

UNIVERSIDAD CENTRAL "MARTA ABREU" DE LAS VILLAS"
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
CENTRO DE ESTUDIO DE ENERGÍA Y TECNOLOGÍAS AMBIENTALES.
CEETA



TRABAJO DE DIPLOMA

TÍTULO:

***Evaluación económica de esquemas de cogeneración a 67 Bar para el
central Panchito Gómez Toro***

Autor: *Héctor Machado González.*

Tutor: *Dr. Manuel Alejandro Rubio Rodríguez.*

"Año 56 de la Revolución".

Curso: 2014-2015

Dedicatoria:

A mis padres por el amor, esfuerzo y el apoyo económico que me brindaron cuando lo necesité. Además de la confianza que tuvieron en mí para culminar mis estudios.

Agradecimientos:

Agradecer a mis padres, familiares y a todos esos amigos que nos hemos ido juntando en estos años, que han ido llenando de anécdotas y experiencias irrepetibles esta etapa, y han hecho mucho más llevadero mi paso por esta universidad, y especialmente, darle las gracias a Lais. Sin ella me hubiera sido mucho más difícil llegar hasta este final

A mi tutor Manuel Alejandro Rubio Rodríguez por su valioso apoyo y esfuerzo que realizó para orientarme en sus sabios conocimientos que motivaron siempre a superarme y esforzarme.

A todos los profesores por permitirme adquirir los conocimientos necesarios para el futuro.

A TODOS MUCHAS GRACIAS.

Resumen

El presente trabajo se desarrolla en el Central UVB Panchito Gómez Toro y tiene como objetivo evaluar económicamente un esquema de cogeneración sobre la base de una turbina de extracción condensación. Primero se realiza una revisión bibliográfica donde se expone el concepto y las tecnologías de cogeneración que resultan de más interés, luego se implementa un modelo termodinámico el cual permite el dimensionamiento del generador de vapor y la turbina para lo cual se tuvo en cuenta dos periodos de operación: en zafra y en Inactivo. También se realiza un análisis de sensibilidad para evaluar los resultados financieros del proyecto. Como resultado del modelo termodinámico se obtuvo una caldera que genera un flujo de vapor de 80 t/h y una turbina de extracción condensación de 17 MW con capacidad del cilindro de alta presión igual a 80 t/h y de 29 t/h para el cilindro de baja presión. Con la utilización del método de los flujos de caja descontados para el análisis financiero del proyecto se obtuvo que el VAN de la inversión al final de la vida útil del proyecto es positivo e igual a 1.46 millones de pesos siendo la inversión inicial de 38 millones. La TIR resulto igual a 10.56 %, la cual es superior a la rentabilidad mínima del capital representada por una tasa de descuento igual a 10 %. Con el análisis de sensibilidad se observa que el costo de inversión sobresale por encima de todas las variables analizadas al tener una mayor incertidumbre para el proyecto, una disminución del 10% de esta variable eleva la TIR a 12.5% y a medida que el costo de inversión aumenta disminuye el valor actual neto y disminuye la tasa interna de retorno haciéndose irrentable el proyecto de cogeneración en valores por encima de 2300 \$/kW.

Abstract

This thesis takes place in the Central UVB Panchito Gómez Toro and aims to financially evaluate a cogeneration scheme on the basis of an extraction condensing turbine. First, a literature review, where the cogeneration concept is exposed and technologies that are of greatest interest are assessed. Then, a thermodynamic model which allows dimensioning of the steam generator and turbine for two periods is described. A sensitivity analysis was also performed to evaluate the financial performance of the project. As a result of thermodynamic model a boiler that generates steam flow of 80 t/h and an extraction condensing steam turbine with a power rate of 17 MW and a high pressure cylinder capacity of 80 t/h and 29 t/h for the low pressure cylinder was obtained. By using the method of discounted constant cash flows for the financial analysis of the project it was obtained that the NPV of the investment at the end of the useful life of the project is positive and equal to 1.46 million pesos being the initial investment of 38 million. The IRR was equal to 10.56%, which is higher than the minimum return on capital represented by a discount rate equal to 10%. The sensitivity analysis shown that the capital cost to have greater influence above all the variables analyzed for the project; a 10% decrease of this variable raises the IRR to 12.5%. It also resulted that capital cost above 2300 \$/kW makes the project unprofitable.

Índice

Introducción.....	1
Capítulo I La cogeneración. Concepto y tecnologías	4
1.1. Aspectos generales de la cogeneración	4
1.1.1. Aspectos negativos de la cogeneración. Ventajas y Beneficios.....	5
1.1.2. Clasificación de los sistemas de cogeneración.....	6
1.1.3. Aplicaciones de la cogeneración	7
1.2. Tecnología para la cogeneración	9
1.2.1. Motores de Combustión Interna	9
1.2.2. Turbina de Gas	11
1.2.3. Turbina de Vapor	12
1.3. Cogeneración con biomasa. Industria azucarera.....	14
1.3.1. Características energéticas y ambientales del uso de la biomasa cañera	15
1.3.2. Ventajas y desventajas de la biomasa	16
1.4. Esquemas de cogeneración en la industria azucarera.....	17
1.5. Aspectos económicos de la cogeneración	19
1.5.1. Costos de inversión, operación y mantenimiento	20
1.5.2. Plantas de biomasa existentes de medias y alta presión de vapor	21
Conclusiones Parciales	23
Capitulo II Diseño de sistema de cogeneración con una turbina de extracción condensación para el central Panchito Gómez Toro.....	24
2.1. Introducción.....	24
2.2. Modelo Termodinámico	24
2.3. Resultados caso de estudio Central Panchito Gómez Toro	32
2.4. Análisis Financiero	34
Conclusiones parciales.....	37
Capitulo III Análisis de sensibilidad.....	38
3.1. Análisis de sensibilidad para porcentaje de paja a mezcla con bagazo.....	38
3.2. Análisis de sensibilidad para demanda de vapor a proceso	40
3.3. Análisis de sensibilidad para calor específico de combustión del bagazo	42
3.4. Análisis de sensibilidad para costo de inversión.....	45
3.5. Análisis de sensibilidad para demanda de electricidad a proceso.....	46
3.6. Análisis de sensibilidad para precio de la electricidad vendida	47

Conclusiones parciales	49
Conclusiones generales	50
Recomendaciones.....	51
Bibliografía	52

Introducción

El progreso de la civilización ha conducido a consumos de energía crecientes, en especial de la energía eléctrica, que acciona desde pequeños artefactos hogareños, las comunicaciones, transportes y otros servicios, hasta complejas y pesadas maquinarias industriales. Paralelamente, las consecuencias negativas de las actividades que contribuyen al abastecimiento de las formas utilizables de la energía (reducción o agotamiento de las reservas de recursos no renovables, contaminación, alteraciones de los ecosistemas, etc.) se han incrementado hasta llegar a niveles cada vez más preocupantes.(Sosa and Fushimi)

En este escenario, el uso racional de los recursos primarios en los procesos de conversión y de la utilización de las formas secundarias, o sea la producción del efecto deseado con el mínimo consumo de recursos y afectación del medio ambiente, se impone como un primer concepto cuya necesidad de aplicación resulta imperiosa, y que debería evolucionar aún más en la medida en que los factores mencionados lleguen a una criticidad próxima al límite de lo aceptable, requiriéndose un enorme esfuerzo en el desarrollo de tecnologías de sustitución y otras, si se desean mantener para las futuras generaciones los estilos de vida que hoy se conocen como modernos. Paralelamente será necesario cuestionar la vigencia de tecnologías, conceptos, y regulaciones, de tal forma de apoyar la materialización de los cambios que se requieran.(Sosa and Fushimi)

Está ampliamente demostrado que la solución más inmediata para los problemas de energía que hoy tiene el mundo, es el ahorro y el uso racional de los portadores energéticos primarios y el aumento de la eficiencia energética. Esta solución no requiere gastos adicionales de energía primaria y no produce contaminación adicional. El uso de sistemas de suministro energético basados en la cogeneración o la trigeneración para diferentes sectores; tanto en el industrial, en el terciario, como en el doméstico, producen con frecuencia notables disminuciones del consumo de portadores energéticos primarios, ya que aprovechan más la capacidad energética de los combustibles, frente a los sistemas energéticos convencionales.

Los sistemas de cogeneración han despertado gran interés en todo el mundo especialmente en la industria azucarera, puesto que actualmente este sector produce energía eléctrica y térmica para autoconsumo, utilizando el bagazo de caña de azúcar

como combustible en plantas de cogeneración autosuficientes en términos de suministro de energía.

La utilización de sistemas de suministro energético basados en la cogeneración o la trigeneración no son el remedio para todos los males, pero sí, una vía para aumentar la eficiencia energética en varios sectores de la economía, su empleo depende en gran medida de las características de las demandas, de las tecnologías disponibles y del tipo de proceso o actividad a realizar, estas son específicas para cada instalación, por ello es importante estudiar a fondo cada caso en particular.

En el presente trabajo **Evaluación económica de esquemas de cogeneración a 67 Bar para el central Panchito Gómez Toro** se realiza un estudio de caso donde se evalúa financieramente un esquema de cogeneración con una turbina de extracción condensación.

En el capítulo I, se presentan los aspectos generales sobre la cogeneración, es decir, su historia, concepto, definiciones, así como sus ventajas y beneficios. Se muestran también, las características de las tecnologías de cogeneración que resultan de mayor interés, la importancia de la cogeneración con biomasa dentro de la industria azucarera y aspectos económicos de la cogeneración.

En el capítulo II, se desarrolla un modelo termodinámico con el propósito de dimensionar la turbina de extracción condensación y el generador de vapor para el sistema de cogeneración del central, se realiza un análisis financiero con el uso del método de los flujos uniformes descotado donde se calcula el valor actual neto, la tasa interna de retorno y periodo de recuperación descotado. Se analizan los resultados de capacidad y modos de operación en activo e inactivo de la turbina y caldera así como el consumo de agua para enfriamiento.

En el capítulo III se evalúan los resultados financieros mediante un análisis de sensibilidad teniendo en cuenta las variables (X_{pb} , Q_{ib} , D_{vp} , C_{inv} , Dep , P_{ev}) cuando varían en un rango de $\pm 20\%$.

Problemática

El conocimiento que hoy se tiene de posibles resultados energéticos y financieros de proyectos de cogeneración en la industria azucarera y la dependencia que estos resultados tienen de los diferentes parámetros de diseño, es limitado.

Objetivo General.

Elaborar el modelo termodinámico lineal de un sistema de cogeneración para la industria azucarera con una turbina de extracción condensación y usar como caso de estudio financiero su implementación al Central Pachito Gómez Toro.

Objetivos Específicos.

- Realizar una revisión bibliográfica sobre las tecnologías de cogeneración.
- Implementar un modelo termodinámico de cogeneración con una turbina de extracción condensación en un central azucarero haciendo uso del software EES.
- Realizar la evaluación financiera de la aplicación del modelo termodinámico para el central Panchito Gómez Toro asumiendo 150 días de zafra y 100 días en inactivo.
- Realizar estudios de sensibilidad de los resultados financieros del caso de estudio la variación de diferentes parámetros establecidos para el diseño del sistema y la evaluación financiera.

Capítulo I La cogeneración. Concepto y tecnologías

1.1. Aspectos generales de la cogeneración

La forma más antigua de cogeneración es la “smokejack” (también conocida como la chimenea de Jack), básicamente eran pequeños molinos de viento instalados dentro de una chimenea que eran movidos por la ascendencia de los gases calientes del fuego. El movimiento rotatorio de las aspas era usado para mover un asador o un torno y entregaba aproximadamente 1 “dog - power” (un perro de potencia). De esta manera se aprovechaban los gases calientes emitidos por la chimenea.(Hincapié, 2011)

La cogeneración desde luego no es un concepto nuevo, ya que hace más de dos siglos que se utiliza en países del primer mundo. La misma tuvo su origen en Europa y los Estados Unidos, a finales del siglo XIX. Durante las primeras décadas del siglo XX, la mayoría de las industrias tenían sus propias unidades de generación de potencia con sistemas de calderas de vapor y turbinas de vapor, funcionando con carbón. Muchas de esas unidades eran unidades de cogeneración. Posteriormente, le siguió un período en el cual la aplicación decreció. A principios del siglo XX se estima que se generaba por cogeneración, más de la mitad de la energía eléctrica que se consumía en los Estados Unidos. En los 50 este valor se redujo a un 15 % y hasta un 5 % en la década de los 70, debido al desarrollo de las grandes plantas de potencia que proporcionaban un suministro confiable de electricidad y la alta disponibilidad del petróleo y el abaratamiento de los combustibles para las centrales térmicas fueron las dos causas principales que hicieron que las inversiones en instalaciones de cogeneración fueran poco rentables, exceptuando los casos donde las industrias tenían calor residual de sus procesos o estuvieran aisladas de la red eléctrica.(Sala Lizarraga, 1994)

Más recientemente, en 1993, el Comité Internacional de la Energía de la OECD, (Organization for Economic Cooperation and Development) en un intento de crear condiciones en las cuales el sector energético fuera capaz de contribuir al desarrollo financiero y la prosperidad de las naciones protegiendo al mismo tiempo el medio ambiente, establecieron varios objetivos; entre ellos el de diversificar, aumentar la eficiencia y flexibilizar el sector energético, desarrollar fuentes de energía ambientalmente aceptables y un mercado más competitivo (Sala Lizarraga, 1994).

Debido a los actuales aumentos de los precios del petróleo y sus derivados, actualmente los gobiernos de diferentes regiones como: Europa, Estado Unidos, Canadá y Japón principalmente, están promoviendo el uso de la cogeneración, no sólo en el sector industrial, sino en el residencial y el terciario.(Sala Lizarraga, 1994)

La cogeneración moderna es un sistema tecnológico que incorpora diferentes principios, entre ellos la competitividad y la disminución de emisiones contaminantes; los cuales están contemplados en las políticas de globalización económica regional, así como la política internacional orientada a lograr un desarrollo sustentable.

Se **define** como Cogeneración a la producción conjunta, en proceso secuencial, de energía mecánica o eléctrica y de energía térmica útil, a partir de la misma fuente de energía primaria o combustible. Estos combustibles pueden ser de origen fósil (por ejemplo, gas natural, combustóleo, etc.), renovable (por ejemplo, residuos agrícolas y forestales, biogás, etc.) o incluso hidrógeno.

El principio fundamental de la cogeneración es la recuperación del calor residual producto de la combustión en una planta generadora de electricidad, el cual, de otra forma, hubiera sido liberado en el medio ambiente, desperdiciando con ello una parte importante de la energía todavía disponible. Esta energía, en la mayoría de los casos, puede ser todavía utilizada en diversos usos finales como calefacción de espacios, calentamiento de agua, así como otros procesos térmicos o de refrigeración que se encuentren cercanos a la planta de cogeneración.(México, 2012)

1.1.1. Aspectos negativos de la cogeneración. Ventajas y Beneficios.

Aspectos negativos

- La implementación de un sistema de cogeneración tiene como primer obstáculo el costo de la inversión a realizar, ya que requiere de un número mayor de componentes.
- También se debe mencionar el diseño y sus criterios para cogenerar, así como el espacio requerido para componentes y el tiempo de instalación, ya que no siempre es inmediato, especialmente en plantas industriales donde se trata de grandes flujos y potencias.

- Al tener mayor número de componentes, se deberá implementar nuevos programas de mantenimiento y operación.
- En cuanto al aspecto eléctrico, se debe regular que los niveles de tensión sean los deseados y cuidar el factor de potencia de la planta, para no descuidar el rendimiento eléctrico.

(Chanampa, 2010)

Ventajas de la Cogeneración

- Los sistemas de cogeneración se pueden implementar prácticamente en cualquier escala
- Pueden instalarse en el mismo sitio en donde se requiere aprovechar la energía o muy cerca de él
- Sus usos van desde aplicaciones utilitarias/industriales hasta aplicaciones en pequeña escala para su uso en edificaciones

Beneficios de la Cogeneración

- Reduce las emisiones de CO₂ asociadas a la quema de combustibles fósiles para la generación de electricidad
- Contribuyen a mejorar la competitividad de una empresa o negocio, como resultado de la reducción de costos en la factura eléctrica y/o por el consumo de combustibles
- Aumenta la seguridad energética nacional, especialmente si se utilizan, de forma sustentable, fuentes renovables como los residuos forestales de la biomasa

(México, 2012)

1.1.2. Clasificación de los sistemas de cogeneración

Existen dos tipos de ciclos básicos de cogeneración para producción conjunta de energía térmica y eléctrica definidos en función de la secuencia de utilización de la energía del combustible:

- Ciclos de cabecera o “Topping Systems”, son aquellos en que los gases de combustión que se obtienen de la combustión del combustible son usados primero para producir electricidad, y luego la energía térmica para procesos a menor temperatura bajo forma de vapor.
- Ciclos de cola o “Bottoming Systems”, por el contrario, usan los productos de la combustión, primero para satisfacer necesidades térmicas y luego para la generación de electricidad.

En la actualidad, los primeros son más difundidos por la importancia que tiene la electricidad, que se requiere en mayores cantidades y por tener mayor rendimiento. Mientras que los segundos son usados en situaciones más específicas en las que existan procesos a mayores temperaturas.(Chanampa, 2010)

1.1.3. Aplicaciones de la cogeneración

Puesto que la cogeneración es una forma muy eficiente de generación de energía, la mayor rentabilidad se presenta en los sectores intensivos en energía. Otra ventaja importante de la implantación de cogeneración es que mejora la fiabilidad del suministro eléctrico.

El requisito para la implantación de cogeneración es que exista un consumo de calor y/o frío. El tipo de calor necesario conducirá a un tipo determinado de motor primario y de instalación. Otro factor que influye decisivamente sobre el tipo de instalación son los combustibles disponibles. Los consumos térmicos en alta temperatura favorecen el uso de las turbinas de gas, y los de agua caliente a los motores alternativos. En este sentido, hay que hacer primero una revisión de los consumos finales, para determinar si realmente es preciso la temperatura utilizada, tanto si se trata de gases calientes como vapor, puesto que a menudo para unificar se utiliza siempre el nivel térmico o entálpico más alto.

En todo caso si existe consumo térmico, se puede instalar cogeneración y sólo el tipo de planta y su optimización es la que viene influida por el tipo y tamaño de consumo. Como toda instalación eficiente, es más cara que una instalación convencional, el tiempo de funcionamiento influirá también en su rentabilidad. Es decir las industrias idóneas para instalar plantas de cogeneración son aquellas con gran consumo térmico

y muchas horas de funcionamiento. Una relación no exhaustiva de sectores industriales idóneos para cogeneración es la siguiente:

- Pasta y papel
- Industrias químicas
- Industria petroquímica y de refino de petróleo
- Industrias cerámicas
- Industria alimentaria
- Empresas de producción de CO₂
- Tratamiento de residuos
- Depuradoras y tratamiento de agua
- Empresas del sector automoción

El sector industrial ha sido tradicionalmente el sector con mayor penetración de cogeneración. No obstante, el sector terciario o de servicios puede rentabilizar plantas de cogeneración, pues tiene necesidades térmicas importantes, en la mayoría de los casos para climatización. En este caso la utilización de equipos de absorción es un factor decisivo, porque permite un aumento del número de horas reutilización del calor y una regularidad de la demanda. Entre las instalaciones con mayores posibilidades de implantación estarían las siguientes:

- Hospitales
- Colegios y universidades
- Sector Residencial (Distric Heating).

- Hoteles
- Piscinas climatizadas
- Aeropuertos
- Centros comerciales

(VELASCO, 2009)

1.2. Tecnología para la cogeneración

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deberán ser analizadas en el contexto de los requerimientos específicos de cada lugar.

Se presenta a continuación las características más significativas de las tecnologías que se consideran de más interés.

1.2.1. Motores de Combustión Interna

Los motores de combustión interna son una de las tecnologías más utilizadas en los sistemas de cogeneración y existen dos tipos que son relevantes en aplicaciones estacionarias para la generación de electricidad: el motor Otto y el motor Diésel.(México, 2012)

Tabla 1.1 Características generales de los Motores de Combustión Interna

Principio de funcionamiento/ componentes	En esencia el motor Otto y el motor Diésel tienen los mismos componentes mecánicos, ya que ambos usan una cámara de combustión de forma cilíndrica en la cual se desplaza un pistón. El pistón está a su vez conectado a un eje, el cual transforma el movimiento lineal del pistón en el movimiento rotatorio del eje.
Ciclo de trabajo/ termodinámico	La diferencia principal entre los ciclos de Otto y Diésel es la forma en la que se realiza la ignición del combustible, por lo que en el primer caso se utiliza una bujía para encender una mezcla de aire combustible contenida en el cilindro, mientras que en el segundo el aire contenido en el cilindro se comprime a una presión alta

	hasta alcanzar la temperatura de auto ignición del combustible.
Clasificación/ modo de operación	<p>Dependiendo de la velocidad del motor:</p> <p>Alta</p> <p>Media</p> <p>Baja</p> <p>Número de tiempos del ciclo:</p> <p>Dos</p> <p>Cuatro</p> <p>Tipo de aspiración:</p> <p>Natura</p> <p>Turbocargado</p> <p>Sobre o súper cargado</p>
Tamaño	10 kW a 5 MW.
Combustibles	Gas natural, diesel, biogás, entre otros.
Ventajas	<p>Tecnología probada</p> <p>Altamente confiables</p> <p>De fácil mantenimiento</p> <p>Encendido rápido</p> <p>Buen desempeño ante fluctuaciones de carga</p> <p>Menor impacto ambiental</p>
Desventajas	<p>Rango limitado de temperatura de gases de escape</p> <p>Costos de inversión altos</p>

1.2.2. Turbina de Gas

Las turbinas de gas son una tecnología bien establecida para la generación de electricidad, además de que producen gases de escape a altas temperaturas que son susceptibles de ser utilizados para la generación de vapor en sitio o para la generación adicional de electricidad.(México, 2012)

Tabla 1.2 Características generales de Turbina de Gas

Principio de funcionamiento/ componentes	<p>La turbina consiste de tres elementos principales:</p> <p>Compresor</p> <p>Cámara de Combustión</p> <p>Turbina</p>
Ciclo de trabajo/ termodinámico	<p>Las turbinas de gas operan bajo un ciclo termodinámico conocido como “Ciclo de Brayton”. En este ciclo el aire del exterior es comprimido, calentado y posteriormente expandido en la turbina, quedando como excedente la diferencia entre la potencia generada en ella y la que es requerida para comprimir el aire. La potencia eléctrica producida por la turbina y requerida por el compresor es proporcional a la temperatura absoluta de los gases de escape.</p> <p>Actualmente, existen diversas variaciones del ciclo de Brayton, por ejemplo, se puede disminuir el consumo de combustible mediante el precalentamiento del aire comprimido con los gases de escape de la turbina a través de un recuperador o regenerador; se puede reducir el trabajo del compresor , y por ende, aumentar la potencia generada mediante etapas de inter o pre enfriamiento; o bien, se pueden utilizar los gases de escape para generar vapor y así generar electricidad adicional en un ciclo combinado.</p>
Clasificación/ modo	Esquemas de operación:

de operación	Ciclo abierto Ciclo cerrado Tipos de turbinas de gas: Aeroderivadas Industriales
Tamaño	500 kW a 250 MW
Combustibles	Líquidos o gaseosos (gas natural, gas de síntesis, biogás, etc.).
Ventajas	Tecnología probada Costos de inversión bajos Menor impacto ambiental (dependiendo del combustible utilizado) Alta temperatura de los gases de escape
Desventajas	Relación potencia eléctrica/ potencia calorífica constante Reducción de la eficiencia bajo condiciones de operación de cargas parciales

1.2.3. Turbina de Vapor

Las turbinas de vapor son una de las tecnologías más versátiles y antiguas acopladas a un generador o maquinaria mecánica. A diferencia de los motores de combustión interna y las turbinas de gas, utilizados en los sistemas de cogeneración, en donde el calor es un subproducto de la generación de electricidad, las turbinas de vapor normalmente generan electricidad como un subproducto del calor (vapor). (México, 2012)

Tabla 1.3 Características generales de Turbina de Vapor

Principio	de	Los principales componentes de un sistema caldera/ turbina de
-----------	----	---

funcionamiento/ componentes	vapor son: Bomba Caldera Turbina Condensador
Ciclo de trabajo/ termodinámico	El ciclo termodinámico bajo el cual opera una turbina de vapor se denomina “Ciclo de Rankine”. En este ciclo, el agua es bombeada a una presión media – alta, dependiendo del tamaño de la unidad y la temperatura a la que el vapor será eventualmente calentado. Posteriormente, el agua se calienta hasta su temperatura de ebullición y usualmente es sobrecalentada por encima de esa misma temperatura. El vapor presurizado se expande a una presión menor en una turbina de etapas múltiples y posteriormente se canaliza a un condensador que opera al vacío, o bien, a un sistema de distribución que entrega el vapor para su uso en una aplicación industrial o comercial. Finalmente, el condensado es recirculado a través de una bomba para la continuación del ciclo.
Clasificación/ modo de operación	Los tipos principales de turbinas de vapor utilizados para la generación de electricidad son: Turbina de condensación Turbina de contrapresión Turbina de extracción
Tamaño	De 100 kW a 250 MW
Combustibles	Gas natural, carbón, combustóleo, biomasa, residuos sólidos municipales.

Ventajas	<p>Tecnología probada</p> <p>Grandes capacidades</p> <p>Amplia flexibilidad en el uso de combustibles</p> <p>Menor impacto ambiental (dependiendo del combustible utilizado)</p> <p>Larga vida útil</p>
Desventajas	<p>Eficiencia eléctrica limitada</p> <p>Costos de operación altos para aplicaciones en pequeña escala</p>

1.3. Cogeneración con biomasa. Industria azucarera

Durante las últimas décadas, la comunidad internacional ha tomado conciencia de los grandes problemas que aquejan a nuestro planeta y de la necesidad de ir hacia un desarrollo sustentable. Uno de los grandes problemas a ser resueltos es la reducción del consumo de combustibles fósiles, por un lado, debido al agotamiento inevitable de las reservas por los altos niveles de consumo, y por otro, por la necesidad de reducir las emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero que afectan el medio ambiente. Por esta razón es que en los últimos años se han buscado nuevas fuentes de energía, renovables y limpias, que ayuden a reducir el consumo de aquellos y la consiguiente emisión de gases contaminantes.

Entre las fuentes renovables de energía en estudio, la más antigua, utilizada y difundida, es la energía obtenida a partir de la biomasa, sobre la que se realizan estudios de optimización de los procesos de combustión para alcanzar mayores rendimientos y eficiencias, y se estudian nuevas tecnologías, como son los procesos termoquímicos y la gasificación. (Carralero)

El término biomasa, en sentido amplio, se refiere a cualquier tipo de materia orgánica que ha tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico. El conocimiento de la composición y propiedades de los recursos biomásicos es de fundamental importancia para evaluar su potencialidad como materia prima en los procesos de conversión térmica. Entre las plantas utilizadas para fines bioenergéticos

se destacan las gramíneas, como la caña de azúcar, cuya eficiencia fotosintética es de las más altas entre todos los vegetales, razón por la cual la agroindustria azucarera es considerada una gran fuente de producción de energía.(Carralero). Como resultado de la molienda de la caña se obtiene el bagazo, que es utilizado como combustible en la industria azucarera.(Montiel)

El bagazo es el residuo lignocelulósico fibroso remanente de los tallos de caña, obtenido a la salida del último molino del tándem azucarero, constituyendo un conjunto heterogéneo de partículas de diferentes tamaños que oscilan entre 1 y 25 mm, presentando una fracción promedio de aproximadamente 20 mm. Desde el punto de vista físico, el bagazo integral se compone de 45% de fibra, 2-3% de sólidos insolubles, 2-3% de sólidos solubles y 50% de humedad, mientras que desde el punto de vista químico, se compone de 46,6% de celulosa, 25,2% de hemicelulosas (pentosanos) y 20,7% de lignina. Las hemicelulosas abarcan un conjunto de polisacáridos diferentes, cuya composición tiene como características comunes: solubilidad en solventes, reactividad frente a los ácidos y descomposición en azúcares y furfural. Estas propiedades las diferencian, analíticamente, del resto de los componentes químicos del bagazo. La lignina, tercer componente en importancia cuantitativa del bagazo, entre 20 y 22%, representa un conjunto de polímeros amorfos, reticulares, de altos pesos moleculares y naturaleza eminentemente fenólica.(Carralero)

1.3.1. Características energéticas y ambientales del uso de la biomasa cañera

Según Montiel, la caña de azúcar exhibe índices más ventajosos que otros cultivos en cuanto al almacenamiento de energía proveniente de la radiación solar, como se aprecia en los aspectos siguientes. (Montiel)

- Es capaz de almacenar 1,7 % de la energía existente en la radiación incidente en cultivos con irrigación y en condiciones experimentales, y 1,1 % en campos bien atendidos con riego.
- Para un valor calórico de 17 476 MJ/kg de materia seca (MS), con un contenido de materia seca de 30 % y un rendimiento de 100 toneladas de caña integral por hectárea, la producción energética de la caña es veinte veces mayor que la energía que se utiliza para producirla, cosecharla y trasladarla al ingenio.

Las operaciones del proceso de producción de azúcar seleccionado que provocan emisiones de CO₂ al medio ambiente, pueden agruparse en las categorías de impacto siguientes:

- Las que representan un aporte neto al nivel de CO₂ en la atmósfera al provenir del empleo de combustibles fósiles, como son la cosecha, transportación, fertilización y uso de plaguicidas y herbicidas.
- Las asociadas al proceso fabril azucarero, donde la fuente de energía es el bagazo y las emisiones de CO₂ están compensadas por la fijación del mismo por el cultivo.

1.3.2. Ventajas y desventajas de la biomasa

Entre las principales ventajas del uso de la biomasa se tiene:

- Se constituye como energía renovable indefinida.
- Disminución del impacto ambiental.
- Disminución de la dependencia energética del exterior.
- Es un importante campo de innovación tecnológica.
- Optimización del rendimiento energético del recurso.
- Incrementa la competitividad comercial de los productos.
- Posibilita nuevas aplicaciones de gran interés como biocombustibles.
- Su energía se puede almacenar fácilmente, a diferencia de la solar y eólica.

Los principales inconvenientes que se presentan al uso o aplicación de la biomasa son concernientes a la mentalidad y capacidad de organización en los sectores sociales:

- Elevados costos para recoger materias primas, transporte y almacenamiento, se requieren de espacios grandes y planificación adecuada.

- Poca o nula información sobre las tecnologías disponibles.
- Falta de conciencia sobre el interés ambiental y social.
- Deficiente uso de fuentes renovables.
- Poco desarrollo de hábitos de ahorro energético.

El uso de biomasa es una alternativa energética incipiente a nivel mundial, pero que algunos países la han adoptado, por ejemplo en Francia, seis millones de hogares utilizan la madera como fuente de calor. En Dinamarca, existen plantas que queman 28 mil toneladas anuales de paja para producir 13 MW de electricidad. En Brasil, unos dos millones de vehículos funcionan con alcohol como único combustible, mientras que ocho millones utilizan mezcla de gasolina y alcohol.

En conclusión, la utilización de biomasa con fines energéticos será un sistema de eliminación de residuos con ventajas medioambientales y que, además, podrá generar productos valiosos para su utilización como fuente de energía.(Chanampa, 2010)

1.4. Esquemas de cogeneración en la industria azucarera

En el caso de los sistemas de cogeneración existe una enorme cantidad de variantes que no pueden ser juzgadas independientemente del contexto en el que se aplican. Ello debe ser hecho fundamentalmente por los resultados que en cada caso se obtienen, los que dependen de la adecuación de cada alternativa a cada caso específico.

A continuación se analizan 2 ejemplos de esquemas de cogeneración pertenecientes al sector de la industria azucarera, en los cuales se muestran modos de operación y características más generales. Estos ejemplos fueron analizados por (PINZÓN, 2009)

En la figura 1 se muestra la primera configuración analizada. Esta configuración consiste en un ciclo de vapor con turbina de contrapresión. En este esquema el vapor de alta presión es producido en una caldera mediante la combustión del bagazo. El vapor producido es expandido en una turbina de contra presión, cuyo efluente es aprovechado como fuente de energía térmica en los procesos del ingenio. Por lo tanto,

el proceso determina la cantidad de vapor producido en la caldera y por consiguiente, la cantidad de bagazo usado. Los efluentes del proceso son llevados a un desaireador, donde es calentado hasta la temperatura de saturación, con una pequeña corriente del efluente de la turbina, para eliminar algunos gases disueltos (O₂, N₂, CO₂, etc.) en el agua que pueden ser perjudiciales para el ciclo. Una vez los gases disueltos han sido retirados en el desaireador, se añade una corriente de reposición de agua, la cual restablece el flujo demandado por el ciclo. Seguidamente, el flujo resultante es llevado de nuevo a la caldera a través de una bomba, en donde tiene lugar el inicio del ciclo.

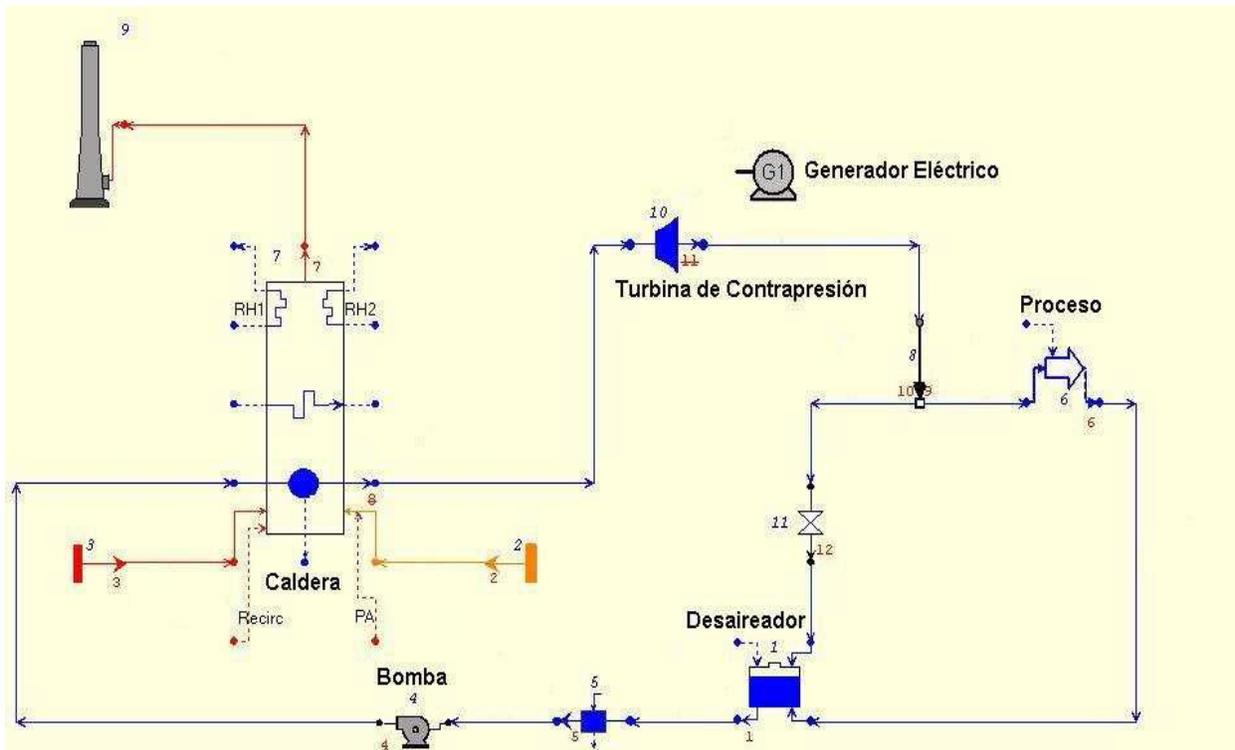


Figura 1 Esquema de cogeneración con una turbina de contrapresión (PINZÓN, 2009)

La figura 2 ilustra el esquema de la segunda configuración analizada, la cual es un ciclo de vapor con turbina de extracción-condensación. El vapor de alta presión, producto de la caldera, es expandido en la turbina de extracción-condensación, la cual permite la extracción de vapor a diferentes niveles de presión, antes de que ocurra la expansión completa en el casco de la turbina. El vapor extraído de la turbina es entonces usado en el ingenio como fuente de calentamiento para los procesos industriales. Parte del vapor agotado a la salida de la turbina es usado también en el

ingenio como fuente de energía térmica para los procesos industriales, el vapor remanente es condensado y enviado a un desaireador junto con todos los efluentes de los procesos, para la eliminación de los gases disueltos. De la misma manera que en la primera configuración, se añade una corriente de reposición de agua al efluente del desaireador, para luego transportar el flujo resultante a la caldera y dar nuevamente inicio al ciclo.

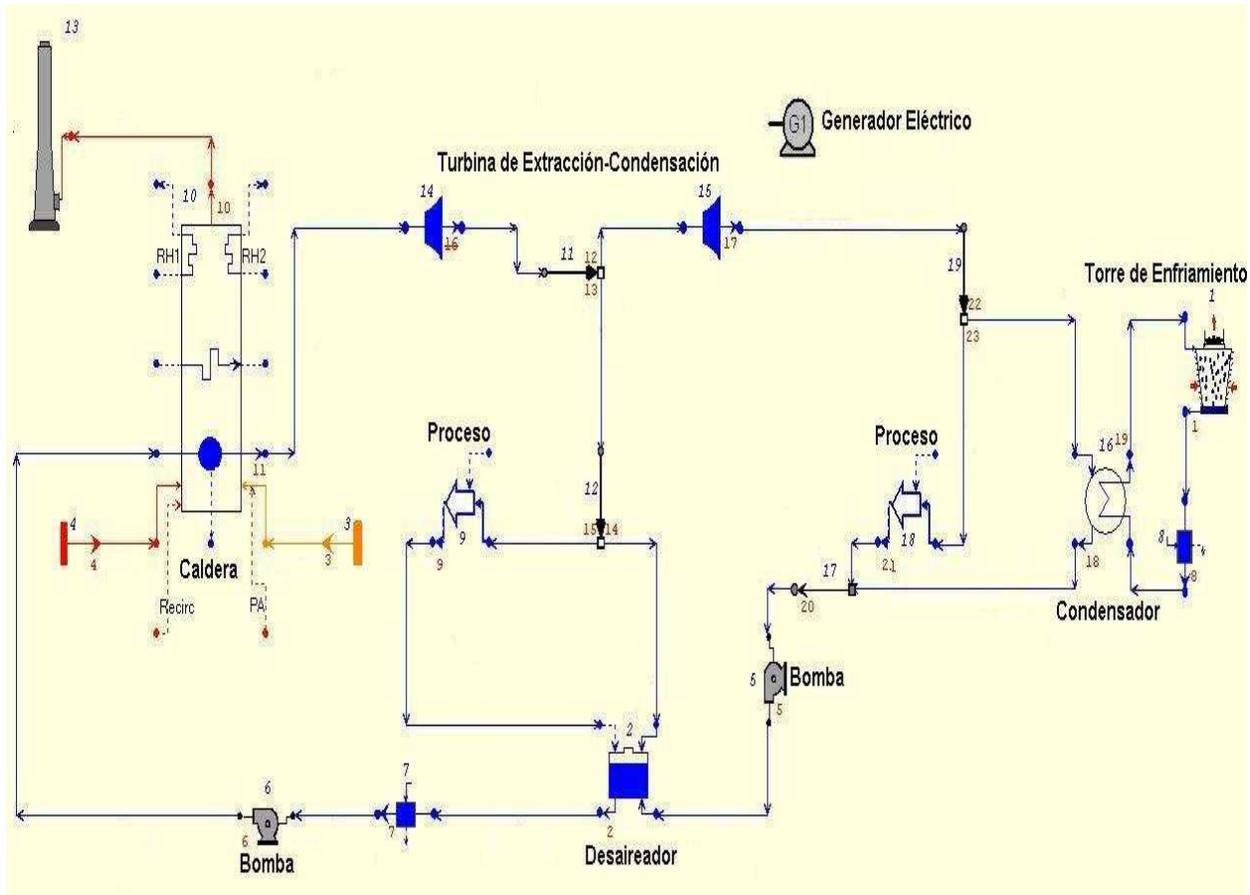


Figura 2 Esquema de cogeneración con una turbina de extracción condensación (PINZÓN, 2009)

1.5. Aspectos económicos de la cogeneración

Desde un punto de vista estrictamente termodinámico, las ventajas de la cogeneración son evidentes. Sin embargo, ¿por qué no es un sistema universalmente adoptado? La respuesta a esta pregunta se encuentra obviamente en razones de tipo económico. No siempre la inversión que una instalación de cogeneración requiere puede justificar los

posibles ahorros económicos que se pueden lograr con dicha inversión, es decir, no siempre resulta atractiva la rentabilidad de dicha inversión.

Para la instalación de un sistema de cogeneración hay que realizar una correcta evaluación de las inversiones ya que poseen la misma importancia que un análisis exhaustivo de los consumos. Los costos totales para la instalación de un sistema de cogeneración son la suma de los costos de inversión, más los costos de operación y mantenimiento, más los costos de los combustibles.(Sala Lizarraga, 1994)

1.5.1. Costos de inversión, operación y mantenimiento

En la tabla 1.4 se muestran estimados de costos de capitales totales (equipos e instalación) tanto para caldera Stoker como sistemas de lecho fluidizado para tres capacidades de procesamiento diaria de biomasa: 100 toneladas/días, 600 toneladas/días y 900 toneladas/días. Los costos instalación pueden variar significativamente dependiendo del alcance del equipo, área geográfica, condiciones del mercado competitivo, requisitos del sitio y de control de emisiones. Las condiciones de vapor tienen un impacto importante sobre el costo de calderas; las temperaturas y presiones más altas requieren tubos más gruesos y materiales más costosos. (EPA, 2007)

Tabla 1.4 Costos de capitales totales(EPA, 2007)

Características	Combustible Biomasa (toneladas/días)		
	100	600	900
Color específico de Biomasa (MMBtu/hr)	35.4	297.5	446.3
Presión de vapor (psig)	275	750	750
<i>Planta de vapor con caldera Stoker</i>			
Flujo de vapor (lb/hr)	20,000	165,000	250,000
Costo de equipo de caldera Stoker	\$1,195,000	\$7,980,000	\$10,790,000
Costos de otros equipos e instalación	\$795,000	\$10,020,000	\$12,460,000
Costo total de sistema de caldera instalado	\$1,990,000	\$18,000,000	\$23,250,000
Costos de manipulación de la biomasa	\$2,640,000	\$5,430,000	\$7,110,000
Costo total instalado de la planta de vapor	\$4,630,000	\$23,430,000	\$30,360,000
Flujo de vapor (\$/lb vapor)	\$232	\$142	\$121
<i>Planta de vapor con caldera de lecho fluidizado</i>			
Flujo de vapor (lb/hr)	20,000	175,000	260,000
Costo de equipo de caldera de cama	\$6,175,000	\$14,490,000	\$19,790,000

fluidizada			
Costos de otros equipos e instalación	\$795,000	\$10,020,000	\$12,460,000
Costo total de sistema de caldera instalado	\$6,970,000	\$24,510,000	\$32,250,000
Costos de manipulación de la biomasa	\$2,640,000	\$5,430,000	\$7,110,000
Costo total instalado de la planta de vapor	\$9,610,000	\$29,940,000	\$39,360,000
Costo unitario (\$/lb vapor)	\$480	\$171	\$151

En la tabla 1.5 se ilustran costos de equipamiento, operación y mantenimiento para turbinas de vapor con capacidad de generación diferentes para cada sistema.

Tabla 1.5 Costos de equipamiento, operación y mantenimiento para turbina de vapor

Costos de turbina de vapor	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Capacidad de generación (kW)	500	3,000	15,000
Tipo de turbina	Contra-presión	Contra-presión	Contra-presión
Costo de equipamiento (\$/kW)*	600	275	225
Costo de operación y mantenimiento (\$/kWh)*	0.004	0.004	0.004

1.5.2. Plantas de biomasa existentes de medias y alta presión de vapor

La tabla 1.6 muestra costos totales y de inversión para plantas de cogeneración asociadas a ingenios azucareros existentes en varios países del mundo. El 74% de las plantas de este listado con parámetros definidos en el mismo están en el orden de los 60 bar, el resto (26%) son superiores a 70 bar.

Tabla 1.6 Ejemplos de plantas de biomasa (Rubio-González et al., 2006)

No	Nombre	País	Año	Potencia (MW) P y T (bar y °C)	Combust. Cap. De Molida (tc/d)	Costo total (MM USD)	Costo Invers. Especif. (USD/kWe)
1	Bois Rouge	Isla de la Reunión	1992	60 (82 y 520)	Bagazo y carbón.(caña integral) 8500	100	1660
2	Le Gol	Isla de la Reunión	1995	64 (82 y 520)	Bagazo y carbón.(caña integral) 9600	110	1700

3	Santa Adelia	Brasil	2003	34 (63 y -)	Bagazo 12000	17	500
4	Godavari	India	2002	24 (66 y 495)	Bagazo(almacena) 8500	26	1083
5	Mysore	India	2003	28 (--)	Bagazo --	18.18	641
6	Jeypore	India	2003	16.3 (--)	Bagazo --	6.45	396
7	Davangere	India	2004	24 (87 y 515)	Bagazo y otras biomasas 3500	18.29	762
8	M/s Sugar	India	2004	26 (67 y 495)	Bagazo otras biomasa y carbón 3500	18.9	762
9	Shree	India	2004	20 (87 y 515)	Bagazo y residuos agrícolas cañeros 3500	13.8	690
10	El Viejo	Costa Rica	1991	12.5 (28 y -)	Bagazo 3500	1.748	139.9
11	Roky Point	Australia	2001	30 (--)	Bagazo y residuos forestales 3100	25	833
12	Ballevue	Mauricio	2000	70 (80 y -)	Bagazo y carbón 8500	101	1443
13	Le Moule	Guadalupe	1998	64 (--)	Bagazo y carbón 8000	--	--
14	Barralcool	Brasil	--	15 (21 y -)	Bagazo --	--	--
15	Santa Candida	Brasil	2003	27 (42 y -)	Bagazo --	--	--
16	Rana Sugars	India	2005	40 (62 y 480)	Bagazo y otras biomasas 5000	32	800
17	Sagar sugars	India	2003	16 (66 y 485)	Bagazo y residuos madereros 2500	12	750
18	Sonai	India	2006	16 (--)	Bagazo 4000	11.38	711
19	Reatar Niyamit	India	2003	12.3 (--)	Bagazo --	5.94	483
20	Vasant Dada	India	2003	12.5 (--)	Bagazo --	9.56	763
21	Kukkuwada	India	2003	24 (--)	Bagazo --	19.42	810
22	Bellad	India	2003	14 (--)	Bagazo --	9.40	671
23	Chikodi	India	2003	20 (--)	Bagazo --	13.24	661
24	Okeelanta	EEUU	1997	74.9 (105 y 512)	Bagazo, residuos de madera y carbón 21768	194.5	2600

25	La Unión	Guatemala	1997	63.5 (60 y 482)	Bagazo y fuel oil 11160	--	400
26	Belcogen	Belice	2008	31 (60 y 450)	Bagazo u diesel	50	2000
27	Funan	China	2010	30 (100 y 525)	Bagazo y biomasa forestal 2 centrales	--	--

La figura 3 ilustra el costo de inversión específico (%) que representa la lista de la tabla 1.6 para valores < 1000, 1000:1500, >1500.

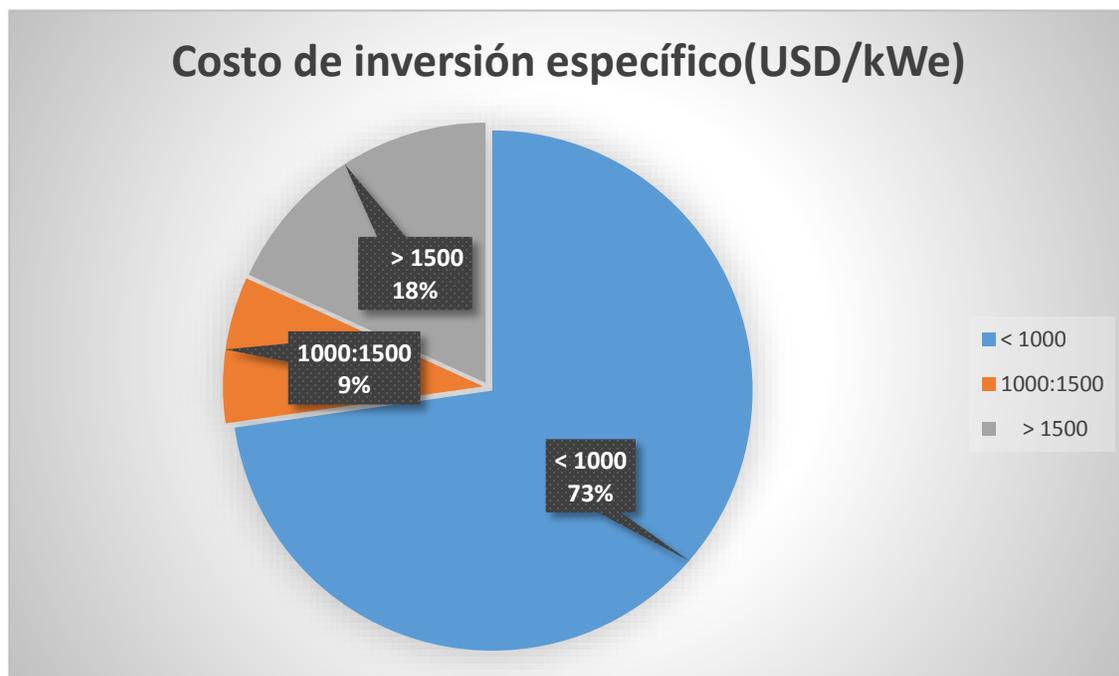


Figura 3 Costos de inversión específico

Conclusiones Parciales

1. En Cuba el uso de la biomasa cañera es de singular importancia, por lo que profundizar en las vías para elevar el aprovechamiento energético de este recurso energético es importante para los cambios en la estructura energética que el país requiere.
2. La bibliografía indica, que los costos de inversión a realizar para tecnologías de cogeneración son un obstáculo que define la realización de estos tipos de proyectos dentro de la industria azucarera.

Capitulo II Diseño de sistema de cogeneración con una turbina de extracción condensación para el central Panchito Gómez Toro

2.1. Introducción

En este capítulo se pretende evaluar la generación, entrega y consumo de energía eléctrica producida por un sistema de cogeneración dimensionado para la empresa azucarera UEB “Panchito Gómez Toro” la cual se encuentra ubicada en las cercanías del poblado cabecera del municipio Quemado de Güines. Cuenta con un área de 11845.79 ha dedicadas al cultivo de la caña, conformada en 14 unidades productoras, de ellas 7 Unidades de Producción Cañera (UPC), 5 Cooperativas de Producción Agropecuaria (CPA), un Banco de Semilla Registrado (BSR) y 1 Granja de Producción Agropecuaria.

Para la realización del proyecto se tuvo en cuenta dos momentos:

1. Utilización de la biomasa cañera, propia de la zafra (Bagazo + RAC) en Activo
2. Utilización de la biomasa cañera sobrante de la zafra (Bagazo + RAC) en Inactivo

2.2. Modelo Termodinámico

Con el propósito de dimensionar la turbina de extracción condensación y el generador de vapor para el sistema de cogeneración en un central azucarero se plantea un modelo termodinámico bajo las siguientes premisas de operación.

En zafra

- El vapor que se genera pasa todo a través del cilindro de alta presión (CAP) dimensionado para el flujo de vapor generado.
- A la salida del CAP una parte del flujo satisface la demanda de calor del proceso, otra la del desaireador y el resto pasa al cilindro de baja presión (CBP).
- El flujo a través del CBP es igual al mínimo permisible en zafra para mantener la operación segura del cilindro (este mínimo se supuso 5% de la capacidad nominal del cilindro).

En inactivo

- Todo el vapor generado excepto el demandado por el desaireador pasa al CBP el cual es dimensionado para este flujo.
- El flujo de bagazo para la generación de vapor es tal que, considerando el bagazo almacenado en zafra, permite un tiempo de operación en inactivo igual al establecido (150 días de zafra más 100 días en inactivo).

Las ecuaciones siguientes representan los balances de masa y energía para cada uno de los elementos constituyentes del diagrama en la figura 4.

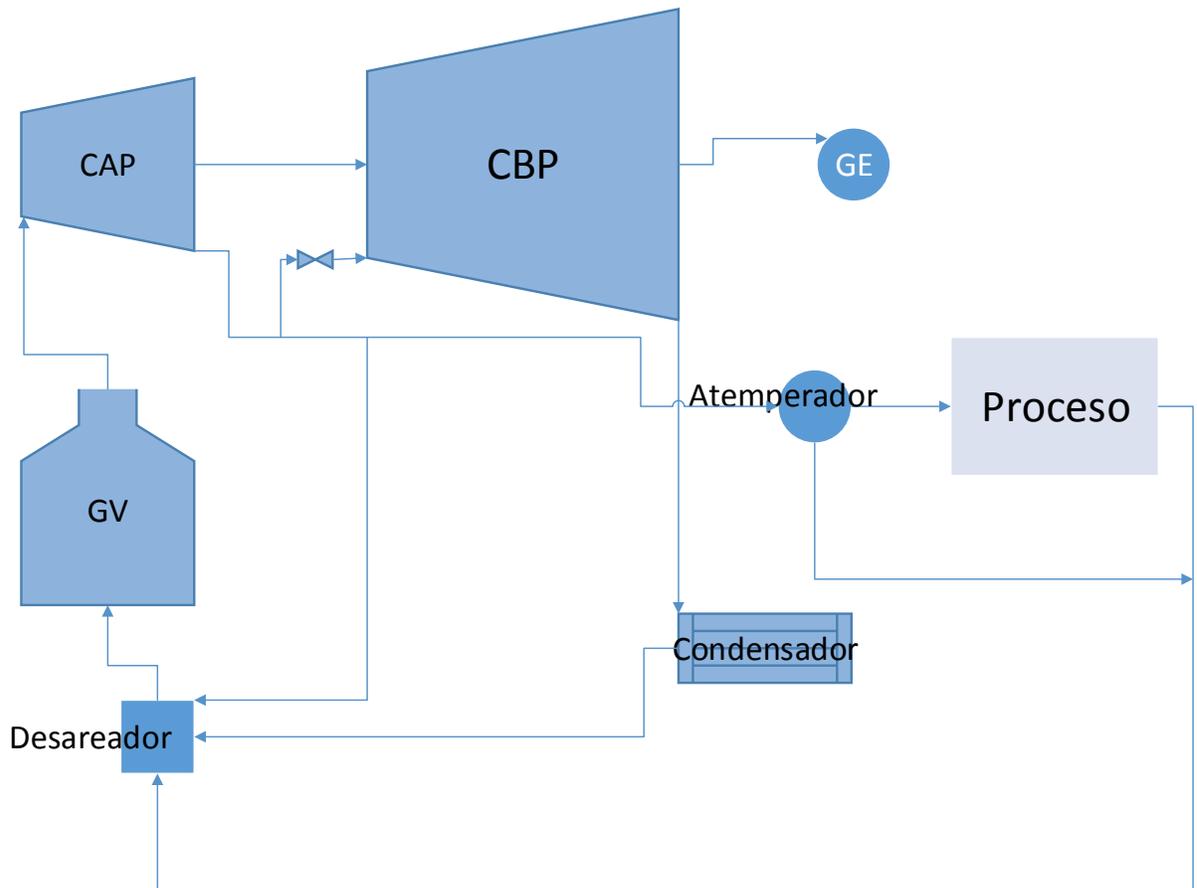


Figura 4 Esquema de cogeneración

Activo (Zafra):

Molino

$$m_b = m_c * \left[\frac{x_{fc}}{1 - x_{hb}} \right] \quad (1)$$

m_b flujo de bagazo a la salida del último molino [t/h]

m_c	flujo de caña a la entrada del basculador	[t/h]
x_{fc}	fracción de fibra en caña	[-]
x_{hb}	humedad del bagazo	[-]

Caldera

$$m_{bc} * (1 - x_{hb}) * Q_{ib} * N_{vg} = m_{vg} * (h_1 - h_6) \quad (2)$$

$$h_1 = f(P_1, T_1) \quad (3)$$

$$m_{vg} = m_{aa} \quad (4)$$

$$h_6 = f(P_2, x = 0) \quad (5)$$

m_{aa}	flujo del agua de alimentación	[t/h]
m_{bc}	flujo de bagazo al generador de vapor	[t/h]
Q_{ib}	calor específico de combustión inferior del bagazo seco [MJ/t]	
N_{vg}	eficiencia del generador de vapor	[-]
m_{vg}	masa de vapor generada en zafra	[t/h]
h_1	entalpía del vapor generado	[kJ/kg]
h_6	entalpía del agua de alimentación	[kJ/kg]

Cilindro de alta presión

$$W_{ap} = m_{vg} * (h_1 - h_2) * \frac{N_{em}}{3600} \quad (6)$$

$$N_{ap} = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h(P_2, s_1)} \quad (7)$$

W_{ap} potencia desarrollada por el cilindro de alta presión

de la turbina de vapor [MW]

h_2 entalpia del vapor a la salida [kJ/kg]

N_{ap} eficiencia del cilindro de alta presión [-]

N_{em} rendimiento electromecánico [-]

Cilindro de baja presión

$$m_{bp} = 0.05 * G_{cbp} \quad (8)$$

$$W_{bp} = m_{bp} * (h_2 - h_3) * \frac{N_{em}}{3600} \quad (9)$$

$$N_{bp} = \frac{h_2 - h_3}{h_2 - h(T_3, s_2)} \quad (10)$$

W_{bp} potencia desarrollada por el cilindro de baja presión [MW]

N_{bp} eficiencia del cilindro de baja presión [-]

h_3 entalpia de del vapor de escape del condensado [kJ/kg]

Proceso

$$m_{vd} = m_c * D_{vp} \quad (11)$$

$$m_{vp} * h_2 + m_{at} * h(T = T_4, x = 0) = m_{vd} * h(P = P_2, x = 1) \quad (12)$$

$$m_{vp} + m_{at} = m_{vd} \quad (13)$$

$$m_{cp} = m_{vp} \quad (14)$$

m_{vd} masa de vapor saturado demandado por el proceso [t/h]

D_{vp} demanda de vapor relativa a caña molida [-]

m_{vp} masa de vapor sobrecalentado a la atemperadora [t/h]

m_{at} flujo de agua a la atemperadora [t/h]

m_{cp} masa de condensado del proceso [t/h]

Desaireador

$$m_{bp} * h(T_3, x = 0) + m_{cp} * h(T = T_4, x = 0) + m_{da} * h_2 = m_{aa} * h_6 \quad (15)$$

$$m_{bp} + m_{cp} + m_{da} = m_{aa} \quad (16)$$

m_{bp} flujo de vapor a cilindro de baja presión [t/h]

m_{da} flujo de vapor a desaireador [t/h]

Almacén de bagazo

$$(m_b - m_{bc}) * t_z * x_{np} * 24 * (1 + x_{pb}) = M_{ba} \quad (17)$$

t_z tiempo de zafra [días]

x_{np} fracción de aprovechamiento de la norma de potencial [-]

x_{pb} fracción de paja a mesclar con bagazo [-]

M_{ba} masa de bagazo almacenado [t]

Inactivo (No Zafra)

Todos los parámetros que a continuación contienen (i) tienen el mismo significado que los anteriores pero en inactivo.

Almacén de bagazo

$$\frac{M_{ba}}{mi_{bc} * 24} = t_i \quad (18)$$

$$Q_{ibp} = (1 - x_{hb}) * Q_{ib} * (1 - x_{pb}) + (1 - x_{hp}) * Q_{ip} * x_{pb} \quad (19)$$

x_{hp}	humedad de la paja	[-]
Q_{ip}	calor específico inferior de la paja	[MJ/t]
M_{ba}	masa del bagazo almacenado	[t]
Q_{ib}	calor específico inferior del bagazo	[MJ/t]
Q_{ibp}	calor específico inferior de la mezcla paja-bagazo	[MJ/t]

Caldera

$$mi_{bc} * Q_{ibp} * N_{gv} = mi_{vg} * (h_1 - h_6) \quad (20)$$

$$mi_{vg} = mi_{aa} \quad (21)$$

N_{gv}	eficiencia del generador de vapor	[-]
----------	-----------------------------------	-----

Cilindro de alta presión

$$W_{iap} = mi_{vg} * (h_1 - h_6) * \frac{N_{em}}{3600} \quad (22)$$

$$E_{vi} = \left((W_{iap} + W_{ibp}) * (1 - D_{ie}) \right) * 24 * t_i \quad (30)$$

$$E_n = (W_{ap} + W_{bp}) * 24 * t_z * x_{np} + (W_{iap} + W_{ibp}) * 24 * t_i \quad (31)$$

E_{vz}	electricidad vendida en zafra	[MWh/año]
E_{vi}	electricidad vendida en inactivo	[MWh/año]
E_n	electricidad bruta producida	[MWh/año]
D_{ep}	demanda de electricidad del proceso	[kWh/t]
D_{ie}	demanda de electricidad interna en la bioeléctrica	[-]

Indicadores de productividad

$$ee_n = E_n * \frac{1000}{m_c * t_z * x_{np} * 24} \quad (32)$$

$$ee_v = (E_{vz} + E_{vi}) * \frac{1000}{m_c * t_z * x_{np} * 24} \quad (33)$$

ee_n	índice de energía eléctrica producida bruta	[kWh/t]
ee_v	índice de energía eléctrica vendida	[kWh/t]

El modelo termodinámico presentado anteriormente contiene varias asunciones que hay que tener en cuenta para evaluar los resultados.

- Se asume la caldera y la turbina de eficiencia constante
- Se asumió líquido saturado a la salida del desaireador
- Se redondea a entero la capacidad de la turbina

2.3. Resultados caso de estudio Central Panchito Gómez Toro

Como estudio de caso se toman los datos de partida de un estudio de oportunidad para la cogeneración a alta presión en el Central UEB Panchito Gómez Toro realizado por profesores pertenecientes al CEETA.

Datos de partida

$m_c = 167 [t/h]$	Flujo de caña
$t_z = 150 [d]$	Tiempo calendario de zafra
$t_i = 100 [d]$	Tiempo de inactivo para diseño
$x_{np} = 0.85$	Aprovechamiento de la norma potencial
$x_{fc} = 0.14$	Proporción fibra en caña
$x_{pb} = 0.1$	Proporción paja bagazo almacén
$Q_{ip} = 14000 [MJ/t]$ de la paja	Calor específico de combustión inferior de la paja
$Q_{ib} = 15000 [MJ/t]$ del bagazo	Calor específico de combustión inferior del bagazo
$x_{hb} = 0.5$	Humedad del bagazo
$x_{hp} = 0.2$	Humedad de la paja
$P_1 = 6.7 [MPa]$	Presión del generador de vapor
$T_1 = 520 [°C]$	Temperatura del vapor generado
$P_2 = 0.22 [MPa]$	Presión de la extracción
$T_4 = 95 [°C]$ condensado (proceso)	Temperatura de recuperación de condensado (proceso)
$T_3 = 50 [°C]$	Temperatura de condensación
$N_{gv} = 0.85$	Rendimiento del generador de vapor
$N_{em} = 0.94$	Rendimiento electromecánico

$N_{ap} = 0.85$ de alta presión	Rendimiento isoentrópico del cilindro
$N_{bp} = 0.74$ de baja presión	Rendimiento isoentrópico del cilindro
$D_{vp} = 0.45$	Demanda de vapor a proceso
$Dep = 22 [KWh/t]$	Demanda de electricidad a proceso
$D_{ie} = 0.1$	Demanda insumo electricidad

La solución del sistema de ecuaciones que representa el modelo antes descrito se implementó en el software Engineering Equation Solver (Klein, 2012). El resumen de los resultados del modelo son los que a continuación se relacionan, en el anexo 1 se relacionan los valores para todas las variables implicadas en el modelo.

Dimensionamiento

Caldera de 80 t/h

Turbina de extracción condensación de 17 MW con capacidad del CAP igual a 80 t/h y de 29 t/h para el CBP

Almacén de bagazo para 34000 t

Resultados productivos

Energía bruta producida igual a 65 550 MWh

Índice de generación 128 kWh/t de caña

Energía vendida en zafra igual a 29 700 MWh

Energía vendida en inactiva igual a 18 000 MWh

Modos de operación en zafra y en inactivo

En zafra la caldera genera 79.45 t/h de vapor, todo este vapor pasa por el CAP y solo 1.45 t/h pasa al CBP. De la diferencia, 4.15 t/h van al desaireador y 73.84 t/h a proceso, a lo que se le suma 1.31 t/h de agua en la atemperadora lo cual completa la cantidad de 75.15 t/h de vapor demandada por el proceso.

En inactivo la caldera genera 32.07 t/h de vapor, 3.889 t/h pasan al desaireador y el resto 28.18 t/h pasa al CBP.

Porcentaje de capacidad de operación de turbina y caldera

Tabla 2.1 Porcientos de capacidad para el CAP, CBP y Caldera

	Capacidad(t/h)	Activo	Inactivo
Gcap	80	99%	40%
Gcbp	29	4.5%	100%
Caldera	80	99%	40%

La tabla 2.1 muestra las capacidades máximas para las que fueron diseñadas la turbina y caldera, así como los porcentos de capacidad en operación para ambas.

Consumo de agua

Cuando el central se encuentra operando en activo existe un consumo adicional de agua mínimo ya que el CBP solo opera a una capacidad de 4.5%, por el contrario, en inactivo el CBP utiliza el 100% de su capacidad por lo que se incrementa el agua a condensación, pero sin consumo de agua en el central. Esto crea un balance favorable en el consumo de agua para enfriamiento y por lo tanto el nuevo sistema de cogeneración no genera un estrés adicional importante sobre los recursos hídricos.

2.4. Análisis Financiero

El análisis financiero se realizó utilizando el método de los flujos uniformes descontado, para el cual se tuvieron en cuenta índices de costo de inversión por kW instalados así como de operación y mantenimientos fijos y variables, todos ellos con un error consistentes con el de un estudio de oportunidad.

A continuación se relacionan las ecuaciones para el cálculo de los costos, el valor actual neto y la tasa interna de retorno del proyecto y el periodo de recuperación descontado.

$$I_{total} = W_n * 1000 * C_{inv} \tag{34}$$

$$ca_{depr} = \frac{I_{total}}{t_{vp}} \quad (35)$$

$$ca_{OMv} = E_n * 1000 * C_{OMv} \quad (36)$$

$$ca_{OMf} = I_{total} * 1000 * C_{OMv} \quad (37)$$

$$C_{ev} = \frac{ca_{depr} + ca_{OMv} + ca_{OMf}}{(E_{vz} + E_{vi}) * 1000} \quad (38)$$

$$FC_a = \left((E_{vz} + E_{vi}) * 1000 * P_{ev} - ca_{depr} - ca_{OMv} - ca_{OMf} \right) * (1 - T_{imp}) + ca_{depr} \quad (39)$$

$$VAN = \frac{FC_a}{FRC} - I_{total} \quad (40)$$

$$FRC = (1 + T_d)^{t_{vp}} * \left[\frac{T_d}{(1 + T_d)^{t_{vp}} - 1} \right] \quad (41)$$

$$FRCi = (1 + TIR)^{t_{vp}} * \left[\frac{TIR}{(1 + TIR)^{t_{vp}} - 1} \right] \quad (42)$$

$$FC_a = I_{total} * FRCi \quad (43)$$

$$FRCr = (1 + T_d)^{PRId} * \left[\frac{T_d}{(1 + T_d)^{PRId} - 1} \right] \quad (44)$$

$$FC_a = I_{total} * FRCr \quad (45)$$

C_{inv}	costo de inversión	[\$]
ca_{depr}	costo anual por depreciación	[\$/año]
I_{total}	inversión total	[\$]
t_{vp}	tiempo de vida útil del proyecto	[año]
ca_{OMv}	costo anual de operación y mantenimiento variable	[\$/año]
C_{OMv}	costo de operación y mantenimiento variable	[\$/año]
	relativo a la electricidad producida	[\$/kWh]
ca_{OMf}	costo anual de operación y mantenimiento fijo	[\$/año]
C_{ev}	costo equivalente de electricidad vendida	[\$/kWh]
F_{Ca}	flujo anual de caja	[\$/año]
P_{ev}	precio de electricidad vendida	[\$/kWh]
T_{imp}	tasa de impuesto	[-]
VAN	valor actual net	[\$]
FRC	factor de recuperación de capital	[1/año]
T_d	tasa de descuento	[-]
$FRCi$	factor de recuperación de capital para $VAN=0$	[1/año]
TIR	tasa interna de retorno	[-]
FRC_r	factor de recuperación de capital para $T_d=TIR$	[-]
PRI_d	periodo de recuperación de la inversión descontado	[-]

Análisis financiero del estudio de caso

Premisas

$$C_{inv} = 2200 \text{ [$/KW]}$$

$$C_{OMv} = 0.01 \text{ [$/KWh]}$$

$$C_{OMf} = 0.01$$

$$T_{imp} = 0.35$$

$$T_d = 0.1$$

$$P_{ev} = 0.15 \text{ [$/KWh]}$$

$$t_{vp} = 20 \text{ [año]}$$

Análisis de los resultados financieros

El análisis financiero del proyecto con el esquema de cogeneración propuesto dio como resultado un costo de electricidad vendida igual a 6 centavos/kWh, el cual es inferior al precio de venta de la electricidad.

El VAN de la inversión al final de la vida útil del proyecto es positivo e igual a 1.46 millones de pesos siendo la inversión inicial de 38 millones. La TIR resulto igual a 10.56 %, la cual es por bastante poco superior a la rentabilidad mínima exigida al capital, representada por una tasa de descuento igual a 10 %.

El periodo de recuperación descotado de la inversión es de 18 años.

Conclusiones parciales

1. Con el modelo termodinámico se obtuvo una caldera de 80 t/h, capacidad turbina de extracción-condensación de 17 MW y una producción de energía bruta igual a 65500 MWh.
2. Para el análisis financiero del proyecto el costo de electricidad vendida es igual a 6 centavos /kWh, el VAN resulto positivo e igual 1.46 millones de pesos y la TIR de 10.56 %.

Capítulo III Análisis de sensibilidad

En este capítulo se realizan y discuten seis análisis de sensibilidad (X_{pb} , Q_{ib} , D_{vp} , C_{inv} , Dep , P_{ev}) contra cuatro resultados del modelo de estudio de oportunidad expuesto y aplicado en el Capítulo II (VAN , TIR , En y W_n). Siempre que el modelo lo permitió, las variaciones de las variables se mantuvieron en $\pm 20\%$.

3.1. Análisis de sensibilidad para porcentaje de paja a mezcla con bagazo

La variación del porcentaje de paja a mezcla con bagazo depende de varios factores, entre los más importantes están; la recolección, transporte, almacenamiento, variedad de la caña, y procesos tecnológicos para transformarlos. La utilización de este recurso con fines energéticos es una necesidad indispensable, pero su uso energético lleva consigo la utilización de más fertilizante y la pérdida de humedad. Este uso no es sustentable ecológicamente, enfrenta problemas relacionados con sus características, además de los de recolección, manipulación y transporte. Es por ello que los expertos plantean diferentes porcentajes de paja que se puede recuperar del campo sin afectar el crecimiento y desarrollo de los retoños.

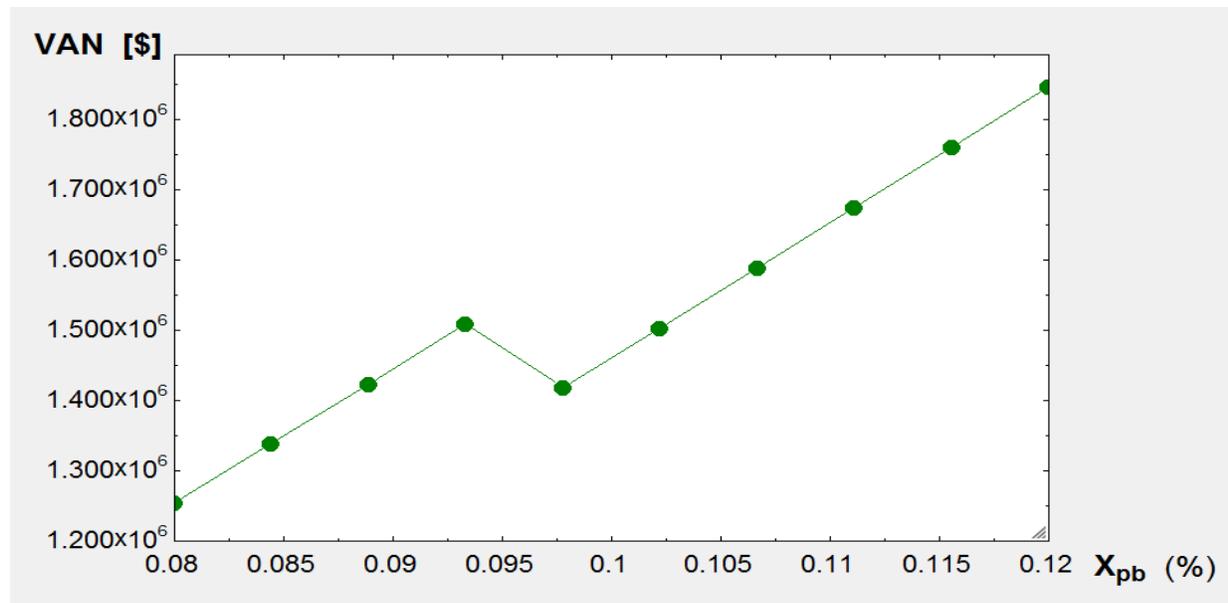


Figura 5 (valor actual neto-porcentaje de paja a mezcla con bagazo)

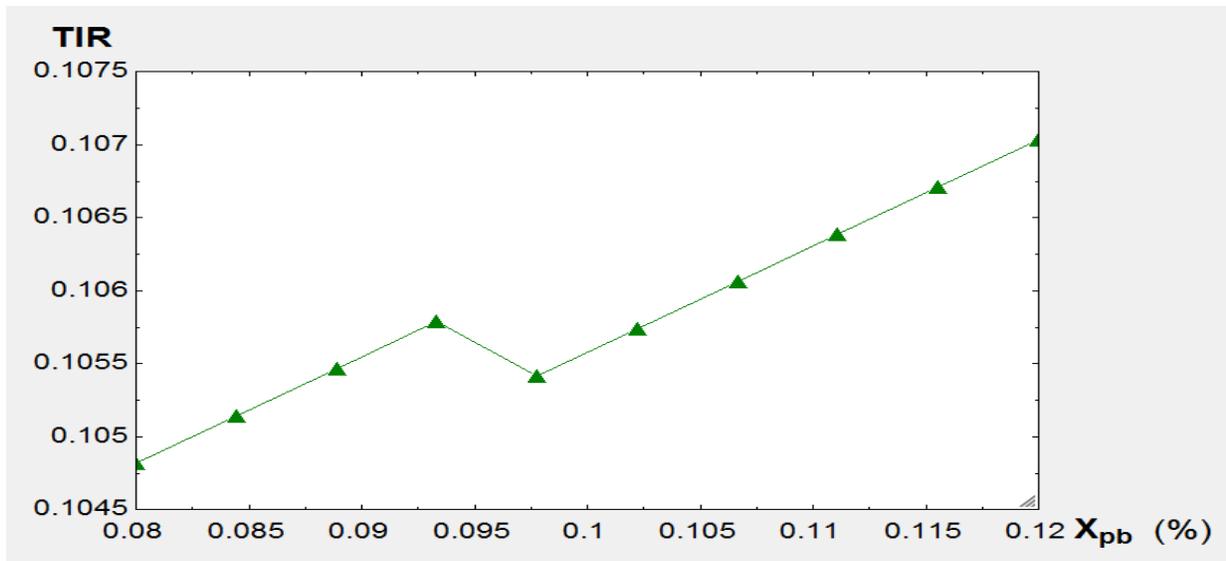


Figura 6 (tasa interna de retorno-porciento de paja a mezcla con bagazo)

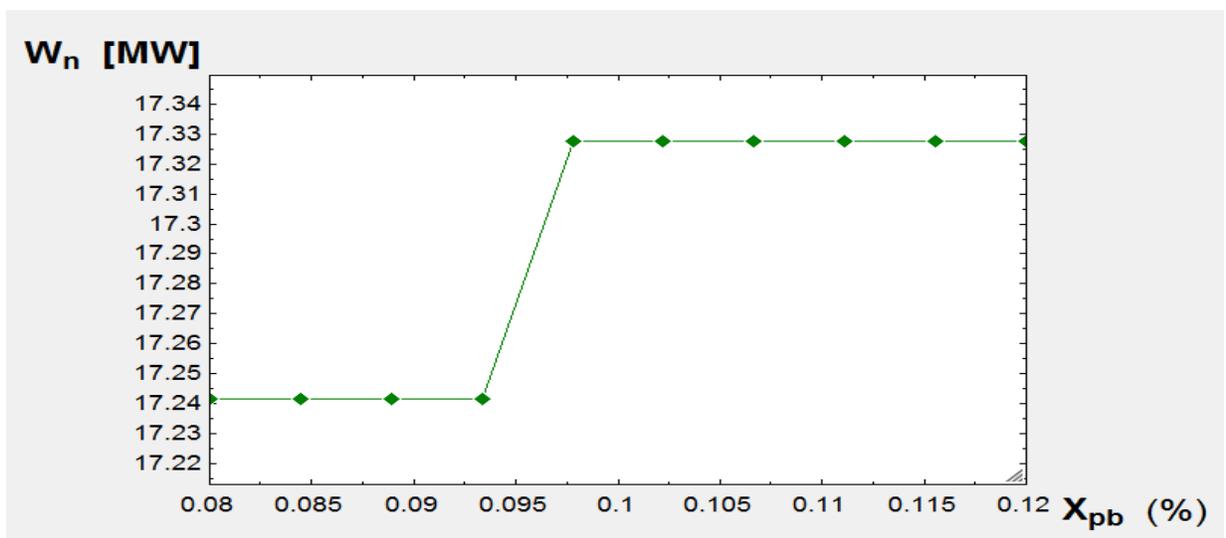


Figura 7 (potencia neta producida-porciento de paja a mezcla con bagazo)

En la figura 5 y 6 se observa como a medida que se incrementa el porciento de paja a mezcla con bagazo aumenta el valor actual neto y la tasa interna de retorno hasta que ocurre el cambio de turbina, la turbina cambiada queda sobredimensionada en su capacidad por lo que el costo de la inversión aumenta en una proporción mayor que los ingresos por venta de electricidad por lo que provoca una disminución puntal del valor actual neto y la tasa interna de retorno. En la figura 7 se observa el cambio de tecnología sobredimensionado y como se mantiene constante la potencia nominal mientras que se incrementa el porciento de paja a mezcla con bagazo.

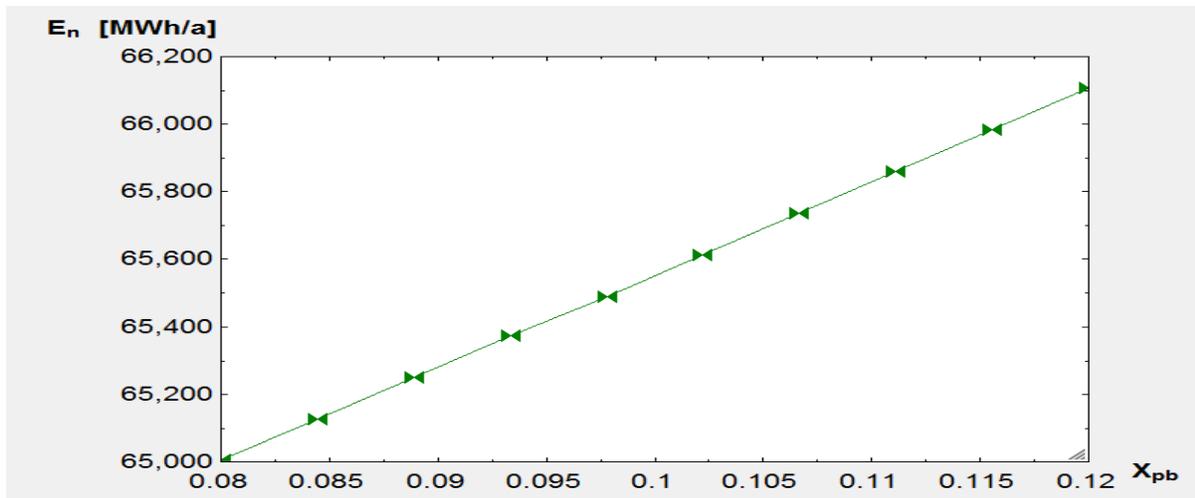


Figura 8 (energía bruta producida-porciento de paja a mezcla con bagazo)

En la figura 8 se observa como aumenta linealmente la energía bruta producida con el aumento del porciento de paja a mezcla con bagazo, esto se debe a que al aumentar el porciento de paja a mezcla con bagazo aumenta la cantidad de combustible disponible en inactivo lo que hace que aumente la generación eléctrica total.

3.2. Análisis de sensibilidad para demanda de vapor a proceso

Esta demanda representa un índice de consumo de vapor por tonelada de caña procesada y puede variar dependiendo de la configuración de la planta e azúcar, las tecnologías en equipos que se tengan instalados y las calidades de azúcar que se estén produciendo.

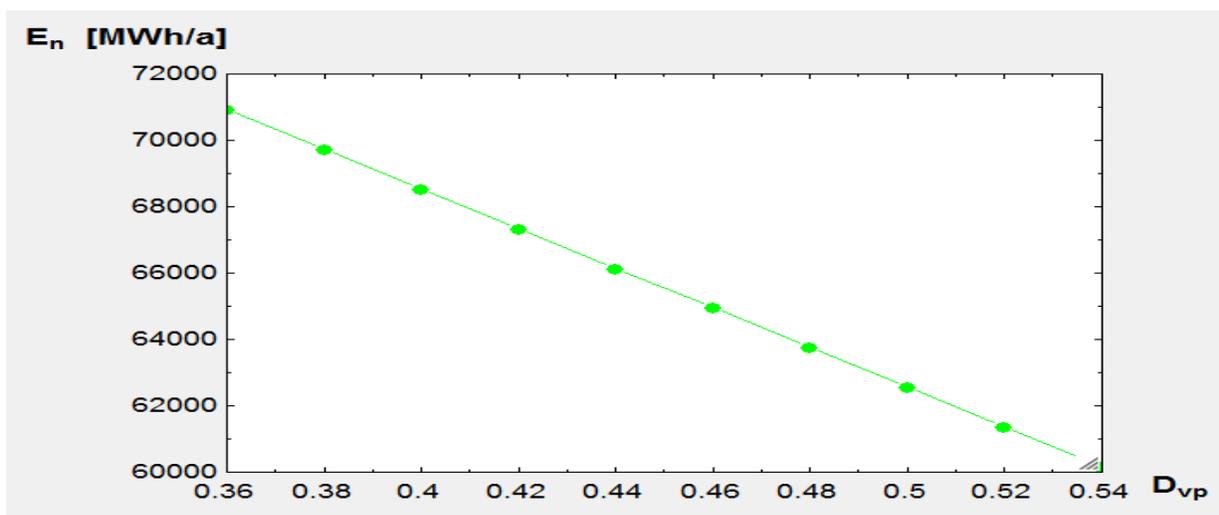


Figura 9 (demanda de vapor a proceso-energía neta producida)

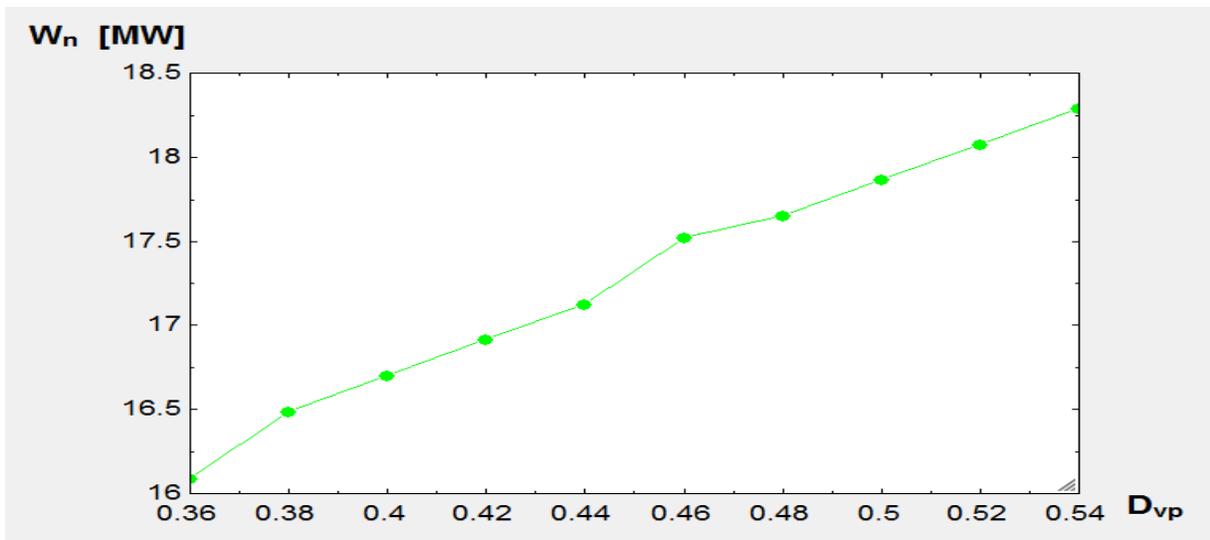


Figura 10 (demanda de vapor a proceso-potencia neta producida)

En los gráficos 9 y 10 se observa como disminuye la energía neta producida y aumenta la potencia instalada con el incremento de la demanda de vapor a proceso esto se debe a que en zafra para cumplir la demanda de vapor se consume más bagazo y aumenta el dimensionamiento del cilindro de alta presión. Al quedar menos bagazo almacenado disminuye la energía producida en inactivo y por lo tanto la energía total producida y vendida a la Unión Eléctrica (UNE).

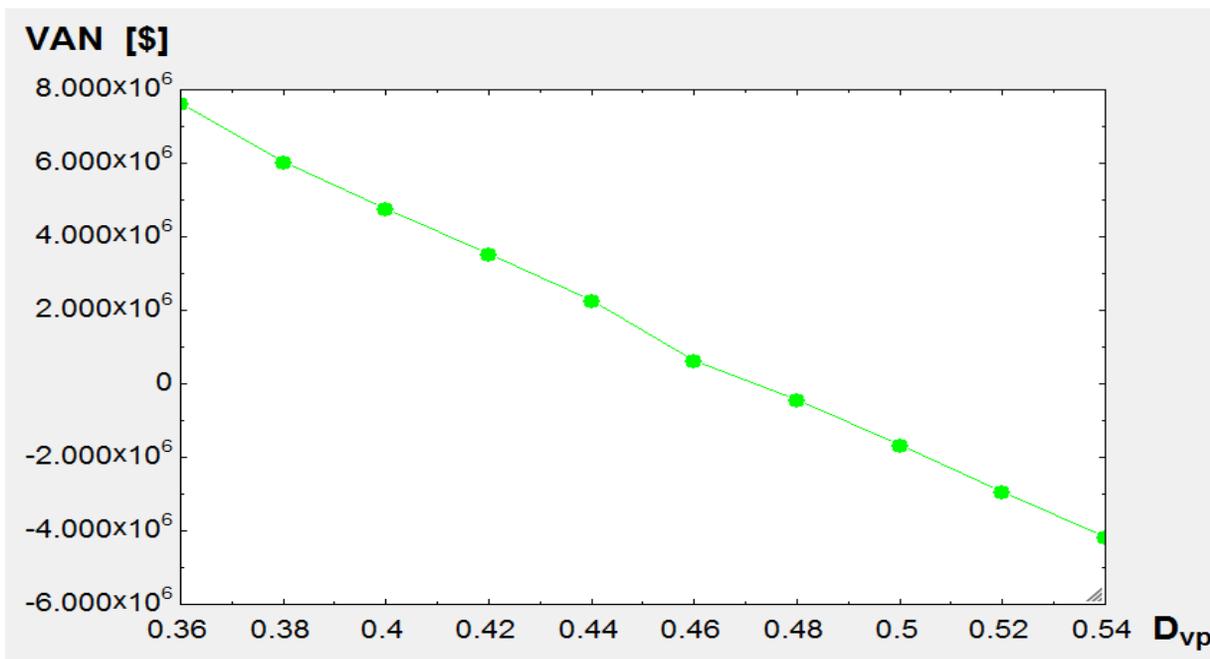


Figura 11 (demanda de vapor a proceso-valor actual neto)

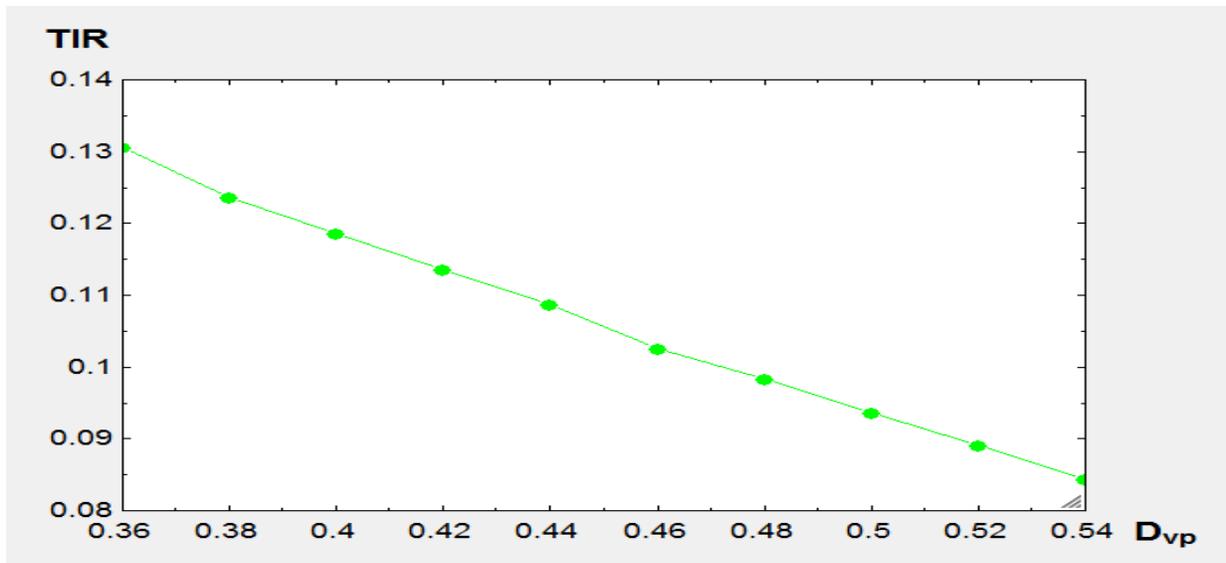


Figura 12 (demanda de vapor a proceso-tasa interna de retorno)

Al aumentar la demanda de vapor a proceso aumenta la potencia neta y disminuye la energía neta producida por lo tanto se incrementa el costo total de la inversión disminuyendo los ingresos al igual que el valor actual neto y la tasa interna de retorno. Valores de consumo de vapor por encima de 0.48 tv/tc hacen inviable el proyecto.

3.3. Análisis de sensibilidad para calor específico de combustión del bagazo

El calor específico de combustión es la propiedad más importante de los combustibles y para el caso del bagazo depende principalmente de la humedad, el contenido de azúcar, el contenido de ceniza y de la variedad de caña.

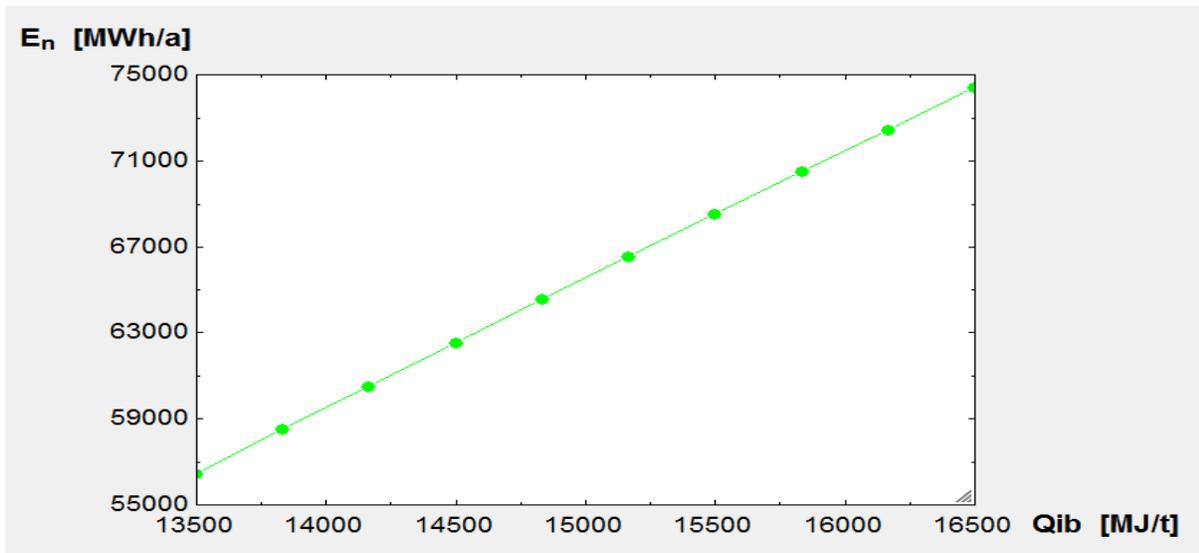


Figura 13 (calor de inferior de combustión del bagazo-energía neta producida)

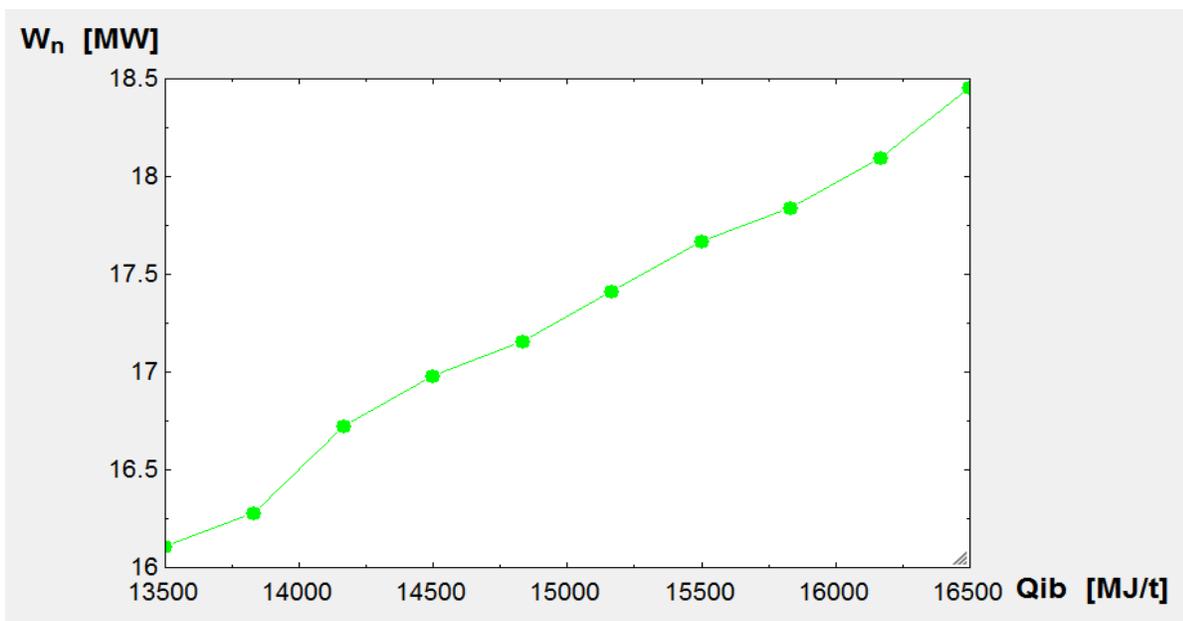


Figura 14 (calor de inferior de combustión del bagazo-potencia neta producida)

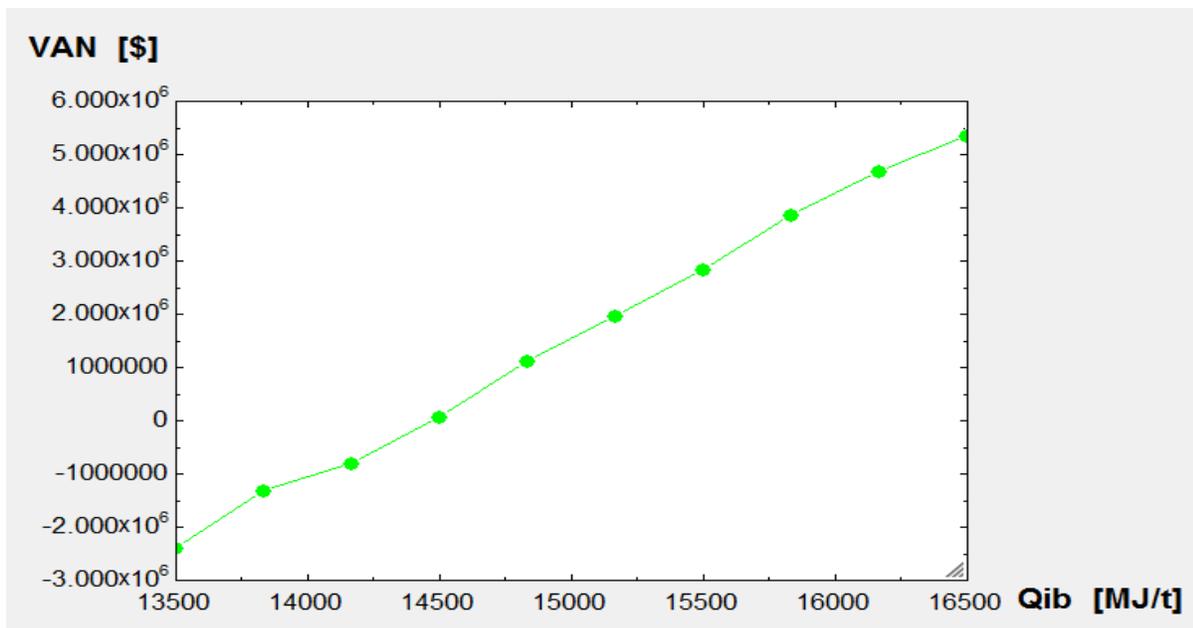


Figura 15 (calor de inferior de combustión del bagazo-valor actual neto)

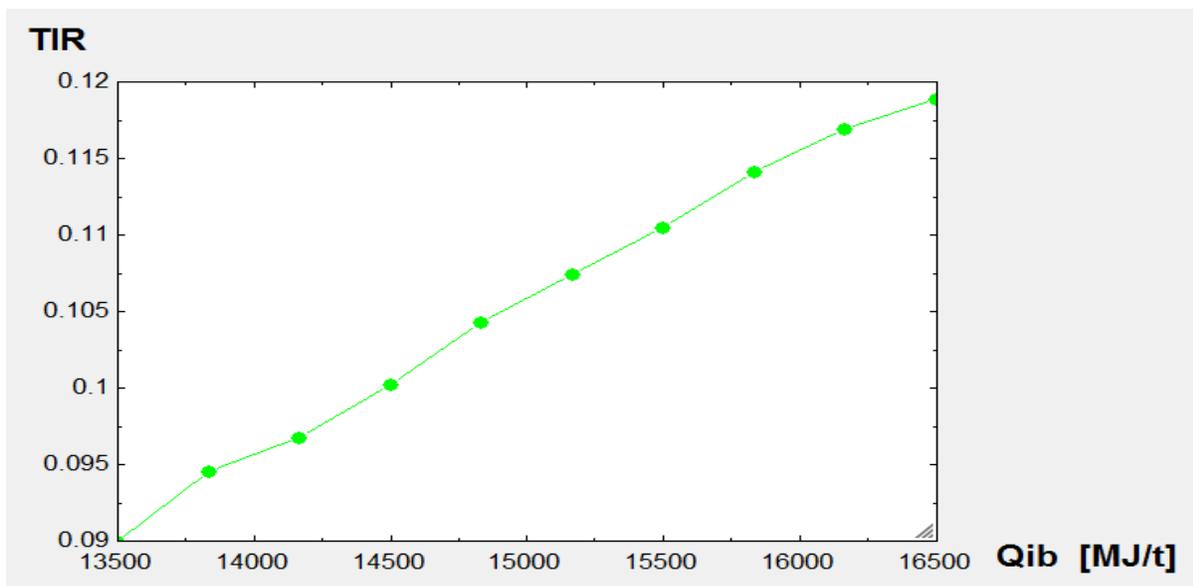


Figura 16 (calor de inferior de combustión del bagazo-tasa interna de retorno)

Al aumentar el calor específico de combustión, aumenta la cantidad de energía disponible por lo que se eleva la producción de electricidad total, la potencia neta instalada e incrementándose también la tasa interna de retorno y el valor actual neto.

3.4. Análisis de sensibilidad para costo de inversión

El costo de inversión es la variable de más incertidumbre para el proyecto y depende principalmente de la contratación del equipamiento y las condiciones para el montaje del mismo. Como se pudo ver en el Capítulo I estos costos varía considerablemente de una experiencia concreta a otra.

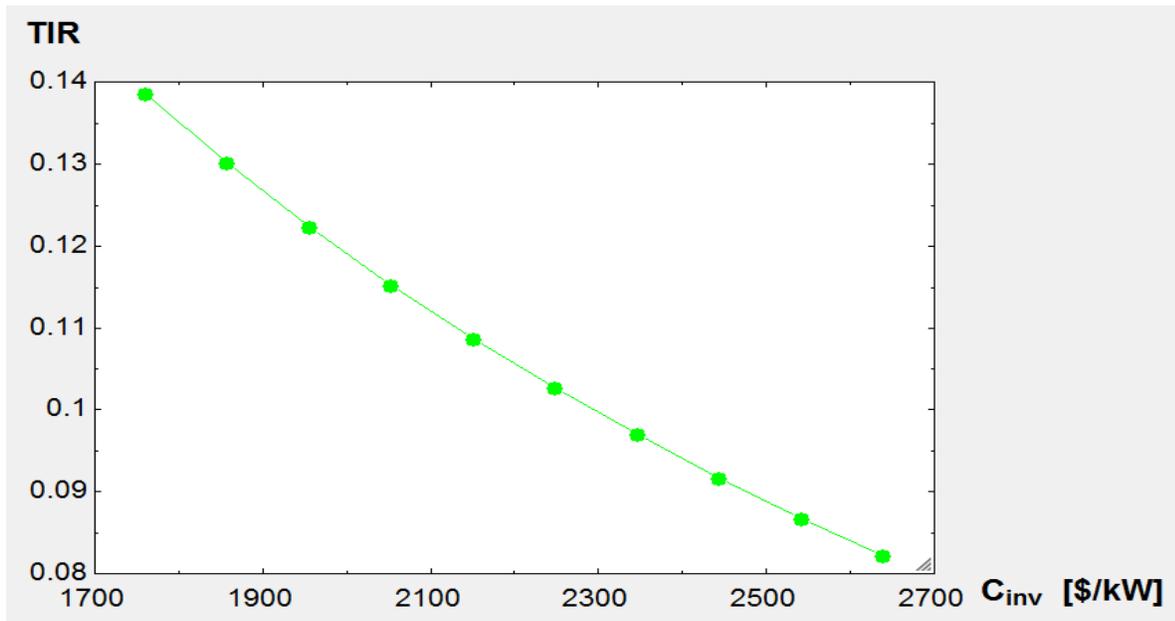


Figura 17 (costo de inversión-tasa interna de retorno)

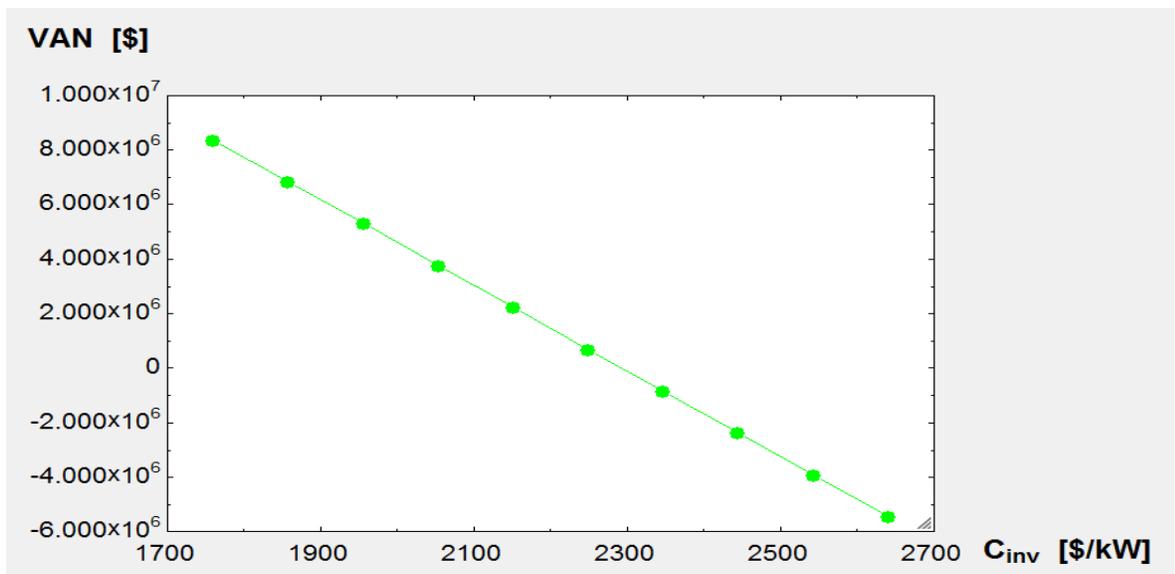


Figura 18 (costo de inversión-valor actual neto)

Como se puede apreciar en las figuras 17 y 18 la influencia de esta variable es significativa con respecto a las demás. Una disminución del 10% de esta variable eleva la tasa interna de retorno a 12.5%. A medida que el costo de inversión aumenta disminuye el valor actual neto y disminuye la tasa interna de retorno haciéndose irrentable el proyecto de cogeneración en valores por encima de 2300 \$/kW.

3.5. Análisis de sensibilidad para demanda de electricidad a proceso

La demanda de electricidad a proceso depende del ahorro y la necesidad de consumo que tenga el central azucarero para la operación de equipos que consumen energía eléctrica. Un ejemplo de equipos son los tandes de molinos que tienen un mayor consumo que los difusores. Es importante por lo tanto saber cómo se va a comportar el proyecto ante variaciones de electricidad consumidas por el central.

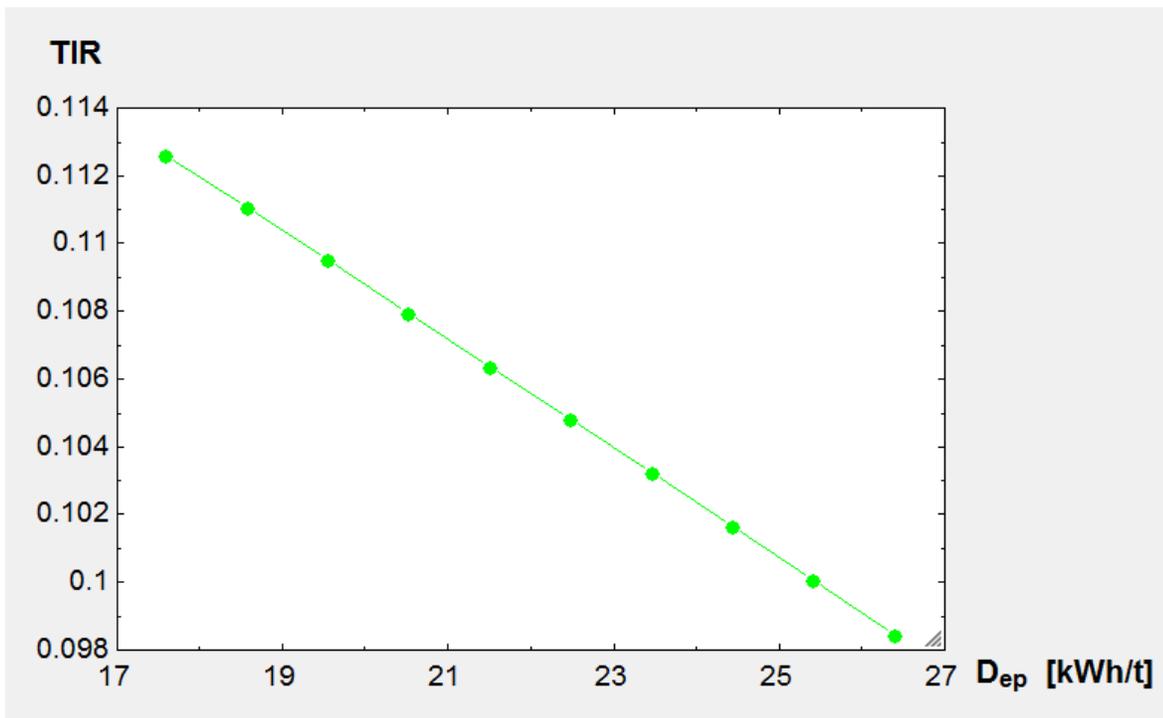


Figura 19 (demanda de electricidad a proceso-tasa interna de retorno)

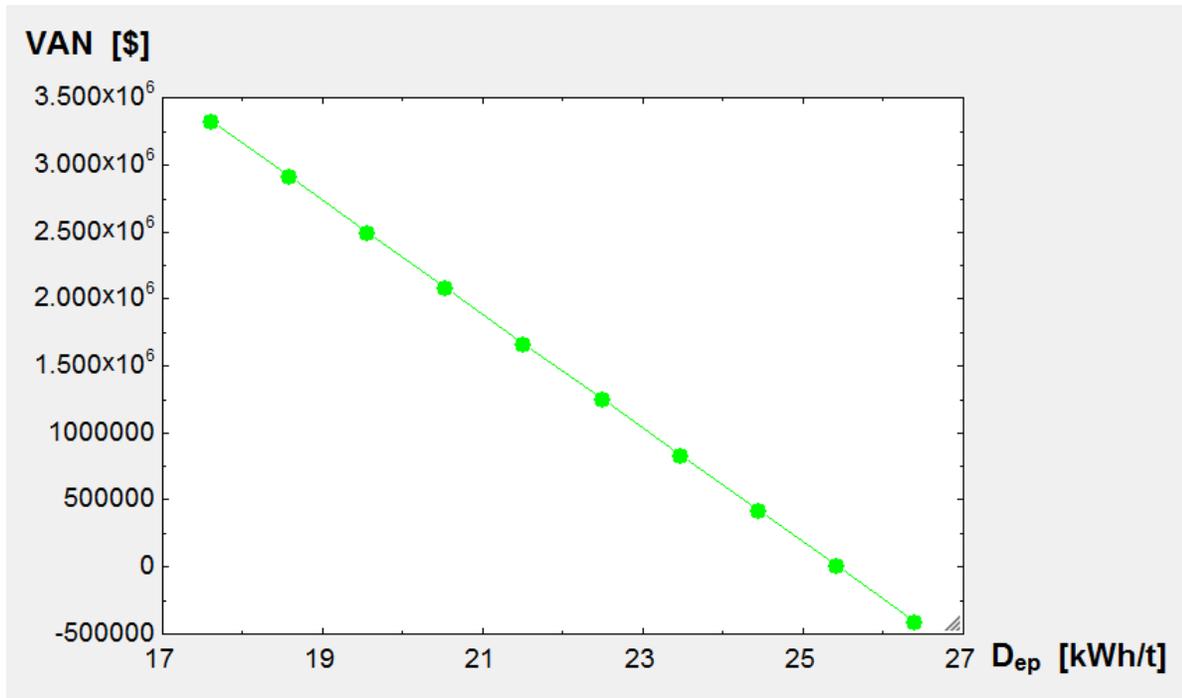


Figura 20 (demanda de electricidad a proceso-valor actual neto)

A medida que aumenta la demanda de electricidad a proceso se reducen los ingresos de la energía vendida por la planta, por lo que disminuye el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

3.6. Análisis de sensibilidad para precio de la electricidad vendida

Los precios de la electricidad que se pagan a los ingenios azucareros por las ventas de energía no poseen estadísticas coherentes. Existe una comprensible falta de homogeneidad en las condiciones del mercado para la cogeneración con bagazo debido a las diferencias de los balances energéticos nacionales y de las normativas gubernamentales y estructuras de incentivos en relación con las renovables.

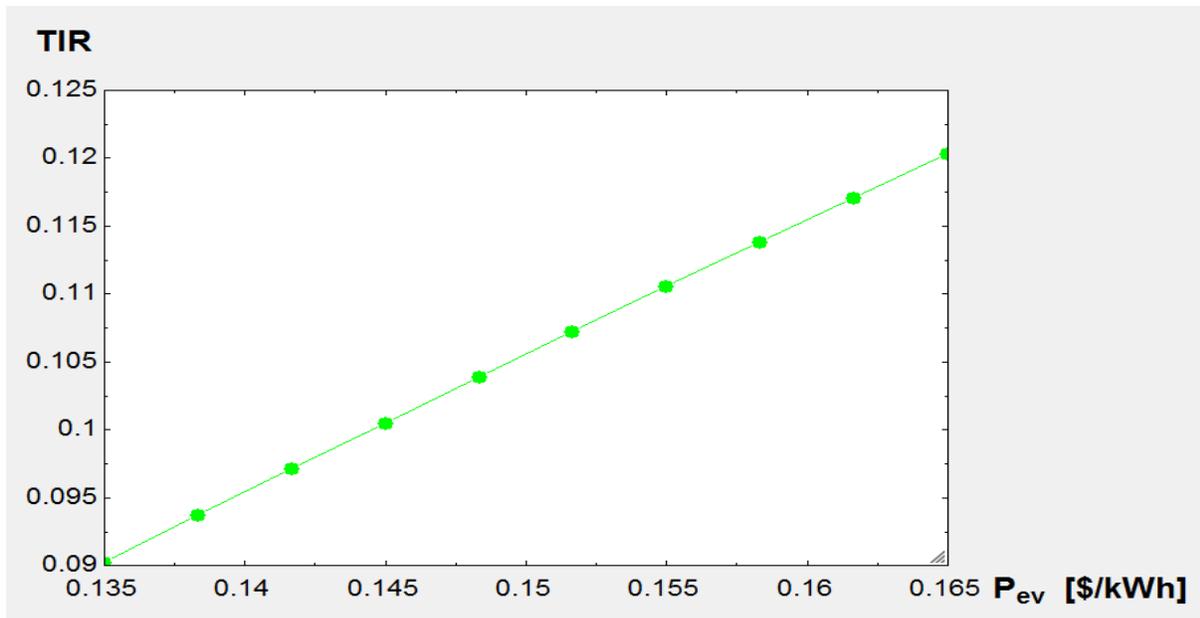


Figura 21 (precio de la electricidad vendida-tasa interna de retorno)

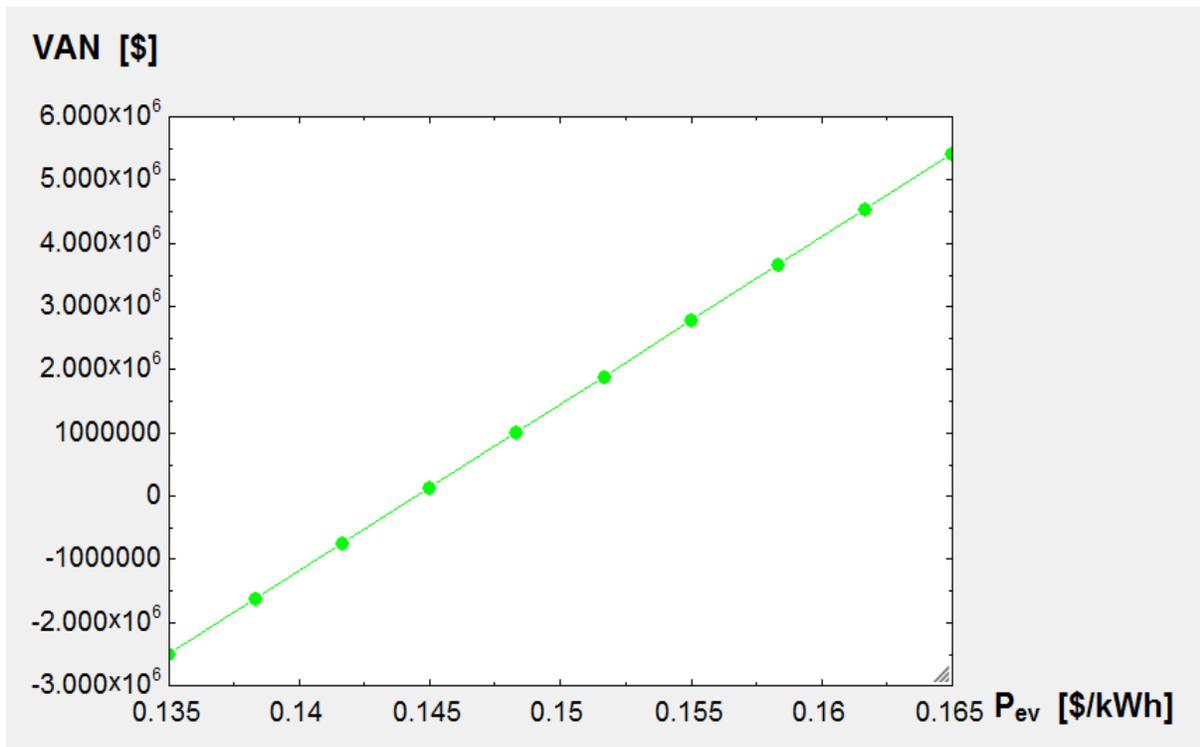


Figura 22 (precio de la electricidad vendida-valor actual neto)

Si para la misma producción de energía eléctrica disminuye su precio por debajo de 0.145 [\$/kW], el proyecto deja de ser rentable, todo lo contrario ocurre cuando aumenta, incrementándose así el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

Conclusiones parciales

Con el análisis de sensibilidad se puede concluir que las variables que más influencia tienen sobre el proyecto son: el costo de inversión, demanda de vapor a proceso y el precio de electricidad vendida. El costo de inversión sobresale por encima de todas las variables al tener la mayor incertidumbre, una disminución del 10% de esta variable eleva la TIR a 12.5% y a medida que el costo de inversión aumenta disminuye el valor actual neto y disminuye la tasa interna de retorno haciéndose irrentable el proyecto de cogeneración en valores por encima de 2300 \$/kW.

Conclusiones generales

1. La bibliografía indica, que los costos de inversión a realizar para tecnologías de cogeneración son un obstáculo que define la realización de estos tipos de proyectos dentro de la industria azucarera.
2. Con el modelo termodinámico se obtuvo el dimensionamiento de la caldera y de la turbina de extracción condensación dando como resultado 80 t/h de vapor y 17 MW de potencia respectivamente, la capacidad del cilindro de alta presión es de 80 t/h mientras que el de baja presión es de 29 t/h. La energía bruta producida es de 65550 MWh y el índice de generación 128 kWh/t de caña, la energía vendida en zafra y en inactivo es de 29700 MWh y 18000 MWh respectivamente.
3. El VAN de la inversión al final de la vida útil del proyecto es positivo e igual a 1.46 millones de pesos siendo la inversión inicial de 38 millones. La TIR resulto igual a 10.56 %, la cual es superior a la rentabilidad mínima del capital representada por una tasa de descuento igual a 10 %. El periodo de recuperación descotado de la inversión es de 18 años.
4. Con el análisis de sensibilidad se puede concluir que las variables que más influencia tienen sobre el proyecto son: el costo de inversión, demanda de electricidad a proceso y el precio de electricidad vendida. El costo de inversión sobresale por encima de todas las variables al tener la mayor incertidumbre, una disminución del 10% de esta variable eleva la TIR a 12.5% y a medida que el costo de inversión aumenta disminuye el valor actual neto y disminuye la tasa interna de retorno haciéndose irrentable el proyecto de cogeneración en valores por encima de 2300 \$/kW.

Recomendaciones

1. Realizar el modelo termodinámico considerando variable la eficiencia de la caldera y turbina

Bibliografía

- CARRALERO, I. F. D. T. E. I. N. G. Bagazo de caña de azúcar: ¿energía o etanol carburante? Dos casos de estudio.
- CHANAMPA, C. N. Q. 2010. *Análisis energético de un sistema de cogeneración con ciclo combinado y gasificación para la industria azucarera*. UNIVERSIDAD DE PUERTO RICO.
- EPA 2007. Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies. United States Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership.
- HINCAPIÉ, J. G. A. 2011. Cogeneración, un Aprovechamiento Eficiente de la Energía.
- KLEIN, S. A. 2012. Engineering Equation Solver.
- MÉXICO, C. 2012. *Guía Práctica de Trámites y Permisos para Proyectos de Cogeneración de Energía Eléctrica en México* [Online].
- MONTIEL, J. L. R. *Uso de la biomasa cañera como alternativa para el incremento de la eficiencia energética y la reducción de la contaminación ambiental* [Online].
- PINZÓN, J. C. A. 2009. *SIMULACIÓN DE LAS UNIDADES DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE BAGAZO DE CAÑA DE AZÚCAR*. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.
- RUBIO-GONZÁLEZ, A. M., ROQUE-DÍAZ, P. R. & PÉREZ-EGUSQUIZA, F. 2006. Estado del arte en la cogeneración de electricidad en la industria de la caña de azúcar. Primeros pasos hacia una industria sucroenergética. *Centro Azucar*.
- SALA LIZARRAGA, J. M. 1994. *Cogeneración, Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos*, Bilbao, Universidad del país Vasco
- SOSA, M. I. & FUSHIMI, A. *La cogeneración en el contexto de las tecnologías de conversión energética del futuro*.
- VELASCO, F. R. 2009. *ESTUDIO DE VIABILIDAD Y DISEÑO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN PARA UNA INDUSTRIA CÁRNICA*. UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR.

Anexos

Anexo 1 Resultados del análisis termodinámico

ca_depr=1.9E+06 [\$/a]	ca_OMf=381 [\$/a]	ca_OMv=655 [\$/a]	C_ev=6.16E-02 [\$/kWh]	C_inv=2,200 [\$/kW]
C_OMf=0.01	D_ep=22 [kWh/t]	D_ie=0.1	D_vp=0.45	ee_n=128.3 [kWh/t]
ee_v=93.44 [kWh/t]	E_n=65,5 [MWh/a]	E_vi=18,1 [MWh/a]	E_vz=29,7 [MWh/a]	FCa=4.65E+06 [\$/a]
FRC=0.1175	FRCi=0.122	FRCr=0.122	G_cap=80	G_cbp=29
I_total=3.8E+07 [\$]	mi_aa=32.07 [t/h]	mi_bc=14.12 [t/h]	mi_bp=28.18 [t/h]	mi_da=3.89 [t/h]
mi_vg=32.07 [t/h]	m_aa=79.45 [t/h]	m_at=1.3 [t/h]	m_b=46.76 [t/h]	M_ba=33,8 [t/z]
m_bc=36.69 [t/h]	m_bp=1.45 [t/h]	m_c=167 [t/h]	m_cp=73.84 [t/h]	m_da=4.158 [t/h]
m_vd=75.15 [t/h]	m_vg=79.45 [t/h]	m_vp=73.84 [t/h]	N_ap=0.85	N_bp=0.74
N_em=0.94	N_gv=0.85	PRId=18 [a]	P_ev=0.15 [\$/kWh]	Qib=15,000 [MJ/t]
Qip=14,000 [MJ/t]	Qi_bp=7,870 [kJ/kg]	TIR=0.1056	T_d=0.1	t_i=100 [d]
T_imp=0.35	t_vp=20 [a]	t_z=150 [d]	VAN=1.5E+06 [\$]	Wi_ap=5.9 [MW]
Wi_bp=2.4 [MW]	W_ap=14.73 [MW]	W_bp=0.12 [MW]	W_n=17.33 [MW]	X_fc=0.14
X_hb=0.5	X_hp=0.2	X_np=0.85	X_pb=0.1	