

## **Capítulo 4**

### **Evaluación de las alternativas de inversión**

#### **Introducción**

La evaluación tiene una larga historia y solo hasta nuestros días se ha llegado a considerar como una práctica profesional, mucha parte del trabajo de evaluación moderno continúa basándose en ideas técnicas que ya se aplicaban desde hace mucho tiempo.

A toda actividad encaminada a tomar una decisión se le llama evaluación; si un cierto proyecto se le diera a evaluar a dos grupos de trabajo multidisciplinarios, los resultados serían distintos; esto debido a que conforme avanza el estudio, las alternativas de selección son múltiples en tamaño, la localización y el tipo de tecnología que se emplea. Es también de considerar el enfoque que cada grupo le da la evaluación, en la evaluación de cada grupo se manejan datos, se vierten opiniones, juicios de valor, etc., los cuales influirán en la decisión final del proyecto

El objetivo básico de todo estudio de un proyecto es evaluarlo, es decir, calificarlo y compararlo con otros proyectos de acuerdo con una determinada escala de valores a fin de establecer un orden; esta tarea exige precisar las ventajas y desventajas de la asignación de recursos a un fin dado

Después de realizar la evaluación y la presentación de resultados, la persona que toma la decisión final deberá de contar con parámetros, modelos para poder discernir cual de las propuestas de análisis se apega a lo establecido previamente o cumple con las necesidades requeridas.

La evaluación es prioritaria en los diversos niveles tanto del trabajo en la iniciativa privada como en las instituciones públicas puesto que es la base para poder tener proyectos viables y sobre todo que se puedan realizar; para que las evaluaciones de los diversos proyectos sean viables deben analizarse desde el contexto social, político, económico, ambiental y cultural, con esto se garantiza una continuidad y una liga entre la concepción mental y la realización de cualquier proyecto.

El principal fundamento<sup>1</sup> para decidir la viabilidad de un proyecto de cogeneración esta dado por la mejora económica que se pueda lograr con el desarrollo de la técnica de cogeneración en el proceso industrial. Así que la evaluación de la viabilidad económica tiene componentes técnicos y financieros, por tanto la identificación y evaluación de los costos que intervienen en el análisis de los esquemas de cogeneración, primero contra los convencionales y después entre ellos, ofrecen el mejor y más claro criterio de decisión.

La reducción del costo de generar los requerimientos energéticos por cogeneración, es función del valor de mejora que se pueda lograr en la eficiencia respecto a la forma convencional. Estos costos pueden ser reducidos aun más con el incremento en el ahorro que se pueda obtener con la venta de excedentes eléctricos y/o térmicos. Ya que este flujo de ingreso por ventas se suma al flujo de efectivo generado por el ahorro en la factura eléctrica.

---

<sup>1</sup> Notas de cogeneración, Gabriel León de los Santos, UNAM. Consultado el 28 de mayo de 2011.

Pero si no hay venta de excedentes y en vez de eso hay porteo a una instalación asociada, deberá haber un ingreso derivado de la diferencia de costo entre el costo del servicio de transmisión y el costo evitado en la compra de la energía que hace la instalación asociada en la red pública. Así que la evaluación de estos dos flujos e integrándoles el costo por la construcción de la infraestructura y los gastos de operación darán sustento a la comparación entre ahorros dados por diferentes arreglos de cogeneración. El abasto por cogeneración es más económico que la forma convencional.

De existir excedentes y dependiendo de la planta de cogeneración, los excedentes pueden ser puestos en la red como venta o como porteo a una instalación asociada.

#### **4.1 Costos de implementación y de financiamiento**

La evaluación económica constituye la parte final de toda secuencia de análisis de factibilidad en los proyectos de inversión, en la cual, una vez concentrada toda la información generada, se aplican métodos de evaluación económica que contemplan el valor del dinero a través del tiempo, con la finalidad de medir la eficiencia de la inversión total involucrada y su probable rendimiento durante su vida útil.

Especialmente en los proyectos de carácter lucrativo la parte que corresponde a la evaluación económica es fundamental, puesto que con los resultados que de ella se obtienen, se toma una decisión de llevar a cabo o no la realización de un proyecto determinado.

##### **4.1.1 Inversión**

A la hora de realizar cualquier estudio económico, uno de los primeros conceptos que se debe de analizar es el de la inversión, es decir la aplicación de determinados fondos para la adquisición de los activos necesarios para poner en marcha determinado proyecto; para su estudio la inversión se desglosa de la siguiente manera:

- Desarrollo del proyecto (licencias, terrenos, contratos)
- Obra civil
- Terreno
- Equipos
- Instalaciones eléctricas
- Instalaciones térmicas
- Supervisión y puesta en marcha
- Seguros y comisiones del proyecto
- Dirección del proyecto

##### **4.1.2 Combustible**

Es cualquier material capaz de liberar energía cuando se oxida de forma violenta con desprendimiento de calor, supone la liberación de una energía de su forma potencial (energía química) a una forma utilizable sea directamente energía térmica) o energía mecánica (motores térmicos) dejando como residuo calor (energía térmica). En general se trata de sustancias susceptibles de quemarse, pero hay excepciones por ejemplo:

Hay varios tipos de combustibles:

- Entre los combustibles sólidos se incluyen el carbón, la madera y la turba. El carbón se quema en calderas para calentar agua que puede vaporizarse para mover máquinas a vapor o directamente para producir calor utilizable en usos térmicos (calefacción). La turba (carbón mineral) y la madera se utilizan principalmente para la calefacción doméstica e industrial, aunque la turba se ha utilizado para la generación de energía y las locomotoras que utilizaban madera como combustible eran comunes en el pasado.
- Entre los combustibles fluidos, se encuentran los líquidos como el gasóleo, el queroseno o la gasolina (o nafta) y los gaseosos, como el gas natural o los gases licuados de petróleo (GLP), representados por el propano y el butano. Las gasolinas, gasóleos y hasta los gases, se utilizan para motores de combustión interna.

Características :La principal característica de un combustible es el calor desprendido por la combustión completa una unidad de masa (kilogramo) de combustible, llamado poder calorífico, se mide en julios por kilogramo, en el sistema internacional (SI) (normalmente en kilojulios por kilogramo, ya que el julio es una unidad muy pequeña). En el obsoleto sistema técnico de unidades, en calorías por kilogramo y en el sistema anglosajón en BTU por libra.

**Tabla 4.1 Tabla de poderes caloríficos de combustibles**

Combustible	MJ/kg	Kcal/Kg
Gas natural	53.6	12800
Acetileno	48.55	11600
Propano gasolina butano	46	11000
Gasoil	42.7	10200
Fueloil	40.2	9600
antracita	34.7	8300
Coque	32.6	7800
Gas de alumbrado	29.3	7000
Alcohol de 95 °C	28.2	6740
Lignito	20.0	4800
Turba	19.7	4700
Hulla	16.7	4000

Fuente: [www.quimicaweb.net](http://www.quimicaweb.net)

#### Biocombustibles

Los llamados biocombustibles, son sustancias procedentes del reino vegetal, que pueden utilizarse como combustible, bien directamente, o tras una transformación por medios químicos.

Entre ellos se encuentran:

- Sólidos: Aprovechamiento de materias sólidas agrícolas (madera o restos de otros procesos, como cáscaras no aprovechables)
- Líquidos: En general procedentes de transformaciones químicas de ciertas materias orgánicas, como el bioalcohol o el biodiesel.
- Gaseosos: Como el llamado biogás, que es el residuo natural de la putrefacción de organismos vivos en atmósfera controlada y que está compuesto de metano y dióxido de carbono a partes más o menos iguales

### **4.1.3 Operación y mantenimiento**

Las operaciones de mantenimiento tienen lugar frente a la constante amenaza que implica la ocurrencia de una falla o error en un sistema, maquinaria o equipo; existe la necesidad de optimizar el rendimiento de los equipos instalados (mecánicos, eléctricos, electrónicos, térmicos, etc.)

El objetivo buscado por el mantenimiento es el de contar con instalaciones en óptimas condiciones en todo momento, para asegurar la disponibilidad total del sistema en todo su rango de operaciones, lo cual está basado en la carencia de errores y fallas.

El mantenimiento debe procurar un desempeño continuo y operando bajo las mejores condiciones técnicas, sin importar las condiciones externas (ruido, polvo, humedad, calor, etc.), del ambiente al cual este sometido el sistema.

El mantenimiento además debe estar destinado a:

- Optimizar el confort del hotel
- Reducir los costos por fallas
- Disminuir el gasto por nuevos equipos
- Maximizar la vida útil de los equipos existentes

Los procedimientos de mantenimiento deben evitar fallas, por cuanto una falla se define como la incapacidad para desarrollar un trabajo en forma adecuada o simplemente no desarrollarlo; un equipo presenta anomalías pero no fallas importantes, puesto que sigue realizando sus tareas productivas, pero no las realiza con la misma capacidad que un equipo en óptimas condiciones; en cambio un equipo averiado no puede desarrollar trabajo bajo ninguna circunstancia.

Además el costo que implica la gestión y el desarrollo del mantenimiento no debe ser exagerada, más bien debe ser acorde con los objetivos propios del mantenimiento, pero sin denotar un costo mayor que implicaría el reemplazo por maquinaria nueva.

### **4.1.4 Ingresos y costos del proyecto**

La ingeniería de un proyecto industrial tiene por objeto llenar una doble función.

Primero: aportar la información que permita hacer una evaluación económica del proyecto.

Segundo: la de establecer las bases técnicas sobre las que se construirá e instalará el proyecto, en caso que se demuestre ser económicamente atractivo.

## **4.2 Ahorros de la energía eléctrica y térmica**

Como medio de ahorro de energía la cogeneración permite reducir los costos de energía eléctrica y térmica; utiliza las emanaciones de calor residual y las convierte en energía eléctrica o térmica, la tendencia es al reemplazar parte de los consumos a las compañías eléctricas de suministro como CFE (Comisión Federal de Electricidad) y/o gas natural o diesel; esto se traduce en reducción de costos energéticos eléctricos y térmicos

A través de un análisis de cualquier sistema térmico, se puede observar la existencia de pérdida de energía térmica, la cual a su vez demanda una mayor cantidad de energía eléctrica para ser producida; la corrección de estos problemas, incrementa la eficiencia de la energía térmica y reduce los registros de demanda eléctrica; obteniendo así un substancial ahorro.

#### **4.2.1 Factura eléctrica**

El uso de la energía eléctrica en forma intensiva representa un gasto de gran importancia en la industria, una forma de poder ofrecer productos a precios competitivos es hacer énfasis en la reducción de costos y en el crecimiento de la productividad.

La forma de reducir los costos energéticos en las industrias es a través de las políticas de ahorro y uso eficiente de la energía; estas políticas enfocadas al uso racional de la energía eléctrica se refieren a programas de sustitución de tecnologías, reingeniería del proceso, administración de la demanda, programas de monitoreo de consumos y mantenimiento, en coordinación con los procesos administrativos y de producción, a fin de optimizar los consumos y con ello los costos por el uso de la energía eléctrica.

El precio pagado por los consumos eléctricos dependerá de la zona geográfica, estación del año, tipo de industria, tensión de suministro, factor de potencia, horas pico, horas base y cantidad consumida.

#### **4.2.2 Factura térmica**

La generación<sup>2</sup> del vapor de proceso en la industria requiere para cubrir sus requerimientos de plantas de generación que van desde los 150 kg/h (10 Caballos Caldera) hasta las 36 ton/h (2300 CC) en presiones desde 1 hasta 42 kg/cm<sup>2</sup>.

Mayoritariamente con vapor saturado y en aplicaciones muy específicas con sobrecalentado, las inversiones en instalación y adquisición de los equipos, así como sus costos de operación y mantenimiento son variados y dependen tanto de la capacidad como de las condiciones de trabajo, tipo de sistema y costo del combustible.

Con estos datos más la proyección de los costos de capacidad adquirida e instalación a través del tiempo y con los costos futuros de mantenimiento y operación, evaluados con una TREMA y los parámetros típicos de operación de estas calderas se obtiene el costo de generación de kg de vapor.

### **4.3 Indicadores económicos de viabilidad**

#### **4.3.1 Tasa interna de retorno (TIR)**

La tasa interna de rendimiento, también conocida como tasa interna de retorno, es un indicador financiero que mide el rendimiento de los fondos que se pretenden invertir en un proyecto, es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial; en el cual se supone que el dinero que se gana año con año, se reinvierte en su totalidad<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Notas de cogeneración, Gabriel León de los Santos, UNAM, consultado el 28 de mayo de 2011.

<sup>3</sup> Evaluación económica, Facultad de Economía, UNAM, consultado el 28 de mayo de 2011.

De tal manera que se trata de la tasa de rendimiento generada en el interior del proyecto por medio de la inversión

Se determina por medio de tanteos (prueba y error) hasta que la tasa de interés haga igual la suma de los flujos descontados, a la inversión inicial; los criterios para decidir la aceptación o rechazo de un proyecto por este método se muestran a continuación.

- Si la tasa TIR < a la tasa mínima aceptable de rendimiento del proyecto (TMAR), se rechaza, ya que el proyecto genera menos beneficios que el interés pagado por la banca, ante lo cual sería más atractivo depositar el monto de los recursos disponibles en el banco o bien, optar por una alternativa de inversión rentable.
- Si la TIR = a la tasa mínima aceptable de rendimiento del proyecto, el proyecto es indiferente; de tal manera que los beneficios del proyecto sólo se pagarán los costos.
- Si la TIR > a la tasa mínima aceptable de rendimiento del proyecto, el proyecto se acepta; lo cual significa que el beneficio real que se obtiene con el proyecto es mayor a la tasa de interés que pagan los bancos.

#### **4.3.2 Valor presente neto (VPN) o valor actual neto (VAN)**

El valor actual neto o presente neto es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizado en la evaluación de proyectos de inversión, que consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo que genera un proyecto y compara esa equivalencia con el desembolso inicial.

Para su cálculo es preciso contar con una tasa de descuento o bien, con un factor de actualización al cual se le descuenta el valor del dinero en el futuro a su equivalente en el presente; y una vez aplicado a la tasa de descuento, los flujos resultantes que se traen al tiempo cero (presente) se llaman flujos descontados.

De tal modo que, el valor actual neto es precisamente el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial, lo que significa comparar todas las ganancias esperadas contra los desembolsos necesarios para producir esas ganancias en el tiempo cero (presente). Con el método se define la aceptación o rechazo del proyecto de acuerdo con los siguientes criterios de evaluación.

Si el VAN es < 0, se rechaza el proyecto.

Si el VAN es = 0, el proyecto es indiferente.

Si el VAN es > 0, se acepta el proyecto.

Para el cálculo del valor actual neto de este proyecto en particular, se toma como factor de actualización el rendimiento que ofrecen los CETES a 28 días (Tasa líder), porcentaje considerado como tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR); ya que tal porcentaje representa un costo de oportunidad para el proyecto, es decir, un parámetro que facilita la decisión de elegir lo más conveniente (llevar a cabo la puesta en marcha del proyecto –si el rendimiento de la inversión es mayor a la TMAR- o bien, destinar el monto de los recursos disponibles a otra alternativa de inversión en caso de no serlo)<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Evaluación Económica, Facultad de Economía UNAM, consultado el 28 de mayo de 2011.

### 4.3.3 Beneficio-costo (B/C)

La relación costo-beneficio es un indicador que señala la utilidad que se obtendrá con el costo que representa la inversión, es decir, que por cada peso invertido, cuánto es lo que se gana.

El resultado de la relación beneficio-costo es un índice que representa el rendimiento obtenido por cada peso invertido.

- Si la relación B/C es < 1, se rechaza el proyecto.
- Si la relación B/C es = 1, la decisión de invertir es indiferente.
- Si la relación B/C es > 1, se acepta el proyecto.

Lo anterior significa que cuando el índice resultante de la relación beneficio-costo sea mayor o menor a la unidad, es la rentabilidad o pérdida que tiene un proyecto por cada peso invertido en él.

El beneficio-costo del proyecto, se obtendrá mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Relación } \frac{B}{C} = \frac{\text{Beneficios obtenidos}}{\text{Costos incurridos}} \dots\dots\dots \text{Ec. 4.1}$$

### 4.3.4 Periodo de recuperación

El periodo de recuperación es el tiempo necesario para que los beneficios netos de un proyecto amorticen el capital invertido, su primordial utilidad es la de conocer en qué tiempo, una inversión genera los recursos suficientes para igualar el monto de la inversión inicial

Para obtener el periodo de recuperación es necesario obtener el flujo acumulado en el horizonte de planeación del proyecto, se utiliza la siguiente fórmula:

$$PR = n - 1 + \frac{(FA)n - 1}{(F)n} \dots\dots\dots \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

n: Año en el que cambia de signo el flujo acumulado.

(FA)n-1: Flujo neto de efectivo acumulado en el año previo a n.

(F)n: Flujo neto de efectivo en el año n.

### 4.3.5 Análisis económico entre costo convencional vs cogeneración

#### Costo convencional.

Tomando en cuenta los siguientes datos:

Capacidad térmica = 150 CC

Capacidad eléctrica = 82.9 KW

Factor de planta térmico = 0.35

Horas de operación con factor planta

$$24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \times 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 8,760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \dots\dots\dots \text{Ec. 4.3}$$

Factor de demanda eléctrico = 0.8

Horas de consumo con factor de demanda

$$24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \times 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 8,760 \frac{\text{horas}}{\text{año}}$$

Consumo térmico: 150 CC (capacidad térmica)

Datos:

9.81 kW/CC  
1 CC = 15.65 kg/h

Para obtener Kilowatt-térmicos se tiene:

$$150 \text{ CC} \times 9.81 \frac{\text{KW}}{\text{CC}} = 1471.5 \text{ KWt} \dots\dots\dots \text{Ec. 4.4}$$

Producción vapor real:

$$150 \text{ CC} \times \left(\frac{15.66}{1}\right) \left(\frac{\text{kg/hr}}{\text{CC}}\right) = 2,349 \frac{\text{kg}}{\text{hr}} \dots\dots\dots \text{Ec. 4.5}$$

Demanda térmica:

$$\frac{1,471.5 \text{ KWt}}{1,000} = 1.47 \text{ MWt}$$

Demanda eléctrica:

$$\frac{82.9 \text{ KW}_e}{1,000} = 0.0829 \text{ MW}_e$$

**Tabla 4.2 Datos generales**

combustibles líquidos	consumo en calderas industriales			precio	
	pci MJ/Kg	efic. 78 %			
oil 6	40.6	1.054	1/hCC	2.2	\$/l
oil 4	42.2	1.082	1/hCC	4.44	\$/l
oil 2	42.6	1.097	1/hCC	5	\$/l

9.89 KW/CC  
15.65 KG/H 1CC

**Fuente: Elaboración propia**

El precio del combustible radica entre los siguientes valores:

$$\text{Oil 4} = (0.8)(5 + 0.2)(2.2) = 4.44$$

Precio medio tarifa eléctrica (\$/KWh): Con un inicio de 0.92 en el primer año (2011) y tomando en cuenta un incremento de 1.03 por año, se tiene:

$$(0.92)(1.03) = 0.95 \left(\frac{\$}{\text{KWh}}\right) \text{ para el año 2012}$$

$$(0.95)(1.03) = 0.98\left(\frac{\$}{KWh}\right) \text{ para el año 2013}$$

Precio de combustible gasóleo (\$): De la tabla xxx considerando el combustible Oil 4, también se considera un incremento del 1.03 por año, entonces se tiene:

$$Oil\ 4 = (0.8)(5 + 0.2)(2.2) = 4.44 \times 1.03 = \$ 4.57 \text{ en el primer año (2011)}$$

$$Oil\ 4 = 4.57 \times 1.03 = \$ 4.71 \text{ para el año 2012}$$

$$Oil\ 4 = 4.71 \times 1.03 = \$ 4.85 \text{ para el año 2013}$$

Factor de planta térmico: Tomando en cuenta el primer factor de 0.35 e incrementos de 0.998 por año se tiene:

$$\text{Factor de planta térmico} = 0.35 \times (0.998) = 0.3493 \text{ en el primer año (2011)}$$

$$\text{Factor de planta térmico} = 0.3493 \times (0.998) = 0.3486 \text{ para el año 2012}$$

$$\text{Factor de planta térmico} = 0.3486 \times (0.998) = 0.3479 \text{ para el año 2013}$$

Generación KWht (Kilowatt-hora-térmicos): Se toman en cuenta los siguientes términos para realizar los cálculos.

$$(\text{consumo térmico}) \times (\text{factor de planta térmico}) \times (\text{horas de operación}) \dots\dots\dots Ec. 4.6$$

$$11,471.5\ KWt \times 0.3493 \times 8,760 \frac{\text{horas}}{\text{Año}} = 4,502,596\ KWht \text{ en el primer año 2011}$$

$$11,471.5\ KWt \times 0.3486 \times 8,760 \frac{\text{horas}}{\text{Año}} = 4,493,591\ KWht \text{ para el año 2012}$$

$$11,471.5\ KWt \times 0.3479 \times 8,760 \frac{\text{horas}}{\text{Año}} = 4,484,603\ KWht \text{ para el año 2013}$$

Costo de combustible: Se consideran los siguientes factores para los cálculos y de acuerdo a los incrementos que presenta el gasóleo la tendencia es en aumento.

$$\text{Costo de combustible} = \left( \frac{\text{Generación KWht}}{9.89 \frac{KW}{CC}} \right) \times \left( \frac{\text{consumo}}{\text{en calderas}} \right) \times (\text{precio gasóleo}) \dots\dots\dots Ec. 4.7$$

Para el primer año 2011:

$$\left( \frac{4,502,596\ KWht}{9.89 \frac{KW}{CC}} \right) \times \left( 1.082 \frac{1}{hCC} \right) \times (\$ 4.57) = \$ 2,252,756$$

Costo operación y mantenimiento térmico (O&M): Se determina tomando en cuenta solo el 2 % del total del costo del combustible por lo que:

$$O\&M = 0.02 \times (\text{costo de combustible}) \dots\dots\dots Ec. 4.8$$

Para el año 2011.

$$O\&M = 0.02 \times (\$ 2,252,756) = \$ 45,055$$

Factor de demanda eléctrico: Con un índice de 1.002 en el primer año se tiene:

Para el primer año 2011

$$\begin{aligned} \text{Factor de demanda} &= \text{Factor de demanda eléctrico} \times (1.002) \dots\dots\dots \text{Ec. 4.9} \\ \text{Factor de demanda} &= 0.8 \times (1.002) = 0.802 \end{aligned}$$

$$\text{Factor de demanda} = 0.802 \times (1.002) = 0.803 \text{ para el año 2012}$$

$$\text{Factor de demanda} = 0.803 \times (1.002) = 0.805 \text{ para el año 2013}$$

Consumo eléctrico (KWhe)(Kilowatt-hora-eléctricos): para este cálculo se utilizan los siguientes términos, Capacidad eléctrica (Cap.Elec.), Factor de demanda eléctrico (fde) y Horas de consumo factor planta (Hfp); por lo que se tiene para el primer año :

$$\text{Consumo eléctrico} = \text{Cap.Elec.} \times \text{fde} \times \text{Hfp} \dots\dots\dots \text{Ec. 4.10}$$

$$\text{Consumo eléctrico} = (82.9 \text{ KW}) \times (0.802) \times \left(8,760 \frac{\text{horas}}{\text{año}}\right) = 582,125 \text{ kWhe}$$

Para el año 2012:

$$\text{Consumo eléctrico} = (82.9 \text{ KW}) \times (0.803) \times \left(8,760 \frac{\text{horas}}{\text{año}}\right) = 583,289 \text{ kWhe}$$

Para el año 2013:

$$\text{Consumo eléctrico} = (82.9 \text{ KW}) \times (0.805) \times \left(8,760 \frac{\text{horas}}{\text{año}}\right) = 584,456 \text{ kWhe}$$

Costo factura eléctrica: Para este cálculo se consideran los siguientes términos.

$$\text{Costo} = \text{consumo eléctrico} \times \text{precio medio tarifa eléctrica} \dots\dots\dots \text{Ec. 4.11}$$

Para el primer año 2011

$$\text{Costo 2011} = (582,125 \text{ kWhe}) \times (\$ 0.92) = \$ 535,555$$

$$\text{Costo 2012} = (582,125 \text{ kWhe}) \times (\$ 0.95) = \$ 552,725 \text{ para el año 2012}$$

$$\text{Costo 2013} = (582,125 \text{ kWhe}) \times (\$ 0.98) = \$ 570.445 \text{ para el año 2013}$$

Costo total convencional: Por último para este cálculo se toman en cuenta los siguientes términos.

$$\text{Costo total} = \text{Costo combustible} \times \text{Costo factura eléctrica} \times \text{Costo OM} \dots\dots\dots \text{Ec. 4.12}$$

Para el primer año 2011

$$\text{Costo total 2011} = (\$ 2,252,756) \times (\$ 535,555) \times (\$ 45,055) = \$ 2,833,366$$

Para el año 2012

$$\text{Costo total 2012} = (\$ 2,315,698) \times (\$ 552,725) \times (\$ 46,314) = \$ 2,914,737$$

Para el año 2013

$$\text{Costo total 2013} = (\$ 2,380,398) \times (\$ 570,445) \times (\$ 47,608) = \$ 2,998,452$$

En resumen se tiene:

**Tabla 4.3: Resumen de cálculos del sistema convencional parte 1**

<b>SISTEMA CONVENCIONAL</b>							
N°	Año	Precio medio \$/KWh	Precio combustible	Generación KWh	Factor planta térmico	Costo combustible	Costo O&M térmico
1	2011	\$ 0.92	\$ 4.57	4502595.762	0.3493	\$ 2,252,755.83	\$ 45,055.12
2	2012	\$ 0.95	\$ 4.71	4493590.57	0.3486014	\$ 2,315,697.83	\$ 46,313.96
3	2013	\$ 0.98	\$ 4.85	4484603.389	0.347904197	\$ 2,380,398.42	\$ 47,607.97
4	2014	\$ 1.01	\$ 5.00	4475634.183	0.347208389	\$ 2,446,906.76	\$ 48,938.14
5	2015	\$ 1.04	\$ 5.15	4466682.914	0.346513972	\$ 2,515,273.33	\$ 50,305.47
6	2016	\$ 1.07	\$ 5.30	4457749.548	0.345820944	\$ 2,585,550.07	\$ 51,711.00
7	2017	\$ 1.10	\$ 5.46	4448834.049	0.345129302	\$ 2,657,790.34	\$ 53,155.81
8	2018	\$ 1.13	\$ 5.62	4439936.381	0.344439044	\$ 2,732,049.00	\$ 54,640.98
9	2019	\$ 1.17	\$ 5.79	4431056.508	0.343750166	\$ 2,808,382.45	\$ 56,167.65
10	2020	\$ 1.20	\$ 5.97	4422194.395	0.343062665	\$ 2,886,848.65	\$ 57,736.97
11	2021	\$ 1.24	\$ 6.15	4413350.007	0.34237654	\$ 2,967,507.21	\$ 59,350.14
12	2022	\$ 1.27	\$ 6.33	4404523.307	0.341691787	\$ 3,050,419.36	\$ 61,008.39
13	2023	\$ 1.31	\$ 6.52	4395714.26	0.341008403	\$ 3,135,648.07	\$ 62,712.96
14	2024	\$ 1.35	\$ 6.72	4386922.831	0.340326386	\$ 3,223,258.08	\$ 64,465.16
15	2025	\$ 1.39	\$ 6.92	4378148.986	0.339645734	\$ 3,313,315.91	\$ 66,266.32
16	2026	\$ 1.43	\$ 7.12	4369392.688	0.338966442	\$ 3,405,889.96	\$ 68,117.80
17	2027	\$ 1.48	\$ 7.34	4360653.902	0.338288509	\$ 3,501,050.52	\$ 70,021.01
18	2028	\$ 1.52	\$ 7.56	4351932.595	0.337611932	\$ 3,598,869.88	\$ 71,977.40
19	2029	\$ 1.57	\$ 7.79	4343228.729	0.336936708	\$ 3,699,422.30	\$ 73,988.45
20	2030	\$ 1.61	\$ 8.02	4334542.272	0.336262835	\$ 3,802,784.16	\$ 76,055.68

Fuente. Elaboración propia

**Tabla 4.4: Resumen de cálculos del sistema convencional parte 2**

<b>SISTEMA CONVENCIONAL</b>					
N°	Año	Consumo KWh	Factor de demanda	Costo Fact. Eléc.	Costo total convencional
1	2011	582125.1264	0.8016	\$ 535,555.12	\$ 2,833,366.06
2	2012	583289.3767	0.8032032	\$ 552,725.01	\$ 2,914,736.80
3	2013	584455.9554	0.80480961	\$ 570,445.38	\$ 2,998,451.77
4	2014	585624.8673	0.80641923	\$ 588,733.86	\$ 3,084,578.75
5	2015	586796.1171	0.80803206	\$ 607,608.66	\$ 3,173,187.46
6	2016	587969.7093	0.80964813	\$ 627,088.60	\$ 3,264,349.67
7	2017	589145.6487	0.81126742	\$ 647,193.06	\$ 3,358,139.20
8	2018	590323.94	0.81288996	\$ 667,942.07	\$ 3,454,632.05
9	2019	591504.5879	0.81451574	\$ 689,356.29	\$ 3,553,906.39
10	2020	592687.5971	0.81614477	\$ 711,457.05	\$ 3,656,042.68
11	2021	593872.9723	0.81777706	\$ 734,266.37	\$ 3,761,123.72
12	2022	595060.7182	0.81941261	\$ 757,806.95	\$ 3,869,234.69
13	2023	596250.8396	0.82105144	\$ 782,102.24	\$ 3,980,463.27
14	2024	597443.3413	0.82269354	\$ 807,176.43	\$ 4,094,899.68
15	2025	598638.228	0.82433893	\$ 833,054.51	\$ 4,212,636.74
16	2026	599835.5045	0.82598761	\$ 859,762.24	\$ 4,333,769.99
17	2027	601035.1755	0.82763958	\$ 887,326.21	\$ 4,458,397.75
18	2028	602237.2458	0.82929486	\$ 915,773.89	\$ 4,586,621.17
19	2029	603441.7203	0.83095345	\$ 945,133.60	\$ 4,718,544.35
20	2030	604648.6037	0.83261536	\$ 975,434.59	\$ 4,854,274.43

Fuente: elaboración propia

**Tabla 4.5: Inversión total**

inversión sistema energético						
capacidad térmica	150 CC	\$	484.20	dol/CC		
		\$	72,630.00	dol		
			12 meses	\$	871,560.00	inversión

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 4.6: Costos de Adquisición e instalación de calderas TH 150 psi.**

CC	Caldera promedio	Equipo auxiliar	Equipo sistema	Total instalación	total sistema	U\$/CC instalación
20	\$15,834	\$6,041	\$17,500	\$5,622	\$23,122	\$1,156.10
40	\$21,719	\$6,992	\$22,969	\$7,231	\$30,200	\$755.00
60	\$28,657	\$8,788	\$29,956	\$9,212	\$39,168	\$652.80
80	\$41,694	\$9,856	\$41,240	\$12,321	\$53,561	\$669.50
100	\$44,940	\$10,617	\$44,445	\$13,065	\$57,510	\$575.10
125	\$52,753	\$11,832	\$51,668	\$14,855	\$66,522	\$532.20
150	\$58,215	\$12,618	\$56,667	\$15,971	\$72,637	\$484.20
200	\$65,321	\$13,474	\$63,036	\$17,380	\$80,417	\$402.10
250	\$78,760	\$17,388	\$76,919	\$20,607	\$97,526	\$390.10
300	\$92,242	\$18,792	\$88,827	\$23,181	\$112,008	\$373.40
350	\$96,522	\$19,599	\$92,897	\$23,732	\$116,629	\$333.20
400	\$107,495	\$22,368	\$103,890	\$25,853	\$129,743	\$324.40
500	\$121,199	\$26,311	\$118,008	\$28,555	\$146,563	\$293.10
600	\$135,177	\$29,067	\$131,396	\$30,925	\$162,321	\$270.50
700	\$146,910	\$32,186	\$143,277	\$32,809	\$176,086	\$251.60
800	\$152,648	\$34,815	\$149,970	\$33,462	\$183,432	\$229.30

Fuente: Thermol energía sistemas y equipos

De los cálculos anteriores y tomando en cuenta la tabla 4.6, se contempla una inversión del sistema energético donde se considera una caldera de capacidad 150 CC (Caballo de caldera), resultando que el costo es 484 dólares/CC

$$Inversión = \left(484 \frac{dol}{CC}\right) \times (150 CC) = \$ 72,630$$

La inversión total y tomando en cuenta el año (12 meses) es:

$$Inversión total = (\$72,630) \times (12 meses) = \$ 871,560$$

### Esquema CHP con turbina de gas syngas aire

Tomando en cuenta los siguientes datos:

- Capacidad bruta = 543.2 KW
- Capacidad neta = 488.7 KW
- Excedente eléctrico= 405.8 KW
- Consumo de combustible= 1934.4 KW
- Flujo de biomasa a gasificador = 0.1235 KG/S
- Demanda térmica = 150 CC
- Demanda eléctrica = 82.9 KW
- Factor de planta térmico= 0.35

Horas de operación con factor planta

$$24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \times 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 8,760 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.13}$$

Factor de demanda eléctrico = 0.8

Horas de consumo con factor de demanda

$$24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \times 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} = 8,760 \frac{\text{horas}}{\text{año}}$$

Consumo térmico: 150 CC (capacidad térmica)

Datos: 9.81 KW/CC

1 CC = 15.65 kg/h

Para obtener Kilowatt-térmicos se tiene:

$$150 \text{ CC} \times 9.81 \frac{\text{KW}}{\text{CC}} = 1,471.5 \text{ KWt}$$

Producción vapor real:

$$150 \text{ CC} \times \frac{15.66 \text{ KG/H}}{1 \text{ CC}} = 2,349 \text{ kg/h}$$

Demanda térmica:

$$\frac{1,471.5 \text{ KWt}}{1000} = 1.47 \text{ MWt}$$

Demanda eléctrica:

$$\frac{82.9 \text{ KWe}}{1000} = 0.0829 \text{ MWe}$$

Haciendo referencia a la tabla xxx se considera el combustible oil 4, por lo que se tiene:

$$\text{Oil 4} = (0.8)(5 + 0.2)(2.2) = 4.44$$

Precio a la transferencia \$/KWh: Para poder realizar los cálculos se necesitan considerar los siguientes términos:

Precio tarifa media eléctrica = 0.92 \$/KWh

Factor de demanda eléctrica = 0.8

$$\text{Precio transferencia} = (\text{Precio tarifa eléct.}) \times (0.6) \times \text{Factor de demanda eléct.} \dots \dots \text{Ec. 4.14}$$

Para el primer año 2011

$$\text{Precio año 2011} = (0.92) \times (0.6) \times (0.8) = 0.44$$

Para los siguientes años se considera un incremento del 1.03, por lo que se tiene:

$$\text{Precio año 2012} = (0.44) \times (1.03) = 0.45$$

$$\text{Precio año 2013} = (0.45) \times (1.03) = 0.47$$

Precio del residuo: Se considera como valor inicial \$ 0.08, pero también se toma en cuenta el aumento de 1.03 por año

$$\text{Precio del residuo 2011} = \frac{80}{1000} = \$ 0.08$$

$$\text{Precio del residuo 2012} = (0.08) \times (1.03) = \$ 0.08$$

De lo anterior se puede observar un cambio en el precio hasta considerar el año 2014 con un incremento de \$ 0.09

Factor de planta eléctrico: Se considera el factor de demanda eléctrico = 0.86 con otro factor de 0.998 por año, por lo que se tiene.

$$\text{Factor de planta eléctrico} = \text{Factor de demanda eléctrico} \times (0.998) \dots \dots \dots \text{Ec. 4.15}$$

Para el primer año 2011

$$\begin{aligned} \text{Factor de planta eléctrico 2011} &= (0.86) \times (0.998) = 0.858 \\ \text{Factor de planta eléctrico 2012} &= (0.858) \times (0.998) = 0.857 \\ \text{Factor de planta eléctrico 2013} &= (0.857) \times (0.998) = 0.855 \end{aligned}$$

Generación eléctrica KWhe: Se toman en cuenta los siguientes conceptos, el único factor que cambia con los años es el Factor de planta eléctrico, por lo que se tiene.

Capacidad neta = 488.7 KW  
 Factor de planta eléctrico = 0.858  
 Horas de operación con factor de planta = 8,760 h/año

Para el primer año 2011

$$\text{Generación eléctrica 2011} = \text{cap. neta.} \times \text{factor de planta} \times \text{horas op} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.16}$$

$$\begin{aligned} \text{Gen. eléc. 2011} &= (488.7 \text{ KW}) \times (0.858) \times \left(8760 \frac{\text{h}}{\text{año}}\right) = 3,674,307 \text{ KWhe} \\ \text{Gen. eléc. 2012} &= (488.7 \text{ KW}) \times (0.857) \times \left(8760 \frac{\text{h}}{\text{año}}\right) = 3,666,958 \text{ KWhe} \\ \text{Gen. eléc. 2013} &= (488.7 \text{ KW}) \times (0.855) \times \left(8760 \frac{\text{h}}{\text{año}}\right) = 3,659,624 \text{ KWhe} \end{aligned}$$

Costo del combustible: Se consideran los siguientes conceptos.

Flujo de biomasa a gasificador = 0.1235 kg/s  
 Horas de operación con factor de planta = 8,760 h/año  
 Factor de planta eléctrico = 0.858  
 Precio a la transferencia = 0.44 \$/KWh

Por lo que s tiene:

$$\text{Costo 2011} = \text{Flujo biomasa} \times \text{Horas op. f. p.} \times \text{f. p. eléc.} \times \text{precio} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.17}$$

$$\begin{aligned} \text{Costo 2011} &= \left(0.1235 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) (3600 \text{ s}) \left(8760 \frac{\text{h}}{\text{año}}\right) (0.858) \left(0.44 \frac{\text{S}}{\text{KWh}}\right) = \$ 267,419 \\ \text{Costo 2012} &= \left(0.1235 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) (3600 \text{ s}) \left(8760 \frac{\text{h}}{\text{año}}\right) (0.857) \left(0.45 \frac{\text{S}}{\text{KWh}}\right) = \$ 274,891 \end{aligned}$$

$$\text{Costo 2013} = \left(0.1235 \frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) (3600 \text{ s}) \left(8760 \frac{\text{h}}{\text{año}}\right) (0.855) \left(0.47 \frac{\text{S}}{\text{KWh}}\right) = \$ 282,571$$

Costo de operación y mantenimiento O&M eléctrico: Se considera en un principio el 45 % del costo del combustible, lo que da un factor de 0.045

Para el primer año 2011

$$\begin{aligned} \text{O\&M} &= \text{Factor} \times \text{costo del combustible por año} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.18} \\ \text{O\&M 2011} &= (0.045) \times (\$ 267,419) = \$ 12,034 \\ \text{O\&M 2012} &= (0.045) \times (\$ 274,891) = \$ 12,370 \\ \text{O\&M 2013} &= (0.045) \times (\$ 282,571) = \$ 12,716 \end{aligned}$$

Factor de demanda eléctrico: Se conoce el Factor de demanda eléctrico = 0.86 y considerando incrementos anuales de 1.002, se tiene.

Para el primer año 2011

$$\begin{aligned} \text{factor de demanda 2011} &= \text{factor demanda eléctrico} \times 1.002 \dots \dots \dots \text{Ec. 4.19} \\ \text{factor de demanda 2011} &= (0.86) \times (1.002) = 0.862 \\ \text{factor de demanda 2012} &= (0.862) \times (1.002) = 0.863 \\ \text{factor de demanda 2013} &= (0.863) \times (1.002) = 0.865 \end{aligned}$$

Consumo eléctrico KWhe: Para este cálculo se consideran los siguientes datos.

Demanda eléctrica = 82.9 KW

Factor de demanda eléctrico por año = 0.862

Horas de consumo con factor de demanda = 8,760 h/año

$$\begin{aligned} \text{Consumo} &= \text{demanda eléctrica} \times \text{factor de demanda} \times \text{horas de consumo} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.20} \\ \text{Consumo 2011} &= (82.9 \text{ KW}) \times (0.862) \times \left(8760 \frac{\text{h}}{\text{año}}\right) = 625,785 \text{ KWhe} \\ \text{Consumo 2012} &= (82.9 \text{ KW}) \times (0.863) \times \left(8760 \frac{\text{h}}{\text{año}}\right) = 627,036 \text{ KWhe} \\ \text{Consumo 2013} &= (82.9 \text{ KW}) \times (0.865) \times \left(8760 \frac{\text{h}}{\text{año}}\right) = 628,290 \text{ KWhe} \end{aligned}$$

Excedente eléctrico: Se determina mediante los siguientes conceptos.

Generación eléctrica = 3,674,307 KWhe

Consumo eléctrico = 625,785 KWhe

$$\begin{aligned} \text{Excedente eléctrico} &= \text{Generación eléctrica} - \text{Consumo eléctrico} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.21} \\ \text{Exc. eléc. 2011} &= (3,674,307 \text{ KWhe}) - (625,785 \text{ KWhe}) = 3,048,522.47 \text{ KWhe} \\ \text{Exc. eléc. 2012} &= (3,666,958 \text{ KWhe}) - (627,036 \text{ KWhe}) = 3,039,922.29 \text{ KWhe} \\ \text{Exc. eléc. 2013} &= (3,659,624 \text{ KWhe}) - (628,290 \text{ KWhe}) = 3,031,334.30 \text{ KWhe} \end{aligned}$$

Ingreso por venta de excedentes: estos ingresos se calculan por medio de los siguientes conceptos:

Excedente eléctrico = \$ 3,048,522.47  
 Precio a la transferencia = 0.44 \$/KWh

$$\begin{aligned} \text{Ingreso por venta} &= \text{Excedente eléctrico} \times \text{precio} \\ \text{Ingreso por venta 2011} &= (3,048,522.47 \text{ KWhe}) \times \left(0.44 \frac{\$}{\text{KWh}}\right) = \$ 1,346,228 \\ \text{Ingreso por venta 2012} &= (\$ 3,039,922.29 \text{ KWhe}) \times \left(0.45 \frac{\$}{\text{KWh}}\right) = \$ 1,382,703 \\ \text{Ingreso por venta 2013} &= (\$ 3,031,334.30 \text{ KWhe}) \times \left(0.47 \frac{\$}{\text{KWh}}\right) = \$ 1,420,160 \end{aligned}$$

Ingreso total CHP: Se determina por la diferencia que existe entre lo conceptos siguientes.

Ingreso por venta de excedentes = \$ 1,346,228  
 Costo de combustible = \$ 267,419  
 Costo O&M = \$ 12,034

$$\begin{aligned} \text{Ingreso CHP} &= \text{Ingreso venta} - \text{costo combustible} - \text{costo O\&M} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.22} \\ \text{Ingreso CHP 2011} &= (\$ 1,346,228) - (\$ 267,419) - (\$ 12,034) = \$ 1,066,774 \\ \text{Ingreso CHP 2012} &= (\$ 1,382,703) - (\$ 274,891) - (\$ 12,370) = \$ 1,095,442 \\ \text{Ingreso CHP 2013} &= (\$ 1,420,160) - (\$ 282,571) - (\$ 12,716) = \$ 1,124,873 \end{aligned}$$

Ahorro convencional vs CHP. Se obtiene de la suma de los siguientes conceptos

Costo total convencional por año  
 Ingreso total CHP por año

$$\begin{aligned} \text{Ahorro} &= \text{Costo conv.} + \text{ingreso total CHP} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.23} \\ \text{Ahorro 2011} &= (\$ 2,833,366) + \$ 1,066,774 = \$ 3,900,141 \\ \text{Ahorro 2012} &= (\$ 2,914,737) + \$ 1,095,442 = \$ 4,010,178 \\ \text{Ahorro 2013} &= (\$ 2,998,452) + \$ 1,124,873 = \$ 4,123,125 \end{aligned}$$

De lo cálculos anteriores se considera una Inversión en el sistema energético en base CHP TG 544 KW y gasificador, con un costo por KW = 1300 Dol/KW y si la Capacidad bruta = 543.2 KW

$$\left(1300 \frac{\text{Dol.}}{\text{KW}}\right) (543.2 \text{ KW}) = 706,160 \text{ Dol.}$$

Por lo que la inversión total y considerando el transcurso del año (12 meses) se tiene

$$\text{Inversión total} = (\$ 706,160)(12 \text{ meses}) = \$ 8,473,920$$

Moneda corriente económico solo CHP.

De la inversión inicial y el resultado neto anual se tiene:

$$\begin{aligned} \text{Flujo neto 2011} &= (-\$8,473,920) + (\$1,066,774) = -\$ 7,407,146 \\ \text{Flujo neto 2012} &= (-\$7,407,146) + (\$1,095,442) = -\$ 6,311,704 \end{aligned}$$

**Tabla 4.7: Resultados obtenidos del sistema CHP + convencional parte 1**

<b>SISTEMA CHP + CONVENCIONAL</b>								
N°	Año	Precio \$/KWh	Precio residuo	Generación KWh	Factor planta eléctrico	Costo combustible	Costo O&M eléctrico	Consumo KWh
1	2011	\$ 0.44	\$ 0.08	3674306.98	0.85928	\$ 267,419.17	\$ 12,033.86	625784.5109
2	2012	\$ 0.45	\$ 0.08	3666958.37	0.85656344	\$ 274,890.87	\$ 12,370.09	627036.0799
3	2013	\$ 0.47	\$ 0.08	3659624.45	0.854850313	\$ 282,571.32	\$ 12,715.71	628290.1521
4	2014	\$ 0.48	\$ 0.09	3652305.2	0.853140612	\$ 290,466.36	\$ 13,070.99	629546.7324
5	2015	\$ 0.50	\$ 0.09	3645000.59	0.851434331	\$ 298,581.99	\$ 13,436.19	630805.8258
6	2016	\$ 0.51	\$ 0.09	3637710.59	0.849731463	\$ 306,924.37	\$ 13,811.60	632067.4375
7	2017	\$ 0.53	\$ 0.10	3630435.17	0.848032	\$ 315,499.84	\$ 14,197.49	633331.5724
8	2018	\$ 0.54	\$ 0.10	3623174.3	0.846335936	\$ 324,314.90	\$ 14,594.17	634598.2355
9	2019	\$ 0.56	\$ 0.10	3615927.95	0.844643264	\$ 333,376.26	\$ 15,001.93	635867.432
10	2020	\$ 0.58	\$ 0.10	3608696.09	0.842953977	\$ 342,690.79	\$ 15,421.09	637139.1668
11	2021	\$ 0.59	\$ 0.11	3601478.7	0.841268069	\$ 352,265.57	\$ 15,851.95	638413.4452
12	2022	\$ 0.61	\$ 0.11	3594275.74	0.839585533	\$ 362,107.88	\$ 16,294.85	639690.2721
13	2023	\$ 0.63	\$ 0.11	3587087.19	0.837906362	\$ 372,225.17	\$ 16,750.13	640969.6526
14	2024	\$ 0.65	\$ 0.12	3579913.02	0.836230549	\$ 382,625.14	\$ 17,218.13	642251.5919
15	2025	\$ 0.67	\$ 0.12	3572753.19	0.834558088	\$ 393,315.69	\$ 17,699.21	643536.0951
16	2026	\$ 0.69	\$ 0.12	3565607.68	0.832888972	\$ 404,304.93	\$ 18,193.72	644823.1673
17	2027	\$ 0.71	\$ 0.13	3558476.47	0.831223194	\$ 415,601.21	\$ 18,702.05	646112.8136
18	2028	\$ 0.73	\$ 0.13	3551359.52	0.829560748	\$ 427,213.10	\$ 19,224.59	647405.0392
19	2029	\$ 0.75	\$ 0.14	3544256.8	0.827901626	\$ 439,149.44	\$ 19,761.72	648699.8493
20	2030	\$ 0.77	\$ 0.14	3537168.28	0.826245823	\$ 451,419.27	\$ 20,313.87	649997.249

Fuente. Elaboración propia

**Tabla 4.8: Resultados obtenidos del sistema CHP + convencional parte 2**

<b>SISTEMA CHP + CONVENCIONAL</b>							
N°	Año	Factor de demanda	Excedente eléctrico	Ingreso venta excedentes	Ingreso total CHP	Costo total convencional	Ahorro Conv. vs CHP
1	2011	0.86172	3048522.47	\$ 1,346,227.52	\$ 1,066,774.48	\$ 2,833,366.06	\$ 3,900,140.55
2	2012	0.86344344	3039922.29	\$ 1,382,702.57	\$ 1,095,441.62	\$ 2,914,736.80	\$ 4,010,178.41
3	2013	0.86517033	3031334.3	\$ 1,420,160.23	\$ 1,124,873.21	\$ 2,998,451.77	\$ 4,123,324.98
4	2014	0.86690067	3022758.47	\$ 1,458,626.79	\$ 1,155,089.44	\$ 3,084,578.75	\$ 4,239,668.19
5	2015	0.86863447	3014194.76	\$ 1,498,129.22	\$ 1,186,111.04	\$ 3,173,187.46	\$ 4,359,298.50
6	2016	0.87037174	3005643.15	\$ 1,538,695.22	\$ 1,217,959.26	\$ 3,264,349.67	\$ 4,482,308.92
7	2017	0.87211248	2997103.59	\$ 1,580,353.23	\$ 1,250,655.90	\$ 3,358,139.20	\$ 4,608,795.10
8	2018	0.87385671	2988576.06	\$ 1,623,132.42	\$ 1,284,223.34	\$ 3,454,632.05	\$ 4,738,855.39
9	2019	0.87560442	2980060.52	\$ 1,667,062.74	\$ 1,318,684.55	\$ 3,553,906.39	\$ 4,872,590.94
10	2020	0.87735563	2971556.93	\$ 1,712,174.96	\$ 1,354,063.08	\$ 3,656,042.68	\$ 5,010,105.76
11	2021	0.87911034	2963065.25	\$ 1,758,500.63	\$ 1,390,393.10	\$ 3,761,123.72	\$ 5,151,506.82
12	2022	0.88086856	2954585.47	\$ 1,806,072.14	\$ 1,427,669.41	\$ 3,869,234.69	\$ 5,296,904.10
13	2023	0.8826303	2946117.54	\$ 1,854,922.76	\$ 1,465,947.46	\$ 3,980,463.27	\$ 5,446,410.73
14	2024	0.88439556	2937661.42	\$ 1,905,086.62	\$ 1,505,243.35	\$ 4,094,899.68	\$ 5,600,143.02
15	2025	0.88616435	2929217.1	\$ 1,956,598.75	\$ 1,545,583.85	\$ 4,212,636.74	\$ 5,758,220.59
16	2026	0.88793668	2920784.52	\$ 2,009,495.11	\$ 1,586,996.46	\$ 4,333,769.99	\$ 5,920,766.45
17	2027	0.88971255	2912363.66	\$ 2,063,812.61	\$ 1,629,509.35	\$ 4,458,397.75	\$ 6,087,907.10
18	2028	0.89149198	2903954.48	\$ 2,119,589.15	\$ 1,673,151.46	\$ 4,586,621.17	\$ 6,259,772.63
19	2029	0.89327496	2895556.95	\$ 2,176,863.61	\$ 1,717,952.45	\$ 4,718,544.35	\$ 6,436,496.80
20	2030	0.89506151	2887171.03	\$ 2,235,675.90	\$ 1,763,942.76	\$ 4,854,274.43	\$ 6,618,217.19

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 4.9: Inversión total**

inversión sistema energético			
CHP TG 544 KW y gasificador	\$	1,300.00 dol/KW	
capacidad bruta		543.2 KW	
	\$	706,160.00 dol	
		12 meses	\$ 8,473,920.00 inversión

**Fuente: Elaboración propia**

Esquema financiero

Tasa de interés del financiamiento = 6.10 %

Apalancamiento al 80 %

$$Pago = (\$8,473,920) * 80 \% = \$ 6,779,136$$

Los pagos se dividen en 6 cantidades iguales de: \$1,382,957 (pago fijo anual por 6 años)

El saldo por año se obtiene de:

$$Saldo\ 2011 = pago\ general + intereses\ 2011 - pago\ anual\ fijo\ 1 \dots\dots\dots Ec.\ 4.24$$

$$Saldo\ 2011 = \$6,779,136 + \$413,527 - \$1,382,957 = \$5,809,706$$

$$Saldo\ 2012 = saldo2011 + intereses\ 2012 - pago\ anual\ fijo\ 2$$

$$Saldo\ 2012 = \$5,809,706 + \$354,392 - \$1,382,957 = \$4,781,141$$

Amortización

$$Amortización\ 2011 = pago\ anual\ fijo\ 1 - intereses\ 2011 \dots\dots\dots Ec.\ 4.25$$

$$Amortización\ 2011 = \$1,382,957 - \$413,527 = \$969,430$$

$$Amortización\ 2012 = \$1,382,957 - \$354,392 = \$1,028,565$$

**Tabla 4.10 Resultados de la inversión**

ESQUEMA FINANCIERO					
Tasa de interés del financiamiento			0.061		6 pagos iguales (anuales)
apalancamiento			0.8		
inversión inicial			\$ 8,473,920.00		\$ 6,779,136.00 inversión (préstamo del banco)
					\$ 1,694,784.00 inversión personal
durante la construcción					
intereses	amortización	pagos		saldo	
\$ 413,527.30	\$ -969,430.08	\$ -1,382,957.38	\$ -1,382,957.38	\$ 5,809,705.92	
\$ 354,392.06	\$ -1,028,565.32	\$ -1,382,957.38	\$ -1,382,957.38	\$ 4,781,140.60	
\$ 291,649.58	\$ -1,091,307.80	\$ -1,382,957.38	\$ -1,382,957.38	\$ 3,689,832.80	
\$ 225,079.80	\$ -1,157,877.58	\$ -1,382,957.38	\$ -1,382,957.38	\$ 2,531,955.22	
\$ 154,449.27	\$ -1,228,508.11	\$ -1,382,957.38	\$ -1,382,957.38	\$ 1,303,447.11	
\$ 79,510.27	\$ -1,303,447.11	\$ -1,382,957.38	\$ -1,382,957.38	\$ -	
	\$ -6,779,136.00	\$ -8,297,744.28			
		\$ 1,518,608.28			CANTIDAD EXTRA QUE SE PAGA AL BANCO
trema	18.00%				

**Fuente: Elaboración propia**

Inversión inicial más intereses durante la construcción más costos de transacción

El flujo neto con pagos fijos se obtiene de:

$$Inversión\ inicial = -\$8,473,920$$

$$\text{Flujo neto 2011} = \text{inv. inicial} + \text{ingreso total 2011} + \text{pago fijo anual 1} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.26}$$

$$\text{Flujo neto 2011} = -\$8,473,920 + 1,066,774 + \$1,382,957 = -\$6,024,188.14$$

$$\text{Flujo neto 2012} = \text{flujo neto 2011} + \text{ing. tot. 2012} + \text{pago fijo anual 2}$$

$$\text{Flujo neto 2012} = -\$6,024,188.14 + 1,095,442 + \$1,382,957 = -\$3,545,789.14$$

Resultado neto anual se obtiene de:

$$\text{Resul. net. 2011} = \text{Ingres. net. 2011} + \text{flujo net. pagos fijos} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.27}$$

$$\text{Resul. net. 2011} = \$1,066,774 + \$1,382,957 = \$2,449,731.86$$

$$\text{Resul. net. 2012} = \$1,095,442 + \$1,382,957 = \$2,478,399$$

Después del año 2016 el ingreso neto anual es igual al resultado neto anual, se debe a que los 6 pagos fijos se cumplen para el año 2016.

**Tabla 4.11: Cálculo con sistema CHP**

<b>SOLO SE TOMA EN CUENTA CHP</b>						
N°	ingreso total CHP		ingreso total CHP	Flujo neto sin pagos fijos	Flujo neto con pagos fijos	Resultado neto anual
		<b>inversión</b>	<b>-\$ 8,473,920.00</b>			<b>-\$ 8,473,920.00</b>
1	\$ 1,066,774.48		\$ 1,066,774.48	-\$ 7,407,145.52	-\$ 8,790,102.89	-\$ 316,182.89
2	\$ 1,095,441.62		\$ 1,095,441.62	-\$ 6,311,703.90	-\$ 9,077,618.66	-\$ 287,515.76
3	\$ 1,124,873.21		\$ 1,124,873.21	-\$ 5,186,830.69	-\$ 9,335,702.83	-\$ 258,084.17
4	\$ 1,155,089.44		\$ 1,155,089.44	-\$ 4,031,741.25	-\$ 9,563,570.77	-\$ 227,867.94
5	\$ 1,186,111.04		\$ 1,186,111.04	-\$ 2,845,630.21	-\$ 9,760,417.11	-\$ 196,846.34
6	\$ 1,217,959.26		\$ 1,217,959.26	-\$ 1,627,670.96	-\$ 9,925,415.23	-\$ 164,998.12
7	\$ 1,250,655.90		\$ 1,250,655.90	-\$ 377,015.06	-\$ 8,674,759.34	\$ 1,250,655.90
8	\$ 1,284,223.34		\$ 1,284,223.34	\$ 907,208.28	-\$ 7,390,535.99	\$ 1,284,223.34
9	\$ 1,318,684.55		\$ 1,318,684.55	\$ 2,225,892.83	-\$ 6,071,851.44	\$ 1,318,684.55
10	\$ 1,354,063.08		\$ 1,354,063.08	\$ 3,579,955.91	-\$ 4,717,788.36	\$ 1,354,063.08
11	\$ 1,390,383.10		\$ 1,390,383.10	\$ 4,970,339.01	-\$ 3,327,405.26	\$ 1,390,383.10
12	\$ 1,427,669.41		\$ 1,427,669.41	\$ 6,398,008.43	-\$ 1,899,735.85	\$ 1,427,669.41
13	\$ 1,465,947.46		\$ 1,465,947.46	\$ 7,863,955.89	-\$ 433,788.39	\$ 1,465,947.46
14	\$ 1,505,243.35		\$ 1,505,243.35	\$ 9,369,199.24	\$ 1,071,454.96	\$ 1,505,243.35
15	\$ 1,545,583.85		\$ 1,545,583.85	\$ 10,914,783.09	\$ 2,617,038.81	\$ 1,545,583.85
16	\$ 1,586,996.46		\$ 1,586,996.46	\$ 12,501,779.55	\$ 4,204,035.27	\$ 1,586,996.46
17	\$ 1,629,509.35		\$ 1,629,509.35	\$ 14,131,288.90	\$ 5,833,544.63	\$ 1,629,509.35
18	\$ 1,673,151.46		\$ 1,673,151.46	\$ 15,804,440.36	\$ 7,506,696.09	\$ 1,673,151.46
19	\$ 1,717,952.45		\$ 1,717,952.45	\$ 17,522,392.81	\$ 9,224,648.54	\$ 1,717,952.45
20	\$ 1,763,942.76		\$ 1,763,942.76	\$ 19,286,335.57	\$ 10,988,591.30	\$ 1,763,942.76
<b>YPN</b>	<b>\$6,533,534.67</b>	<b>YPN</b>	<b>-\$ 1,940,385.33</b>		<b>YPN</b>	<b>\$1,696,499.40</b>

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 4.12. Comparación de los esquemas**

<b>ESQUEMA ECONOMICO</b>		<b>ESQUEMA FINANCIERO</b>	
<b>YPN</b>	<b>-\$ 1,940,385.33</b>	<b>YPN</b>	<b>-\$ 6,779,136.00</b>
<b>AE</b>	<b>-\$362,502.75</b>	<b>AE</b>	<b>-\$1,266,478.06</b>
<b>BC</b>	<b>0.771016799</b>	<b>BC</b>	<b>0.200202433</b>
<b>TIR</b>	<b>13.61%</b>	<b>TIR</b>	<b>5.88%</b>
<b>TIRM</b>	<b>16.48%</b>	<b>TIRM</b>	<b>10.47%</b>
<b>PR simple</b>	<b>7.293574371</b>	<b>PR simple</b>	<b>13.28818489</b>

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 4.13: calculo con sistema CHP + sistema convencional**

SE TOMA EN CUENTA EL SISTEMA CHP + EL CONVENCIONAL								
N°	Ingreso CHP + costo convencional = ahorro			inversión	AHORRO Conv. Vs CHP	Flujo neto sin pagos fijos	Flujo neto con pagos fijos	resultado neto anual
	ingreso total CHP	Costo total convencional	Ahorro Conv. vs CHP					
					-\$ 8,473,920.00			-\$ 8,473,920.00
1	\$ 1,066,774.48	\$ 2,833,366.06	\$ 3,900,140.55		\$ 3,900,140.55	-\$ 4,573,779.45	-\$ 5,956,736.83	\$ 2,517,183.17
2	\$ 1,095,441.62	\$ 2,914,736.80	\$ 4,010,178.41		\$ 4,010,178.41	-\$ 563,601.04	-\$ 3,329,515.80	\$ 2,627,221.03
3	\$ 1,124,873.21	\$ 2,998,451.77	\$ 4,123,324.98		\$ 4,123,324.98	\$ 3,559,723.94	-\$ 589,148.20	\$ 2,740,367.60
4	\$ 1,155,089.44	\$ 3,084,578.75	\$ 4,239,668.19		\$ 4,239,668.19	\$ 7,799,392.13	\$ 2,267,562.61	\$ 2,856,710.81
5	\$ 1,186,111.04	\$ 3,173,187.46	\$ 4,359,298.50		\$ 4,359,298.50	\$ 12,158,690.63	\$ 5,243,903.73	\$ 2,976,341.12
6	\$ 1,217,959.26	\$ 3,264,349.67	\$ 4,482,308.92		\$ 4,482,308.92	\$ 16,640,999.55	\$ 8,343,255.28	\$ 3,099,351.54
7	\$ 1,250,855.90	\$ 3,358,139.20	\$ 4,608,795.10		\$ 4,608,795.10	\$ 21,249,794.65	\$ 12,952,050.37	\$ 4,608,795.10
8	\$ 1,284,223.34	\$ 3,454,632.05	\$ 4,738,855.39		\$ 4,738,855.39	\$ 25,988,650.04	\$ 17,690,905.76	\$ 4,738,855.39
9	\$ 1,318,684.55	\$ 3,553,906.39	\$ 4,872,590.94		\$ 4,872,590.94	\$ 30,861,240.98	\$ 22,563,496.70	\$ 4,872,590.94
10	\$ 1,354,063.08	\$ 3,656,042.68	\$ 5,010,105.76		\$ 5,010,105.76	\$ 35,871,346.74	\$ 27,573,602.46	\$ 5,010,105.76
11	\$ 1,390,383.10	\$ 3,761,123.72	\$ 5,151,506.82		\$ 5,151,506.82	\$ 41,022,853.55	\$ 32,725,109.28	\$ 5,151,506.82
12	\$ 1,427,669.41	\$ 3,869,234.69	\$ 5,296,904.10		\$ 5,296,904.10	\$ 46,319,757.66	\$ 38,022,013.38	\$ 5,296,904.10
13	\$ 1,466,947.46	\$ 3,980,463.27	\$ 5,446,410.73		\$ 5,446,410.73	\$ 51,766,168.39	\$ 43,468,424.11	\$ 5,446,410.73
14	\$ 1,505,243.35	\$ 4,094,899.68	\$ 5,600,143.02		\$ 5,600,143.02	\$ 57,366,311.41	\$ 49,068,567.13	\$ 5,600,143.02
15	\$ 1,545,583.85	\$ 4,212,636.74	\$ 5,758,220.59		\$ 5,758,220.59	\$ 63,124,532.00	\$ 54,826,787.73	\$ 5,758,220.59
16	\$ 1,586,996.46	\$ 4,333,769.99	\$ 5,920,766.45		\$ 5,920,766.45	\$ 69,045,298.46	\$ 60,747,554.18	\$ 5,920,766.45
17	\$ 1,629,509.35	\$ 4,458,397.75	\$ 6,087,907.10		\$ 6,087,907.10	\$ 75,133,205.56	\$ 66,835,461.28	\$ 6,087,907.10
18	\$ 1,673,151.46	\$ 4,586,621.17	\$ 6,259,772.63		\$ 6,259,772.63	\$ 81,392,978.19	\$ 73,095,233.91	\$ 6,259,772.63
19	\$ 1,717,952.45	\$ 4,718,544.35	\$ 6,436,496.80		\$ 6,436,496.80	\$ 87,829,474.99	\$ 79,531,730.71	\$ 6,436,496.80
20	\$ 1,763,942.76	\$ 4,854,274.43	\$ 6,618,217.19		\$ 6,618,217.19	\$ 94,447,692.18	\$ 86,149,947.90	\$ 6,618,217.19
		<b>VPN</b>	\$ 24,059,189.53	<b>VPN</b>	\$ 15,585,269.53		<b>VPN</b>	\$19,222,154.26

Fuente: Elaboración propia

**Tabla 4.14: Comparación de los esquemas**

ESQUEMA ECONOMICO		ESQUEMA FINANCIERO	
<b>VPN</b>	\$ 15,585,269.53	<b>VPN</b>	\$17,527,370.26
<b>AE</b>	\$ 2,911,639.76	<b>AE</b>	\$ 3,274,462.98
<b>BC</b>	2.839204233	<b>BC</b>	2.268389867
<b>TIR</b>	48.82%	<b>TIR</b>	36.01%
<b>TIRM</b>	24.32%	<b>TIRM</b>	22.93%
<b>PR simple</b>	2.136686059	<b>PR simple</b>	3.206233056

Fuente: Elaboración propia

Contexto solo para CHP

En el análisis de sensibilidad sobre los aspectos económicos se tiene:

Como dato una TREMA del 18 % se tiene que el VPN (Valor Presente Neto) se obtiene a partir de la devolución del valor neto presente de una inversión a partir de una tasa de descuento y una serie de pagos en la vida útil del proyecto.

Resultando un VPN = \$ 6,533,535 y el VPN para el 2011 es:

$$VPN \text{ en } 2011 = VPN + Inversión \text{ inicial} \dots \dots \dots Ec. 28$$

$$VPN \text{ en } 2011 = \$6,533,535 - \$8,473,920 = -\$1,940,385$$

El A/E se obtiene de relacionar el pago de un préstamo basado en pagos y la tasa de interés constante, relacionando la TREMA del 18%, en un total de 20 años de vida del proyecto y el VPN en 2011

$$\frac{A}{E} = -\$362,503$$

La relación beneficio costo se obtiene de la relación entre la inversión inicial y el VPN a 20 años, por lo que:

$$\frac{B}{C} = \frac{\$ 6,533,535}{\$ 8,473,920} = 0.77$$

La tasa interna de retorno (TIR) se obtiene de involucrar la inversión inicial con el resultado neto anual en la vida útil del proyecto, por lo que devuelve la tasa interna de retorno de la inversión para una serie de valores en efectivo.

El TIR = 13.61 %

El TIRM se obtiene de relacionar el resultado neto anual a lo largo de la vida útil del proyecto, la TREMA y la TIR y el concepto es que devuelve la tasa interna de retorno para una serie de flujos en efectivo periódicos, considerando costo de la inversión e interés al volver a invertir el efectivo.

Se obtiene un TIRM del 16.48 %

Los resultados se muestran en la siguiente tabla 4.15:

}

**Tabla 4.15: Evaluación económica solo CHP**

Evaluación económica	
TREMA	18 %
VPN en 2011	-\$ 1,940,385
AE	-\$362,503
B/C	0.77
TIR	13.61%
TIRM	16.48 %
PR simple	7.29

**Fuente: Elaboración propia**

En el análisis de sensibilidad sobre los aspectos financieros se tiene:

Como dato una TREMA del 18 % se tiene que el VPN (Valor Presente Neto) se obtiene a partir de la devolución del valor neto presente de una inversión a partir de una tasa de descuento y una serie de pagos en la vida útil del proyecto.

Resultando un VPN = \$ 11,370,570 y el VPN para el 2011 es:

$$VPN \text{ en } 2011 = VPN + Inversión \text{ inicial} - inversión \text{ inicial} \times \text{apalancamiento} \dots \dots \dots Ec. 29$$

$$VPN \text{ en } 2011 = \$11,370,570 + (\$ 8,473,920 - \$ 6,779,136) = \$ 9,675,785.94$$

El A/E se obtiene de relacionar el pago de un préstamo basado en pagos y la tasa de interés constante, relacionando la TREMA del 18%, en un total de 20 años de vida del proyecto y el VPN en 2011

$$\frac{A}{E} = \$ 1,807,630$$

La relación beneficio costo se obtiene de la relación entre la inversión inicial y el VPN a 20 años, por lo que:

$$\frac{B}{C} = \frac{\$ 11,370,570}{\$ 8,473,920} = 1.34$$

La tasa interna de retorno (TIR) se obtiene de involucrar la inversión inicial con el resultado neto anual en la vida útil del proyecto, por lo que devuelve la tasa interna de retorno de la inversión para una serie de valores en efectivo.

El TIR = 26.06 %

El TIRM se obtiene de relacionar el resultado neto anual a lo largo de la vida útil del proyecto, la TREMA y la TIR y el concepto es que devuelve la tasa interna de retorno para una serie de flujos en efectivo periódicos, considerando costo de la inversión e interés al volver a invertir el efectivo.

Se obtiene un TIRM del 19.75 %

Los resultados se muestran en la siguiente tabla 4.16:

**Tabla 4.16: Evaluación financiera solo CHP**

Evaluación financiera	
TREMA	18 %
VPN en 2011	\$9,675,785.94
AE	\$ 1,807,630
B/C	1.34
TIR	26.06%
TIRM	19.75 %
PR simple	3.41

**Fuente: Elaboración propia**

Contexto para CHP vs convencional

En el análisis de sensibilidad sobre los aspectos económicos se tiene:

Como dato una TREMA del 18 % se tiene que el VPN (Valor Presente Neto) se obtiene a partir de la devolución del valor neto presente de una inversión a partir de una tasa de descuento y una serie de pagos en la vida útil del proyecto.

Resultando un VPN = \$ 24,059,190 y el VPN para el 2011 es:

$$VPN \text{ en } 2011 = VPN + Inversión \text{ inicial} \dots \dots \dots \text{ Ec. } 30$$

$$VPN \text{ en } 2011 = \$24,059,190 - \$ 8,473,920 = \$ 15,585,270$$

El A/E se obtiene de relacionar el pago de un préstamo basado en pagos y la tasa de interés constante, relacionando la TREMA del 18%, en un total de 20 años de vida del proyecto y el VPN en 2011

$$\frac{A}{E} = \$ 2,911,640$$

La relación beneficio costo se obtiene de la relación entre la inversión inicial y el VPN a 20 años, por lo que:

$$\frac{B}{C} = \frac{\$ 24,059,190}{\$ 8,473,920} = 2.84$$

La tasa interna de retorno (TIR) se obtiene de involucrar la inversión inicial con el resultado neto anual en la vida útil del proyecto, por lo que devuelve la tasa interna de retorno de la inversión para una serie de valores en efectivo.

El TIR = 48.82 %

El TIRM se obtiene de relacionar el resultado neto anual a lo largo de la vida útil del proyecto, la TREMA y la TIR y el concepto es que devuelve la tasa interna de retorno para una serie de flujos en efectivo periódicos, considerando costo de la inversión e interés al volver a invertir el efectivo.

Se obtiene un TIRM del 24.32 %

Los resultados se muestran en la siguiente tabla 4.17:

**Tabla 4.17: Evaluación económica CHP + convencional**

Evaluación económica	
TREMA	18 %
VPN en 2011	\$ 15,585,270
AE	\$2,911,640
B/C	2.84
TIR	48.82%
TIRM	24.32 %
PR simple	2.52

**Fuente: Elaboración propia**

En el análisis de sensibilidad sobre los aspectos financieros se tiene:

Como dato una TREMA del 18 % se tiene que el VPN (Valor Presente Neto) se obtiene a partir de la devolución del valor neto presente de una inversión a partir de una tasa de descuento y una serie de pagos en la vida útil del proyecto.

Resultando un VPN = \$ 28,896,225 y el VPN para el 2011 es:

$$\begin{aligned} \text{VPN en 2011} &= \text{VPN} + \text{Inversión inicial} - \text{inversión inicial} \times \text{apalancamiento} \dots \dots \dots \text{Ec. 31} \\ \text{VPN en 2011} &= \$ 28,896,225 - (\$ 8,473,920 - \$ 6,779,136) = \$ 27,201,440.80 \end{aligned}$$

El A/E se obtiene de relacionar el pago de un préstamo basado en pagos y la tasa de interés constante, relacionando la TREMA del 18%, en un total de 20 años de vida del proyecto y el VPN en 2011

$$\frac{A}{E} = \$ 5,081,773$$

La relación beneficio costo se obtiene de la relación entre la inversión inicial y el VPN a 20 años, por lo que:

$$\frac{B}{C} = \frac{\$ 28,896,225}{\$ 8,473,920} = 3.41$$

La tasa interna de retorno (TIR) se obtiene de involucrar la inversión inicial con el resultado neto anual en la vida útil del proyecto, por lo que devuelve la tasa interna de retorno de la inversión para una serie de valores en efectivo.

El TIR = 63.63 %

El TIRM se obtiene de relacionar el resultado neto anual a lo largo de la vida útil del proyecto, la TREMA y la TIR y el concepto es que devuelve la tasa interna de retorno para una serie de flujos en efectivo periódicos, considerando costo de la inversión e interés al volver a invertir el efectivo.

Se obtiene un TIRM del 25.46 %

Los resultados se muestran en la siguiente tabla 4.18:

**Tabla 4.18: Evaluación financiera CHP + convencional**

Evaluación financiera	
TREMA	18 %
VPN en 2011	\$ 27,201,440.80
AE	\$ 5,081,773
B/C	3.41
TIR	63.63%
TIRM	25.46 %
PR simple	1.63

**Fuente: Elaboración propia**

#### **4.3.6 Consideraciones medioambientales del proyecto como MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio)**

En la aplicación de un proyecto en donde se desea aprovechar la biomasa, no se deben dejar pasar todas aquellas consideraciones tanto ambientales como sociales, el propósito es asegurar que las opciones de desarrollo bajo consideración sean ambientalmente adecuadas y sustentables y que toda consecuencia ambiental sea reconocida en el ciclo del proyecto y tomada en cuenta para el diseño del mismo.

##### *Impacto ambiental*

El desarrollo energético implica la realización e múltiples actividades y generación de productos y residuos que impactan sobre el medio ambiente; las emisiones al ambiente resultado de estas actividades afectan al aire, el agua y los suelos, e inciden en el cambio climático (emisión de CO<sub>2</sub> y de otros gases de efecto invernadero).

Es de vital importancia el uso sustentable de los recursos naturales energéticos, incrementar la eficiencia del uso de la energía y la utilización de energías renovables para contribuir a atenuar el impacto de las actividades económicas; así y de acuerdo al plan Nacional de Desarrollo en México, el sector busca proteger, conservar y aprovechar sustentablemente los recursos naturales y el medio ambiente.

##### *Efecto invernadero*

Mientras que la atmósfera es relativamente transparente a la radiación solar, pequeñas cantidades de gases que constituyen menos del 1 % de la atmósfera (conocidos como Gases de Efecto Invernadero GEI), absorben la radiación infrarroja emitida por la Tierra, actuando

como un manto que impide el escape directo de esta radiación hacia el espacio, provocando entre otros efectos, un incremento del calentamiento de la superficie terrestre; a su vez, procesos climáticos de acción recíproca (como la radiación, las corrientes de aire, la evaporación, formación de nubes y tormentas) transportan finalmente dicha energía hacia altas esferas de la atmósfera y de ahí se libera al espacio.

Este es el denominado efecto invernadero, el cual ha operado en la atmósfera de la Tierra por millones de años, debido a la presencia de los GEI naturales; el vapor de agua, el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el metano ( $\text{CH}_4$ ), el óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) y el ozono ( $\text{O}_3$ ), si no existieran estos gases, la temperatura sería  $30\text{ }^\circ\text{C}$  más baja que en la actualidad, haciendo la vida imposible.

### *Gases de efecto invernadero*

El principal gas invernadero es el vapor de agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ), responsable de dos terceras partes del efecto invernadero natural; en la atmósfera, las moléculas de agua atrapan el calor que irradia la Tierra y la irradian a su vez en todas las direcciones, calentando la superficie terrestre, antes de devolverlo de nuevo al espacio.

El vapor de agua en la atmósfera forma parte del ciclo hidrológico, un sistema cerrado de circulación de agua, del cual existe una cantidad limitada en la Tierra desde los océanos y la tierra a la atmósfera y vuelve a empezar a través de la evaporación y la transpiración, la condensación y la precipitación

El elemento que contribuye el efecto invernadero acentuado (artificial) es el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ); en general, es el responsable del 60 % del efecto invernadero intensificado; en los países industrializados, el  $\text{CO}_2$  representa más del 80 % de las emisiones de gases invernadero.

El segundo gas que más contribuye al efecto invernadero acentuado es el metano ( $\text{CH}_4$ ), en los países industrializados, el metano representa normalmente el 15 % de las emisiones de los gases invernadero. El metano retiene el calor y es 23 veces más efectivo que el  $\text{CO}_2$ ; su ciclo de vida es, sin embargo más breve, entre 10 y 15 años.

El óxido nitroso ( $\text{N}_2\text{O}$ ) se libera de forma natural de los océanos y de las selvas tropicales gracias a las bacterias del suelo; algunas de las fuentes influidas por el hombre son los abonos a base de nitrógeno, la quema de combustibles fósiles y a producción química industrial que utiliza nitrógeno como el tratamiento de residuos; en los países industrializados, el  $\text{N}_2\text{O}$  representa el 6% de las emisiones de gases invernadero.

Los gases fluorados son los únicos gases de efecto invernadero que no se producen de forma natural, sino que han sido desarrollados por el hombre con fines industriales; representan alrededor del 15 % de las emisiones e gases invernadero en los países industrializados, siendo extremadamente potentes (puede atrapar el calor hasta 22,000 veces más eficaz que el  $\text{CO}_2$ ) y pueden permanecer en la atmósfera por miles de años.

Los gases fluorados incluyen los hidrofluorocarbonos (HFC) que se utilizan en la refrigeración, como el aire acondicionado, sulfuro hexafluoruro ( $\text{SF}_6$ ), que se usa en la industria de la electrónica; los perfluorocarbonos (PFC), que se emiten durante la fabricación de aluminio y se emplean también en la industria de la electrónica; posiblemente los gases más conocidos de este grupo sean los clorofluorocarbonos (CFC), que no solo son gases de efecto invernadero sino que además reducen la capa de ozono.

El mecanismo de desarrollo limpio (MDL) es un mecanismo del protocolo de Kyoto, basado en proyectos que tiene como objetivo reducir las emisiones de gases efecto invernadero en países de desarrollo.

El MDL se define en el artículo 12 del Protocolo de Kyoto: El propósito del mecanismo para un desarrollo limpio es ayudar a las partes no incluidas en el anexo I a lograr un desarrollo sostenible y contribuir al objetivo último de la Convención, así como ayudar a las partes incluidas en el anexo I a dar cumplimiento a sus compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones contraídos en virtud del artículo 3.

Se ha diferenciado los proyectos MDL en tres grandes grupos:

- Proyectos regulares o de gran escala (Large Scale Projects)

Categorías de proyectos de gran escala:

- Industrias de energía (fuentes renovables y no renovables)
- Distribución de energía
- Demanda de energía
- Industrias de manufactura
- Industrias químicas
- Construcción
- Transporte
- Producción de mineral /minería
- Producción de metal
- Emisiones fugitivas de combustibles (sólidos, gaseosos y aceites)
- Emisiones fugitivas de producción y consumo de hidrocarburos y hexafluoruro de azufre
- Uso de solventes
- Manejo y disposición de residuos
- Forestación y reforestación
- Agricultura

- Proyectos de mediana escala (Small Scale Projects)

Categorías de proyectos de pequeña escala

- Proyectos con energía renovables
- Proyectos de mejoras en la eficiencia energética
- Otros proyectos

Todo proyecto de reducción de emisiones GEI, que forme parte del Mecanismo de Desarrollo Limpio (proyecto MDL) debe cumplir con las siguientes condiciones.

- Reducir alguno de los siguientes gases GEI indicados:

- Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)
- Metano (CH<sub>4</sub>)
- Óxido nitroso (N<sub>2</sub>O)
- Hidrofluorocarbonos (HFC)
- Perfluorocarbonos (PFC)
- Hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)

- Participación voluntaria
- Reducir emisiones consideradas adicionales a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto
- Demostrar tener beneficios reales, mensurables y de largo plazo en relación con la mitigación de los GEI
- Contribuir al desarrollo sostenible del país
- Ser desarrollado en un país que haya ratificado el protocolo de Kyoto y que posea una autoridad Nacional Designada (AND) para el MDL

### **Conclusiones:**

En este capítulo se definen la evaluación de las alternativas de inversión, es un punto importante para definir cuáles son los conceptos económicos que se deben de plantear y de esa manera elegir la viabilidad del proyecto; como consecuencia los costos de financiamiento son los recursos con los que se cuentan y de este concepto se parte para dar organización a las inversiones necesarias,

Estas inversiones del proyecto contemplan la planeación, construcción y costos de operación y mantenimiento y con la manera de producir energía eléctrica mediante cogeneración se tienen ahorros eléctricos y térmicos, estos parámetros se observan mediante las facturaciones eléctricas y térmicas.

La manera de evaluar la posibilidad de realizar un proyecto es mediante indicadores económicos, los que se consideran en este capítulo son los siguientes: tasa interna de retorno (es la que mide el rendimiento del dinero que se quieren invertir), el valor presente neto (determina la igualdad en el tiempo de inicio de los flujos de efectivo que genera un proyecto y compara esa equivalencia con el desembolso inicial), beneficio-costos (en términos generales es por cada peso invertido, cuánto es lo que se gana) y por último el periodo de recuperación (su primordial utilidad es la de conocer en qué tiempo, una inversión genera los recursos suficientes para igualar el monto de la inversión inicial),

Por medio de estos indicadores se realizó la evaluación económica generando resultados favorables para invertir en un proceso de cogeneración, de las cuatro alternativas para dar flujo al capital invertido, la última propuesta resulta ser la más atractiva, ya que se tiene una tasa de rendimiento del 63.63 % y el periodo de recuperación es de 1.53 siendo el tiempo más corto de recuperación.