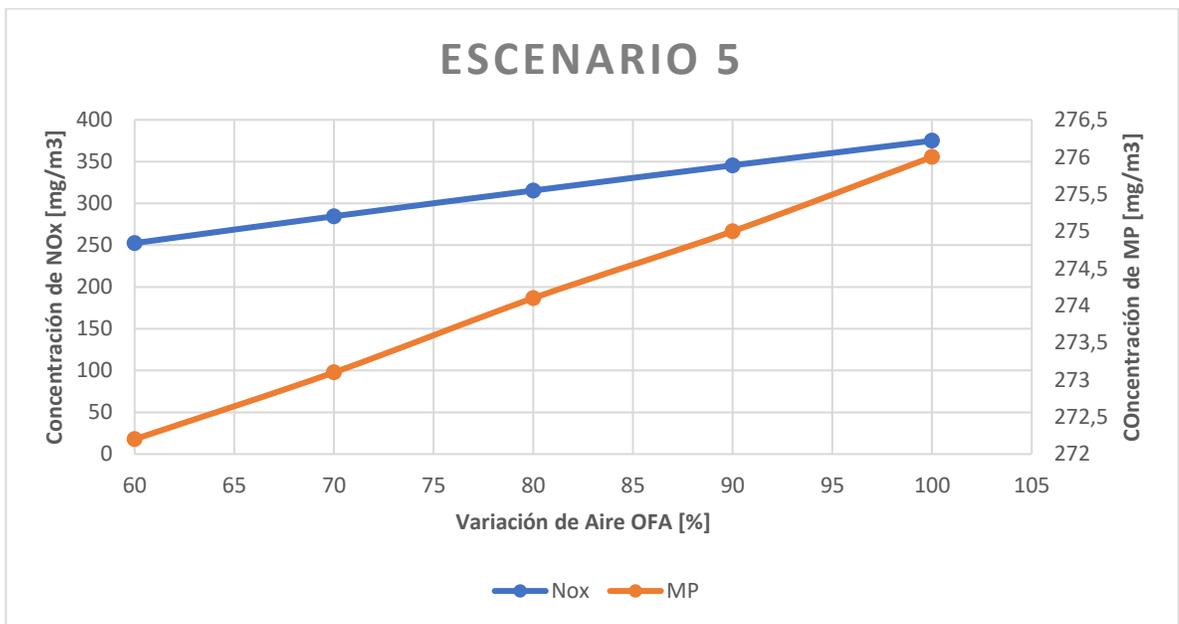


Fuente: Elaboración propia.

Anexo G: Análisis isocinéticos del escenario 4 y 5 (reemplazar 16,49% de fibra por el biogás variando suministros de aire)

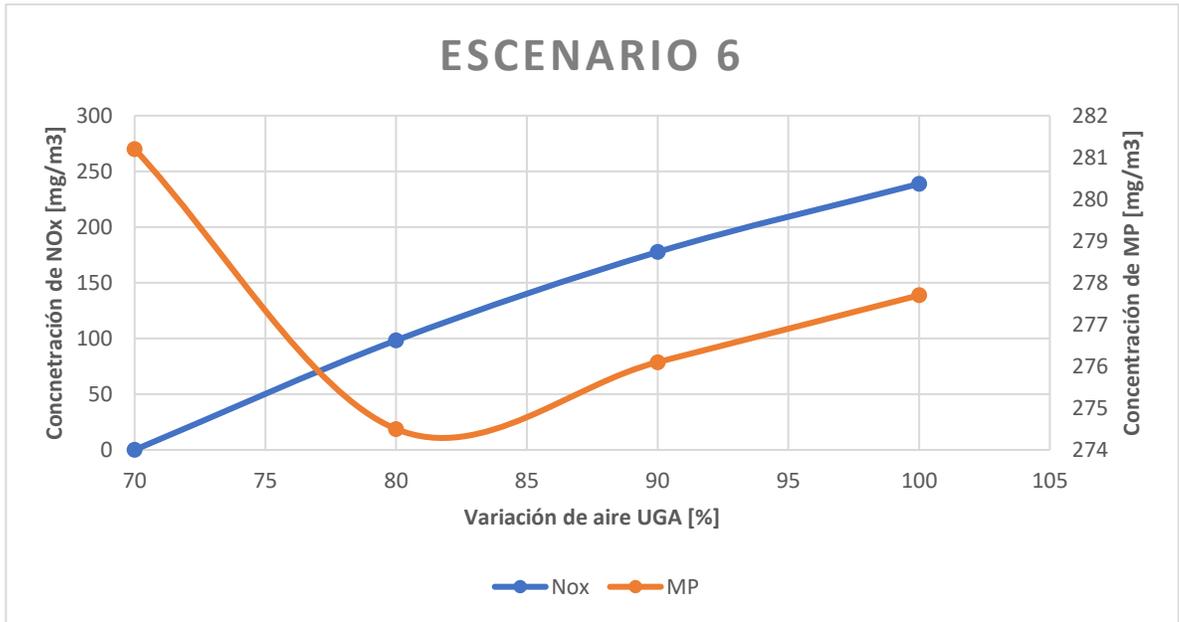


Fuente: Elaboración propia.

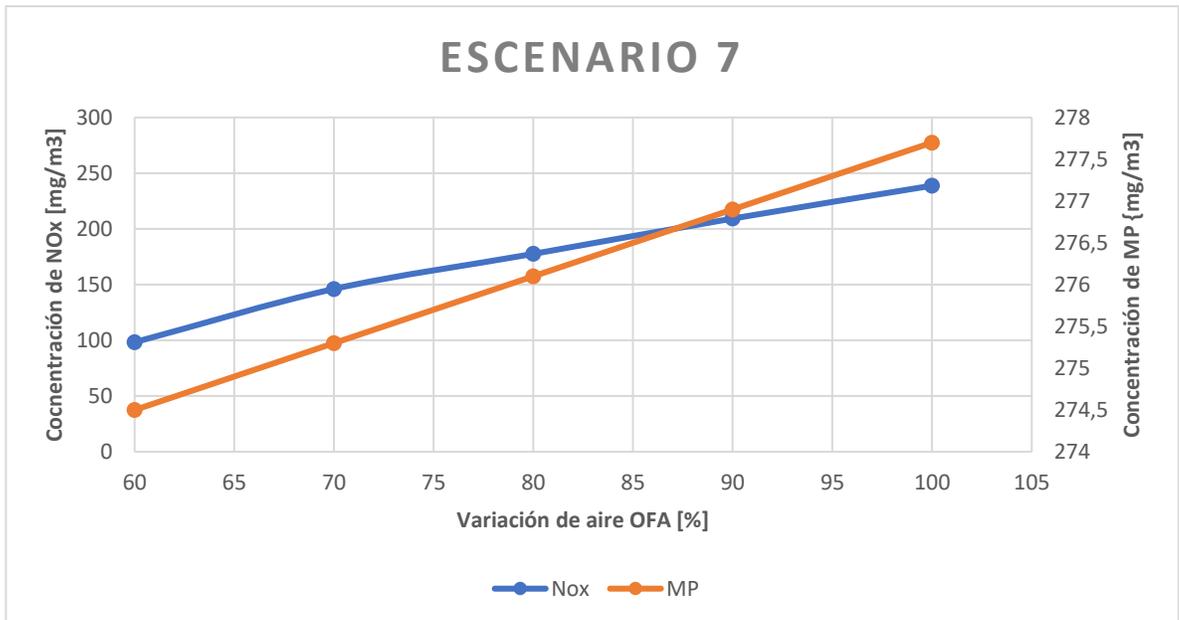


Fuente: Elaboración propia.

Anexo H: Análisis isocinéticos del escenario 6 y 7 (inyectando el 100% del biogás y el 100% de fibra variando suministros de aire)

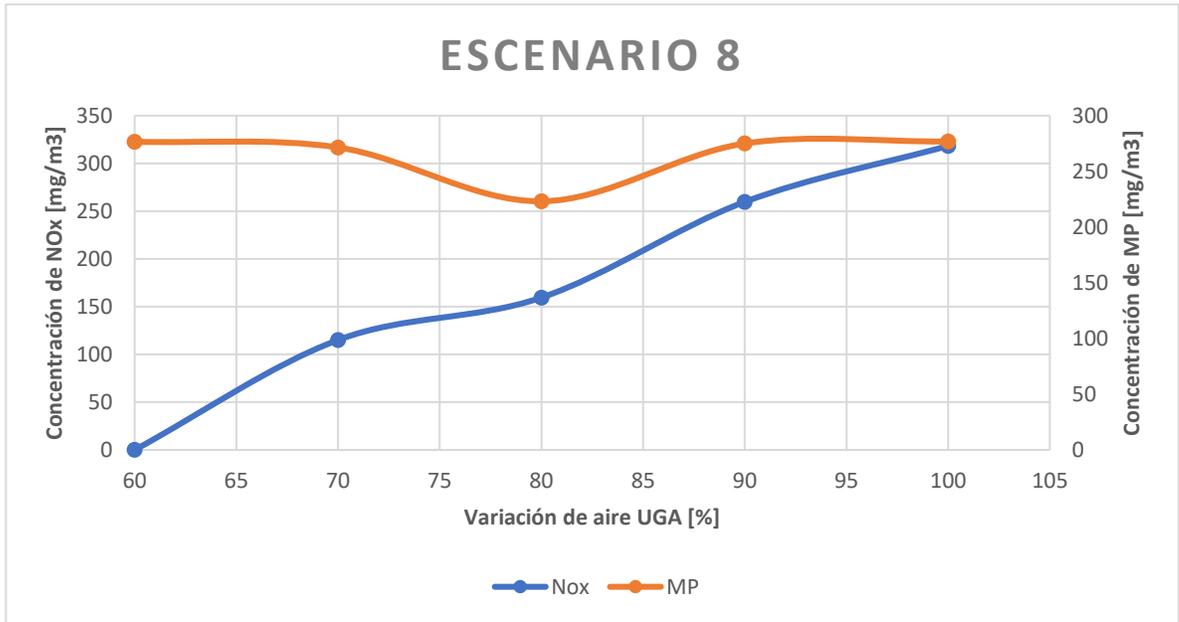


Fuente: Elaboración propia.

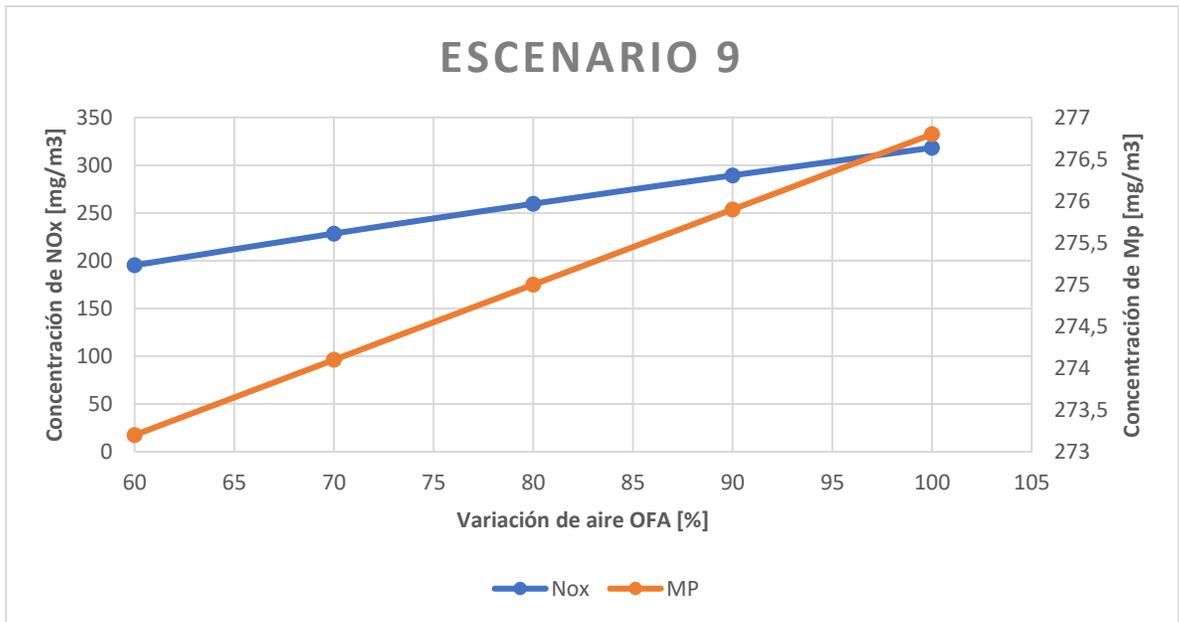


Fuente: Elaboración propia.

ANEXO I: ANÁLISIS ISOCINÉTICOS DEL ESCENARIO 8 Y 9 (INYECTADO TODO EL BIOGÁS E INGRESANDO 90% DE FIBRA)

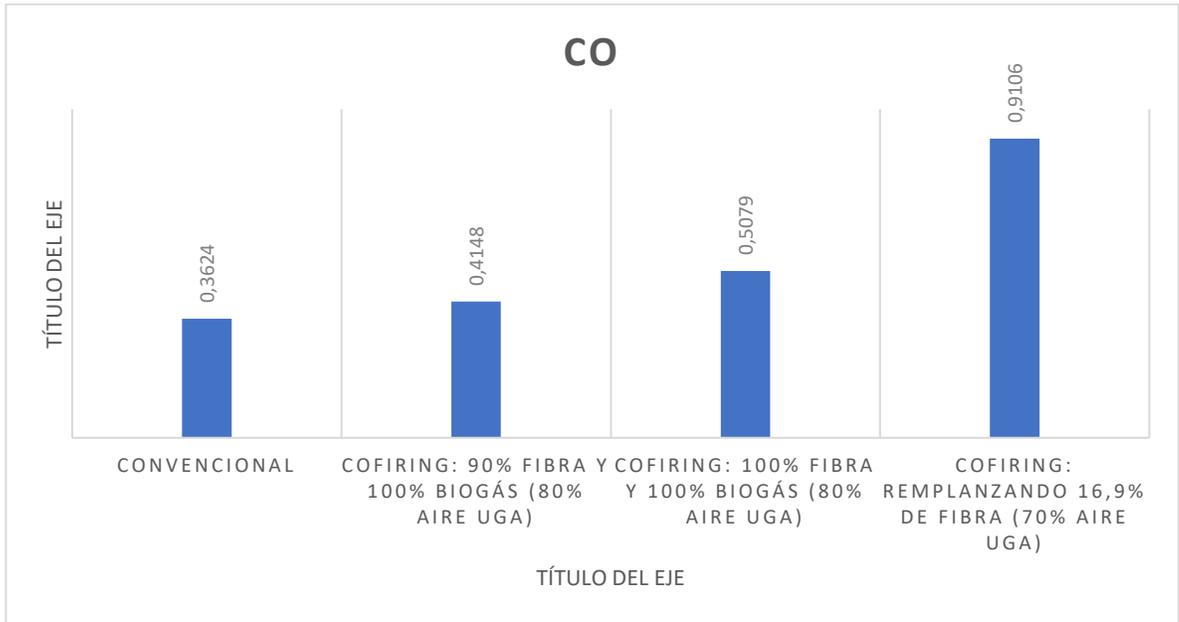


Fuente: Elaboración propia.

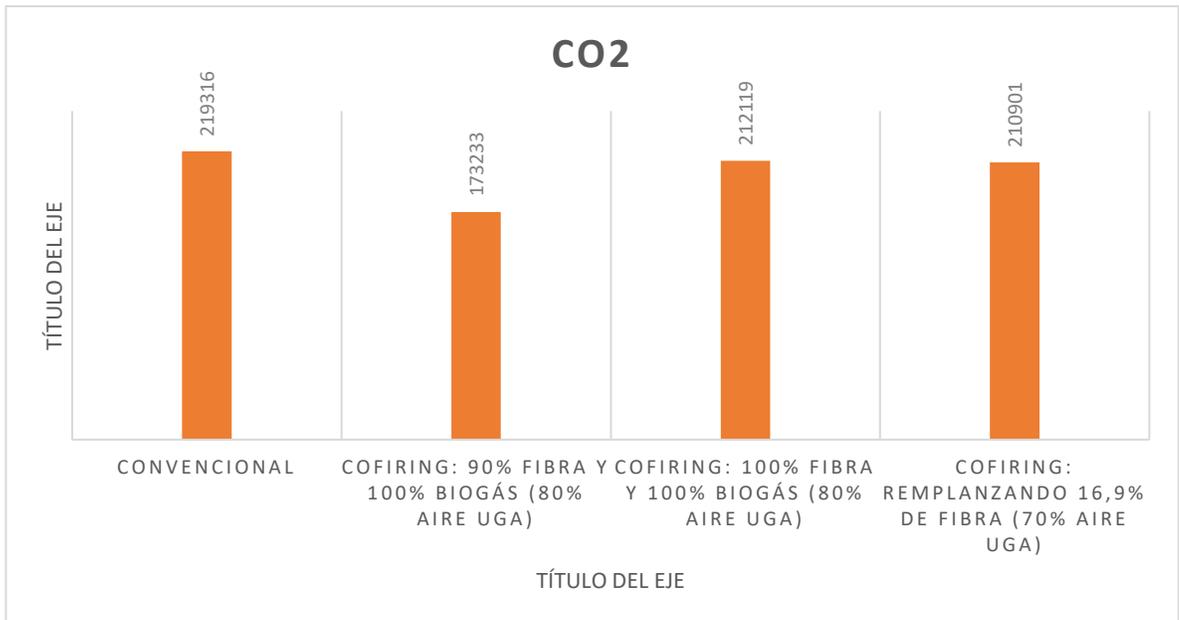


Fuente: Elaboración propia.

Anexo J: Concentración CO₂ y CO generado por los sistemas de co-firing con mayor desempeño variando condiciones de operación del caso base.



Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo K: Código de EES para el cálculo de los estudios isocinéticos

"PROGRAMA PARA HALLAR LOS ISÓCINETICOS EN LAS UNIDADES DE REFERENCIA"

P=1,01325[bar]
T_N=273,15[K]
T_S=T_N+25

{ "-----Condiciones Régimen Co-firing"----- }

"Valores de entrada"

T_cofiring=485,183[K]
P_cofiring=1,01325[bar]

m_dot_FLUE_Cofiring=33884,8

m_dot_NO_Cofiring=3,06932 [kg/h]
m_dot_NO2_Cofiring=0,0292127 [kg/h]
{m_dot_O2_cofiring=2220,76}
m_dot_O2_Cofiring=1252,22

m_dot_CO2_Cofiring=1252,22
m_dot_CO_Cofiring=1252,22
m_dot_SO2_Cofiring=1252,22
m_dot_SO3_Cofiring=1252,22

Ash_dot_Cofiring=3,52373 [kg/h]

Density_FLUE_Cofiring=0,726566

"[----- cálculos-----]"

VOLUMEN_dot_FLUE_Cofiring=m_dot_FLUE_Cofiring/Density_FLUE_Cofiring
VOLUMEN_dot_FLUE_Cofiring_S=VOLUMEN_dot_FLUE_Cofiring*(T_S/T)

NOX_Cofiring=(m_dot_NO_Cofiring+m_dot_NO2_Cofiring)*1e6/VOLUMEN_dot_FLUE_Cofiring_S

MP_Cofiring=Ash_dot_Cofiring*1e6/VOLUMEN_dot_FLUE_Cofiring_S
CO2_Cofiring=m_dot_CO2_Cofiring*1e6/VOLUMEN_dot_FLUE_Cofiring_S
CO_Cofiring=m_dot_CO_Cofiring*1e6/VOLUMEN_dot_FLUE_Cofiring_S
SOX_Cofiring=(m_dot_SO2_Cofiring+m_dot_SO3_Cofiring)*1e6/VOLUMEN_dot_FLUE_Cofiring_S

NOX_Cofiring_s=NOX_Cofiring*(T_cofiring/T_S)
MP_Cofiring_s=MP_Cofiring*(T_cofiring/T_S)
CO2_Cofiring_s=CO2_Cofiring*(T_cofiring/T_S)
CO_Cofiring_s=CO_Cofiring*(T_cofiring/T_S)
SOX_Cofiring_s=SOX_Cofiring*(T_cofiring/T_S)

"Concentracion de emisiones a condiciones de referencia"

$NOX_{ref_O2_13\%_COFIRING} = NOX_{Cofiring_s} * ((21-13)/(21-O2\%_{Cofiring}))$
 $MP_{ref_O2_13\%_COFIRING} = MP_{Cofiring_s} * ((21-13)/(21-O2\%_{Cofiring}))$
 $CO2_{ref_O2_13\%_COFIRING} = CO2_{Cofiring_s} * ((21-13)/(21-O2\%_{Cofiring}))$
 $CO_{ref_O2_13\%_COFIRING} = CO_{Cofiring_s} * ((21-13)/(21-O2\%_{Cofiring}))$
 $SOX_{ref_O2_13\%_COFIRING} = SOX_{Cofiring_s} * ((21-13)/(21-O2\%_{Cofiring}))$

"--- Se halla % de oxígeno en régimen cofiring---"

$\rho_{O2_cofiring} = \text{Density}(O2; T=T_{cofiring}; P=P)$

$V_{O2_cofiring} = m_{dot_O2_cofiring} / \rho_{O2_cofiring}$
 $V_{O2_cofiring_S} = V_{O2_cofiring} * (T_{cofiring} / T_S)$
 $O2\%_{cofiring} = (V_{O2_cofiring} / VOLUMEN_{dot_FLUE_Cofiring}) * 100$

-----"Condiciones Régimen convencional"-----
-----"

"Valores de entrada"

$T = 509,979 [K]$

$m_{dot_FLUE} = 39302,3$

$m_{dot_NO2} = 0,053739 [kg/h]$

$m_{dot_NO} = 4,49761 [kg/h]$

$m_{dot_O2} = 2285,22$

$Ash_{dot} = 4,21974 [kg/h]$

$m_{dot_CO2} = 1252,22$

$m_{dot_CO} = 1252,22$

$m_{dot_SO2} = 1252,22$

$m_{dot_SO3} = 1252,22$

$Density_{FLUE} = 0,692387$

"[----- cálculos-----]"

$VOLUMEN_{dot_FLUE} = m_{dot_FLUE} / Density_{FLUE}$

$VOLUMEN_{dot_FLUE_S} = VOLUMEN_{dot_FLUE} * (T_S / T)$

$NOX = (m_{dot_NO} + m_{dot_NO2}) * 1e6 / VOLUMEN_{dot_FLUE_S}$

$MP = Ash_{dot} * 1e6 / VOLUMEN_{dot_FLUE_S}$

$CO2 = m_{dot_CO2} * 1e6 / VOLUMEN_{dot_FLUE_S}$

$CO = m_{dot_CO} * 1e6 / VOLUMEN_{dot_FLUE_S}$

$SOX = (m_{dot_SO2} + m_{dot_SO3}) * 1e6 / VOLUMEN_{dot_FLUE_S}$

NOX_s=NOX*(T/T_S)
MP_s=MP*(T/T_S)
CO2_s=CO2*(T/T_S)
CO_s=CO*(T/T_S)
SOX_s=SOX*(T/T_S)

"Concentración de emisiones a condiciones de referencia"

NOX_ref_O2_13%=NOX_s*((21-13)/(21-O2%))
MP_ref_O2_13%=MP_s*((21-13)/(21-O2%))
CO2_ref_O2_13%=CO2_s*((21-13)/(21-O2%))
CO_ref_O2_13%=CO_s*((21-13)/(21-O2%))
SOX_ref_O2_13%=SOX_s*((21-13)/(21-O2%))

"---hallando % de oxígeno---"

rho_O2=Density(O2;T=T;P=P)

V_O2=m_dot_O2/rho_O2
V_O2_S=V_O2*(T/T_S)
O2%=(V_O2/VOLUMEN_dot_FLUE)*100

ANEXO L: GLOSARIO

Biodigestor: Cámara hermética donde se acumulan residuos orgánicos que mediante un proceso natural de bacterias (anaerobias) presente en los desechos que al descomponerse genera metano y material rico en nutrientes.

Biofiltro: Dispositivo que elimina amplias gamas de compuestos contaminantes desde una corriente de fluido (gases y líquidos) mediante un proceso biológico.

Biogás: Gas producido por la descomposición de la materia orgánica, compuesto principalmente por metano y dióxido de carbono.

Biomasa: Materia orgánica de origen vegetal o animal incluyendo los residuos y desechos orgánicos, susceptible para ser aprovechado en energía.

Caldera: Máquina térmica que transforma un fluido de trabajo de líquido a gaseoso por medio de una fuente de energía externa.

Calderín: Es una máquina dispositiva de ingeniería diseñado para generar vapor, ese vapor se genera a través de una transferencia de vapor a presión constante en el cual el fluido de trabajo está en estado líquido, se calienta y cambia de fase a vapor saturado.

Co-firing: Combustión conjunta de dos o más combustibles en un mismo sistema.

Combustión: Reacción química que se produce entre el oxígeno y un material oxidable, que va acompaña de un desprendimiento de energía y habitualmente se manifiesta por incandescencia o llama.

Economizador: Dispositivo mecánico intercambiador de calor, que pretende reducir el consumo de energía o desarrollar otra función practica como el precalentamiento de un fluido.

Fibra de palma: Subproductos de los procesos de extracción de aceite de palma, que generalmente utilizado como combustible para la generación de vapor.

Isocinéticos: Concentración de emisiones contaminantes en fuentes fijas. Regulados para plantas con emisiones de material particulado

Material Particulado: Se define como el conjunto de partículas sólidas y/o líquidas (a excepción del agua pura) presentes en suspensión en la atmosfera.

NOx: Término que hace referencia al grupo de gases que contienen nitrógeno y oxígeno en diferentes proporciones.

Sobrecalentador: Es un intercambiador de calor gases – vapor diseñado teniendo en cuenta las particularidades de su trabajo con gases de combustión; con el fin de conseguir un vapor a alta temperatura que no sufra problemas de condensación.

Trampa de sedimentos y condensados: Dispositivo que descarga el condensado y partículas presentes en una corriente gaseosa.

Tren de Calibración: Conjunto de dispositivos encargados de regular y mantener condiciones a la entrada de un sistema, generalmente aplicado a gases.

Vapor de agua: Agua en estado gaseoso que se emplea para generar energía y en muchos procesos industriales.