

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

Francisco H. Albarracín Becerra
Juan Pablo Méndez Rangel

Director: Ph.D. Leonardo E. Pacheco

Co-Director: MSc. Carlos A. Díaz González



Universidad Autónoma de Bucaramanga
Ingeniería en energía
2019



Contenido

Introducción

Planteamiento del problema

Objetivos

Metodología

Resultados

Conclusiones

Recomendaciones



Introducción

Diseño del
sistemas Co-firing



Caso de estudio
planta extractora
de aceite de palma



Evaluación del
sistema por Aspen
Plus

Viabilidad
económica del
sistema Co-firing





Planteamiento del problema



RESOLUCION 909 5 DE JUNIO DEL 2008

ARTICULO 19:

"Estándares de emisión admisibles para equipos de combustión externa existentes que utilicen biomasa como combustible"



No se aprovecha el Biogás, siendo emitido directamente a la atmósfera o quemado en tea.

Combustible	Producción de vapor	Estándares de emisión admisibles [mg/m ³]	
		MP	NOx
Biomasa	Todos	50	350

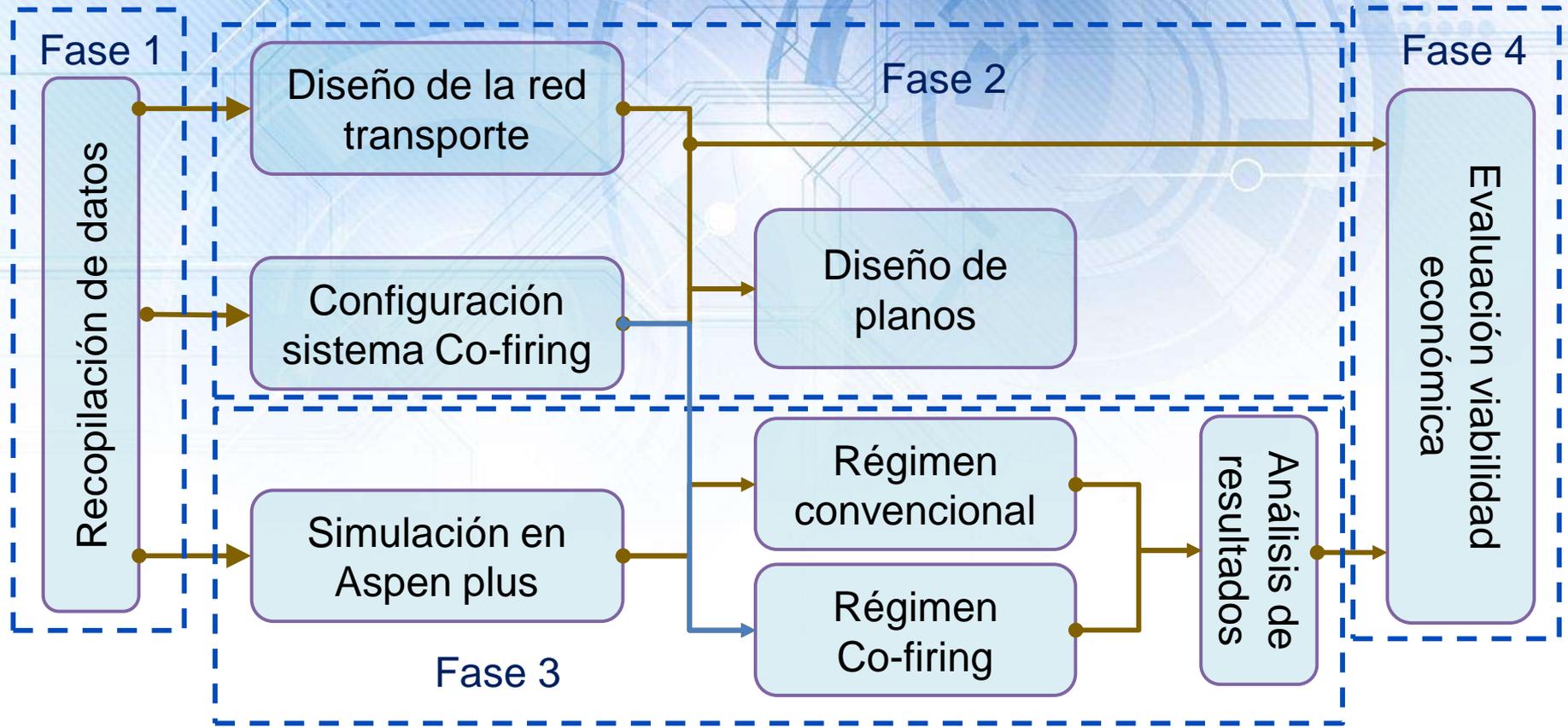


Objetivos Específicos

- 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 la viabilidad económica del sistema Co-firing, relacionado con inversión, operación y mantenimiento.



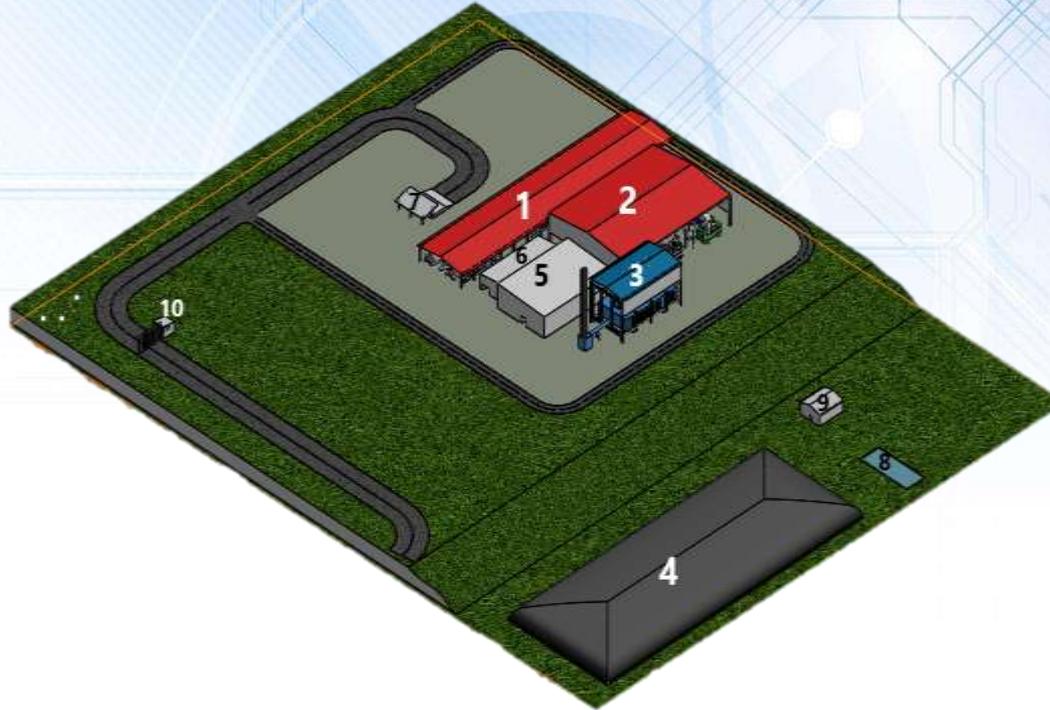
Metodología





Fase 1 : Estudio actual del sistema de generación

Distribución de planta



Zonas	Concepto (descripción)
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 facultativa
9	Zona operativa del Biodigestor
10	Puesto de control a la entrada de la planta



Estudios Isocinéticos en chimenea

Fuente	Contaminante	Promedio Real [mg/m3]	Norma [mg/m3]	Frecuencia de monitoreo según UCA	Grado de cumplimiento
Caldera Vyncke	MP	325	50	Cada 3 meses (Grado muy alto)	No satisfactorio
	NOx	312,3	350	Cada año (Grado medio)	Satisfactorio

Características de los suministros UGA y OFA

Condiciones de los suministros de aire

UGA	Flujo volumétrico	20000	[m3/h]
	Temperatura de entrada	100	[°C]
OFA	Flujo volumétrico	10000	[m3/h]
	Temperatura de entrada	30	[°C]

Fuente: Planta estudiada





Composición del biogás

Composición Volumétrica Del Biogás [%]

Metano	CH ₄	59,06%
Dióxido de carbono	CO ₂	35,43%
Nitrógeno	N ₂	1,67%
Oxígeno	O ₂	1,08%
Monóxido de carbono	CO	0,98%
Humedad	H ₂ O	0,98%
Hidróxido de azufre	H ₂ S	0,79%

Dimensiones del Digestor

Ancho	42,84	[m]
Largo	109,84	[m]
Profundidad	4,5	[m]

Generación de Biogás

Caudal Biogás	508,7	[m ³ /h]
Presión salida Biodigestor	-5	[mbar]

Análisis próximo y último de la fibra

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
Azufre	S	0,28
Oxígeno	O ₂	36,8
Cenizas	ASH	8,3

Condiciones de entrada

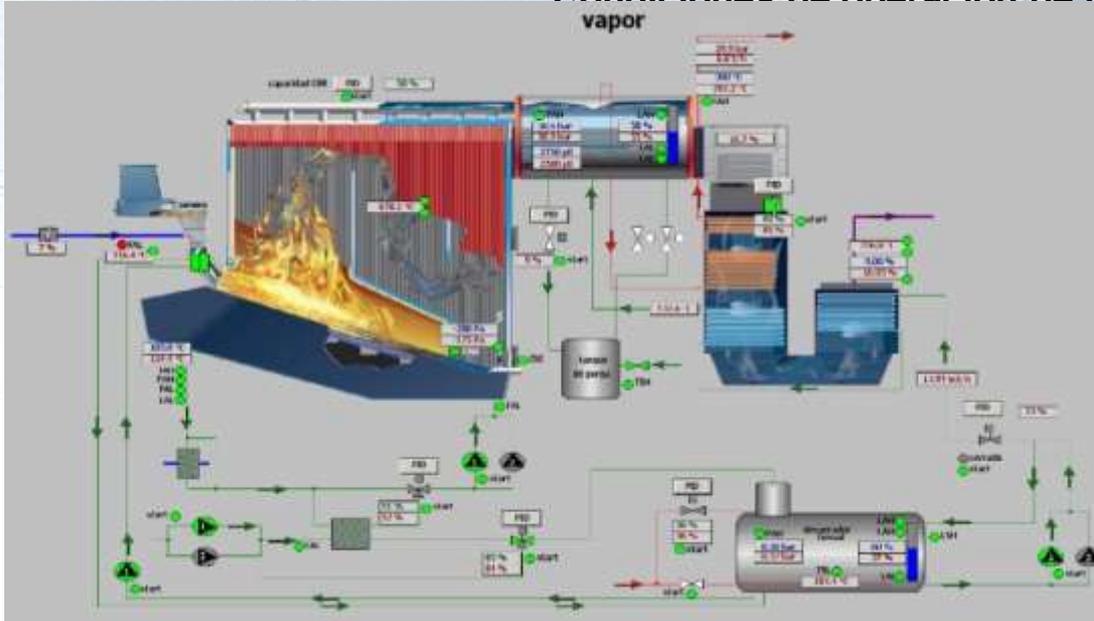
Flujo	4841,93	[kg/h]
Temperatura	30	[°C]
Presión	1,01325	[bar]

Fuente: Planta estudiada



Condiciones de operación de la caldera

Condiciones de operación de la caldera



sobrecalentador

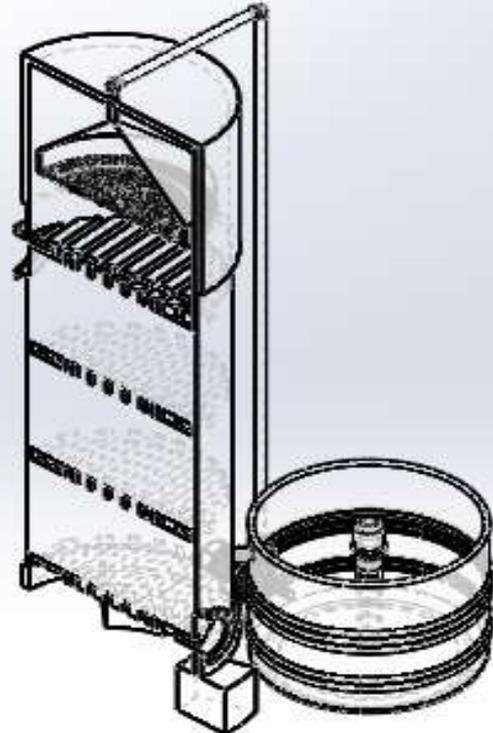
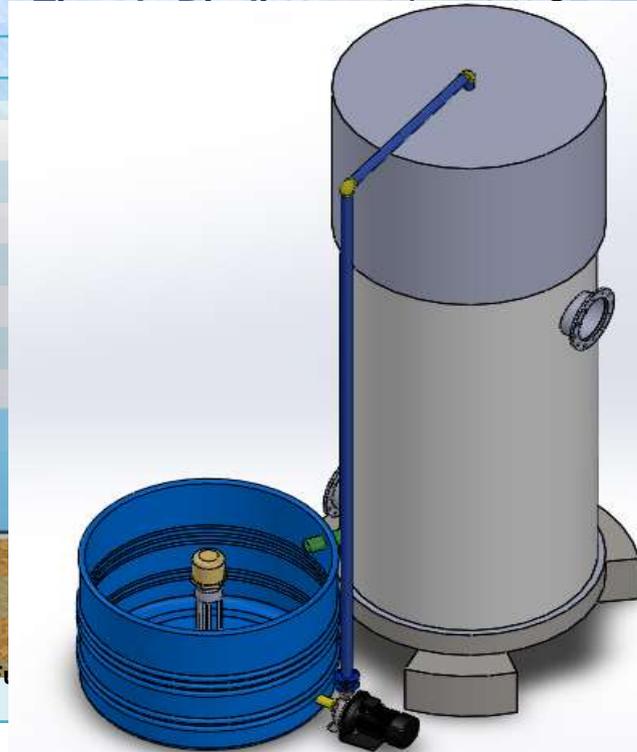
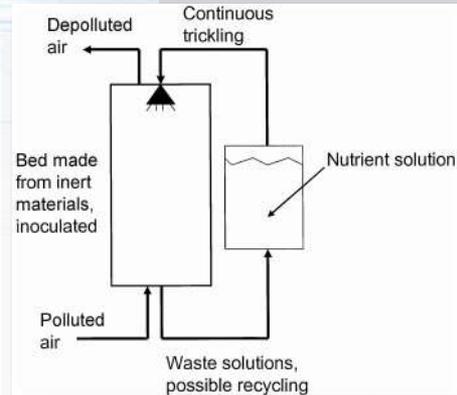
Temperatura salida del agua del economizador 145 [°C]

Fuente: Planta estudiada



Fase 2: diseño de sistema Co-firing

Sistema de depuración de H_2S Sistema de Captación

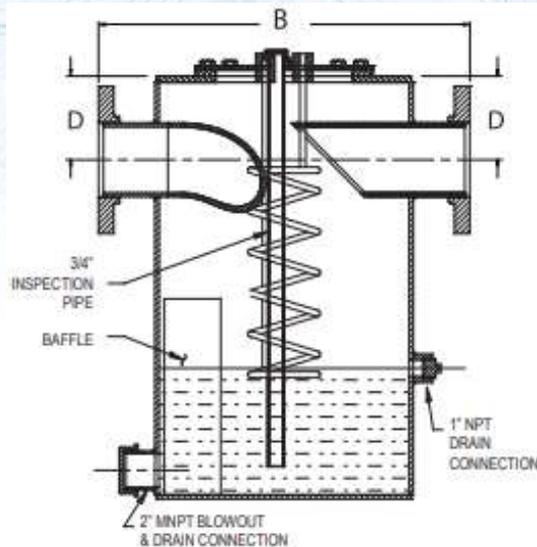




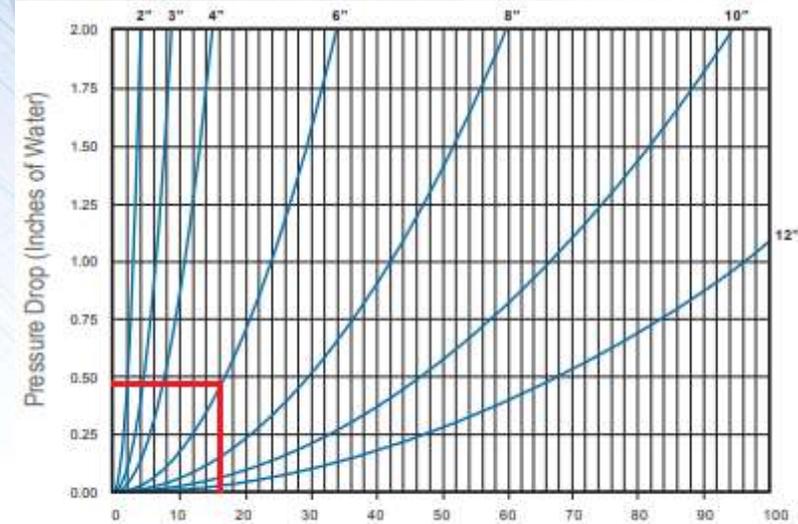
Sistema de sedimentos y condensados

Eliminación de humedad presente en el biogás

Fabricante: VarecBIOGAS



Caída de presión de la trampa



Thousand Cubic Feet/Hour at 60°F and 14.7 psia, Air Flow (SCFH)
NOTE: Consult factory for pressure loss on 14" and 16" sizes.

$$0,48 \text{ [in H}_2\text{O]} = 1.194432 \text{ [mbar]}$$



Diseño de tubería de transporte y elementos de regulación

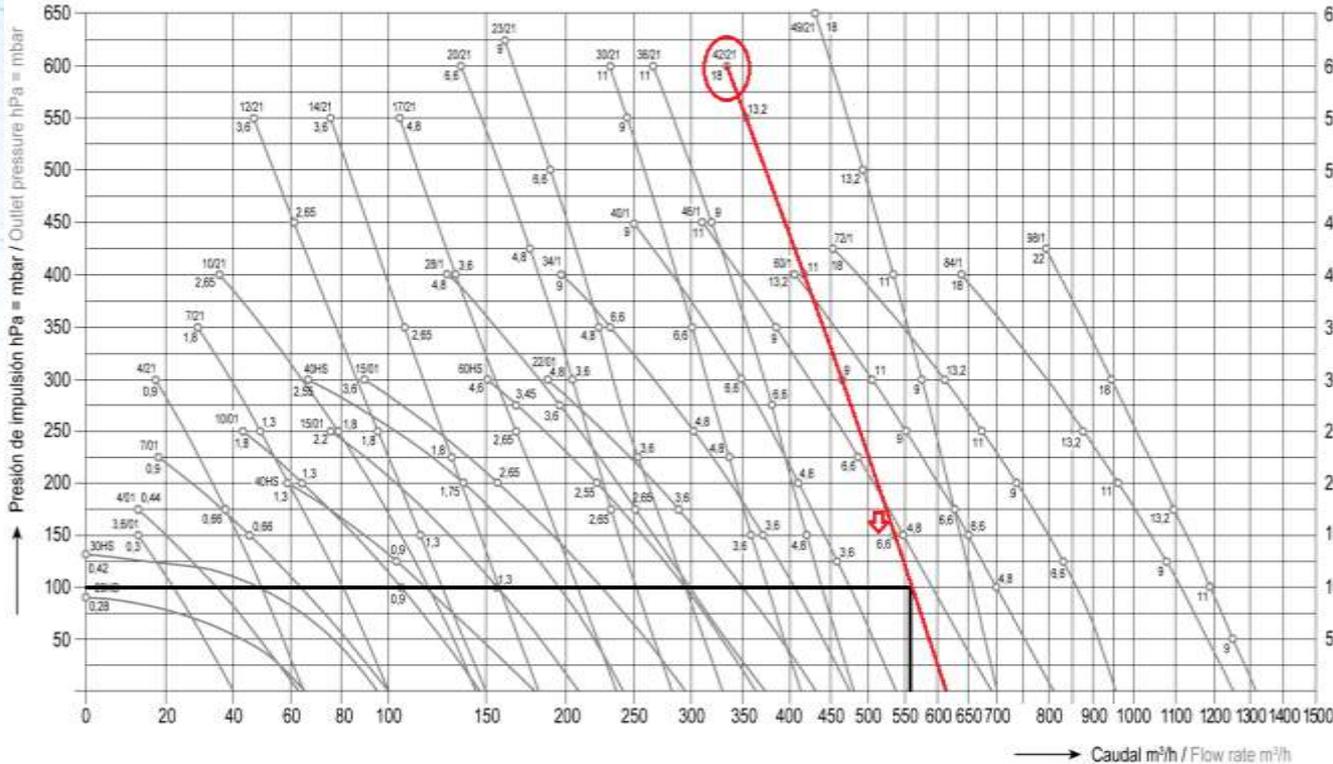
Variable	Descripción	Valor	Unidades	Tubería		
Q	Flujo volumétrico	0,14151	[m ³ /s]		Válvula de mariposa	2
A	Área transversal circular	0,01824146			Electroválvula	1
ϵ/D	Rugosidad relativa	9,84E-06			Condensadora de	1
V	Velocidad Promedio	7463855			ión	2
Re	Número de Reynold	1,50E+05			etro	2
	Fuente: Propia				de presión	2
					conexión	8
					Codos	5
					Tees	1
					Cortallamas	1

Según la ecuación de pérdidas de energía



Fase 2

30/21 ← Tipo de máquina / Machine type
 11 ← Potencia motor (kW) / Motor power (kW)



Pressión de mandata / Outlet pressure	hPa / mbar	0	50	75	100	125	150
Portada aspirada-Flow rate	m³/h	m³/h	m³/h	m³/h	m³/h	m³/h	m³/h
Pot. motore-Motor power			kW	kW	kW	kW	kW
CL 30/21	414	394	3,6	384	3,6	374	3,6
CL 36/21	477	468	4,8	462	4,8	453	4,8
CL 740 HS	600	532	4,8	498	4,8	464	4,8
CL 42/21	610	590	6,6	577	6,6	552	6,6
CL 48/21	700	672	6,6	660	6,6	647	6,6

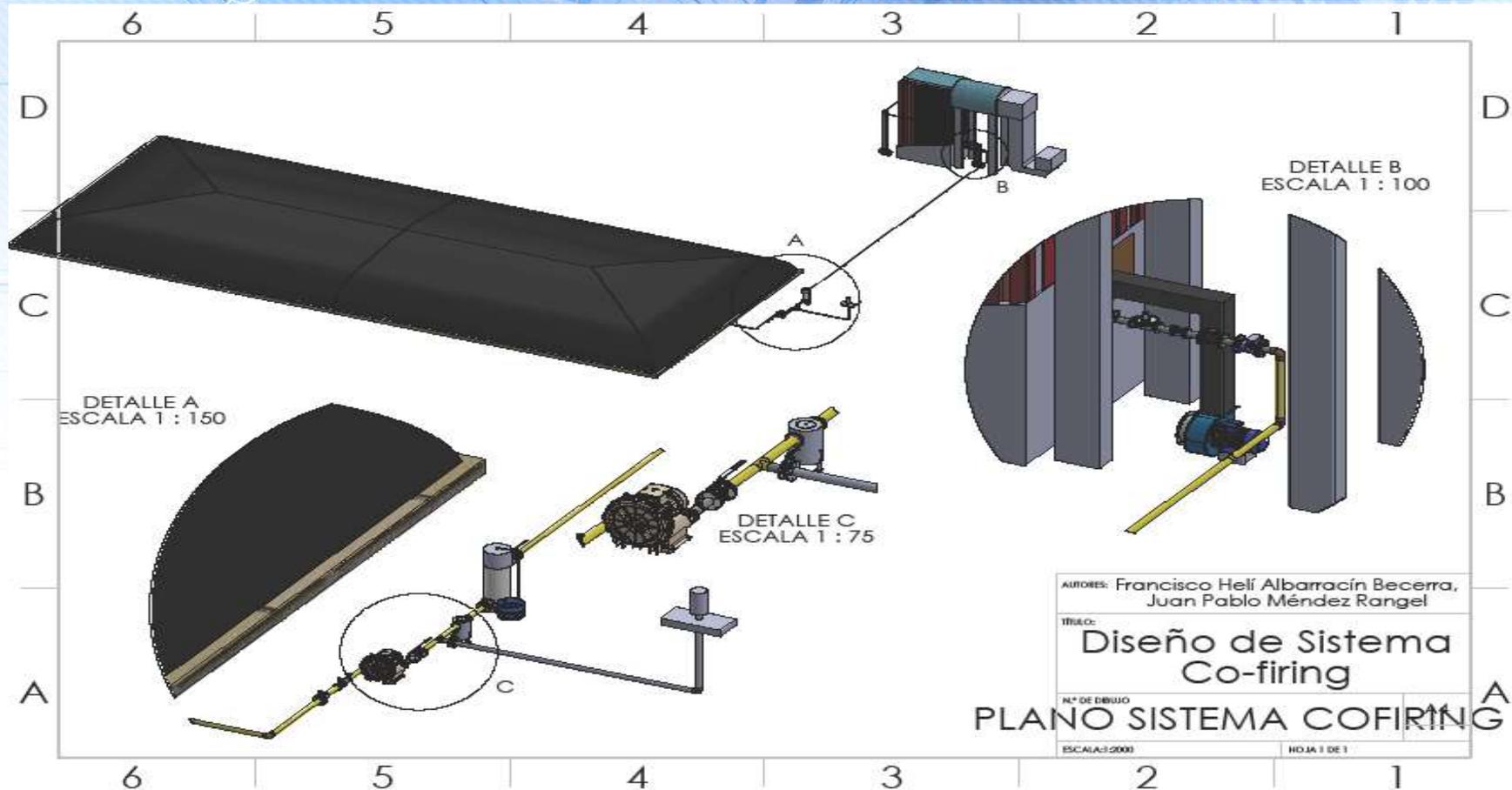


Fabricante: MAPRO

$$\Delta P_{TOTAL} = \Delta P_{TrapCnd} + \Delta P_{Biofiltro} + \Delta P_{hT}$$



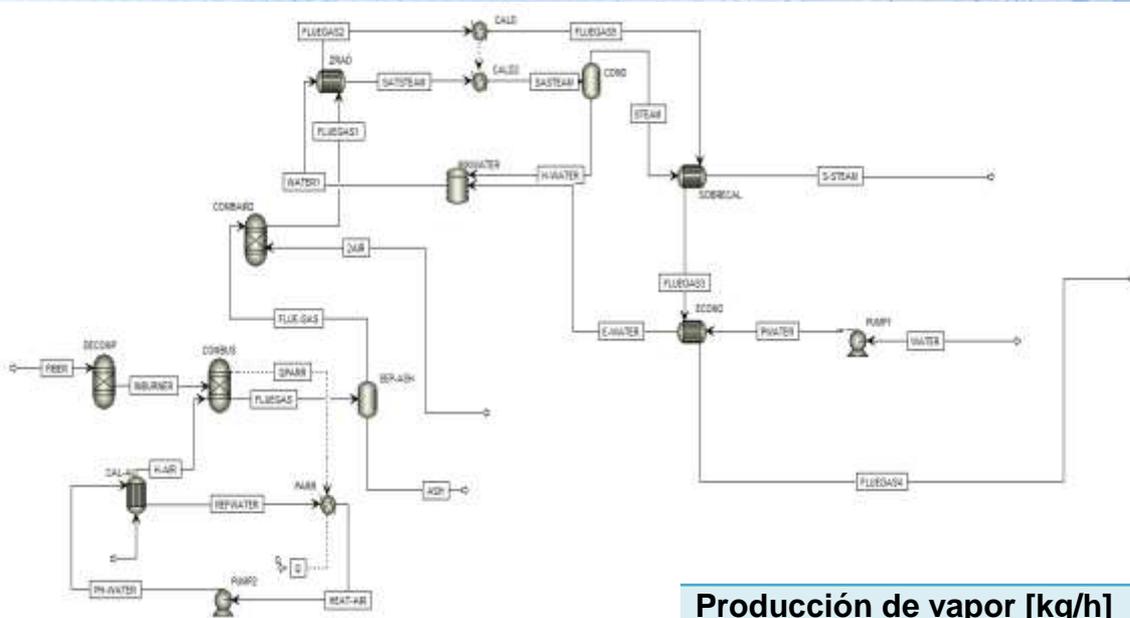
Fase 2





Fase 3: Evaluación del desempeño de la caldera en Aspen Plus

Simulación en régimen Convencional



753,33 kg Vapor/ton FFB procesado

Condiciones del medio

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

Fuente: Meteonorm

Calculo de estudios isocinéticos según Resolución 909 de 2008

$$C_i = C_{i,as} \left(\frac{T_s}{T_{op}} \right)^2 \left(\frac{P_{op}}{P_s} \right)$$
 Caldera simulada en Aspen plus vs Caldera en el proceso de producción

	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 ₂	336,6	312,3	7,781%
Análisis isocinéticos de MP	315,8	325	2,831%

$$C_i [mg/m^3] = \frac{\dot{m}_i}{\dot{V}_s} \frac{\dot{m}_{O_2}}{\dot{m}_{humos} * \rho_{humos}}$$

Fuente: Elaboración propia



Fase 3

Escenario 1:

$\dot{m}_{Biogás} \rightarrow \dot{m}_{Fibra}$
Remplazando por equivalencia

Escenario 4:

Variando la inyección de aire UGA de [60-100]%

Escenario 5:

Variación la inyección de aire OFA de [60-100]%

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

Escenario 2:

$\dot{m}_{Biogás} = [0, 100]\%$
 $\dot{m}_{Fibra} =$ Se mantiene la inyección nominal

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

$$554,579 [kg_{Biogás}/h] \leftrightarrow 798,4342 [kg_{Fibra}/h] \approx 146,49\%$$

Variando la inyección de aire UGA de [70-100]%

Escenario 7:

Variación la inyección de aire OFA de [60-100]%

Escenario 3:

$\sum \dot{m}_{Biogás} =$ Se inyectado todo lo producido

$$\dot{m}_{Biogás} = [70, 100]\%$$

$$\dot{m}_{Biogás} [kg/h] = \frac{\sum \dot{m}_{Biogás} HHV_i}{HHV_{Fibra} [kJ/kg]}$$

Escenario 8:

Variando la inyección de aire UGA de [60-100]%

Escenario 9:

Variación la inyección de aire OFA de [60-100]%

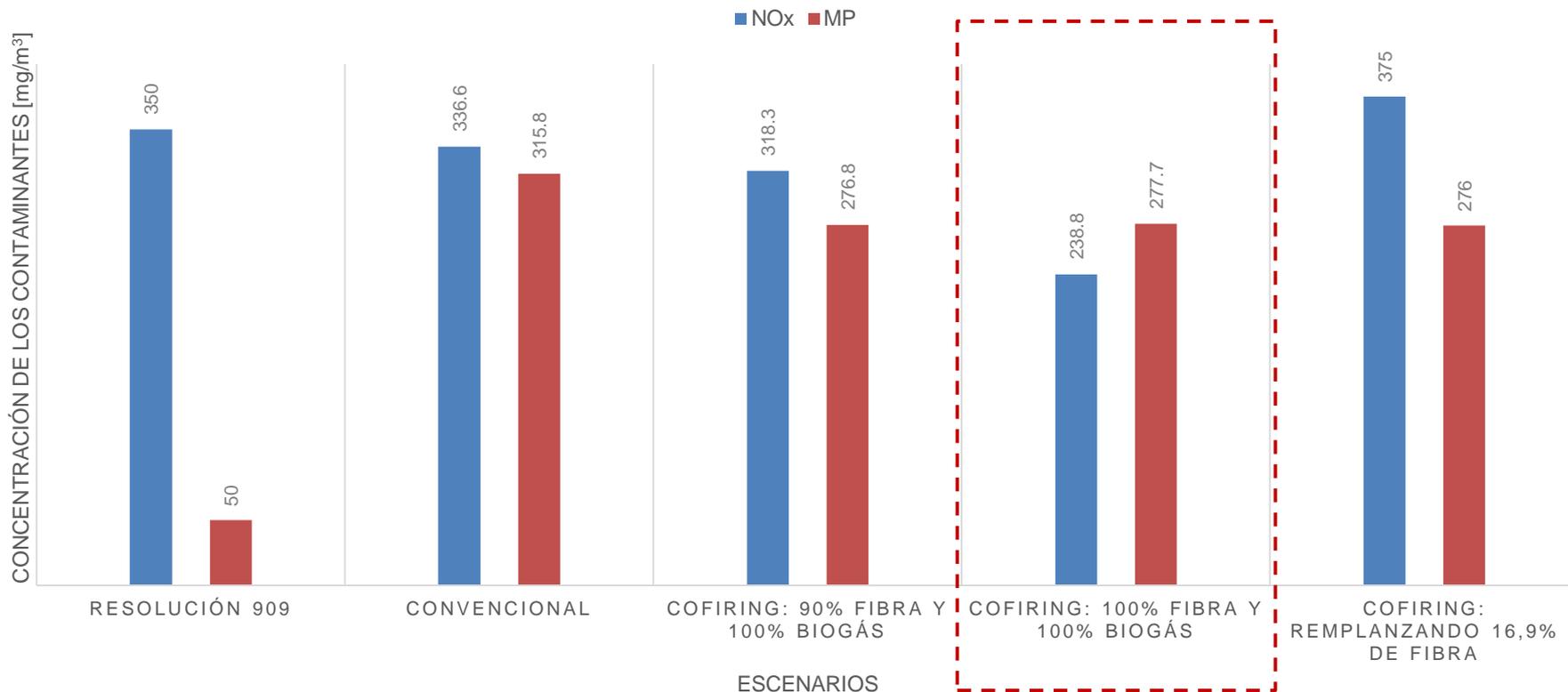
$$\dot{m}_{NominalUGA} = 23238,57143 [kg/h] \text{ y } \dot{m}_{NominalOFA} = 11619 [kg/h]$$

Garantizando la demanda de vapor de la planta 22900 [kg/h]

$$\dot{m}_{NominalFibra} = 4841,93 [kg/h]$$
$$\dot{m}_{ProduccióndeBiogás} = 554,579 [kg/h]$$



COMPARACIÓN DE LOS PUNTOS CON MAYOR DESEMPEÑO





Se reemplaza fibra por biogás utilizando equivalencia energética

Escenario 1

ESCENARIO 4



	Descripción	NOx [mg/m ³]	MP [mg/m ³]	Comparación respecto al caso base [%]	
				Nox [mg/m ³]	MP [mg/m ³]
Escenario 1	Condiciones normales de operación	375	276	-11,4	12,6
Escenario 4	70% de aire (14.000 m ³ /h)	182,3	270,3	45,84	14,4
Escenario 5	60% de aire (6.000 m ³ /h)	252,5	272,2	24,98	13,8

Fuente: Elaboración propia

—●— Nox —●— MP

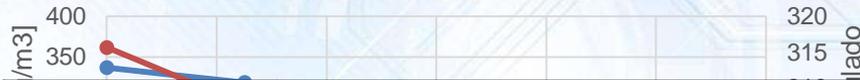


—●— Nox —●— MP

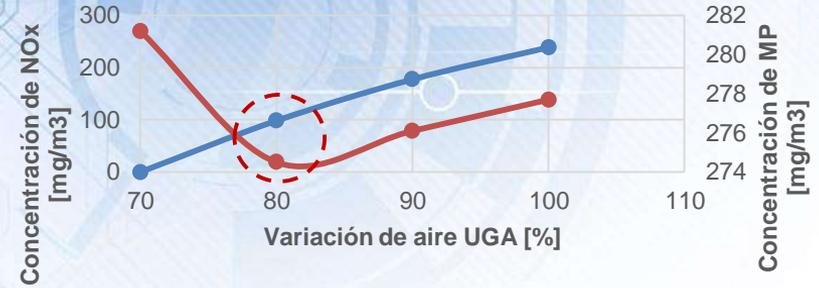


Se inyecta la fibra y se inyecta el biogás producido

Escenario 2



ESCENARIO 6



	Descripción	NOx [mg/m³]	MP [mg/m³]	Comparación respecto al caso base [%]	
				Nox [mg/m³]	MP [mg/m³]
Escenario 2	Condiciones normales de operación	238,8	277,7	29,05	12
Escenario 6	80% de aire (16.000 m³/h)	98,31	274,5	79,7	13,02
Escenario 7	60% de aire (6.000 m³/h)	98,32	274,5	79,7	13,02

Fuente: Elaboración propia

—●— Nox —●— MP

—●— Nox —●— MP

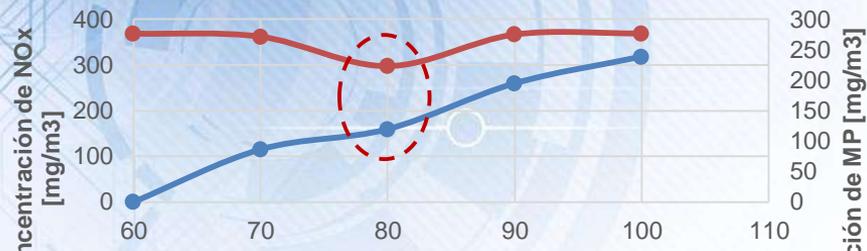


Fase 3

Se inyecta la 90% de fibra y se inyecta el biogás producido

Escenario 3

ESCENARIO 8



	Descripción	NOx [mg/m ³]	MP [mg/m ³]	Comparación respecto al caso base [%]	
				Nox [mg/m ³]	MP [mg/m ³]
Escenario 3	Condiciones normales de operación	318,3	276,8	5,43	12,34
Escenario 8	80% de aire (16.000 m ³ /h)	159,5	223,1	52,61	29,35
Escenario 9	60% de aire (6.000 m ³ /h)	195,3	273,2	41,97	13,48

Fuente: Elaboración propia

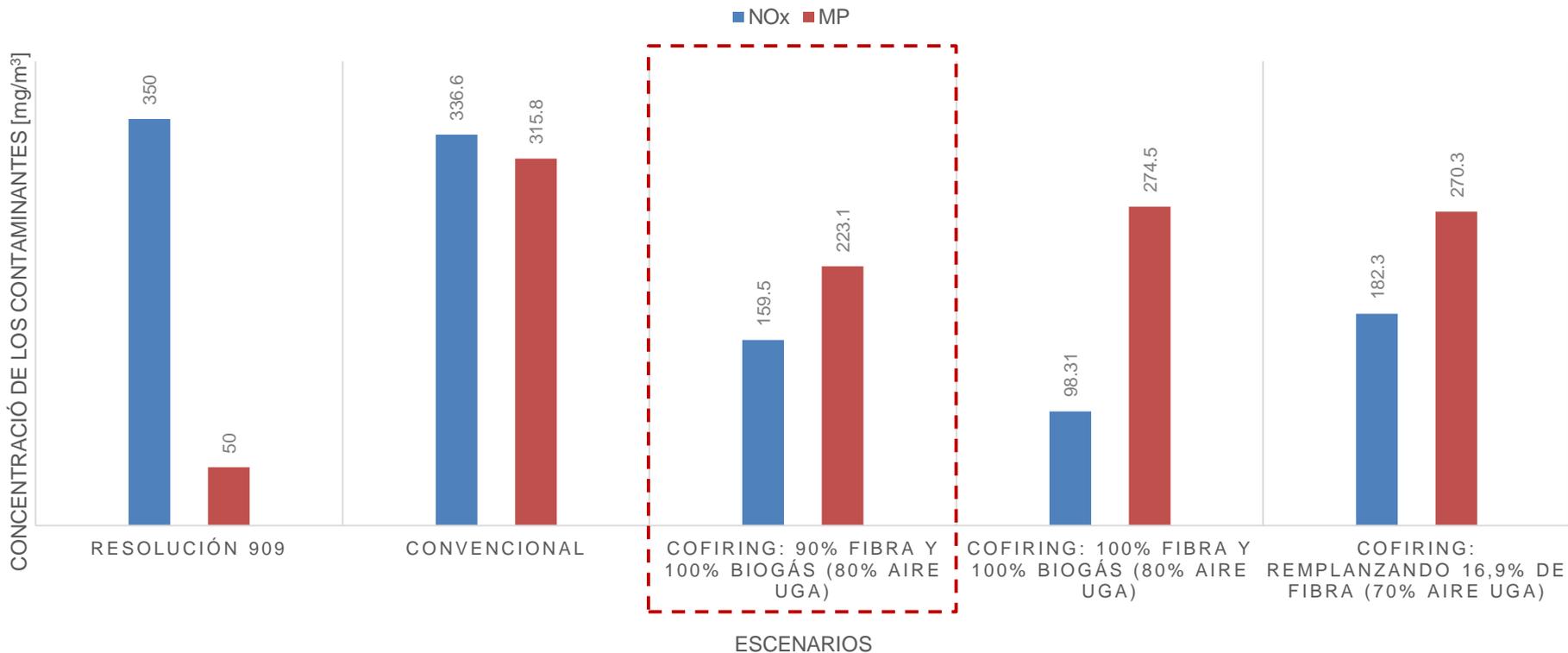
—●— Nox —●— MP



—●— Nox —●— MP



COMPARACIÓN DE LOS PUNTOS CON MAYOR DESEMPEÑO





Fase 4: Análisis Económico

Caso 1: Excedente de vapor

Criterios financieros

	IPC			
				4,0%
	Incremento de puntos Convencional	con Co-firing	Ganancia Co-firing	0,5%
	Tasa esperada			16%
Producción de vapor [kg/h]	22901,3	23500	598,7	12 & 22
NOx [mg/m3]	336,6	98,31	238,29	317
MP [mg/m3]	315,8	274,5	41,3	3.804
Fibra [kg/h]	Años 4841,93	4841,93	0	6
		Fuente: Elaboración propia		

Caso 2: Ahorro de fibra

Costos asociados al Sistema Co-firing

	Convencional	Costo Inversión [COP]	Mantenimiento [COP/mes]	Costo Operación [COP/día]
		con Co-firing	Ganancia Co-firing	
		\$ 51.646.759	\$ 127.368	\$
Producción de vapor [kg/h]	22901,3	22901,3	0	82.230
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		



Caso 1: Ahorros

Caso 1: Resultado análisis económico

Ganancia Co-firing 12 horas Op. 12 horas de Operación	
Tiempo de retorno	Año 4
Precio kWh	\$ 502,014
VPN	\$ 11.695.745,65
[COP/h]	[COP/dia]
\$ 11.515,79	\$ 138.189,54

Fuente: Elaboración propia

Ganancia Co-firing 22 horas Op. 22 horas de Operación	
Tiempo de retorno	Año 2
Precio kWh	\$ 502,014
Amortización	Año 2
VPN	\$ 148.807.128,61
[COP/h]	[COP/dia]
\$ 11.515,79	\$ 253.347,49

Fuente: Elaboración propia

Caso 2: Resultado análisis económico Caso 2: Ahorros

Ganancia Co-firing 12 horas Op. 12 horas de operación	
Tiempo de retorno	Año 2
Precio kg fibra	\$ 35,000
VPN	\$ 92.034.655,93
[COP/h]	[COP/dia]
\$ 16.946,76	\$ 203.361,06

Fuente: Elaboración propia

Ganancia Co-firing 22 horas de Op. 22 horas de Operación	
Tiempo de retorno	Año 2
Precio kg fibra	\$ 35,000
VPN	\$ 296.095.130,80
[COP/h]	[COP/dia]
\$ 16.946,76	\$ 372.828,61

Fuente: Elaboración propia



Conclusiones

- Con la cooperación de la empresa Phina Biosoluciones, se diseñó el sistema Co-firing Biomasa – Biogás para la planta extractora estudiada, evaluada a diferentes condiciones de operación como se planteó en los cotizaciones, se estimaron costos de operación y escenarios, donde se determinó línea base ambiental y mantenimiento del sistema y se calcularon los ahorros energética.
- Se obtuvo que el mejor desempeño se da cuando se trabaja 12 horas de operación donde el tiempo de recuperación es 5 años para caso 1 y 2 años para el caso 2, tomando 22 horas de operación donde el tiempo de recuperación es 2 años para caso 1 y 1 años para el caso 2.





Recomendaciones

- Debido a la gran variedad de configuración de implementación del Sistema Biogás, puede ser necesario cumplir con diferentes estándares, entre ellos ISO 9001 de 2008 método de muestreo y métodos de física química para el agua, presente proyecto se optó por el método biológico en estas particularidades presentes a tenerse en cuenta en las combustión, tecnología para determinar a los límites permisibles establecidos de electricidad del proyecto es menor al caso base.
- Aprovechamiento del biogás por medio de otras alternativas de implementación, como por ejemplo con poseen una temperatura aproximada de 188-240 °C, permitiendo que esta energía pueda ser aprovechada para hacer un estudio de comparación con el sistema Co-firing planteado.





- [1] 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.
- [2] M. Ramirez Muñoz, "VIABILIDAD DE UN PROCESO PARA LA ELIMINACIÓN CONJUNTA DE H₂ S Y NH₃ CONTENIDO EN EFLUENTES GASEOSOS," 2007.
- [3] 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.
- [4] K. Dam-johansen, F. J. Frandsen, P. A. Jensen, and A. D. Jensen, "Cleaner Combustion and Sustainable World," *Clean. Combust. Sustain. World*, 2012.
- [5] 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.
- [6] 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.
- [7] M. Conuee, "Eficiencia en calderas y combustión," no. 0155, 2009.
- [8] S. Fernández Sé, "Evaluación de los costes de construcción y operación de un biofiltro.," 2010.



**GRACIAS POR
SU ATENCIÓN**