

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

Mario Santizo Calderón¹

RESUMEN

La metodología utilizada es simple, pero se utiliza únicamente como una primera aproximación para luego dependiendo de los resultados preliminares, se realiza un estudio de factibilidad.

La inversión con equipo usado se recupera en tres años y luego de este tiempo, se obtiene un ahorro equivalente a \$ 572,544.00 anuales.

En proyectos de cogeneración este período de recuperación de la inversión es viable [tres años], pero está sujeto a la venta del excedente de energía no utilizada anualmente [Ya que se asumió un factor de utilización eléctrica del 100%] y además el ahorro real anual es

del 85% del proyectado, ya que se asume un 15% de gastos por mantenimiento, o sea un ahorro anual de \$ 486,662.40.

Este es un escenario de cálculo muy rápido, como primera aproximación, ya que en la realidad se debe calcular en base al período de recuperación de la inversión compuesto y realizar un estudio de sensibilidad debido a la fluctuación de los energéticos y considerar combustibles alternativos. Además, el cálculo económico está basado en equipo usado, pero en buen estado.

Palabras clave: Generación vapor, cogeneración, cálculos térmicos, factor de cogeneración.

ABSTRACT

The methodology is simple but is used only as a first approximation and then depending on the preliminary results, a feasibility study is carried out. The used equipment investment is recovered in three years and after this time, the equivalent of \$ 572,544.00 annual savings is obtained.

In cogeneration projects this period of payback, it is feasible [three years], but is subject to the sale of excess energy not used annually [Since a factor of electric utilization of 100% is assumed] and saving Annual Real is 85% of projected as it is assumed 15% of costs for maintenance, or annual savings of \$ 486,662.40.

¹Mario Santizo Calderón posee un Doctorado en Ciencias de la Ingeniería, es egresado de la Universidad de San Carlos de Guatemala, profesor de los cursos de Operaciones Unitarias y de Energía en la Universidad Galileo de Guatemala. Código 472 del Registro Nacional de Investigadores [RNI],
proenergia.com@gmail.com

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

This is a scenario of very quick calculation, as a first approximation, since should be calculated based on the period of recovery of investment and made a study of sensitivity due to the fluctuation of energy and consider alternative fuels. Besides economic calculation, it is based on used

equipment, but in good condition.
Keywords: steam generation, cogeneration, thermal calculations, cogeneration factor.

INTRODUCCIÓN

El horno alimentado con gas natural de una planta textil localizada en Manaus, Brasil, se optimizó, a través de la implementación de un sistema de cogeneración. Se utiliza para proporcionar vapor a 130°C. En momentos de alta demanda el horno suministra calor al vapor a una tasa de 30 MJ/s [30 MW]. La planta también consume hasta 6 MW de potencia eléctrica que se compra a una empresa eléctrica local. La administración de la planta tiene planes para convertir la planta de proceso existente en una central de cogeneración para cubrir sus necesidades tanto de calor de proceso como de electricidad. Como ejercicio proponga algunos diseños. Considere diseños basados en una turbina de gas o en una turbina de vapor. Decida primero si un sistema basado en alguna de estas dos turbinas servirá mejor al objetivo, considerando el costo y la complejidad. Después proponga su diseño para la central de cogeneración completa con presiones y temperaturas, así como con relaciones de flujo de masa. Demuestre que el diseño propuesto cubre los requerimientos de potencia y de calor de proceso de la central.

1. En alta demanda el horno suministra al vapor 30 MJ/s [30 MW]
2. La fábrica de textiles compra 6 MW de energía eléctrica

3. ANTECEDENTES

En los sistemas de cogeneración se produce energía eléctrica y se utiliza energía térmica para un proceso industrial [Calor de proceso], como este proyecto a considerar en la fábrica de textiles.

La mayor parte de industrias utilizan energía térmica [Calor de proceso], como son: Textiles, alimentos, cerveza, aceites y grasas, jabones y detergentes, extracción de aceite de la palma africana, pulpa y papel, etc.

El calor de proceso en estas industrias se suministra convirtiendo la energía química del combustible, en energía térmica a través del proceso de combustión [Combustible, comburente y energía de activación] e indirectamente se transfiere al agua caliente para producir vapor o también se utiliza la energía térmica como gases calientes como es el caso de un combustor [Cámara de combustión].

Las industrias de proceso usualmente utilizan vapor saturado entre 700 kPa a 1,300 kPa, es decir, entre 165°C y 190°C. Al respecto, es importante tener presente que la temperatura que alcanzan los hornos o calderas en el hogar es aproximadamente de 1,350°C, es decir desde el punto de vista de la segunda ley de termodinámica, la energía contenida en el horno es de alta calidad. Obviamente esta energía se transfiere al agua para producir vapor aproximadamente entre 165°C y 190°C,

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

lo que hace esta transferencia de calor un proceso altamente irreversible. Es decir, es ineficiente generar energía de alta calidad para ser utilizada como energía de baja calidad.

Muchas fábricas utilizan grandes cantidades de energía térmica y eléctrica [Fábrica de textiles con tintorería]. En estos casos, desde el punto de vista de ingeniería, es más económico utilizar el potencial de trabajo ya existente para producir potencia, en vez de permitir se desperdicie [sumidero] y a menor calidad utilizar el vapor o calor como energía térmica en el proceso, es decir a través de un **sistema de cogeneración**.

En estos sistemas de cogeneración, puede utilizarse una turbina de vapor [Ciclo Rankine], turbina de gas [Ciclo Brayton] o sistema combinado, dependiendo de las condiciones de diseño [Variables de operación] y condiciones económicas.

4. Cálculo de los Bhp:

Para calcular los Bhp de caldera, se deben considerar varios parámetros:

1. Horno alimentado con gas natural produce vapor a 130°C
2. En alta demanda el horno suministra al vapor 30 MJ/s [30 MW]

3. El generador de vapor se utiliza para abastecer de energía térmica a un proceso industrial

Respecto al inciso 1 y 3, el vapor se produce a condiciones de saturación pues se trata de un proceso industrial, no de potencia, además en las fábricas de textiles se utiliza el vapor en la sección de tintorería en los hornos y secadores a baja presión. Se indica que este vapor se produce en el generador de vapor a 130°C (266°F) y esta temperatura corresponde a una presión de saturación correspondiente a 270 kPa (42 psia).

Respecto al inciso 2, se suministra al vapor 30 MJ/s (30,000 kJ/s) a las condiciones del vapor indicadas, correspondiendo al vapor producido, un contenido entálpico correspondiente a 2,720.50 kJ/kg.

El proceso correspondiente a textiles usualmente recupera aproximadamente un 75% del condensado del vapor, de tal manera que el 25% del agua utilizada es de reposición (agua fresca).

Un condensado de vapor correspondiente a un vapor saturado llega al tanque de condensados a 85°C aproximadamente, pero tomando en cuenta que el 25% es agua de reposición a 24°C, es decir, la temperatura del agua entrando a la caldera de vapor es de 70°C (se obtiene este valor, aplicando un balance de masa y energía al tanque de retorno de condensados). El agua a esta temperatura tiene una entalpía correspondiente a 292.80 kJ/kg.

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

5. Cálculo del vapor producido :

$$V.P. = \frac{\left(30,000 \frac{\text{kJ}}{\text{s}}\right)}{\left(2,427.73 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right)} (3,600 \text{ seg.}) = \boxed{44,486 \frac{\text{kg vapor}}{\text{h}}}$$

6. Capacidad de caldera de vapor :

Bhp

$$\frac{\left(44,486 \frac{\text{kg}}{\text{h}}\right) \left(2,427.70 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right)}{\left(15.65 \frac{\text{kg}}{\text{h}}\right) \left(2,256.51 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right)} = \boxed{4,077 \text{ Bhp}}$$

(75% carga)

De lo contrario no podría abastecer picos

7. Cálculo del combustible utilizado

$$\frac{\text{gal. combustible}}{\text{h}} = \frac{\left(44,486 \frac{\text{kg}}{\text{h}}\right) \left(2,427.70 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right)}{\underbrace{(0.65)}_{\text{Ver inciso 8}} \left(94,955 \frac{\text{kJ}}{\text{gal.}}\right)} = \boxed{1,750 \frac{\text{gal. combustible}}{\text{h}}}$$

$$\Rightarrow \frac{\left(1,750 \frac{\text{gal}}{\text{h}}\right)}{(4 \text{ quemadores})} = \boxed{437.50 \frac{\text{gal}}{\text{quemador}}}$$

8. Energía ingresando a la caldera :

$$\frac{\text{kJ ingresando a caldera}}{\text{h}} = \left(94,955 \frac{\text{kJ}}{\text{gal.}}\right) \left(1,750 \frac{\text{gal}}{\text{h}}\right) = \boxed{166,171.25 \frac{\text{MJ}}{\text{h}}}$$

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

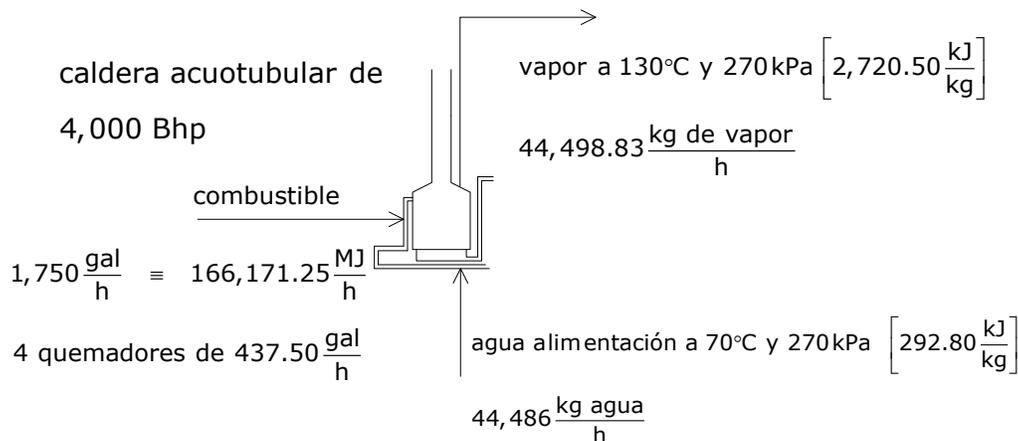
9. Características del generador de vapor:

Por la capacidad de la caldera (4,000 Bhp), se determina que se trata de un generador de vapor vertical acuatubular que no dispone de sobrecalentador, economizador ni precalentador, produce vapor saturado a 130°C (266°F) y presión de saturación de 270 kPa (42 psia), el agua de alimentación a la caldera ingresa aproximadamente a 70°C. Se considera que una caldera de vapor de la capacidad calculada y de gas

natural, podría disponer de cuatro quemadores espaciados a 1 metro arriba de nivel del hogar de la caldera.

Por principio ingenieril y condiciones de operación (fluctuación de carga), se estima que el generador de vapor en operación normal utiliza un 75% de carga y la eficiencia de caldera máxima a esperarse por las condiciones anteriormente descritas es del orden máximo del 65%.

Balance de masa y energía del generador de vapor



10. Análisis del sistema de cogeneración a diseñar y dimensionar

En el planteamiento se indica que los 30 MW térmicos requeridos son en condiciones pico, así como los 6 MW

eléctricos requeridos también en condiciones pico.

Incremento en potencia en la caldera, produciendo vapor para potencia y para proceso:

$$\left(\frac{6 \text{ MW}}{30 \text{ MW}} \right) (100\%) = \boxed{20\% \text{ de incremento de carga}}$$

Es interesante tomar en cuenta que este incremento se puede presentar únicamente si coincide la demanda

máxima eléctrica con la demanda máxima térmica; Por otro lado, un horno o generador de vapor se diseña con un

Canalización del Conocimiento Científico

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

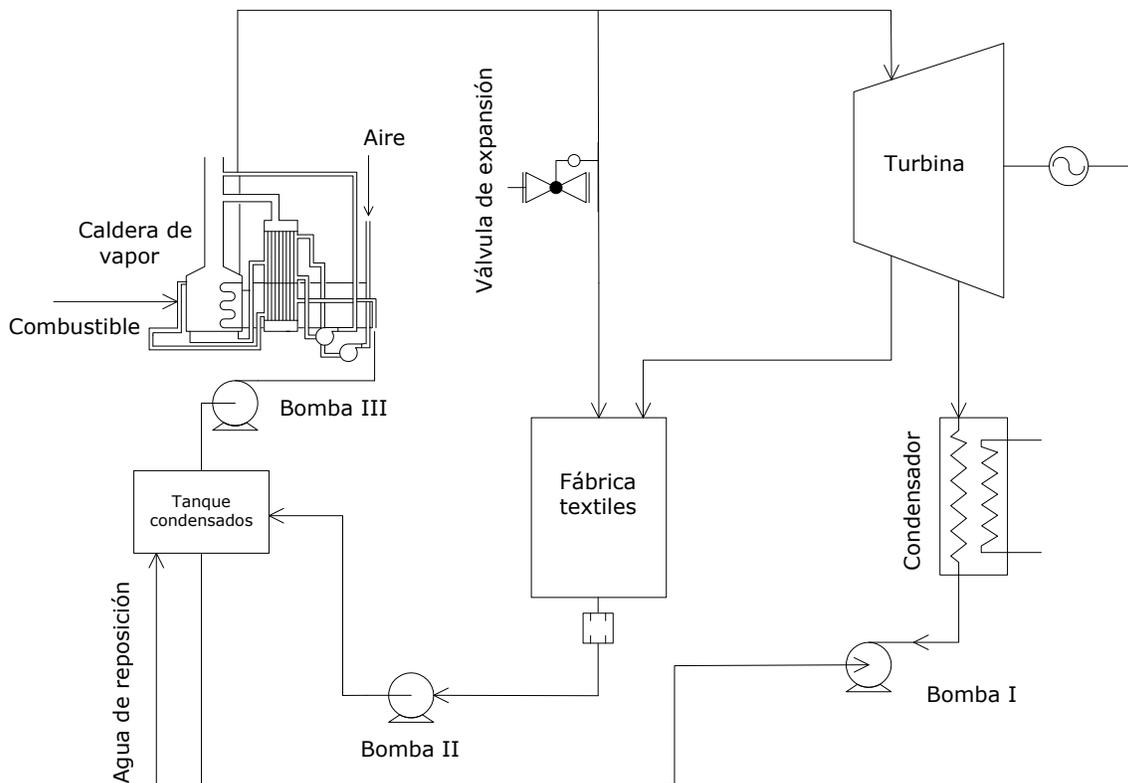
factor de utilización [Porcentaje de carga] que oscila entre un 65% a 70% de porcentaje de carga para abastecer las demandas pico u otras condiciones de proceso (Obviamente se asume un buen dimensionamiento de la caldera actual).

El razonamiento anterior, indica técnicamente que se puede generar potencia y calor a proceso utilizando el mismo generador de vapor modificado, situación que permitiría diseñar un sistema de cogeneración con ciclo Rankine utilizando generación de vapor con sobrecalentamiento, economizador y precalentador de aire, además un desvío de distribución de vapor con válvula reguladora de presión antes de que el

vapor ingrese a la turbina de extracción y condensación, ya que debido a las variables de operación, el factor de utilización del sistema de cogeneración es variable, esta opción permitiría variabilidad en la carga térmica y la eléctrica.

A continuación, se presenta el diagrama correspondiente al ciclo Rankine con sobrecalentamiento, by pass en la distribución de vapor, turbina de contrapresión con extracción y se diseñará la turbina con una eficiencia isoentrópica del 80% y las bombas de agua se considerarán adiabáticas debido al flujo que se mantiene en ellas.

11. Sistema de cogeneración propuesto



Canalización del Conocimiento Científico

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

12. Dimensionamiento del sistema de cogeneración elegido

Cálculo de trabajo de bombas :

Entrada bomba I

$$\left[\begin{array}{l} P_8 = 5 \text{ kPa} \\ \text{Líquido saturado} \end{array} \right] \Rightarrow \left[\begin{array}{l} v_8 = 0.001005 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}} \\ h_8 = 137.75 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \end{array} \right]$$

$$\dot{W}_I = v_8 (P_9 - P_8) = \left(0.001001005 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}} \right) (5,000 \text{ kPa} - 5 \text{ kPa}) \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kPa} \cdot \text{m}^3} \right) = 5.02 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Entrada bomba II

$$\left[\begin{array}{l} P_7 = 300 \text{ kPa} \\ \text{Líquido saturado} \end{array} \right] \Rightarrow v_7 = 0.001073 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}}$$

$$\dot{W}_{II} = v_7 (P_{10} - P_7) = \left(0.001073 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}} \right) (500 \text{ kPa} - 300 \text{ kPa}) \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kPa} \cdot \text{m}^3} \right) = 5.043 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Entrada bomba III

$$\left[\begin{array}{l} P_{11} = 5 \text{ MPa} \\ \text{Líquido saturado} \end{array} \right] \Rightarrow v_{11} = 0.001286 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}}$$

$$\dot{W}_{III} = v_{11} (P_{12} - P_{11}) = \left(0.001286 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}} \right) (5,500 \text{ kPa} - 5,000 \text{ kPa}) \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kPa} \cdot \text{m}^3} \right) = 0.643 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Cálculo de entalpías :

Saliendo de la caldera acuotubular [Punto 1]:

$$\left[\begin{array}{l} P_1 = 5 \text{ Mpa} \\ T_1 = 600^\circ \text{C} \end{array} \right] \Rightarrow \left[\begin{array}{l} h_1 = 3,666.90 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \\ s_1 = 7.2605 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \end{array} \right]$$

$$\eta_T = \frac{(h_3 - h_5)}{(h_3 - h_{5s})} \Rightarrow h_5 = h_3 - \eta_T (h_3 - h_{5s})$$

Canalización del Conocimiento Científico

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

Para calcular la entalpía a la salida de la corriente de extracción de la turbina en condiciones reales, se calcula la correspondiente a condiciones isoentrópicas:

Saliendo corriente extracción turbina [Punto 5_s]:

$$\left[\begin{array}{l} P_5 = 300 \text{ kPa} \\ s_5 = s_3 = s_1 = 7.2605 \frac{\text{kJ}}{\text{kg.K}} \end{array} \right] \Rightarrow \left[\begin{array}{l} s_{5f} = 1.6717 \frac{\text{kJ}}{\text{kg.K}} \\ s_{5g} = 6.9917 \frac{\text{kJ}}{\text{kg.K}} \end{array} \right] \Rightarrow \text{Vapor sobrecalentado}$$

$$\text{De tabla} \cong 180^\circ\text{C} \Rightarrow 47^\circ\text{C de sobrecalentamiento} \Rightarrow \boxed{h_{5s} = 2,933 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}$$

Entalpía punto 5:

$$\eta_T = \frac{(h_3 - h_5)}{(h_3 - h_{5s})} \Rightarrow h_5 = h_3 - \eta_T (h_3 - h_{5s})$$

$$= \underbrace{3,666.90 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}_{h_1=h_2=h_3} - (0.80) \left(3,666.90 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - 2,933 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) = 3,079.78 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \Rightarrow \boxed{h_5 = 3,079.78 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}$$

Para calcular la entalpía a la salida de la corriente de condensado de la turbina en condiciones reales, se calcula la correspondiente a condiciones isoentrópicas:

Salida condensado turbina [Punto 6_s]:

$$\left[\begin{array}{l} P_6 = 5 \text{ kPa} \\ s_6 = s_3 = 7.2605 \frac{\text{kJ}}{\text{kg.K}} \end{array} \right] \Rightarrow \left[\begin{array}{l} s_{6f} = 0.4762 \frac{\text{kJ}}{\text{kg.K}} \\ s_{6g} = 8.3938 \frac{\text{kJ}}{\text{kg.K}} \\ h_f = 137.75 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \\ h_g = 2,560.70 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \end{array} \right] \Rightarrow \text{mezcla líquido - vapor}$$

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

$$\Rightarrow s_6 = s_{6f} + x(s_{6g} - s_{6f}) = 7.2605 \frac{\text{kJ}}{\text{kg.K}} = 0.4762 \frac{\text{kJ}}{\text{kg.K}} + x \left(8.3938 \frac{\text{kJ}}{\text{kg.K}} - 0.4762 \frac{\text{kJ}}{\text{kg.K}} \right)$$

$$\Rightarrow x = 0.8569 \equiv \boxed{85.69\% \text{ calidad}}$$

$$h_{6s} = h_{6f} + x(h_{6fg}) = 137.75 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} + (0.8569) \left(2,560.70 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - 137.75 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) = \boxed{2,213.98 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}$$

Cálculo de la entalpía en condiciones reales :

Entalpía punto 6 :

$$\eta_T = \frac{(h_3 - h_6)}{(h_3 - h_{6s})} \Rightarrow h_6 = h_3 - \eta_T (h_3 - h_{6s})$$

$$= \underbrace{3,666.90 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}_{h_1=h_2=h_3} - (0.80) \left(3,666.90 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - 2,213.98 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) = 2,504.56 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \Rightarrow \boxed{h_6 = 2,504.56 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}$$

Cálculos de flujos máxicos:

Debido a que el vapor de extracción saliendo de la turbina, sale como vapor sobrecalentado, por las condiciones de operación [Vapor a media-baja presión y corriente de extracción sobrecalentada], se puede estimar que un gran porcentaje de vapor generado por la caldera

Vapor a turbina [Punto 3]:

$$\left(12.36 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \underbrace{(0.75)}_{\text{Vapor a turbina}} = \boxed{9.27 \frac{\text{kg vapor}}{\text{s}}}$$

Vapor a proceso [Punto 2]:

$$\left(12.36 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \underbrace{(0.25)}_{\text{Vapor a proceso}} = \boxed{3.09 \frac{\text{kg}}{\text{s}}}$$

acuotubular, se envía directamente a la turbina, de tal manera que se asumirá que el 75% del vapor se envía directamente a la turbina de contrapresión.

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

Vapor a turbina [Punto 3]:

$$\left(12.36 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) \underbrace{(0.75)}_{\text{Vapor a turbina}} = \boxed{9.27 \frac{\text{kg vapor}}{\text{s}}}$$

Vapor a proceso [Punto 2]:

$$\left(12.36 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) \underbrace{(0.25)}_{\text{Vapor a proceso}} = \boxed{3.09 \frac{\text{kg}}{\text{s}}} \text{ Vapor extracción turbina [Punto 5]:}$$

$$\left(12.36 \frac{\text{kg}}{\text{s}} - 3.09 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) \underbrace{(0.90)}_{\text{Corriente extracción}} = \boxed{8.43 \frac{\text{kg}}{\text{s}}}$$

Condensado turbina [Punto 6]:

$$\left(12.36 \frac{\text{kg}}{\text{s}} - 3.09 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) \underbrace{(0.10)}_{\text{Corriente condensación}} = \boxed{0.927 \frac{\text{kg}}{\text{s}}}$$

Calor entrando a procesos :

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{\text{total a proceso}} &= \dot{m}_4 (h_4) + \dot{m}_5 (h_5) = \left(3.09 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) \left(3,666.90 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right) + \left(8.343 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) \left(3,079.78 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right) \\ &= 11,330.72 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} + 25,694.60 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} = 37,025.32 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} \\ &\Rightarrow \left(37,025.32 \frac{\text{kJ}}{\text{s}}\right) \left(\frac{\text{kW}}{\text{kJ/s}}\right) = 37,025.32 \text{ kW} \equiv \boxed{37.025 \text{ MW}} \end{aligned}$$

Calor utilizado por el proceso

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{\text{total utilizado por proceso}} &= \dot{m}_4 (h_4) + \dot{m}_5 (h_5) - (\dot{m}_4 + \dot{m}_5)(h_5) = \\ &= \left[\left(3.09 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) \left(3,666.90 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right) + \left(8.343 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) \left(3,079.78 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right)\right] - \left[\left(11.433 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) \left(561.43 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right)\right] \\ &= \left[37,025.32 \frac{\text{kJ}}{\text{s}}\right] - \left[6,418.83 \frac{\text{kJ}}{\text{s}}\right] = \left(30,606.49 \frac{\text{kJ}}{\text{s}}\right) \left(\frac{\text{kW}}{\text{kJ/s}}\right) = 30,606 \text{ kW} \equiv \boxed{30.61 \text{ MW}} \end{aligned}$$

Canalización del Conocimiento Científico

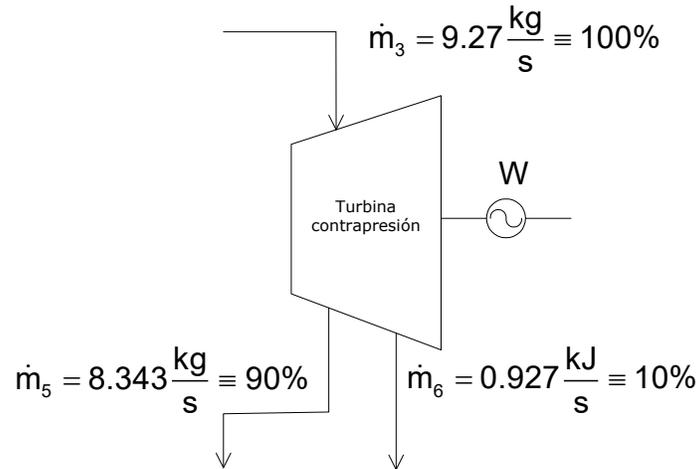
Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

Potencia eléctrica producida:

Cálculo del trabajo producido por turbina:



$$W = \dot{m}_3 (h_1 - \Sigma h_{\text{real saliendo}})$$

Cálculo de la entalpía saliendo de la turbina :

$$\Sigma h_{\text{real saliendo}} = (\% \dot{m}_5)(h_5) + (\% \dot{m}_6)(h_6) = (0.90) \left(3,079.78 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) + (0.10) \left(2,504.56 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right)$$

$$= \boxed{3,022.26 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}$$

Trabajo producido por la turbina :

$$W = \dot{m}_3 (h_1 - \Sigma h_{\text{real saliendo}}) = 9.27 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \left(3,666.90 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - 3,022.26 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) = 5,975.81 \text{kW}$$

$$\equiv \boxed{5.98 \text{MW}}$$

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

Trabajo neto disponible :

$$W_{\text{neto}} = W - [\sum w_{\text{bombas}}] = W - [(\dot{m}_6)(\dot{w}_{\text{bomba I}}) + (\dot{m}_{4+5})(\dot{w}_{\text{bomba II}}) + (\dot{m}_3)(\dot{w}_{\text{bomba III}})]$$

$$W_{\text{neto}} = (5.98 \text{ MW}) -$$

$$\left[\left(0.927 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(5.02 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) + \left(11.433 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(5.043 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) + \left(12.36 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(0.643 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) \right]$$

$$= (5.98 \text{ MW}) - (0.07 \text{ MW}) = \boxed{5.91 \text{ MW}}$$

El agua de enfriamiento del condensador puede entrar aproximadamente a 30°C y retornar a 40°C [Diferencia aproximadamente de 10°C], determinando de esta forma el caudal de agua correspondiente:

$$Q_{\text{condensador}} = 194.03 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} = \dot{m}_{\text{agua enfriamiento}} (h_{\text{salida}} - h_{\text{entrada}}) = \dot{m}_{\text{agua enfriamiento}} \left(167.53 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - 125.74 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right)$$

$$= \dot{m}_{\text{agua enfriamiento}} \left(41.79 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) \Rightarrow \dot{m}_{\text{agua enfriamiento}} = \frac{194.03 \frac{\text{kJ}}{\text{s}}}{41.79 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} = \boxed{4.643 \frac{\text{kg agua enfriamiento}}{\text{s}}}$$

$$\left(4.643 \frac{\text{kg agua enfriamiento}}{\text{s}} \right) \left(\frac{3,600 \text{ s}}{\text{h}} \right) \left(\frac{\text{m}_3}{995 \text{ kg}} \right) = 16.80 \frac{\text{m}^3 \text{ agua enfriamiento}}{\text{h}}$$

$$\left(16.80 \frac{\text{m}^3 \text{ agua enfriamiento}}{\text{h}} \right) \left(995 \frac{\text{L}}{\text{m}^3} \right) = \boxed{16,716 \frac{\text{L agua enfriamiento}}{\text{h}}}$$

Energía aprovechada por el vapor :

$$\left(12.36 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(\frac{3,600 \text{ s}}{\text{h}} \right) \left(3,666.90 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) = \boxed{163,160 \frac{\text{MJ}}{\text{h}}}$$

Energía entrando a la caldera :

$$\frac{\left(163,160 \frac{\text{MJ}}{\text{h}} \right)}{\underbrace{(0.80)}_{\text{Eficiencia mejorada caldera}}} = \boxed{203,950 \frac{\text{MJ entrando a caldera acuotubular}}{\text{h}}}$$

Incremento de energía alimentada en sistema de cogeneración, respecto al proceso de generación:

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

$$\left(203,950 \frac{\text{MJ entrando a caldera acuotubular}}{\text{h}}\right) - \left(166,171.25 \frac{\text{MJ condición inicial}}{\text{h}}\right) \\ = \boxed{37,778.75 \frac{\text{MJ}}{\text{h}}}$$

Incremento de combustible alimentado en sistema de cogeneración, respecto al proceso de generación:

$$\left(\frac{0.01053 \text{ gal}}{\text{MJ}}\right) \left(37,778.75 \frac{\text{MJ}}{\text{h}}\right) = \boxed{397.80 \frac{\text{gal. combustible}}{\text{h}}}$$

Consumo eléctrico en proceso textil:

Se asume que la demanda máxima se mantiene, y la fábrica opera 350 días anuales, es decir que dos semanas aproximadamente utilizan para mantenimiento.

$$(5.91 \text{ MW}) \left(\frac{1,000 \text{ kW}}{\text{MW}}\right) \left(8,400 \frac{\text{h}}{\text{año}}\right) = \boxed{49,644,000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}}$$

Calculo del factor de utilización de la planta:

Para el cálculo del factor de utilización de la planta, hace falta calcular el calor total entrando:

$$\dot{Q}_{\text{entrando}} = \left(203,950 \frac{\text{MJ entrando a caldera acuotubular}}{\text{h}}\right) \left(\frac{\text{h}}{3,600 \text{ s}}\right) \left(\frac{\text{MW}}{\text{MJ/s}}\right) = \boxed{56.65 \text{ MW}}$$

Factor de utilización :

$$\varepsilon = \frac{(\dot{W}_{\text{neto}} + \dot{Q}_{\text{proceso}})}{\dot{Q}_{\text{entrando}}} = \frac{(5.91 \text{ MW} + 37.025 \text{ MW})}{56.65 \text{ MW}} = 0.7579 \equiv 75.79\% \Rightarrow \boxed{\varepsilon = 75.79\%}$$

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

Escenario económico

Ahorro por energía eléctrica :

$$\left(49,644,000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) \left(\frac{\$ 0.20}{\text{kWh}} \right) = \boxed{\frac{\$9,928,800}{\text{año}}}$$

Gasto por combustible adicional :

$$\left(397.80 \frac{\text{gal. combustible}}{\text{h}} \right) \left(\frac{8,400 \text{ h}}{\text{año}} \right) \left(\frac{\$ 2.80}{\text{gal.}} \right) = \boxed{\frac{\$9,356,256}{\text{año}}}$$

Ahorro anual :

$$\left(\frac{\$9,928,800}{\text{año}} \right) - \left(\frac{\$9,356,256}{\text{año}} \right) = \boxed{\frac{\$572,544}{\text{año}}}$$

Costo turbogenerador usado de 7.50 MW: \$ 800,000.00

Costo torre enfriamiento Marley: \$ 80,000.00

Costo dos bombas de agua: \$ 10,000.00

Recuperadores de calor [Economizador y precalentador]: \$ 200,000.00

Sistemas de transformación eléctrica: \$ 200,000.00

Total: \$ 1, 290,000.00

Mano de obra [15%] e imprevistos [15%]: \$ 387,000.00

Gran total: \$ 1, 677,000.00

Período simple de recuperación de la inversión :

$$\text{PSR} = \left(\frac{\text{Inversión}}{\text{ahorro anual}} \right) (12 \text{ meses}) = \left(\frac{\$1,677,000}{\$572,544} \right) = \boxed{2.93 \text{ años} \approx 3 \text{ años}}$$

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

CONCLUSIÓN

1. La inversión se recupera en tres años y luego de este tiempo, se obtiene un ahorro equivalente a \$ 572,544.00 anuales.
2. En proyectos de cogeneración este período de recuperación de la inversión es viable [tres años], pero está sujeto a la venta del excedente de energía no utilizada anualmente [Ya que se asumió un factor de utilización eléctrica del 100%] y además el ahorro real anual es del 85% del proyectado, ya que se asume un 15% de gastos por mantenimiento, o sea un ahorro anual de \$ 486,662.40.
3. Este es un escenario de cálculo muy rápido, como primera aproximación, ya que en la realidad se debe calcular en base al período de recuperación de la inversión compuesto y realizar un estudio de sensibilidad debido a la fluctuación de los energéticos y considerar combustibles alternativos. Además, el cálculo económico está basado en equipo usado, pero en buen estado.

BIBLIOGRAFÍA

- Wong, R., & Whittingham, E. (2006). *A Comparison of Combustion Technologies for Electricity Generation* (2a. ed.). Canada: The Pembina Institute.
- Catalogo del Empaque. (Diciembre de 2018). *Catalogo del empaque*. Obtenido de Catalogo del empaque: <https://www.catalogodelempaque.com/temas/Industria-latinoamericana-de-envases,-como-se-comportara-el-2019+128769?pagina=4>
- Goswami, Y., & Kreith, F. (2008). *Energy Conservation*. United States of America: CRC Press.
- Horlock, J. (2002). *Combined Power Plants*. Florida: John Wiley & Sons, Inc.
- Horlock, J. (2010). *Combined Power Plants*. EEUU, Florida: Editorial Krieger Publishing Company.
- Leppard, S. (2002). Options and Options Valuation Techniques. *Ronn E. (ed) "Real Options and Energy Management", Risk Books*, 61-113.
- Oilnergy. (2008). *Natural Gas Price*. Recuperado el 14 de octubre de 2008, de <http://www.oilnergy.com/1gnymex.htm#year>
- Potter, M., & Scott, E. (2004). *Thermal Sciences*. United States of America: Thomson.
- Raja, A., Srivastava, R., & Dwivedi, M. (2006). *Power Plant Engineering*. New Dehli: New Age International.
- Rajput, E. (2013). *Power Plant Engineering* (Fourth Edition ed.). New Delhi: Laxmi Publications.
- Rayaprolu, K. (2009). *Boilers for Power and Process*. Boca Raton, Florida: CRC Press Taylor & Francis Group.
- Rost, J., & Seed, A. (23 de Marzo de 2018). *Una industria de envasado metálico sostenible*. Obtenido de www.interempresas.net: <https://www.interempresas.net/Envase/Articulos/220014-Una-industria-de-ensado-metalico-sostenible.html>
- Smithers. (Diciembre de 2020). *Smithers*. Obtenido de COVID-19 boosts food and beverage sectors of metal packaging and coatings market, Smithers study finds: <https://www.smithers.com/resources/2020/dec/covid-19-boosts-food-beverage-metal-packaging>
- Smithers Pira. (Febrero de 2018). *The future of packagin trends*. Obtenido de

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

- <https://www.smitherspira.com/resources/2018/february/the-future-of-packaging-trends>
Tecnobebidas. (21 de Diciembre de 2019). *Cinco tendencias que están incrementando la demanda de envases metálicos*. Obtenido de Tecnobebidas:
<https://www.tecnobebidas.com/articulo/21956/>
- Thuman, A., & Dunning, S. (2008). *Guide to Energy Conservation* (Ninth Edition ed.). New York: Fairmont Press, Inc.
- Totten, G., & Mackenzi, S. (2000). *Handbook of Aluminium: Physical Metallurgy and Process* (Vol. volumen 1). New Dehli: Atlantic.
- Vanek, F., & Albright, L. (2008). *Energy Systems Engineering: Evaluation & Implementation*. New York: Mc Graw Hill.
- Advanced Manufacturing Office. (2012, Enero). *U.S Department of Energy*. Retrieved from Energy efficiency & Renewable Energy:
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/05/f16/steam4_boiler_efficiency.pdf
- Alan Rossiter, B. J. (2019). *Process Energy Management*. John Wiley & Sons, Inc. doi:10.1002/0471238961.0514051819200509.a01.pub3
- Alfaro, D. A. (2013, 11). Diseño de un sistema de secado a base de vapor para arroz en granza. Ciudad de Guatemala, Guatemala, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
- Armstrong International, Inc. (n.d.). *Armstrong International*. Retrieved Septiembre 1, 2021, from
<https://www.armstronginternational.com/files/products/traps/pdf/n101spanish.pdf>
- Bellasmil, J. J. (2015, Octubre). Disminución de los costos de producción de conservas de atún optimizando el uso de vapor. Universidad Nacional de Trujillo.
- Bitherm group. (n.d.). Manual de vapor, purgadores y trampas de vapor. . Madrid, España.
- Cengel, Y., & Ghajar, A. (2011). *Transferencia de Calor y Masa - Fundamentos y Aplicaciones*. México: Mc Graw Hill.
- Coulson, J., Richardson, J., Backhurst, J., & Harker, J. (2004). *Chemical Engineering* (Vol. 1). Great Britain: Elsevier. Obtenido de 0 7506 4444 3
- Eberhard, F. (2012). *Comparativa de caldera pirotubular y caldera acuotubular*. Bosch Industriekessel. Retrieved from
https://www.bosch-industrial.com/files/fb013_sp.pdf
- Ganapathy. (1988). *Applied Heat Transfer*. EEUU: PennWell. Retrieved from 0 87814 182 0
- Geankoplis, C. (2003). *Transport Processes and Separation Process Principles* (Fourth ed.). Delhi: PHI Learning. Obtenido de 978 81 203 2614 9
- IPS ingenieros. (2021). *Importancia y Dimensionamiento de Manifold de Vapor*. Retrieved Agosto 24, 2021, from IPS ingenieros:
<https://ipsingenieros.com/2020/12/11/importancia-y-dimensionamiento-de-manifold-de-vapor/>
- J.B. Kitto, S. S. (2005). *Steam, its generation and use*. (Vol. 41st). Ohio, United States: The Babcock & Wilcox Company.
- López, P. (2017). *Evaluación de la eficiencia de generadores de vapor, Estudio de caso: ECOPETROL S.A*. Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira.
- McCabe, W., C. Smith, J., & Harriott, P. (2007). *Operaciones Unitarias en Ingeniería Química* (Séptima ed.). China: Mc Graw Hill. Retrieved from 0-07-284823-5
- Palacios J.L, P. A. (2015). Técnicas de Gestión Energética en Sistemas de Vapor. *Revista Politécnica*, 32(3).
- Roca, S. M. (2007, Octubre). Beneficios en sistemas de vapor por medio de una correcta instalación y selección de trampas. Ciudad de Guatemala, Guatemala, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
- San Juan, D. (2016, Abril 4). *Golpe de ariete*. Retrieved Agosto 20, 2021, from 0grados:
<https://0grados.com.mx/golpe-de-ariete-consecuencias-y-prevenciones/>
- Spirax sarco. (n.d.). *Spirax Sarco, first for steam solutions*. Retrieved from
<http://www1.frm.utn.edu.ar/electromecanica/materias%20pagina%20nuevas/INSTALACIONES%20TERMICAS%20MECANICAS%20Y%20FRIGORIFICAS/material/apuntes/01-Distribucion%20de%20Vapor%20-%20Spirax%20Sarco.pdf>
- SpiraxSarco. (n.d.). Retrieved Septiembre 2, 2021, from
<https://www.spiraxsarco.com/learn-about-steam/steam-engineering-principles-and-heat-transfer/steam-consumption-of-plant-items>
- TLV Engineering S.A. (n.d.). *TLV*. Retrieved Septiembre 1, 2021, from
<https://www.tlv.com/global/LA/steam->

Canalización del Conocimiento Científico

Dimensionamiento de Conversión de Planta de Generación a Cogeneración

Fecha enviada: 5 enero del 2023

Fecha corregida: 18 marzo 2023

theory/steam-equipment-energy-saving-tips.html

TLV Engineering SA. (2021). *Golpe de Ariete en Líneas de Distribución de Vapor*. Retrieved from <https://www.tlv.com/global/LA/steam-theory/waterhammer-steam-distribution-lines.html#>

Toledo López, A. F. (2009, Agosto). *Estudio y experimento del fenómeno de golpe de ariete, debido a cierre de válvulas, para el laboratorio de hidráulica*. doi:08_3018_C

Vega. (2018). *Aplicaciones de diferentes tipos de trampas de vapor*. Retrieved Agosto 2021, from TLV:

<https://www.tlv.com/global/LA/steam-theory/steam-trap-varieties-and-applications.html>