

Propuesta de un sistema de cogeneración en ciclo Hirn para la planta industrial Danper Trujillo SAC para reducir costos de combustible y energía eléctrica.

Proposal for a cogeneration system in Hirn cycle for Danper industrial plant to reduce fuel costs and electricity

Norge Centurión Chávez¹

RESUMEN

En la presente investigación se analizó la factibilidad técnico - económico de la conversión de una planta térmica y subestación eléctrica a un sistema de cogeneración en ciclo hirn con la finalidad de reducir costos de combustible y energía eléctrica en la Planta industrial Danper Trujillo SAC para lo cual se cambió el combustible de petróleo residual a gas natural, se utilizó la teoría sobre el ciclo hirn, se realizó un análisis técnico de la caldera de vapor sobrecalentado que transmite calor proveniente de la combustión; turbina, la cual genera trabajo mecánico a través de la expansión del vapor; alternador, el cual transforma la energía mecánica a energía eléctrica para la utilización en planta; desgasificador, el cual eleva la temperatura del agua a la entrada a la caldera; además se realizó un análisis de impacto medioambiental, y un análisis económico en el cual se calculó el VAN, TIR Y PRI.

Se diagnosticó el estado actual de planta y determinó los parámetros de los elementos de la planta térmica y sub estación tales como: presión de trabajo del vapor, flujo de vapor, porcentaje de recuperación del condensado, flujo de combustible, potencia promedio de la planta. Además se realizó un análisis de impacto medioambiental mediante un balance estequiométrico de la combustión, análisis del costo de combustible y energía eléctrica; luego se determinaron los parámetros de los elementos del sistema de cogeneración, donde se consiguió reducir la producción de CO₂ en 5400 T.N/Año, se logró reducir el costo de combustible en 1'128'600 S/Año, el de energía eléctrica en 2'175'000 S/Año. Finalmente se compararon los resultados obtenidos, del análisis económico se obtuvo un VAN de 29'986'909, con TIR de 44% y un PRI de 2.3 Años.

Palabras clave: Sistema de cogeneración en ciclo Hirn, Gas natural, Planta Industrial Danper, VAN, TIR, PRI

ABSTRACT

This document analysed the technical-economic feasibility conversion of a thermal power plant and electricity substation to a cogeneration system in Hirn cycle to reduce fuel and electricity costs in the industrial plant Danper Trujillo SAC, for which the residual fuel oil is changed for natural gas, it was used the theory on Hirn cycle, it was made a technical analysis of elements such as boiler superheated steam which it was transmitted heat from the combustion, turbine which was generated mechanical work through steam expansion, generator which transform mechanical energy into electrical energy for use in the plant, degasser which raised the water temperature at the entrance to the boiler; also It has been made an environmental impact analysis and an economic analysis where the NPV, IRR and PRI was calculated.

The current status of plant was diagnosed and was determined the parameters of the elements of the thermal plant and substation such as working steam pressure, steam flow, condensate recovery rate, fuel flow, average power plant, also an environmental impact analysis was carried out using a stoichiometric balance of combustion as well as the cost of fuel and electricity; then the parameters of the cogeneration system elements were determined, where was possible to reduce production of CO₂ in 5400 T.N/Year, fuel cost was determined

, which was achieved reduce in 1'128'600 S/Year, and electric power was reduced in 2'175'000 S/Year.

Finally the results obtained are compared and an economic analysis was performed obtaining a VAN of 29'986'909, TIR of 44% and a PRI of 2.3 years.

Keywords: Cogeneration system in Hirn cycle, natural gas, Industrial Plant Damper, VAN, TIR, PRI.

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de cogeneración son aquellos en los cuales se produce a la vez energía térmica útil y eléctrica. La cogeneración siempre generara una energía más económica que la obtenida de la red eléctrica, ya que aprovecha la energía térmica para beneficio propio y el costo de energía eléctrica se reduce de 50 a 100%; la cogeneración reduce la emisión de contaminantes debido, principalmente, a que es menor la cantidad de combustible que se consume para producir la misma cantidad de energía útil¹.

En la actualidad existen modernos sistemas de cogeneración, los cuales están teniendo una gran importancia en la generación de energía ya que incrementan el rendimiento total, es decir, aprovechan mejor la energía, además cuentan con indicadores muy altos de confiabilidad y mantenibilidad.

1.2. Ciclo Rankin

En este proceso el agua ingresa a la caldera, la cual se calienta hasta convertirse en vapor de alta presión, luego ingresa a la turbina la que genera potencia. El vapor de escape entra al condensador para poder recuperar gran parte de agua utilizada².

- 1-2 Compresión del agua en una bomba.
- 2-3 Adición de calor mediante una caldera.
- 3-4 Expansión del vapor en una turbina.
- 4-1 Rechazo de calor en un condensador.

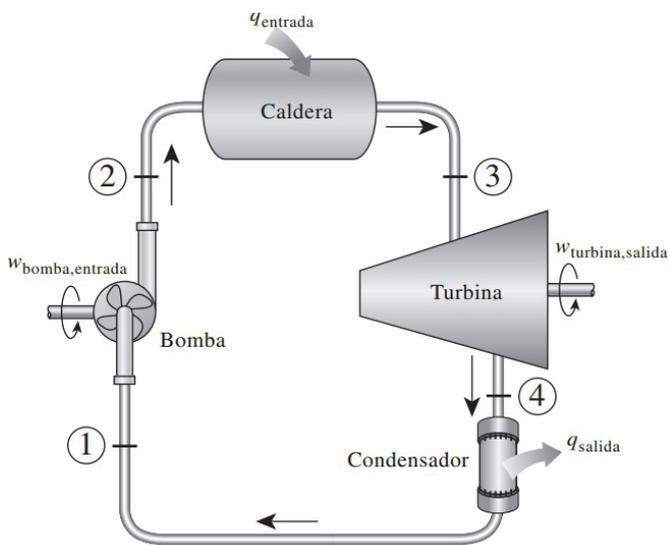


Figura 1. Ciclo rankine ideal simple
Fuente: Cengel².

1.3. Ciclo de Hirn

Es básicamente un ciclo Rankine al que se le agrega un sobrecalentador para elevar la entalpia del vapor y ser aprovechado por la turbina⁴. En la figura siguiente se gráfica como es el proceso del ciclo³.

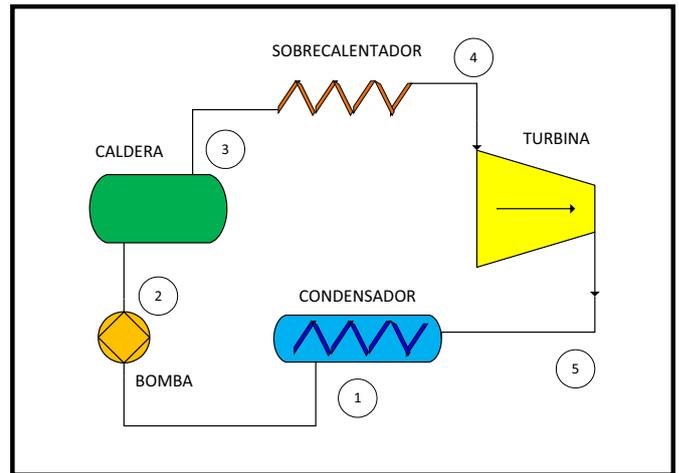
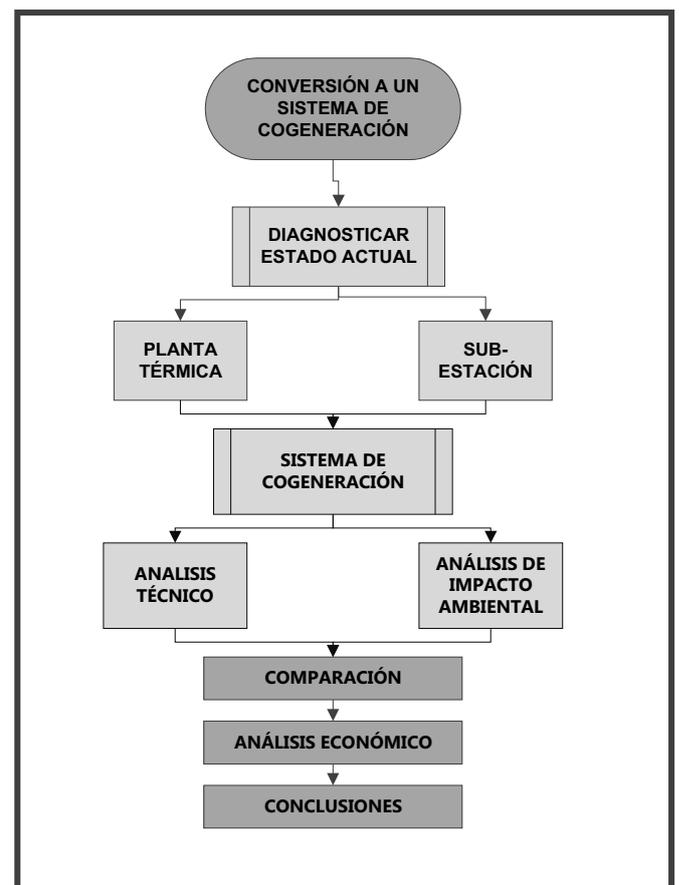


Figura 2: Diagrama de ciclo Hirn
Fuente: Roman³.

2. PROCEDIMIENTO

2.1. Flujograma de Diseño



Fuente: Elaboración propia

2.2. Parámetros de los elementos del sistema de cogeneración

Se determinó los parámetros necesarios para poder dimensionar los elementos los cuales serán necesarios para el sistema.

2.2.1. Turbina de Vapor: Equipo mediante el cual gracias a la expansión del vapor produce trabajo mecánico.

Potencia de la Turbina

$$P_{Turbina} = \frac{P_{GE}}{\eta_m * \eta_{GE}} \quad (1)$$

Donde:

P_T : Potencia de la turbina [W]

η_m : Eficiencia mecánica

η_{GE} : Eficiencia del generador

P_{GE} : Potencia del generador [W]

2.2.2. Caldera: Equipo mediante el cual convierte agua a vapor mediante el intercambio de calor con determinado agente térmico.

2.2.2.1. Poder calorífico del combustible: Es la cantidad de energía que se desprende por una determinada cantidad de masa.

$$PCI_{comb} = g_{C_m} * PCI_C + g_{H_n} * PCI_H \quad (2)$$

Dónde:

PCI_C : P. cal. inferior del comb. [kJ]

g_{C_m} : Porcentaje de carbono

g_{H_n} : Porcentaje de hidrogeno

PCI_C : P. cal. inferior del carbono [kJ]

PCI_H : P. cal. inferior del hidrogeno [kJ]

2.2.2.2 Relación aire – combustible está definida por la cantidad de aire que se consume por un determinado cantidad de combustible.

$$\dot{m}_{comb} + \dot{m}_{aire} = \dot{m}_{G.C} \quad (3)$$

Dónde:

P_T : Potencia de la turbina [W]

η_m : Eficiencia mecánica

η_{GE} : Eficiencia del generador

P_{GE} : Potencia del generador [W]

$$r_{a/c} = \frac{X * \lambda * (O_2 + 3.76 N_2)}{masa combustible} \quad (4)$$

2.2.2.3. Flujo de combustible: Es la cantidad combustible que fluye por unidad de tiempo

$$\dot{m}_{cble} = \frac{\dot{m}_v * (h_1 - h_a)}{\eta_{cal} * (PCI + h_{cle} + r_{a/c} * C_{pa} * T_a)} \quad (5)$$

Dónde:

\dot{m}_{cble} : Flujo de combustible [kg/s]

\dot{m}_v : Flujo de vapor [kg/s]

h_1 : Entalpia del vapor sobr. [kJ/kg]

h_a : Entalpia del agua [kJ/kg]

h_{cle} : Entalpia del comb. [kJ/kg]

$r_{a/c}$: Relación aire - combustible

C_{pa} : Coef. del aire [kJ/(kg*°C)]

T_a : Temperatura del aire [°C]

PCI : P. cal. inferior del comb. [kJ/kg]

η_{cal} : Eficiencia de la caldera

2.2.2.4 Intercambiadores de calor: Son equipos en los cuales dos o más fluidos Intercambian Energía.

a. Sin mezcla: Donde los fluidos no tienen ningún tipo de contacto

$$(\dot{m}_{e1} * h_{e1}) + (\dot{m}_{e2} * h_{e2}) \quad (6)$$

=

$$(\dot{m}_{s1} * h_{s1}) + (\dot{m}_{s2} * h_{s2}) \quad (7)$$

b. Con mezcla: Donde los fluidos se mezclan creando un nuevo fluido.

$$\dot{m}_T = \dot{m}_{e1} + \dot{m}_{e2} \quad (8)$$

$$(\dot{m}_{e1} * h_{e1}) + (\dot{m}_{e2} * h_{e2}) = \dot{m}_T * h_T \quad (9)$$

2.2.3 Dimensionamiento de la tubería:

Se calcula mediante los siguientes datos:

$$\dot{m}_v ; \rho_v ; U_v$$

Se calcula la sección transversal de la tubería:

$$S = \frac{\dot{m}_v}{\rho_v * U_v} \quad (10)$$

Donde:

S: Área de sección trans [m²]

η_m : Eficiencia mecánica

η_{GE} : Eficiencia del generador

P_{GE} : Potencia del generador [W]

Se determina el diámetro de la tubería

$$d_{in} = \sqrt{\frac{4 * S}{\pi}} \quad (11)$$

2.2.4 Elección del material de la tubería

Se selecciona, de tablas ASTM A 106 grado A, al silicio, sin costura, según la temperatura de trabajo. <http://www.rohesa.net>. Tubo de Acero al carbón con costura en normas ASTM A-53, A-120 de 1/2 a 60", Cédula 40, 80, 160 y especiales. Tubo de Acero al carbón sin costura en normas ASTM A-53 GRB, A-106 GRB, A PI- 5L, X52 Y X60 de Cédula 40, 80, 160 y especiales de 1/2" a 60". Tubo de Acero inoxidable con y sin costura en norma ASTM-A-312 grado 304, 316, 321 y SA-312, SA-376.

Se elige un factor de servicio, para golpes de ariete e implosiones, de 1.2

$$N_{cédula} = \frac{F.S * 1000 * p}{\sigma} \quad (12)$$

De la tabla de dimensiones normalizadas para tuberías metálicas, se elige número de cédula.

Dimensiones de tubería según tabla: Dimensión Nominal, Dimensión externa.

2.2.4.1 Cálculo de pérdida de presión

Sesión transversal de la tubería:

$$S = \frac{\pi * d_{in}^2}{\pi} \quad (13)$$

Velocidad real del vapor en tubería

$$U_v = \frac{\dot{m}_v}{S * \rho_v} \quad (14)$$

$$\Delta p_t = \lambda * \frac{L_{equiv}}{d_{in}} * \frac{U_v^2}{2} * 13.44 \quad (15)$$

2.2.4.2 Aislamiento térmico de la tubería

Asumimos pérdida de calor de 375 w/m, con rendimiento esperado 98% como mínimo.

2.2.4.3 Temperatura media en capa de aislante térmico

$$\bar{T} = \frac{T_v + T_p}{2} \quad (16)$$

Coefficiente de conductividad térmica

$$K_{aisl} = 0.004176 + 0.000232 * \bar{T} \quad (17)$$

Diámetro exterior de aislamiento

$$\frac{d_2}{d_1} = e^{\left[\frac{2\pi K_{aisl} * (T_1 - T_2)}{\dot{q}_L} \right]} \quad (18)$$

Espesor de la tubería

$$\delta_{aisl} = \frac{d_2 - d_1}{2} \quad (19)$$

2.2.4.4 Cálculo de la eficiencia térmica de la tubería

Calor perdido:

$$Q_p = \dot{q}_p * L \quad (20)$$

Calor total:

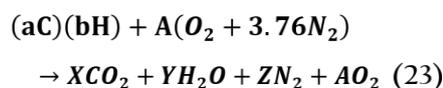
$$Q_T = \dot{m}_v * h_v \quad (21)$$

Eficiencia térmica

$$\eta_{aisl} = \frac{Q_u}{Q_T} * 100\% \quad (22)$$

2.3. Análisis de impacto medioambiental

2.3.1 Balance estequiométrico de la combustión



2.3.2 Determinación del flujo de CO_2

$$R_{CO_2} = \frac{X(C+2O)}{(aC+bH)} \quad (24)$$

$$\dot{m}_{CO_2} = \dot{m}_{comb} * R_{CO_2} \quad (25)$$

Donde:

\dot{m}_{CO_2} : Flujo de CO_2 [kg/s]

\dot{m}_{comb} : Flujo combustible [kg/s]

$R_{CO_2/comb}$: Relación de masa

2.4. Análisis económico

2.4.1 Determinación de los costos

$$Costo_{comb} = \dot{m}_{comb} * Top * C_{unt} \quad (26)$$

Dónde:

\dot{m}_{comb} : Flujo de combustible [kg/s]

T_{op} : Tiempo de operación [h/Años]

C_{unt} : Costo unitario del comb. [N.S/kg]

$$Costo_{elelctricidad} = \dot{P}_T * Top * C_{unt} \quad (27)$$

Dónde:

\dot{P}_T : Flujo de combustible [kW]

T_{op} : Tiempo de operación [h/Años]

C_{unt} : Costo unit. de Pot [N.S/(Kw-h)]

2.4.2 PRI (Periodo de retorno de la inversión): Proceso mediante el cual permite calcular el tiempo en que recupera la inversión.

$$PRI = \frac{Inversion}{Beneficio} [Años] \quad (28)$$

2.4.3 VAN (Valor actual neto): Este método hace posible obtener el valor actual de un número establecido de flujos de caja futuras. En otras palabras resta el equivalente de flujos de cajas futuras del momento actual con una establecida tasa de interés a la inversión inicial³.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{Beneficio}{(1+i)^2} - I \quad (29)$$

2.4.4 TIR (Tasa interna de retorno): El tasa mediante el cual hace que el valor de VAN se igual a cero.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{Beneficio}{(1+TIR)^2} - I \quad (30)$$

3. RESULTADOS

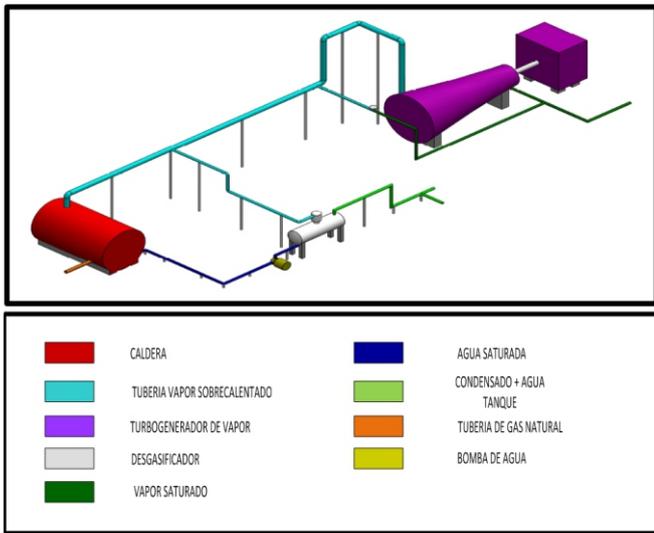


Figura 2. Diseño de la planta
Fuente: Elaboración propia

3.1 Diagnóstico del estado actual

3.1.1 Calderas

- Porcentaje de carga: 85%
- Eficiencia de la caldera: 90%
- Flujo de vapor a caldera: 5.55 kg/s
- Poder cal inferior: 41500 kJ/kg
- Relación A – C: 31.5
- Flujo de combustible: 0.356 kg/s

3.1.2 Válvula reductora de presión

- Presión de entrada: 10 bar
- Presión de salida: 3 bar
- Entalpía de la válvula: 2778.1 kJ/kg

3.1.3 Transformador

- Voltaje de entrada: 10 kV
- Voltaje de salida: 0.38 kV
- Potencia de la planta: 1450 kW

3.2 Parámetros del sistema de cogeneración

3.2.1 Parámetros de la Turbina.

- Entalpía turbina salida: 2725.3 kJ/kg
- Flujo de vapor sobrecal: 5.55 kg/s
- Potencia de la turbina: 1577.95 kW
- Entalpía turbina entrada: 3009.6 kJ/kg
- Ental. turbina entrada ideal: 3023.5 kJ/kg
- Dimensionamiento del cableado
- Intensidad nominal: 95.55 A
- Intensidad de diseño: 124.1 A
- Área de sección: 22 mm²
- Caída de tensión: 10.45 V

- Caída de tensión: 10.45 V
- Potencia del alternador: 2000 kW

3.2.2 Determinación del flujo del desgasificador.

- Porcentaje de agua de repos: 40%
- Entalpía del condensado: 404.7 kJ/kg
- Flujo de condensado: 5.55 kg/s
- Flujo de vapor sobrec: 0.0758 kg/s
- Flujo agua saturada: 5.63 kg/s

3.2.3 Parámetros de la caldera.

- Porcentaje de carga: 85%
- Eficiencia de la caldera: 90%
- Flujo de vapor a caldera: 5.63 kg/s
- Poder calorífico inferior: 53200 kJ/kg
- Temp agua caldera entrada: 105 °C
- Presión vapor caldera salida: 20 bar
- Temp vapor caldera salida: 300 °C
- Relación aire – combustible: 40.7
- Flujo de combustible: 0.334 kg/s

3.2.4 Dimensionamiento de tubería

- Diámetro interior: 202.7 mm
- Diámetro exterior: 219 mm
- Espesor de la tubería: 8.179 mm
- Longitud total equi.: 62.7 m
- Vel. real del vapor tubería: 22.07 m/s
- Caída presión: 0.2 bar

3.2.5 Aislamiento térmico de la tubería

- Temperatura media: 170 °C
- Coeficiente de conductividad: $K_{\text{aisl}}=0.0436$
- Espesor aislam. Térmico: 2.4 pulg
- Efic. térmica de la tubería: 99.86%

3.3 Análisis de impacto medioambiental

3.3.1 Planta térmica:

- Flujo de dióxido de carbono:
 $\dot{m}_{\text{CO}_2}=1.29 \text{ kg/s}$

3.3.2 Sistema de cogeneración:

- Flujo de dióxido de carbono:
 $\dot{m}_{\text{CO}_2}=1.06 \text{ kg/s}$

3.4 Análisis económico

3.4.1 Comparación del sistema de cogeneración y la planta térmica – subestación

Cuadro 1. Cuadro comparativo de las variables dependientes entre el estado actual y el sistema de cogeneración.

Sistema	Costo de combustible	Costo de energía eléctrica	Emisiones de CO_2
Estado actual	2435.04 N.S/h	290 N.S/h	1.29 kg/s
sistema de cogeneración	2284.56 N.S/h	0	1.09 kg/s
ahorro	150.48 N.S/h	290 N.S/h	0.2 kg/s
	1128600 N.S/Año	2175000 N.S/Año	5400 T.N/año

Fuente: Elaboración propia.

3.4.2 Beneficio anual neto

Cuadro2: Cuadro sobre el beneficio anual neto.

FLUJO DE CAJA	
INGRESOS	
Ahorro costos de combustible	S/. 1,128,600.00
Ahorro costo de energía Eléctrica	S/. 2,175,000.00
TOTAL	S/. 3,303,600.00
EGRESOS	
Costo de operación	
Sueldo por hora trabajo	5
Horas de operación	7500
MONTO	S/. 52,500.00
Costo de mantenimiento	
Mano de obra	S/. 40,000.00
Insumos	S/. 20,000.00
MONTO	S/. 60,000.00
TOTAL	S/. 112,500.00
Beneficio neto anual	S/. 3,191,100.00

Fuente: Elaboración propia.

4. DISCUSIÓN

- Según lo reportado por Cifuentes⁵ y Román⁶ concluyen que el mejor sistema de cogeneración es la turbina a gas, esto no es necesariamente cierto ya que la presente investigación reporta que la elección de del sistema correcto depende de muchos factores como el tipo de base de agente térmico que se utiliza actualmente, así como los equipos que se encuentran actualmente.
- Los resultados obtenidos en relación al análisis energético de un sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación se encuentran dentro de los rangos esperados, lo cual concuerda con Quispe⁷.
- Se concuerda con trabajo realizado por Chirinos⁸, con la única excepción que el vapor debería ser sobrecalentado para poder cumplir con la demanda de potencia de la planta.

3.4.3 Inversión total

Cuadro3. Costo de la inversión total del proyecto

Item	Denominación	Nuevos Soles
1	TURBINA DE VAPOR DE 20/3 bar	S/. 2,000,000.00
2	CALDERA DE VAPOR DE 1500 BHP; 20 bar 300°C	S/. 5,500,000.00
3	DESGASIFICADOR DE 2500 kW	S/. 150,000.00
4	TUBERIA DE ACERO ASTM A-106; 26 bar Cedula 40	S/. 20,000.00
5	TUBERIA DE ACERO ASTM A-106; 20 bar Cedula 80	S/. 40,000.00
6	AISLAMIENTO DE LA TUBERIA FIBRA DE VIDRIO	S/. 10,000.00
7	ALTERNADOR 2000 KVA; f= 60 Hz	S/. 450,000.00
8	CABLE N2XSY 8.5/15 kV	S/. 500.00
9	VALVULA REDUCTORA 8" 20/0.5 bar	S/. 15,000.00
10	VALVULA REDUCTORA 8" 20/3 bar	S/. 15,000.00
11	ELECTROBOMBA DE 40HP	S/. 5,000.00
12	TURBO VENTILADO TIRO FORZADO 40 HP	S/. 5,000.00
13	TURBO VENTILADO TIRO FORZADO 40 HP	S/. 5,000.00
14	INGENIERIA DE DETERMINACION	S/. 20,000.00
15	SOPORTE DE TUBERIA	S/. 10,000.00
16	MANO DE OBRA TURBINA	S/. 20,000.00
17	MANO DE OBRA CALDERA	S/. 20,000.00
18	MANO DE OBRA INSTALACIONES	S/. 10,000.00
19	MANO DE OBRA ELECTRICAS	S/. 7,000.00
20	OBRAS CIVILES	S/. 50,000.00
21	ACCESORIOS DEL SISTEMA	S/. 10,000.00
	INVERSION TOTAL	S/. 8,362,500.00

3.4.4 Indicadores económicos

Cuadro 4. Valores de los indicadores económicos.

VAN	S/. 10,616,084
TIR	38%
PRI	2.6

Fuente: Elaboración propia.

5. CONCLUSIÓN

- La planta térmica cuenta con sistema obsoleto además que es un dependiente netamente del SEIN, además produce un flujo de vapor de 1500 BHP al 85% de carga consumiendo 0.357 kg/s el cual recupera agua en un 40% del flujo total.
- Los elementos del sistema de cogeneración son una turbina de de 1577.95 kW, una caldera de vapor sobrecalentado de 1500 BHP al 85% de carga, un desgasificador de 0.0758 kg/s de vapor sobrecalentado y la tubería de vapor 8.6".
- Al comparar los resultados de la planta actual con el sistema de cogeneración se pudo observar que existe una reducción en los montos como en las emisiones de dióxido de carbono.

- Se logró reducir en 1128600 N.S/Año el costo de combustible gracias al cambio de combustible de petróleo R-6 a Gas Natural.
- Se logró reducir en 2'175'000 N.S/Año el costo de energía Eléctrica.
- La propuesta del sistema de cogeneración en ciclo Hirn redujo la producción de

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Cisneros DV. Integración de la cogeneración en el mercado eléctrico [Tesis de maestría]. Sevilla: Universidad Pontificia Comillas. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Instituto de Postgrado y Formación Continua; 2003.
- [2] Cengel Y, Boles M. Termodinámica. 7a ed. Mexico: McGraw-Hill; 2012.
- [3] López DG. Cálculo Financiero Aplicado, un enfoque profesional. 2a ed. Buenos Aires: Editorial La Ley; 2006.
- [4] Villares M. Cogeneración. 2ª ed. Madrid : Fundacion Confemetal; 2003.
- [5] Cifuentes W. Sistemas de Cogeneración para el ahorro de Energía en la Industria [Tesis]. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería; 2011.
- [6] Roman R. [Página principal en internet]. Chile: Universidad de Chile. Departamento de Ingeniería Mecánica. [Citado 27 de Junio de 2016]. Disponible en : http://www.cec.uchile.cl/~roroman/cap_08/cic-hirn.html.
- [7] Quispe CN. Análisis energético de un sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación para la industria azucarera [Tesis]. Piura: Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería. Área Departamental de Ingeniería Mecánico-Eléctrica; 2010.
- [8] Chirinos P. Conversión de Central Térmica a Vapor a Central Termoeléctrica en ciclo rankine con cogeneración de energía eléctrica de la empresa Enrique Cassinelli e hijos [Tesis]. Trujillo : Universidad Cesar Vallejo. Facultad de de Ingeniería Mecánica- Eléctrica; 2014.

