

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial

Trabajo de Diploma



Título

*Concepción y evaluación de un sistema de cogeneración
para la UB “Desembarco del Granma”.*

***Autor:** Idilio Carrión Vásquez*

***Tutor:** Dr. C. Manuel A Rubio Rodríguez*

***Curso:** 2016-2017*

Agradecimientos

A:

Mis padres Idilio y María Julia por guiarme en la vida y apoyarme en todos mis caprichos hasta el final.

A mis abuelos Lida y José por estar siempre atentos a todas mis necesidades desde pequeño.

Mi tutor Dr. C. Manuel A. Rubio Rodríguez por sus orientaciones, aclaraciones y paciencia durante el desarrollo y elaboración de todos los proyectos realizados con él.

Mis tíos Alexey, Papito y Rosa por su apoyo y disposición en todos los momentos.

Mi familia por estar siempre presente cada vez que los necesitaba para lo que me hiciera falta.

Todos los profesores que me enseñaron tanto en el trascurso de mis estudios siempre.

A la jefa de servicios técnicos de la UB “Desembarco del Granma”, María de los Ángeles García Hernández.

Mis compañeros de la Facultad de Ingeniería Mecánica de la Universidad Central Marta Abreu de Las Villas por su ayuda en todo este tiempo.

Todos los que de una forma u otra colaboraron con su apoyo a la realización de este Trabajo de Diploma.

Gracias a Dios por cuidar de mí y de mi familia.

Índice

Agradecimientos	2
Resumen.....	6
Summary	7
Introducción	8
Capítulo 1. Revisión Bibliográfica sobre la Cogeneración	11
1.1. Introducción	11
1.2. Cogeneración industrial	13
1.3. Diferentes tecnologías de cogeneración.....	15
1.4. Los factores que influyen en la elección del tipo de cogeneración.	20
1.5. Ventajas y desventajas	21
1.6. Costos de inversión y criterios generales de rentabilidad.	23
1.7. Conclusiones Parciales	26
Capítulo 2 Caracterización energética de la Empresa Textil Desembarco del Granma	27
2.1. Introducción	27
2.2. Tecnologías de suministro energético	28
2.3. Comportamiento histórico del consumo energético de la Empresa Textil “Desembarco del Granma”	33
2.4. Índices de consumo de la Empresa Textil “Desembarco del Granma” en los últimos 5 años	36
2.5. Estudio del consumo horario real de vapor en el área de suministros energéticos.....	39
2.6. Conclusiones Parciales	42
Capítulo 3 Determinación de la factibilidad económica y ambiental del caso propuesto de cogeneración mediante el uso de la herramienta RETScreen	43
3.1. Caso base: carga y red.....	43
3.2. Caso propuesto: modelo de energía	45
3.3. Análisis de costos	48
3.4. Análisis de emisiones	49
3.5. Análisis financiero	50
3.6. Análisis de riesgo.....	51
3.7. Conclusiones Parciales	53
Conclusiones	54

Recomendaciones	55
Bibliografía	56

Lista de Figuras

Figura. 1 Esquema de funcionamiento de los ciclos de cabecera y cola.....	15
Figura. 2 Esquema de una Turbina de vapor a contrapresión en un ciclo de cabecera(Lizarraga, 1994)	16
Figura. 3 Esquema de una Turbina de vapor de condensación con extracción en un ciclo cabecera	18
Figura. 4 Esquema de una planta de cogeneración	20
Figura. 5. Comportamiento del consumo de energía eléctrica.....	33
Figura. 6 Consumo anual de vapor en el área de acabado.	34
Figura. 7 Relación consumo de Fuel Oil vs Vapor Generado.	41
Figura. 8 Caso Base(Excel, 2016)	43
Figura. 9 Proyecto de Generación Eléctrica	44
Figura. 10 Grafico de características de carga del sistema del caso base.....	45
Figura. 11 Esquema topológico de la planta de cogeneracion	46
Figura. 12 Sistema eléctrico de Potencia del caso propuesto.....	47
Figura. 13 Características de sistema del caso propuesto	48
Figura. 14 Costos de Operación	49
Figura. 15 Reducción de emisiones de GEI	49
Figura. 16 Resumen de costos/ahorros/ingresos de proyecto	50
Figura. 17 Viabilidad financiera.....	50
Figura. 18 Grafico que representa el flujo de caja acumulado	51
Figura. 19 Análisis de riesgos	52
Figura. 20 Intervalo de confianza	52

Lista de tablas

Tabla 1. Datos de chapa de la caldera Pirotubular	29
Tabla 2. Datos de chapa de los calentadores de aceite	30
Tabla 3. Datos de chapa del quemador.....	30
Tabla 4. Datos de chapa de las bombas de petróleo	31
Tabla 5. Datos de chapa las calderas de aceite	31
Tabla 6. Datos de chapa de las bombas de aceite	32
Tabla 7. Datos de chapa de las bombas de llenado y vaciado	32
Tabla 8. Comportamiento del consumo de energía eléctrica(Granma, 2016b)	33
Tabla 9. Consumo anual de vapor en el área de acabado.(Granma, 2016d)	34
Tabla 10. Consumo anual Gas Licuado de Petróleo.(Granma, 2016c)	35
Tabla 11. Consumo anual de combustible diésel y gasolina.(Granma, 2016c)	35

Tabla 12. Consumo anual de agua.(Granma, 2016c)	35
Tabla 13. Consumo anual de Fuel Oil.(Granma, 2016a).....	36
Tabla 14. Consumo anual de solventes y lubricantes.(Granma, 2016c)	36
Tabla 15. Índice de consumo eléctrico.(Granma, 2016f)	36
Tabla 16. Consumo de combustible/ kg de vapor.(Granma, 2016e)	37
Tabla 17. Consumo de Fuel Oil(Granma, 2016e)	37
Tabla 18. Consumo de gas licuado(Granma, 2016e).....	37
Tabla 19. Consumo de combustible diésel y gasolina(Granma, 2016e)	38
Tabla 20. Consumo de agua(Granma, 2016e).....	38
Tabla 21. Consumo de solventes y lubricantes(Granma, 2016e).....	39
Tabla 22. Mediciones por hora de vapor consumido.....	40
Tabla 23. Mediciones por hora de vapor generado vs combustible consumido	41

Resumen

En el siguiente trabajo se realiza una revisión bibliográfica sobre la cogeneración su desarrollo histórico, concepciones tecnológicas y aplicaciones en la industria textil.

El trabajo de diploma presenta los resultados del estudio del área de “Suministros Energéticos” de la unidad básica textil “Desembarco del Granma” y se describe detalladamente las tecnologías de transformaciones energéticas, consumo e índices de consumo de los portadores energéticos. Teniéndose al área de acabado como la de mayor consumo de vapor con una media anual de 33 755 t_v y el índice de consumo eléctrico en el área energética tiene una media de 1868 kWh/t_v, el consumo de combustible por kg de vapor generado en los últimos 5 años es de 13.8 kg_v/Kg_{f.o.} y además tiene una media de consumo anual de 409 kg de combustible por cada mil metros cuadrados (kg/Mm²) de tela procesada.

Finalmente se simula mediante el uso del software RETScreen un proyecto de cogeneración de calentamiento y electricidad combinados y se obtuvo como resultado que, con una turbina de vapor con una potencia de 2 MW se obtiene 9 mil MWh de electricidad entregado a la carga que representa un 48 % casi la mitad de la electricidad consumida por la empresa, después de la aplicación de este proyecto se tiene que este trae consigo un ahorro anual de 900 mil dólares, lo que representa una cifra considerable y con la aplicación de este proyecto de cogeneración se tiene una reducción anual de 5 000 tCO₂ expulsados a la atmósfera.

Summary

In the following work a bibliographic review on the cogeneration is made its historical development, technological conceptions and applications in the textile industry.

The diploma work presents the results of the study of the "Energy Supply" area of the basic textile unit "Desembarco Del Granma" and describes in detail the technologies of energy transformation, consumption and consumption rates of energy carriers. Having the finishing area as the one with the highest consumption of steam with an annual average of 33 755 t_v and the index of electric consumption in the energy area has an average of 1868 kWh / t_v, the fuel consumption per kg of steam generated in the last 5 years is 13.8 kg_v / Kg_{f.o.} And also has an average annual consumption of 409 kg of fuel per thousand square meters (kg/Mm²) of fabric processed.

Finally, a combined heat and power cogeneration project was simulated using the RETScreen software and the result was that a steam turbine with a power of 2 000 kW yields 9 000 MWh of electricity delivered to the load it represents 48 % almost half of the electricity consumed by the company, after the implementation of this project is that this brings with it an annual savings of 900 thousand dollars, which represents a considerable figure and with the application of this cogeneration project There is an annual reduction of 5 000 tCO₂ expelled to the atmosphere.

Introducción

La UB Textil Desembarco del Granma es hoy lo que hasta inicios de este año era la Empresa Textil Desembarco del Granma, instalada en 1979 con tecnología japonesa del año 1976 y diseñada en su concepción inicial para producir 60 millones de metros cuadrados de tejido plano. Está formada hoy, por 3 plantas productivas (Hilo de Coser, Tejeduría y Acabado), una planta de Servicio (PSI) y el área administrativa con los grupos de calidad, ATM, economía, capital humano, informática, mantenimiento, energía y Metrología. Además, están los grupos de transporte y aseguramiento. Tiene 3 productos principales reconocidos: Hilo de Coser, Gasa quirúrgica y Tejido plano.

La UB Textil Desembarco del Granma no tiene hilandería para producir hilazas de insumo. Se cubre la necesidad del plan con importaciones de China, fundamentalmente. La planta de acabado también fue instalada en el año 1979. Atendiendo al grado de obsolescencia tecnológica que presenta esta planta, en el 2012 se inició la primera etapa de una inversión que prevé la reparación de la conductora que garantiza el suministro de agua a la Textilera, la modernización parcial del Bloque Energético (una caldera y compresores de aire) y los procesos de Blanqueo, Termo-fijado y empaquetado de los tejidos. Al concluir esta etapa, la empresa solamente estará en condiciones de producir 16 millones de m² de tejidos, de ellos 10 millones de m² blanco, 4 millones de m² teñidos y 2 millones de m² estampados.

El estudio de factibilidad para este plan de desarrollo contempla los recursos necesarios para alcanzar una capacidad en acabado de 32 millones de m². Para alcanzar esta capacidad es necesaria la aprobación de los recursos financieros restantes hasta alcanzar los 39 millones 676 mil pesos como moneda total. Al concluirse esta inversión la planta de acabado estará totalmente balanceada pudiéndose producir 7 millones 700 mil m² de tejido blanco; 17 millones 700 mil m² teñidos y 6 millones 600 mil m² estampados.

La UB tiene un total de 815 trabajadores, de ellos 75 son profesionales y técnicos.

La industria textil se ha perfilado en los últimos años como una de las más idóneas en la adopción de equipos de cogeneración, debido a las fuertes demandas de energía eléctrica y vapor en su proceso productivo. La adopción de estos sistemas posibilita el aumento de la eficiencia de la industria debido a que, por un lado, la energía eléctrica que es demandada para mover las bobinas, el funcionamiento de los telares y otra maquinaria especializada, y, por otro, los procesos de ennoblecimiento textil de hilos y tejidos necesitan vapor pueden ser satisfechos mediante la cogeneración. La cogeneración ofrece importantes beneficios económicos, energéticos y ambientales. En estos casos la cogeneración puede implicar una significativa disminución de la factura eléctrica. Adicionalmente, cabe destacar que a través de la cogeneración se obtienen importantes mejoras ambientales gracias al aumento de la eficiencia en el uso de portadores primarios de energía, dando de esta manera una imagen más limpia y moderna a la empresa.

En el mundo existen países como la India en que la industria textil es uno de los principales renglones de su economía en el cual los tejidos dan cuenta de un 20% de la producción industrial de la India y alrededor de un 35% de sus ingresos de exportación. Todo esto no fuera posible sin el uso de la cogeneración porque mediante el empleo de esta la industria consigue grandes ahorros en los gastos económicos en la compra de electricidad lo que le posibilita invertir en mano de obra y tecnologías para aumentar la producción lo que aumenta el empleo beneficiando también a la población y como en la India existen otros países en los cuales la industria textil es un pilar importante de su economía en los cuales también se aplica la cogeneración.

Problemática

La UB Textil Desembarco del Granma presenta un alto deterioro de su base energética actual, resultando este en un alto consumo de portadores energéticos para la generación de vapor y altos costos de operación por este concepto.

Además la base energética actual no es capaz de satisfacer las demandas que generarán las inversiones futuras en el área de acabado.

Hipótesis

Ante la necesidad ineludible de instalar nuevas capacidades de generación de vapor y considerando el desarrollo perspectivo de la UB Textil Desembarco del Granma, la instalación de un sistema de cogeneración de electricidad y calor pudiera significar un ahorro de combustible significativo para la industria en el futuro con la consecuente disminución del impacto ambiental y un abaratamiento de sus costos de operación y producción, asegurándose además el crecimiento futuro de la planta de acabado.

Objetivo general

Determinar la factibilidad técnica, económica y ambiental de invertir en un sistema de cogeneración de electricidad y calor para satisfacer el consumo de vapor presente y futuro de la planta de acabado de la Empresa Textil “Desembarco del Granma”.

Objetivos específicos

1. Realizar un estudio bibliográfico de las tecnologías para la cogeneración, sus potencialidades e identificación de la tecnología de mayor potencialidad en el caso de la Empresa Textil “Desembarco del Granma”.
2. Caracterizar los consumos energéticos de la Empresa Textil “Desembarco del Granma” con vistas al dimensionamiento de un sistema de cogeneración.
3. Conceptualizar termodinámicamente una alternativa de cogeneración para la empresa textil “Desembarco del Granma”.
4. Determinar la factibilidad económica y ambiental del caso propuesto de cogeneración mediante el uso de la herramienta RETScreen.

Capítulo 1. Revisión Bibliográfica sobre la Cogeneración

1.1. Introducción

En este capítulo se hará un estudio bibliográfico sobre la cogeneración, para ello se realiza una búsqueda de diferentes tipos de materiales bibliográficos sobre el tema, los cuales nos permitirán conocer cómo surgió el termino de cogeneración y como ha venido desarrollándose en tiempo. También se conocerán los diferentes tipos de tecnologías que pueden ser usadas para la cogeneración, sus principios de funcionamiento, así como los sectores donde mejor pueden ser instalados cada uno de los sistemas usados para la cogeneración. Se conocerán también cuales son las ventajas y desventajas q trae consigo la cogeneración tanto para la empresa como para el país y el medio ambiente. Esta revisión permitirá establecer cuál será la tecnología que mejor perspectiva tenga para el caso que se verá más adelante.

La electricidad es la forma de la energía más adecuada para numerosas aplicaciones, tanto en la industria como en el sector residencial y terciario. Se trata de una energía de calidad superior, es decir, su contenido en exergía es del 100%. Por ello y tal como lo señala la Termodinámica, puede convertirse (suponiendo máquinas reversibles) íntegramente en calor, energía mecánica, o cualquier otra forma de energía. No obstante, la electricidad es, en el caso de Cuba, es totalmente producida a partir de la combustión de combustibles fósiles.

En junio de 1980, la Federal Energy Regulatory Commission, en sus Rulemaking on Cogeneration and Small Power Production, define la cogeneración como la producción secuencial de energía eléctrica o mecánica y de energía térmica útil, a partir de la misma fuente primaria. El término cogeneración sustituye pues en los EEUU a lo que los industriales los norteamericanos denominaba “combination plants”, “plant generation” o “by product power”.(Lizarraga, 1994)

Es tradicional en las compañías eléctricas europeas utilizar el término autoproducción, denominando autoproduccion al usuario que utilice una instalación de producción de energía eléctrica en calidad de propietario, sin prestar un servicio público. En España también se utiliza en este sentido el concepto de

autoproducción.(Marta, 2012)

A continuación, se exponen dos ejemplos ilustrativos de autogeneración y cogeneración para ilustrar la diferencia. Las turbinas hidráulicas muy frecuentemente empleadas en las industrias textiles, autogeneran energía mecánica. Por otra parte, el sistema de tracción mecánica y calefacción de los automóviles es un ejemplo de una pequeña instalación de cogeneración.

Como resumen de estas acepciones, se define la cogeneración como la producción conjunta, en proceso secuencial, de electricidad (o energía mecánica) y energía térmica útil. Es precisamente este aprovechamiento de la energía térmica lo que hace posible un rendimiento global en la utilización de la energía muy elevada y en definitiva, un ahorro de energía primaria o sea combustible.(Marta, 2012)

Existen también otras numerosas definiciones y expresiones que se han venido utilizando en relación a este concepto. Así, se habla de la Producción Combinada de Calor y Electricidad (Combined Heat and Power, CHP), o de los Sistemas de Energía Total, expresión con la que se pretende definir aquellas instalaciones destinadas a un autoabastecimiento energético completo.(EPA, 2011)

La Calefacción de Distrito (District Heating, DH), término acuñado en el Reino Unido, son las instalaciones centralizadas productoras de calor para calefacción de una población y que generan simultáneamente electricidad, que puede ser considerada como un subproducto.(Inc, 2012)

La cogeneración no es desde luego un concepto nuevo, ya que hace más de cien años que los europeos aprovechaban el calor residual de las centrales eléctricas. Tal y como hoy es conocida, se puede decir que la cogeneración se inició en Europa a finales del siglo pasado, extendiéndose desde allí a EEUU.(EPA, 2015)

El crecimiento del sector industrial requería cantidades crecientes de energía eléctrica y como las redes de distribución de las compañías eléctricas estaban poco extendidas y la seguridad de suministro continuo presentaba escasa fiabilidad, las industrias tuvieron que generar su propia electricidad.(EPA, 2015) Ello se llevó a cabo por dos métodos fundamentalmente: cogeneración en las

propias factorías y mediante aprovechamiento de los saltos hidráulicos situados en las proximidades de las fábricas.(EPA, 2015)

Hacia 1900 la cogeneración suministraba alrededor de la mitad de toda la energía producida en EEUU. La construcción de centrales térmicas, la ampliación de las redes de distribución y el incremento de la seguridad de suministro, acompañado todo ello por una disminución de los precios de la electricidad condujeron a la disminución progresiva de la importancia de la cogeneración, que redujo su participación respecto a la electricidad consumida al 15% en 1950 y a menos del 4% en 1970.(Lizarraga, 1994)

El abaratamiento de los combustibles para las centrales térmicas hizo que las inversiones en instalaciones de cogeneración se convirtieran en poco rentables, excepto en los casos en los que la factoría dispusiera de calor residual o se encontrara aislada de las redes de distribución.

Con el transcurrir de los años debido al surgimiento de crisis energéticas como la 1973 que provocó en el mundo industrializado en particular los EE.UU un estado de alarma hizo q se volviera a considerar la cogeneración como vía a la salida de la crisis y se establecieron leyes entre las cuales se planteaba que las empresas productoras de electricidad debían comprar y vender electricidad producidas por los cogeneradores y sistemas de generación de pequeña potencia.(Inc, 2012)

Tipos de proyectos de cogeneración

Básicamente, hay cuatro tipos distintos de proyectos de cogeneración:

- Proyectos en los que intervienen las compañías eléctricas.
- Proyectos de cogeneración industriales.
- Sistemas de calefacción de distrito ('district heating').
- Sistemas de energía total.

Aunque las características principales de estos sistemas son específicas de cada uno, existen muchos aspectos que son comunes.(EPA, 2015)

1.2. Cogeneración industrial

A finales del siglo XIX, el vapor era producido en las industrias para accionar las máquinas de vapor y generar así energía mecánica o electricidad. En aquellos

años, lo innovador era utilizar vapor residual con fines de calefacción.(Sahagun, Diciembre de 2013)

Los primeros años del siglo XX trajeron consigo una rápida electrificación dentro de las industrias, de forma que los motores eléctricos eran cada vez más utilizados para el accionamiento de las máquinas.

En los años posteriores se produce una disminución progresiva de la autogeneración en las industrias y ello se puede explicar como consecuencia de dos razones fundamentales que anteriormente hemos apuntado. Por una parte, los costes progresivamente decrecientes de la electricidad comprada de las compañías eléctricas, como consecuencia del bajo precio de los combustibles fósiles y de la economía de escala que se lograba al generarse la electricidad en las grandes centrales. A este bajo precio se unía la fiabilidad cada vez mayor en el suministro eléctrico.(EPA, 2011)

La otra razón fundamental fue la aparición en el mercado de las calderas que, una vez montadas en fábrica, eran vendidas como un 'package', de forma que el tiempo de instalación y el coste final se reducía de forma notable. Estas unidades fueron diseñadas para generar vapor a unas presiones demasiado bajas como para ser utilizado ese vapor en la generación de electricidad de una manera eficiente.(EPA, 2011)

No obstante, estos mismos factores de coste que llevaron a los usuarios a sustituir la cogeneración por la electricidad de la red, son los que han impulsado el incremento de las instalaciones de cogeneración en los últimos años. En efecto, el coste de la energía eléctrica suministrada por la red pública ha experimentado un incremento muy significativo.

Ante la necesidad de la diversificación y mejora de los rendimientos de la producción eléctrica, los órganos legislativos de numerosos países (EEUU, Holanda, Alemania, España entre otros) han aprobado leyes dirigidas a potenciar la instalación de plantas de cogeneración. Estas leyes regulan las relaciones entre los cogeneradores y las grandes compañías de electricidad, previendo los supuestos de venta de energía a la red por parte del cogenerador y de compra de energía en régimen de puntas o de emergencia.(Lizarraga, 1994)

Una característica que debe tener el proceso productivo para aprovechar estas instalaciones es que sus requerimientos de calor sean moderados, con temperaturas de 250 °C a 600 °C.(Marta, 2012)

1.3. Diferentes tecnologías de cogeneración

El proceso secuencial de generación y consumo de calor útil y electricidad admite dos posibilidades, según que el primer eslabón de la cadena sea una u otra forma de energía.

En un ciclo de cabecera ('topping'), que es con diferencia el tipo más frecuente de cogeneración, la energía eléctrica (mecánica) es generada en el primer escalón, a partir de la energía química de un combustible y la energía térmica resultante, el denominado calor residual, es suministrada a los procesos constituyendo el segundo escalón.

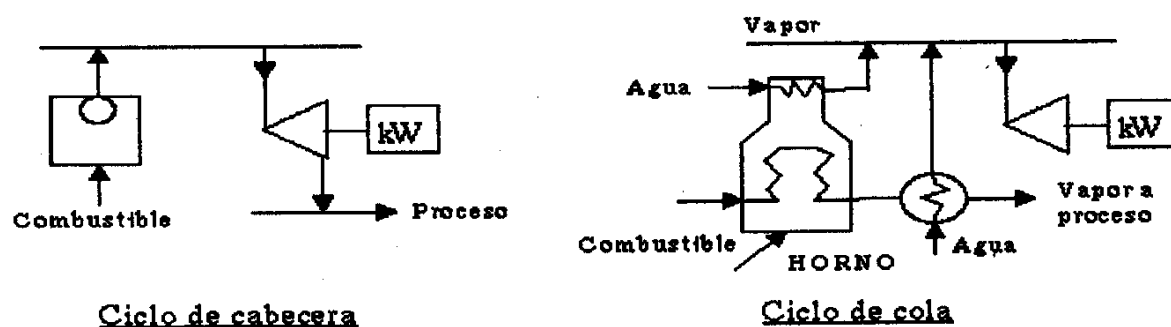


Figura. 1 Esquema de funcionamiento de los ciclos de cabecera y cola

Por el contrario, en un ciclo de cola ('bottoming') la energía térmica residual de un proceso es utilizada para producir electricidad. Los ciclos de cola están normalmente asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas; por ejemplo, las que se encuentran en la producción de productos químicos tales como amoníaco, etileno, etc. En tales procesos resultan calores residuales a ~ 900 °C, que pueden muy bien ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.(Lizarraga, 1994)

Las centrales de cogeneración con ciclo de cola o inferiores, suelen aplicarse en el sector azucarero y textil, pues usan calor de desperdicio o remanente de proceso para aprovecharse en una turbina de vapor para generar electricidad.(Sahagun, Diciembre de 2013)

Los ciclos de cabecera, por el contrario, pueden ser aplicados a procesos que requieren temperaturas moderadas o bajas, tienen un campo de aplicación mucho más amplio y permiten una mayor versatilidad en la selección del equipo. Además, los calores residuales que son utilizados en los ciclos de cola son, en muchas ocasiones, efluentes corrosivos, por lo que se requiere el uso de intercambiadores de calor muy costosos.

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 consideradas en el contexto de los requerimientos específicos del lugar. (Lizarraga, 1994)

Turbina de vapor a contrapresión en un ciclo de cabecera: El vapor entra a la turbina en el estado correspondiente a la salida del generador y sale en las condiciones demandadas por el proceso. La entalpia de vaporización, que se perdería normalmente en el condensador de un ciclo de potencia clásico, es aprovechada en el proceso, resultando con ello un importante aumento del rendimiento global de la instalación.

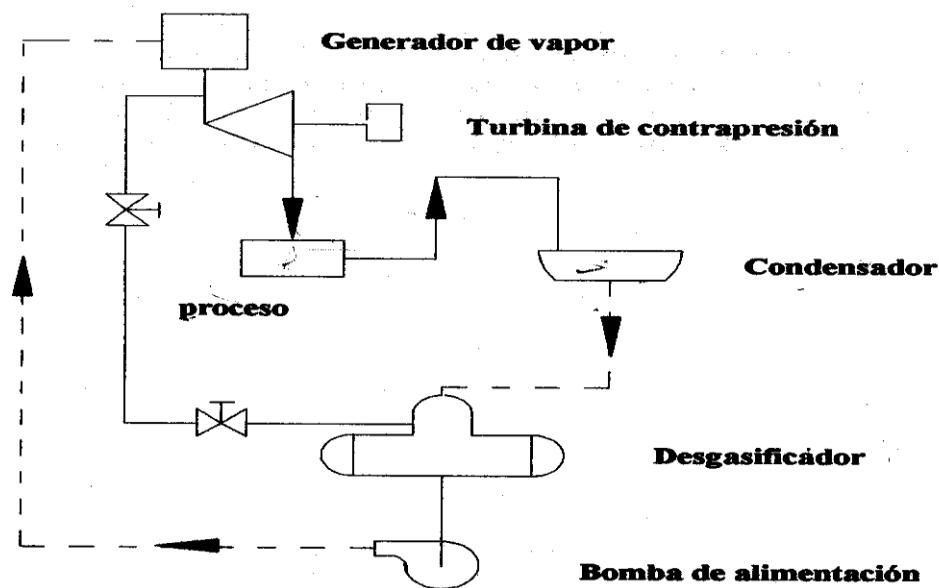


Figura. 2 Esquema de una Turbina de vapor a contrapresión en un ciclo de cabecera (Lizarraga, 1994)

Las turbinas de contrapresión pueden ser de contrapresión pura, o con extracciones controladas. Con el término de extracción controlada queremos

indicar que, independientemente del caudal de vapor extraído, se mantiene constante la presión del vapor de extracción.

La máxima potencia que puede obtenerse de una turbina de contrapresión depende de los factores siguientes: entalpía del vapor a la entrada de la turbina, entalpía del vapor a la salida y, por tanto, de su rendimiento termodinámico interno (también denominado rendimiento isoentrópico), del caudal másico y del rendimiento mecánico.

Uno de los inconvenientes de este tipo de turbinas es, al menos para las unidades pequeñas, su bajo rendimiento isoentrópico. No obstante, en una instalación de cogeneración, este hecho no es necesariamente muy perjudicial, ya que un bajo rendimiento simplemente significa una mayor relación energía térmica/energía eléctrica, también denominada relación calor/electricidad, RCE.(EPA, 2015)

La utilización de una turbina de contrapresión en un sistema de cogeneración implica que el vapor será extraído de la turbina a la presión y temperatura requerida en el proceso. Puesto que la potencia generada está limitada por la diferencia de entalpías entre la entrada y la salida, para un cierto gasto la potencia aumentará incrementando la temperatura y presión del vapor de entrada a la turbina. Este aumento en las condiciones del vapor se conseguirá a expensas de una mayor inversión en el generador de vapor y un incremento en los costes de operación. Por otra parte, un aumento de la demanda de vapor en proceso implica una turbina mayor, lo cual generalmente conduce a aumentar la presión y temperatura del vapor generado, con el fin de alcanzar una tasa de rentabilidad aceptable en la inversión requerida.

En fin, para predecir la producción de electricidad de un sistema de cogeneración, es necesario conocer el comportamiento de la turbina a carga parcial. Para ello se utilizan unos gráficos, en los que se representa la potencia en función del gasto que atraviesa la turbina. La relación entre la potencia y el caudal másico es aproximadamente lineal, resultando así la denominada línea de Willans, que depende del diseño específico de cada turbina.(EPA, 2015)

Turbina de vapor de condensación con extracción en un ciclo cabecera:

Desde el punto de vista de diseño, esta turbina puede ser considerada como una de contrapresión y otra de condensación operando en serie.

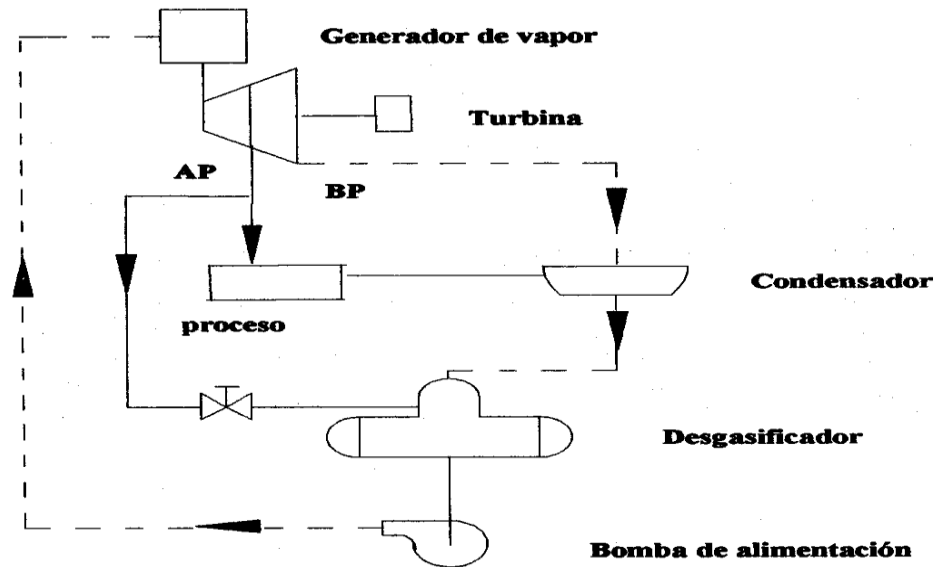


Figura. 3 Esquema de una Turbina de vapor de condensación con extracción en un ciclo cabecera

El vapor sale del generador y entra en la etapa de alta presión de la turbina. En la extracción se obtiene un gasto igual a la demanda instantánea de vapor para proceso. Si el vapor generado es mayor que el demandado por el proceso, el resto se conduce a la presión de condensación.

El gran interés de una turbina de condensación con extracción estriba en su capacidad de satisfacer una relación energía térmica / eléctrica que puede variar en un intervalo muy amplio.

Cuando la demanda de vapor de proceso es elevada, la máquina funciona al 100% de extracción y es básicamente una turbina de contrapresión. Si la demanda de proceso disminuye, el exceso de vapor se envía a la sección de condensación, donde se genera una potencia eléctrica adicional. Si no existiera el cuerpo de baja presión, el exceso de vapor tendría que ser venteado a la atmósfera, o bien, el generador de vapor tendría que funcionar a carga parcial, con la consiguiente disminución de su rendimiento.

Una turbina de este tipo consiste básicamente en dos turbinas en serie, cada una de ellas tendrá un rendimiento característico que dependerá del gasto de vapor.

La sección de contrapresión presentará el rendimiento máximo al 100 % de extracción y carga máxima. Por su parte, la sección de condensación presentará el máximo rendimiento a extracción cero y carga máxima. Por consiguiente, el rendimiento de la turbina será el resultado de ambos rendimientos.

En algunas ocasiones, el rendimiento puede ser maximizado mediante la instalación de dos turbinas, una de contrapresión y la otra de condensación. Cuando la turbina de condensación no sea necesaria se para, juntamente con sus auxiliares, resultando un ahorro de energía. Por el contrario, en la turbina de dos cuerpos siempre existirán unas pérdidas en la sección de condensación, incluso cuando funciona al 100 % de extracción. Por otra parte, en el caso de dos turbinas, para poner en funcionamiento la turbina de condensación es necesario un periodo previo de calentamiento.

También existen otras tecnologías para la cogeneración como lo son:

- La Turbina de Gas
- Motor Alternativo De Combustión Interna

Existen otras tecnologías que todavía se encuentran en fase de estudio aunque en un nivel muy avanzado entre las cuales se encuentran la cogeneración a partir del uso de motores Stirling, Otra tecnología que se ha desarrollado recientemente está basada en el ciclo de Rankine con fluido orgánico entre otras.(EPA, 2015)

La ventaja específica de usar turbinas de vapor en la comparación con otros promotores es la alternativa para usar una gran variedad de combustibles alternativos como carbón, Gas natural, gasoil y biomásas.(Inc, 2012)

Los sistemas basados en turbinas de vapor pueden usar una gran variedad de combustibles, incluyendo gas natural, desechos sólidos, carbón, madera, desecho de madera, y subproductos agrícolas. Las turbinas de vapor son muy seguras y pueden cubrir requisitos de calor múltiples. Las turbinas de vapor tienen una capacidad típicamente entre 50 kW y 250 MW y trabajan quemando combustible en una caldera para calentar el agua y crear el vapor de alta presión, que gira una turbina para generar la electricidad. El vapor de poca presión que se retira de la turbina de vapor posteriormente puede ser usado para proveer la energía térmica útil, como mostrar en la figura. Las aplicaciones ideales de sistemas de

cogeneración basada en turbina de vapor incluyen medios e instalaciones industriales o institucionales a gran escala con cargas térmicas altas y donde sólido o combustibles de desperdicio están fácilmente disponibles para el uso de caldera.(EPA, 2011)

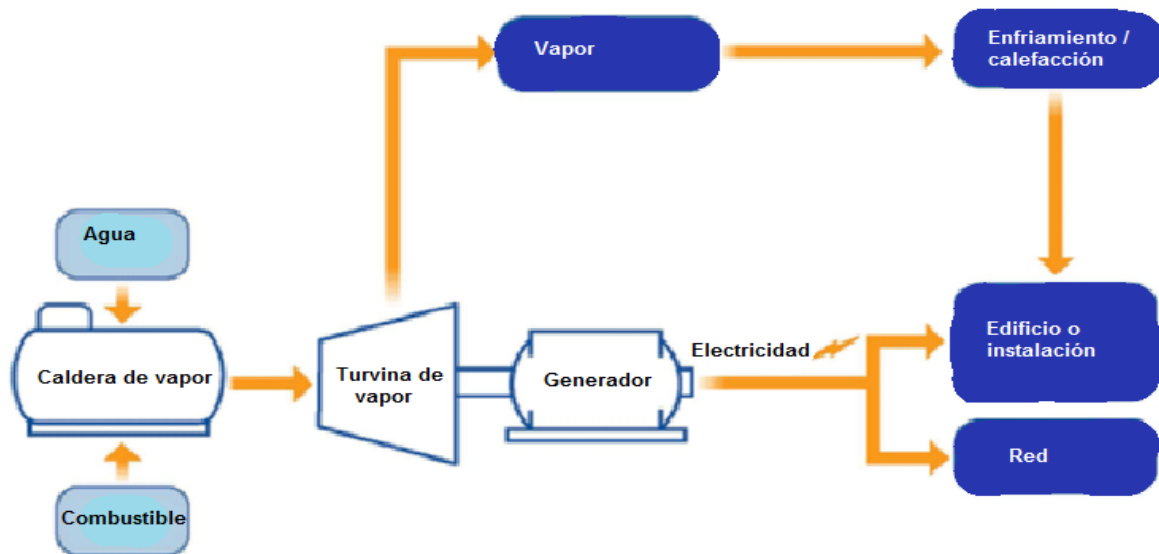


Figura. 4 Esquema de una planta de cogeneración

1.4. Los factores que influyen en la elección del tipo de cogeneración.

La selección y el plan operativo de un sistema de cogeneración depende de algunos factores como:

En base a la carga eléctrica

En esta configuración, la planta de cogeneración es dimensionada para cubrir la demanda de electricidad mínima del sitio sobre la base de la curva de demanda histórica. En caso de una mayor demanda de electricidad puede ser comprada de la red. El requisito de energía térmica del sitio podría ser cubierto por el sistema de cogeneración a solas o por calderas adicionales. Si la energía térmica generada con la base eléctrica la carga excede la demanda de la planta y la situación lo permite, la energía térmica que sobra puede ser exportada a los clientes cercanos de la planta.(Efficiency, 2012)

En base a la carga térmica

Aquí, el sistema de cogeneración es dimensionado para satisfacer la demanda de energía térmica del sitio. El recurso, las calderas o los quemadores son operados durante los períodos cuando la demanda de calor es más alta. El sistema instalado opera a carga máxima siempre. Si la demanda de electricidad del sitio es superior de lo que puede ser suministrado por el sistema, la electricidad faltante puede ser comprada de la red. Igual, si las leyes locales permiten, el exceso al que la electricidad puede ser vendido al servicio público.(Efficiency, 2012)

1.5. Ventajas y desventajas

La implantación de instalaciones de cogeneración presenta ventajas e inconvenientes en diferentes niveles.(Ken Darrow, 2015)

A nivel de país

Ventajas

- Ahorro de energía primaria. Este ahorro es consecuencia, en los ciclos de cabecera, de la menor cantidad de combustible atribuible a la electricidad (valores típicos son 1400 Kcal/kWh frente a 2500 Kcal/kWh en un sistema convencional) y en los ciclos de cola, debido al aprovechamiento de los calores residuales.
- Disminución de las pérdidas por transmisión y distribución por ser la cogeneración una generación distribuida.
- Mayor diversificación energética. Esto es debido a que la cogeneración permite aprovechar calores residuales y combustibles derivados del proceso.
- Disminución de la contaminación. Es el resultado del menor consumo global de combustible, como consecuencia del mejor aprovechamiento de la energía en la generación de electricidad, al no disiparse directamente en el ambiente grandes cantidades de calor (como ocurre en los condensadores de las centrales termoeléctricas o nucleares).
- Ahorro económico. Es imputable al menor coste en la generación y distribución de electricidad, respecto al de los sistemas convencionales.

Desventajas

- Normativa. Es necesaria una reglamentación adecuada, para regular y resolver los numerosos posibles puntos conflictivos que pueden presentarse en las relaciones cogenerador-compañía eléctrica.
- Infraestructura. Se requiere una infraestructura adecuada para el correcto mantenimiento de las instalaciones.

A nivel de Compañías Eléctricas

Ventajas

- Incremento en la garantía del suministro eléctrico.
- Posibilidad de rebajar la potencia de reserva, como consecuencia del aumento de las instalaciones generadoras.
- Utilización más económica de sus medios de producción, al sustituir la cogeneración a aquellas centrales con costes de generación más altos.

Desventajas

- Problemas de regulación de la red. La conexión en paralelo de los equipos del cogenerador con la red de distribución puede crear problemas de regulación de la red, debido a los intercambios de energía entre ambos y como consecuencia de los posibles fallos de suministro de los equipos del autogenerador.
- Menor mercado. El cogenerador reduce el suministro de la compañía eléctrica con su propio autoabastecimiento y con la posible venta a la red o a terceros.

A nivel del Usuario

Ventajas

- Ahorro económico, como consecuencia del menor coste de la electricidad autoconsumida y el beneficio adicional por la vendida.

- Mayor garantía de suministro ante un posible fallo de la red, puede seguir suministrando electricidad, al menos a los equipos considerados como críticos.

Desventajas

- Inversión adicional y, además, en una actividad apartada de las líneas normales de actuación de la empresa. Por otra parte, el empresario se enfrenta con riesgos poco conocidos para él, como evolución de los precios de la electricidad, etc.
- Aumento de la contaminación local, como consecuencia del mayor consumo de combustibles en la propia factoría (Lizarraga, 1994)

Méritos de la cogeneración

- El resultado más eficiente de La cogeneración es que usa un solo combustible para generar varios tipos de energía como puede ser el calor y la electricidad, lo que contribuye a las reducciones correspondientes en las emisiones de gases de cómo lo son SO₂, NO_x y CO₂.

1.6. Costos de inversión y criterios generales de rentabilidad.

Los costos de inversión de una planta de cogeneración pueden variar mucho en cuanto al tipo de tecnología que se aplique en esta y del tamaño de dicha planta porque mientras mayor sea la planta mayor será la inversión, pero a la vez también será mayor la capacidad de producción electricidad y calor, y a la vez que estos puedan ser comercializados, más rápido será el tiempo de recuperación de la inversión.

Los gastos de capital de unidad más bajos son para las tecnologías maduras establecidas (motores alternativos de combustión interna, turbinas de gas, turbinas de vapor) y los gastos más altos son para las de capacidad pequeña, tecnologías más nuevas como (microturbinas y celdas de combustible.). (EPA, 2008)

Una planta de cogeneración a base de turbina de vapor es un proceso complejo con muchos subsistemas interrelacionados que normalmente deben ser diseñados

a medida. Los costos unitarios típicos de la planta pueden ser de más de \$ 5,000 / kW, con poca generalización excepto que para el mismo combustible y configuración, los costos por kW de capacidad aumentan generalmente a medida que disminuye el tamaño. Si bien el costo total de las plantas con una determinada producción de vapor sería similar, la cantidad de vapor extraído para el uso del proceso, y por lo tanto no disponible para la generación de energía, tiene un efecto significativo en los costos de \$ / kW de electricidad.(EPA, 2008)

Los costes de la turbina de vapor presentan un grado modesto de irregularidad, ya que las turbinas de vapor se fabrican en tamaños con pasos finitos entre los tamaños. El coste de la turbina es generalmente el mismo para el límite superior e inferior del vapor que fluye a través de él, por lo que el comportamiento escalonado se ve a veces en los precios de la turbina de vapor. Dado que vienen en incrementos de tamaño específicos, una turbina de vapor que se utiliza en el extremo superior de su gama de capacidad de potencia cuesta menos por kW generado que uno que se utiliza en el extremo inferior de su capacidad. Además, el costo de la materia prima, las tasas de mano de obra local, los plazos de entrega, la disponibilidad de los componentes principales existentes y las condiciones comerciales similares pueden afectar a los precios de las turbinas de vapor.(EPA, 2008)

A menudo las turbinas de vapor se venden para encajar en una planta existente. En algunas de estas aplicaciones, las especificaciones, el caudal másico, la presión, la temperatura y las condiciones de contrapresión o extracción se personalizan y por lo tanto no se exponen a una gran competencia. Estas máquinas algo únicas pueden ser más caras por kilovatio que otras máquinas que son más generalizadas, y por lo tanto enfrentan una mayor competencia. Este es el caso por tres razones: 1) una mayor cantidad de ingeniería personalizada y la configuración de fabricación puede ser necesario; 2) hay menos posibilidades de ventas de unidades duplicadas o similares; y 3) hay menos licitadores competitivos.(EPA, 2008)

Debido al costo relativamente alto del sistema, se requieren altos factores de capacidad anual para permitir una recuperación razonable del capital invertido.

Sin embargo, las aplicaciones de remodelación de turbinas de vapor en los sistemas existentes de calderas / vapor pueden ser opciones competitivas para una amplia variedad de usuarios dependiendo de la presión y temperatura del vapor que sale de la caldera, las necesidades térmicas del sitio y las condiciones existentes, caldera y sistema de vapor. En tales situaciones, la decisión se basa únicamente en el costo de capital añadido de la turbina de vapor, su generador, controles e interconexión eléctrica, con el balance de la planta ya existente. De manera similar, muchas instalaciones que se enfrentan con reemplazos o mejoras de calderas y sistemas de vapor existentes a menudo consideran la adición de turbinas de vapor, especialmente si los requerimientos de vapor son relativamente grandes en comparación con las necesidades de energía dentro de la instalación.

Mantenimiento

Las turbinas de vapor son unidades muy robustas, con una vida útil que suele superar los 50 años. El mantenimiento es simple, consistente principalmente en asegurarse de que todos los fluidos (vapor que fluye a través de la turbina y el aceite para el cojinete) estén siempre limpios y a la temperatura adecuada con bajos niveles de humedad o alta calidad de vapor o sobrecalentamiento. Otros elementos incluyen la inspección de auxiliares tales como bombas de aceite lubricante, enfriadores y filtros de aceite y verificación de dispositivos de seguridad.

Con el fin de obtener un servicio fiable, las turbinas de vapor requieren largos períodos de calentamiento, de modo que hay una mínima tensión de expansión térmica y problemas de desgaste. Los costos de mantenimiento de la turbina de vapor son típicamente por debajo de \$ 0.01 / kWh.

1.7. Conclusiones Parciales

Después de realizado el estudio bibliográfico de la cogeneración y conociéndose los diferentes tipos de tecnologías, se puede determinar que:

1. La cogeneración aumenta la eficiencia en cuanto el aprovechamiento de la energía de los combustibles primarios dado que esta es transformada en dos tipos distintos de energía como el calor y la electricidad a partir de la transformación secuencial de una misma fuente.
2. La cogeneración es usada en el sector industrial ya que esta le permite a la industria reducir los costos de producción dado que una parte de la energía eléctrica que esta consume es producida por ella misma y a la vez aprovecha el calor residual de esta producción.
3. La tecnología más apropiada para la cogeneración para el caso de la UB Textil Desembarco del Granma es la turbina de vapor debido a su relación calor electricidad y considerando que la caldera de vapor es una tecnología ya en uso en la empresa y la logística del combustible sería la misma lo que facilitaría la transferencia tecnológica.

Capítulo 2 Caracterización energética de la Empresa Textil Desembarco del Granma

2.1. Introducción

En este capítulo se realiza una caracterización energética de la UB textil “Desembarco del Granma” así como de las diferentes áreas que la componen, también se dan conocer las tecnologías existentes en el área de suministros energéticos. Además de un estudio del comportamiento histórico de los índices de consumo de las diferentes áreas en cuanto a los portadores energéticos lo cual permite saber cuál es el área que más energía consume. También se hace mediante el uso de un Flujómetro las mediciones hora a hora del consumo de vapor y combustible para establecer cuáles son los horarios pico de la empresa para una posterior propuesta de cogeneración.

Para cumplir con los suministros energéticos, la UB posee una planta de Servicios de Ingeniería (Planta Energética) que está formada por las siguientes áreas:(Granma, 2014b)

- Suministro eléctrico: La fuente de abastecimiento eléctrico es una subestación de transformadores instalada en el terreno de 30 MVA compuesta de dos transformadores de 15 MVA-110/6,3 KV para el trabajo de los equipos. Además, posee una planta de emergencia tipo diésel con capacidad de 100KVA.
- Suministro de agua: La fuente de abasto de agua es de la Presa Minerva a través de una conductora de 36” y de 17,5 km.
- Aguas Residuales: Las aguas residuales de acabado se tratan químicamente hasta lograr su neutralización por medio de un proceso automático.

Las aguas pasan primeramente por una cámara de rejillas que evita el pase de sólidos que puedan dañar el flujo. Posteriormente de acuerdo con su agresividad las aguas se dividen en dos flujos que reciben tratamientos diferentes hasta completar su neutralización con ajuste y control automático del PH.

- Sistema de aire comprimido: Tres compresores de aire con capacidad de 10 m³/min, trabajan según como se comporte la demanda de aire. Instalados para producir aire seco y aire húmedo con destino tecnológico y de limpieza y para la instrumentación y automatización.
- Sistema LPG (Gas Licuado): 1 compresor con capacidad de 29,6 m³/h. El consumo de este gas es para la Planta de acabado para el acabado del tejido. La planta posee 4 tanques de almacenaje con capacidad de 20 t cada uno.
- Sistema de Refrigeración y Climatización: Consta de dos sistemas de refrigeración por compresión centrífugos de 1200 t de refrigeración cada uno, torres de enfriamiento de tiro forzado. Posee cámaras de Clima industriales para la Hilandería y para la Tejeduría.
- Sistema de vapor y de aceite caliente: La fuente de suministro térmico son tres calderas de vapor dos de 30 ton/h y una de 23 ton/h. Además de tres calentadores de aceite para parte de los equipos tecnológicos de acabado con una capacidad de 2*10⁶ kcal/h cada uno.

2.2. Tecnologías de suministro energético

El área de Suministros Energéticos de la UB textil “Desembarco del Granma” de la provincia de Villa Clara, está formada por: (Granma, 2014b)

Dos calderas Acuotubulares: Ambas de 30 t/h de vapor las cuales trabajan a una presión de 1.2 MPa. De ellas, actualmente solo una está en funcionamiento garantizando la demanda baja de vapor, mientras que la otra la respaldaba garantizando, la demanda alta. Las calderas usan como combustible de trabajo Fuel-Oíl. Los depósitos de combustible y el tanque de recuperación de condensado se encuentran detrás de la sala de calderas. Las calderas son de procedencia japonesa y su fabricante es Mitsubishi. Cada caldera posee dos quemadores, uno principal y uno auxiliar. Para la operación de cada quemador se tienen tres válvulas manuales. Estas seis válvulas están en el panel frente a la caldera. El local en el cual se encuentran emplazadas es una nave amplia en la cual se encuentran todos los sistemas de calderas. (Granma, 2014a)

Una caldera Piro tubular: Caldera generadora de vapor piro tubular de tres pasos de humos. Funcionamiento automático y apto para combustibles líquidos-gaseosos. De procedencia española y fabricada por UMISA.(Granma, 2014a)

Tabla 1. Datos de chapa de la caldera Piro tubular

Año de Fabricación.	2013
Modelo.	SMS-60 (15)
Producc. De vapor.	23 t/h
Potencia Introducida.	17.454 kW
Tensión Nominal.	440 V
Pmáx Admisible.	15 Bar
Temp. Mín./Máx.	20/201.5 °C
Flujo Contenido	Agua/Vapor Saturado
Peso en Servicio	103 t

Tanques de almacenamiento de petróleo: De plancha de acero, de 1000 m³ de capacidad cada uno.(Granma, 2014a)

Calentadores de petróleo: Situado a la salida de cada tanque, que utiliza vapor a 4 atm como agente de calentamiento.

Dos bombas de transferencia de petróleo de 12 m³/h y 5,5 atm: Movidas por motores eléctricos. Normalmente está en servicio una de estas bombas y la otra se mantiene en reserva. En el panel eléctrico situado junto al cabezal de vapor a 4 atm está el selector que permite trabajarlas manual o automáticamente.(Granma, 2014a)

Calentadores de petróleo: Situados a la salida del tanque de servicio; uno de ellos es eléctrico y se utiliza para la puesta en marcha en frío, el otro utiliza vapor procedente del cabezal principal.(Granma, 2014a)

Calentadores de Aceite: El diseño original de estos Calentadores es suizo y están fabricados en Japón bajo patente de la República Federal Alemana.

Tabla 2. Datos de chapa de los calentadores de aceite

Fabricante	Takuma Co. Ltd. (Japón)
Tipo	Konus Heaters - 200 /1 A.
Capacidad	2 000 000 kcal/h.
Presión	10 kg/cm ²
Superficie Calórica	97.2 m ² cada uno.
Sistema de tiro circulación de aceite	Forzada
Cantidad de equipos	3 (1 de reserva)

El Calentador es el encargado de mantener la temperatura del aceite en (260-270) °C mediante la combustión de petróleo combustible (Fuel Oil pesado).(Granma, 2014a)

La llama es vertical, hacia abajo. El aceite circula de abajo hacia arriba por el interior de tubos arrollados en forma helicoidal. Los gases de combustión circulan en el horno hacia abajo y en el fondo del Calentador invierten su dirección, subiendo hasta la parte superior, donde se halla la salida hacia la chimenea.(Granma, 2014a)

Quemador: Es una unidad completa con motor, ventilador y bomba de petróleo.

Tabla 3. Datos de chapa del quemador

Fabricante	Weishaupt Ltd. (RFA)
Tipo	RMS-9-VZ-MDU
Combustible	Fuel-Óil pesado residual
Consumo de combustible	Máximo: 263 kg/h
Boquilla	Atomización por presión, con retorno.

Está situado en la parte superior del Calentador. La bomba descarga el petróleo a través de un calentador eléctrico y de allí, hacia la boquilla. La regulación se hace

variando el petróleo que se retorna al tanque. La temperatura de atomización debe ser entre 110 °C y 130 °C, según la viscosidad del petróleo.(Granma, 2014a)

Bombas de impulsión de petróleo (o "de Transporte"): Son las encargadas de succionar petróleo del tanque de Servicio (que es común para las Calderas y los Calentadores de Aceite) e impulsarlo por el sistema de tuberías hasta la succión de la bomba del quemador, situada en el techo de cada KH.(Granma, 2014a)

Tabla 4. Datos de chapa de las bombas de petróleo

Fabricante	Daito Kogyo (Japón)
Tipo	KRS (Dos engranes). 3000 L/h x 3 kg/cm ² x 0.75kW x 2 bombas (1 de reserva)

Flujómetros de petróleo: El volumen de Fuel-Oíl consumido por cada Calentador es medido en dos flujómetros tipo integrador. Uno mide el petróleo que va hacia el quemador y el otro, el petróleo que se retorna hacia el tanque. El consumo se calcula a partir de la resta de las indicaciones de ambos flujómetros.(Granma, 2014a)

Aceite térmico: El original que se utiliza es:

Tabla 5. Datos de chapa las calderas de aceite

Fabricante	Matsumura Oil Co. Ltd. (Japón)
Tipo	Barrel-Therm 200
Cantidad en el sistema	28 m ³

Es un aceite mineral, o sea, derivado del petróleo, muy refinado, con una gran estabilidad a alta temperatura, alto calor específico y baja viscosidad. Produce muy pocos residuos de carbono y no es corrosivo a una gran diversidad de metales.(Granma, 2014a)

Bombas de circulación de Aceite: Son tres bombas, una para cada Calentador. Hacen circular el aceite por todo el sistema:

Tabla 6. Datos de chapa de las bombas de aceite

Fabricante	Torishima Pump Mfg. Co. Ltd. (Japón)
Tipo	CPK-SY-125-32. Centrífuga con empaquetaduras.150 m ³ /h x 50 m x 30 kW x 3 bombas.

Tanques de expansión: El aceite al calentarse aumenta su volumen aproximadamente un 10 % por cada 100 °C. Cada Calentador posee un tanque de expansión de 3215 L que posibilita absorber esta expansión térmica.

Tanques de Sumidero: Se tiene un Tanque de Sumidero de 16040 L (capacidad suficiente para todo el aceite de una de las Líneas) El poco de aceite contenido normalmente en este tanque sirve de sello entre la atmósfera y el aceite que circula por el sistema. En realidad, son dos tanques separados verticalmente y comunicados por su parte inferior mediante un tubo en U.(Granma, 2014a)

Chimeneas: Los gases de combustión de cada Calentador son expulsados a la atmósfera por chimeneas de 15 m de altura y (600 – 1200) mm de diámetro. Las tres chimeneas son metálicas, de planchas de acero. Cada una tiene una compuerta manual para ajuste del tiro.(Granma, 2014a)

Bomba de llenado y vaciado: Esta situada en la Sala de Calderas y sirve para llenar o vaciar de aceite el sistema de tuberías y equipos.

Tabla 7. Datos de chapa de las bombas de llenado y vaciado

Fabricante	Oil Pump Sales Co. Ltd. (Japón)
Tipo	Trochoid Gear Pump TOP-340 H.3 m ³ /h x 30 m x 1, 5 kW x 1 equipo.

2.3. Comportamiento histórico del consumo energético de la Empresa Textil “Desembarco del Granma”

Tabla 8. Comportamiento del consumo de energía eléctrica(Granma, 2016b)

Área	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Empresa	MWh	8111.4	8591.20	7434.63	7382.54	8414.5
Hilandería	MWh	1340.0	1415.11	1183.76	1092.78	1257.0
Tejeduría	MWh	2048.8	2300.56	1723.66	1578.48	2028.5
Acabado	MWh	1349.7	1351.69	1109.01	1143.16	1632.0
Energético	MWh	3085.4	3193.44	3229.01	2900.92	2972.1
Hilo Teñido	MWh	207.16	234.40	98.09	576.74	432.67
Otros Consumidores	MWh	80.18	96.00	91.09	90.47	91.95

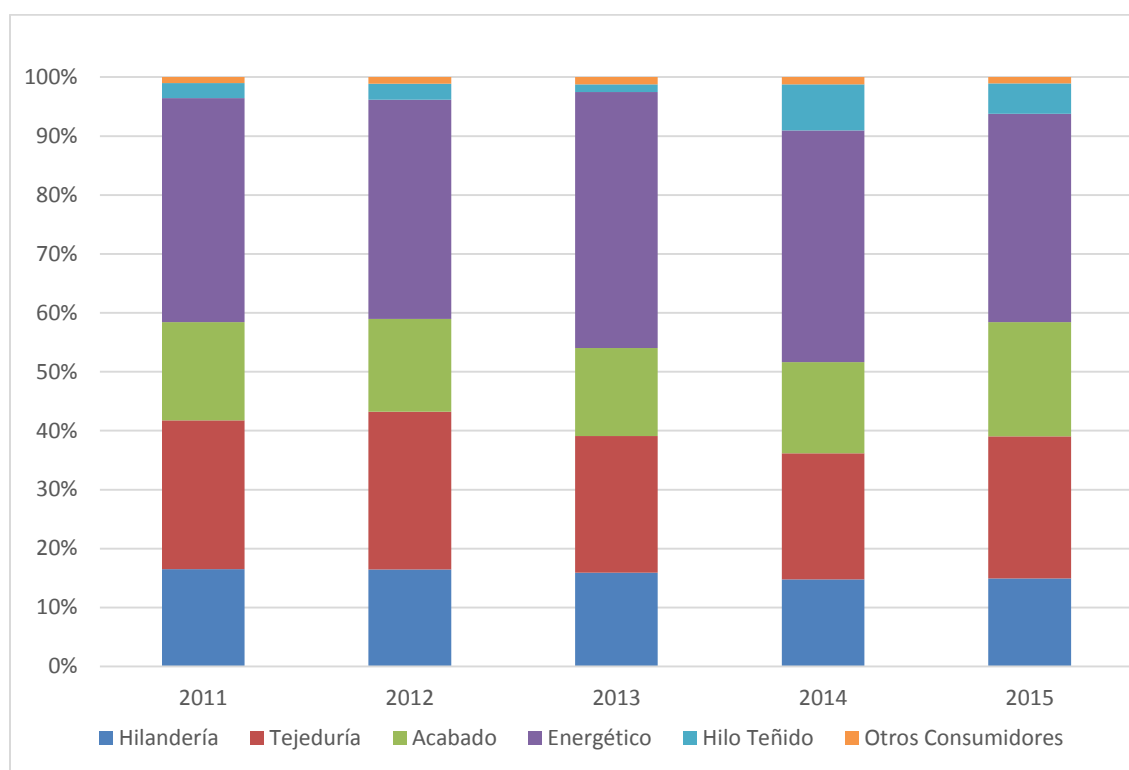


Figura. 5. Comportamiento del consumo de energía eléctrica.

Se puede apreciar que el área de mayor consumo de electricidad es el área energética, con un promedio de 42 % de la electricidad consumida en la entidad. Seguida de tejeduría e hilandería las cuales consumen un estimado de 21 % y 16

% respectivamente. Hilo teñido con un aproximado de 4 % y otros consumidores con 1 % son los que menos consumen.

Tabla 9. Consumo anual de vapor en el área de acabado.(Granma, 2016d)

Portador Energético (Vapor)	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Hilo teñido	t	7340.0	8969.80	6188.17	7875.51	10264.4
Acabado	t	31597.1	30937.69	28153.36	33898.72	44181.2
Vapor Generado.	t	40644.1	39907.48	35494.60	42896.67	55908.6
Cons. Fuel Oíl Gen. Vapor.	t	2969.79	2871.04	2583.63	3133.59	4018.32
Recup. de Condensado.	t	23694.7	19953.74	18509.73	22662.48	12151.2
% Recup. De Condensado.	t	58.30	50.00	52.15	52.83	21.73

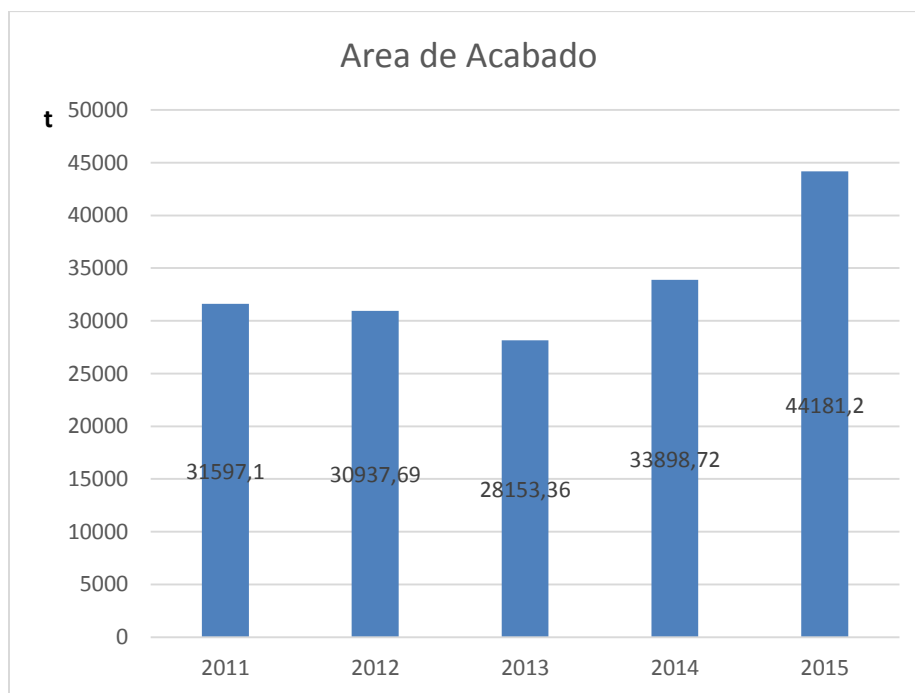


Figura. 6 Consumo anual de vapor en el área de acabado.

El área de acabado es la de mayor consumo de vapor de la UB “Desembarco del Granma” con una media anual de 33 755 t_v. Con un aumento considerable en el año 2015 de 13 034.48 t_v demostrando el incremento de la demanda en los procesos productivos.

Tabla 10. Consumo anual Gas Licuado de Petróleo.(Granma, 2016c)

Portador Energético (Gas Licuado de Petróleo)	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Gas Licuado de Petróleo	t	58.90	66.52	50.09	44.60	41.35
Industrial	t	47.74	48.52	37.18	35.84	36.12
Cocina	t	11.16	16.79	13.30	8.76	5.24

Tabla 11. Consumo anual de combustible diésel y gasolina.(Granma, 2016c)

Portador Energético (Combustible)	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Comb. Diésel	t	44.64	51.25	64.97	61.58	66.97
Gasolina B-83	t	81.30	95.52	81.25	79.18	108.29

El consumo de los portadores energéticos como el combustible para los vehículos se ha mantenido en el caso del diésel con una media anual de 57.9 toneladas y la gasolina B-83 en 89.1 toneladas teniendo el mismo un pico 108.29 ton en el 2015.

Tabla 12. Consumo anual de agua.(Granma, 2016c)

Portador Energético (Agua)	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Agua Filtrada.0	Mm ³	240.13	470.86	163.84	183.67	215.86
Agua suavizada.	Mm ³	330.59	470.86	309.73	391.84	465.29
Agua Filt. Del Acueducto.	Mm ³	0.00	602.08	0.00	0.00	0.00
Agua Total.	Mm ³	570.60	1543.81	473.57	575.51	681.15
Agua Cruda.	Mm ³	606.58	1759.94	499.76	616.11	739.77
Refrigeración (Electric)	MWh	610.58	2361.61	687.60	579.38	701.77
Refrigeración (Frigorías)	kcal*10 ⁶	2466.89	9361.41	2780.35	2349.46	2824.8

Tabla 13. Consumo anual de Fuel Oíl.(Granma, 2016a)

Portador Energético (Fuel Oíl)	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Fuel Oíl	t	3539.0	3935.49	3086.29	3663.71	4707.4

Tabla 14. Consumo anual de solventes y lubricantes.(Granma, 2016c)

Portador Energético (Solventes)	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Solvente	t	1.37	1.38	1.32	0.02	0.00
Aceites Lubri. Terminados.	t	42.26	27.22	15.97	17.68	19.70
Grasas Lubricantes.	t	2.46	2.35	0.72	0.39	0.65
Alcohol.	HI	18.40	19.70	20.40	14.59	12.52

2.4. Índices de consumo de la Empresa Textil “Desembarco del Granma” en los últimos 5 años

Para llegar a calcular los índices de consumo, se dividieron entre si los valores de consumo y los de producción. Cada uno de ellos por separado y por portadores energéticos.

Tabla 15. Índice de consumo eléctrico.(Granma, 2016f)

Portadores Energéticos (Electricidad)	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Índice Electricidad	kWh/Mm ²	920.30	1094.74	984.55	842.80	651.52
Hilandería	kWh/t _{Hilo}	12853.62	6475.8	13887.87	12255.79	12408.72
Tejeduría	kWh/Mm ²	330.15	179.53	156.71	85.40	86.91
Acabado	kWh/Mm ²	153.14	256.34	146.86	130.50	126.37
Energético	kWh/t _v	2980.78	1903.78	1861.00	1769.36	824.99
Hilo Teñido	kWh/t _{Hilo}	1217.76	1370.00	532.25	1148.62	832.52

El índice de consumo eléctrico en el área energética tiene una media de 1867.98 kWh/t_v y un pico mínimo 824.99 kWh/t_v en el año 2015 y un máximo de 2980.78 kWh/t_v.

Tabla 16. Consumo de combustible/ kg de vapor.(Granma, 2016e)

	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Portadores Energéticos (Vapor)						
Índice Cons Vapor Hilo teñido	kg/Mm ²	1182.78	700.00	562.61	426.08	439.74
Índice Cons Vapor Acab.	kg/Mm ²	3584.91	3942.27	3728.30	3869.94	3420.90
Índice Vapor/Petróleo	kg _v /Kg _{f.o.}	13.69	13.90	13.74	13.69	13.91

Como se muestra en la tabla el consumo de combustible por kg de vapor generado en los últimos 5 años tiene una media de 13.78 kg_v/Kg_{f.o.} y un pico máximo 13.91 kg_v/Kg_{f.o.} en el año 2015.

Tabla 17. Consumo de Fuel Oíl(Granma, 2016e)

	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Portadores Energéticos (Fuel Oíl)						
Índice de Fuel Oíl	kg/Mm ²	350.86	501.48	408.71	418.26	364.49

El consumo de Fuel Oíl tiene una media de 408.76 kg por cada mil metros cuadrados (kg/Mm²) de tela procesada teniendo un pico de consumo en el año 2012 de 501.48 kg/Mm².

Tabla 18. Consumo de gas licuado(Granma, 2016e)

	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Portadores Energéticos (Gas Licuado de producción)						
Índice Industrial LPG	kg/Mm ²	5.42	6.34	4.92	4.09	2.80
índice Total LPG	kg/Mm ²	6.68	8.48	6.63	5.09	3.20

El gas licuado es utilizado en la industria por algunas máquinas teniendo una media del índice total de consumo 6.02 kg por cada mil metros cuadrados (kg/Mm^2) de tela procesada en los últimos 5 años y se tuvo un pico máximo de consumo de 8.48 kg/Mm^2 en el año 2012 y un pico mínimo en el año 2015 de 3.20 kg/Mm^2 .

Tabla 19. Consumo de combustible diésel y gasolina(Granma, 2016e)

Portador Energético (Combustible)	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Comb. Diésel (Gas Oil)	kg/Mm^2	5.06	6.53	8.60	7.03	5.19
Gasolina B-83	kg/Mm^2	9.22	12.17	10.76	9.04	8.38

En cuanto al consumo de combustible interviene en la producción a través de la transportación de los trabajadores y tiene un pico de consumo máximo 12.17 kg/Mm^2 de gasolina en el año 2012 y un mínimo 8.38 kg/Mm^2 en el año 2015.

Tabla 20. Consumo de agua(Granma, 2016e)

Portadores Energéticos (Agua)	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Índice Con. Agua Filt	m^3/Mm^2	27.23	60.00	21.70	20.97	16.71
Índice Cons. Agua Suaviz.	m^3/Mm^2	37.51	60.00	41.02	44.73	36.03
Índice Perdida Tot/Cruda	%	94.07	84.00	94.76	93.41	92.08
Relac. A.Filt. Acued/Total	%	0.00	39.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 21. Consumo de solventes y lubricantes(Granma, 2016e)

	U.M	AÑOS				
		2011	2012	2013	2014	2015
Portadores Energéticos (Solventes)						
Índice Solventes	kg/Mm ²	0.16	0.18	0.18	0.00	0.00
Índice Aceit. Lub. Termin.	kg/Mm ²	4.80	3.47	2.12	2.02	1.53
Índice Grasas Lubrican.	kg/Mm ²	0.28	0.30	0.09	0.04	0.05

2.5. Estudio del consumo horario real de vapor en el área de suministros energéticos

La actividad se realizó en el área de suministros energéticos de la Planta de Servicios de Ingeniería (PSI). Para ello se trabajó un turno completo, con horario de 8:00 am a 4:00 pm. La tarea consistió en tomar las mediciones hora a hora del consumo de agua de una de las calderas, para de esta forma saber la producción de vapor de la misma. La caldera en funcionamiento fue la Mitsubishi de aproximadamente 30 t/h. Para la medición se contó con el medidor de flujo ultrasónico TDS-100P versión 13.0, El mismo cuenta con una excelente facilidad de operación, una alta precisión y una fiabilidad excepcional. Su fuente de alimentación es de 220V AC. Consume una energía de 1.5W y tiene un peso de 2.5 Kg.

El medidor de flujo ultrasónico está diseñado para medir la velocidad del fluido de líquido dentro de un conducto cerrado. Utiliza dos transductores que funcionan como dos transmisores y receptores ultrasónicos. Los transductores se fijan en el exterior de un tubo cerrado con una distancia específica entre sí. Los transductores pueden ser montados en V-método en el que el sonido cruza el tubo dos veces o W-método en el que el sonido cruza el sonido cuatro veces, o Z-método en donde los transductores están montados en lados opuestos de la tubería y las cruces de sonido de la tubería una vez.

Para poder medir el consumo horario de Fuel Oil se utilizó un flujómetro marca Oval.

Tabla 22. Mediciones por hora de vapor consumido

Horarios	Mediciones		
	Totalizador (m ³ /h)	Flujo (m ³ /h)	Extracción. Caldera.(m ³ /h)
(9:00 am)	0	13.9	-2.97
(10:00 am)	13.96	17.9	-2.97
(11:00 am)	31.20	17.1	-2.97
(12:00 pm)	49.17	27.2	-2.97
(1:00 pm)	70.59	13.9	-2.97
(2:00 pm)	86.92	14.7	-2.97
(3:00 pm)	104.82	16.8	-2.97

Para conocer el vapor consumido por hora, primero se toma la medición final e inicial de cada una y se haya la diferencia. El resultado será igual al agua de alimentación de la caldera. Después, se le resta la extracción de la misma, obteniendo el vapor generado.

En la tabla siguiente se implementó el consumo de Fuel Oil, que conjunto con las demás mediciones se tomó hora por hora, para conocer cómo se comportó la relación de la producción de vapor contra el consumo de combustible.

$$\text{Totalizador}_1 - \text{Totalizador}_2 = \text{H}_2\text{O alimentación}$$

$$\text{H}_2\text{O alimentación} - 2.97 = \text{Vapor generado}$$

Tabla 23. Mediciones por hora de vapor generado vs combustible consumido

Horarios	Vapor Generado (t/h)	Consumo. Fuel Oíl (L/h)
Hora 1	10,99	1613
Hora 2	14,27	2297
Hora 3	15,00	2103
Hora 4	18,45	1927
Hora 5	13,36	1962
Hora 6	14,93	1903
Hora 7	11,76	1630

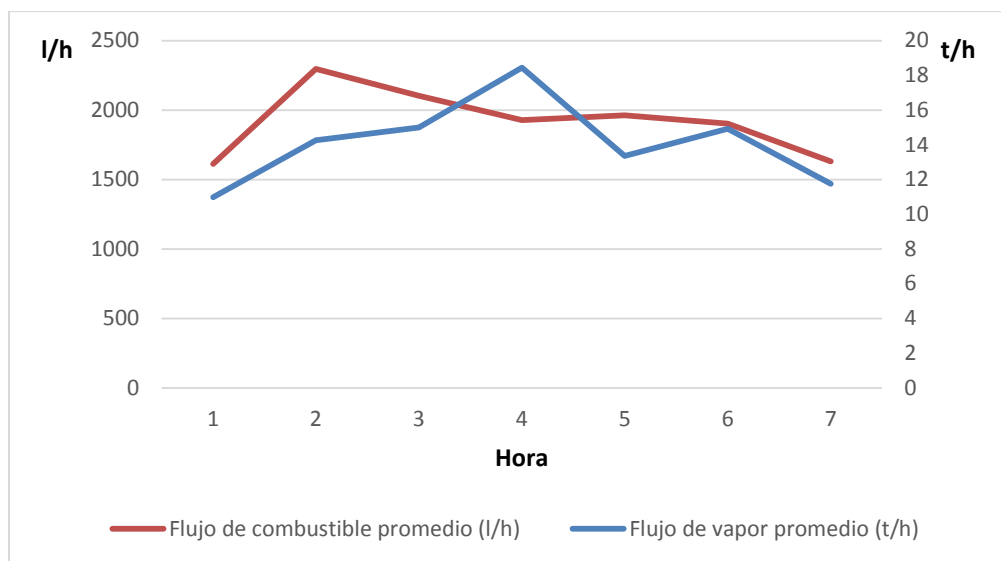


Figura. 7 Relación consumo de Fuel Oíl vs Vapor Generado.

Durante el proceso de mediciones se pudo comprobar que la demanda más alta de vapor estuvo comprendida entre el horario de 12:00 a 13:00 horas, con un valor de 18 t/h. La demanda se mantuvo todo el tiempo de la medición entre 12 y 18 t/h. Las variaciones de la misma pudieran estar relacionadas con las variaciones de la demanda en teñido de hilo ya que el proceso es a batches.

2.6. Conclusiones Parciales

1. El área de mayor consumo de vapor en la UB Desembarco del Granma con una media anual de 33 755.6 t_v. Con un aumento considerable en el año 2015 de 13 034.48 t_v demostrando el incremento de la demanda en los procesos productivos.
2. El mayor consumo de electricidad lo presenta el área de la planta de servicios energéticos la cual consume un 42 % de la electricidad consumida en la entidad y gran parte de esta puede ser autoabastecida con un sistema de cogeneración usando el vapor producido por calderas de alta presión en una turbina de vapor ya sea en un ciclo cabecera o de cola y el vapor de escape es usado en los procesos del área de acabado.
3. El horario de mayor consumo de vapor oscila entre las 12:00 y 13:00 horas con máximo de 18 t/h y durante un turno de trabajo la demanda de vapor permanece entre 12 y 18 t/h.

Capítulo 3 Determinación de la factibilidad económica y ambiental del caso propuesto de cogeneración mediante el uso de la herramienta RETScreen

Entre los planes futuro de la empresa se plantea la inversión para la instalación de un sistema de cogeneración, el cual le proporcionará a la empresa un ahorro considerable ya que le permitirá generar parte de la electricidad que se consume en esta y para el estudio de factibilidad del mismo se utilizó el software RETScreen el cual nos permite simular diferentes tipos de proyectos entre ellos los de cogeneración con una gran exactitud.

3.1. Caso base: carga y red

El tipo de proyecto de cogeneración que se quiere aplicar es el de Calentamiento y electricidad combinados.

Proyecto de calefacción	Unidad	
Sistema de calentamiento del caso base		
	Edificio - calentamiento de procesos	
Área-pisos de calefacción para edificio	m²	0
Tipo de combustible	Petróleo Residual (#6) - L	
Eficiencia estacional	%	80%
Calculo de carga de calefacción		
Carga de calefacción punta para procesos	kW	17.300,0
Características de carga de calentamiento de procesos	Estándar	
Horas equivalentes a plena carga - calentamiento de procesos	h	4.608
Demanda de calentamiento total	MWh	79.718
Carga de calentamiento punta total	kW	17.300,0
Consumo de combustible anual	L	8.854.770
Precio del combustible	\$/L	0,550
Costo del combustible	\$	4.870.123
Mediciones de eficiencia energética - caso propuesto		
Mediciones de eficiencia energética - uso-final	%	0%
Carga de calentamient de punta neta	kW	17.300,0
Demanda de calentamiento neta	MWh	79.718

Figura. 8 Caso Base(Excel, 2016)

- En el sistema de calentamiento del caso base se eligió el sistema que se encuentra actualmente instalado y trabajando en el lugar donde se realiza el proyecto, en el caso propuesto es “Edificio- calentamiento de procesos”, y el “Área-pisos de calefacción para edificio” es 0 m² ya que el sistema no abastece de calefacción ningún local.

- El combustible que se selecciona es con el que trabaja la caldera, que es “Petróleo Residual (#6)-L” que se quema con una eficiencia de un 80% y se selecciona en una tabla que te brinda la ayuda del software.
- El flujo máximo de energía térmica es 17 300 kW

Proyecto de generación eléctrica		Unidad	
Sistema eléctrico de potencia del caso base		Red central y carga interna	
Tipo de red			
Características de carga del caso base			
Mes	Electricidad carga bruta media kW	Electricidad Carga media neta kW	Calentam. Carga media kW
Enero	2,000	2,000	8,964
Febrero	2,000	2,000	8,964
Marzo	2,000	2,000	8,964
Abril	2,000	2,000	8,964
Mayo	2,000	2,000	8,964
Junio	2,000	2,000	8,964
Julio	2,000	2,000	8,964
Agosto	2,000	2,000	8,964
Setiembre	2,000	2,000	8,964
Octubre	2,000	2,000	8,964
Noviembre	2,000	2,000	8,964
Diciembre	2,000	2,000	8,964
Carga eléctrica de punta del sistema sobre media mensual máx.	200.0%		
Carga punta - anual	6,000	6,000	17,300
Demanda de electricidad	MWh 18,092	18,092	
Tarifa de electricidad - caso base	\$/kWh 0.180	0.180	
Costo total de electricidad	\$ 3,256,560	\$ 3,256,560	

Figura. 9 Proyecto de Generación Eléctrica

Se introdujeron los datos de la carga bruta media mensual de electricidad la cual es de 2000 kW y calor de 8964 kW, a continuación, el programa le brinda el siguiente gráfico:

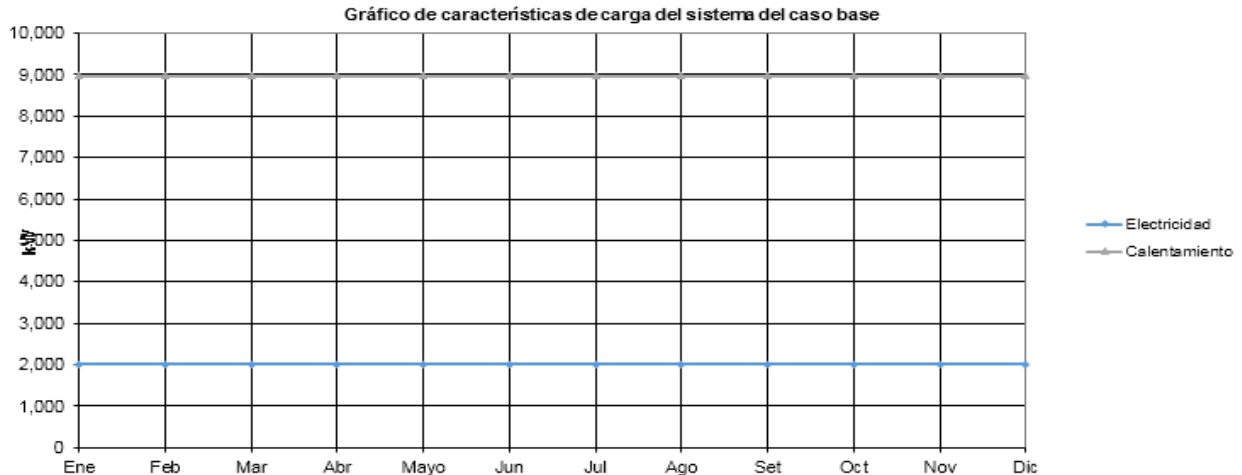


Figura. 10 Grafico de características de carga del sistema del caso base

3.2. Caso propuesto: modelo de energía

En la figura 11 se muestra el diagrama de flujo del esquema de cogeneración propuesto. El mismo cuenta como se explicó anteriormente con un generador de vapor de 30 t/h (B1) con una presión de trabajo de 42 bar y sobrecalentamiento hasta 450 °C. Un tanque flash de la extracción de la caldera (B10) con suministro del vapor al cabezal de baja presión (B8). El cabezal de alta presión (B7) donde se distribuye el vapor a la turbina (B6) de 2 MW_e y al (derivador de vapor) (B14) por donde fluye el vapor cuando la turbina no está en uso al cabezal de baja presión (B8) con una presión de vapor de 10 bar, de donde se envía el vapor al proceso, a este cabezal (B8) también es enviado el vapor que sale de la turbina después de pasar por el atemperador para poder llevar el vapor a régimen saturado. Dado que el vapor el en proceso es utilizado a dos presiones distintas este debe pasar por dos válvulas de estrangulación (B13 y B15) las cuales bajan la presión a 6 y 4 bar respectivamente. El vapor es usado en los procesos (B23 y B16) y después es enviado al tanque de recuperación de condesado presurizado (B24) donde se le incorpora agua de reposición tratada, el agua que sale de este va a la bomba de alimentación de baja presión (B22) y el tanque desgasificador (B5) que a la vez consume vapor del cabezal de baja presión, de este se dirige entonces a la bomba

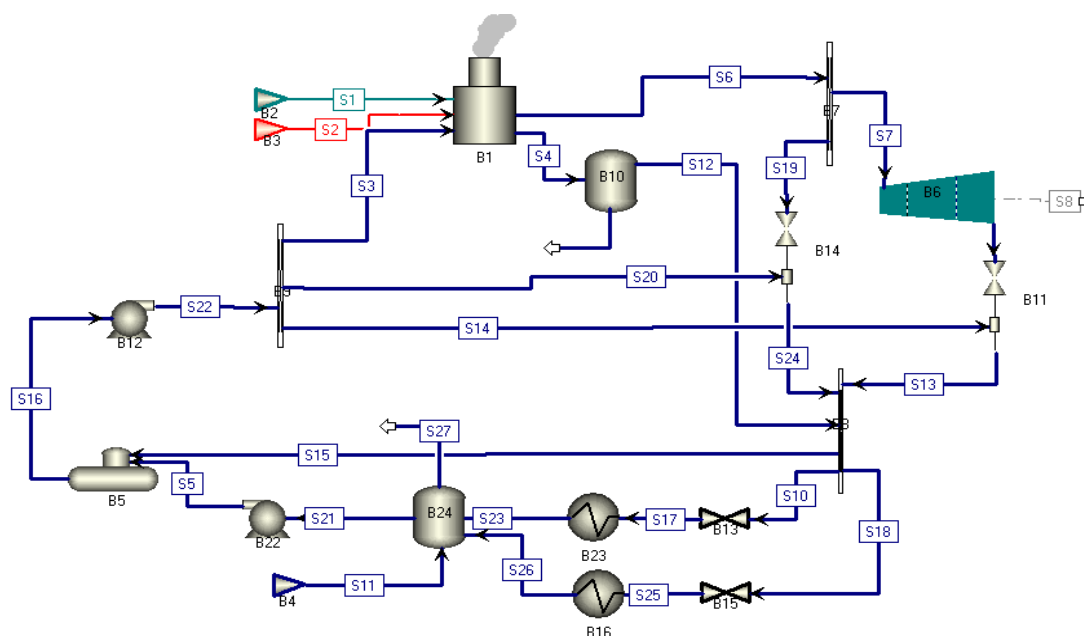


Figura. 11 Esquema topológico de la planta de cogeneracion

Para la modelación en RetScreen se estableció un esquema alternativo con turbina de vapor, consistente en la generación local de vapor y energía eléctrica con calderas de presión moderadamente alta, turbogenerador a base de una turbina de vapor de contrapresión y la utilización del vapor de escape para usos diversos de temperatura moderada. Se estableció una disponibilidad de 8760 h. El combustible utilizado es petróleo residual (fuel oil). El flujo de vapor con que cuenta el sistema es de 30 t/h con una presión de operación de 42 bares y una temperatura de sobrecalentado de 450 °C una presión en la salida de la turbina de 12 bares, la calidad de la mezcla es de 1.10 lo que nos indica que el vapor está sobrecalentado.

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto			
Selección de sistema	Sistema de base		
Sistema eléctrico de potencia de carga base			
Tecnología	Turbina a Vapor		
Disponibilidad	h	8,760	100.0%
Método de selección de combustible			
Tipo de combustible	Un sólo combustible		
Precio del combustible	\$/L	0.550	
Turbina a Vapor			
Flujo de vapor	kg/h	29,370	
Presión de operación	bar	42	
Temperatura de saturación	°C	253	
Temperatura de sobrecalentado	°C	450	
Entalpía	kJ/kg	3,340	
Entropía	kJ/kg/K	6.93	
Puerto de extracción	No		
Escape de turbina - presión de vapor	kPa	1200.0	
Temperatura	°C	188	
Calidad de mezcla		1.10	
Entalpía	kJ/kg	2,972	
Producción teórica de vapor	kg/kWh	9.81	
Eficiencia de turbina de vapor (TV)	%	70.0%	
Producción real de vapor	kg/kWh	14.01	
Resumen			
Capacidad de generación eléctrica	kW	2,096	34.9%
Potencia mínima	%	10.0%	
Fabricante	Peter Brotherhood		
Modelo y capacidad	Single stage -2.5		
Electricidad entregada a la carga	MWh	8,663	48%
Electricidad exportada a la red	MWh	0	
Eficiencia estacional	%	85.0%	
Temperatura de retorno	°C	100	
Combustible requerido	GJ/h	100.9	
Capacidad de calentamiento	kW	19,291.9	111.5%

Figura. 12 Sistema eléctrico de Potencia del caso propuesto

También se establecieron la eficiencia de la turbina la cual es de 70 % a la vez que plantea que la potencia de trabajo mínima es de 10 % y la estacional de 85 %.

En estrategia de operación se tiene que en el seguimiento de la carga de calentamiento una "Ganancia (pérdida) operativa" alrededor de los 9 millones de \$/año lo que nos indica el ahorro que nos trae consigo la instalación del sistema de cogeneración.

Características del sistema - caso propuesto	Unidad	Estimación	%
Electricidad			
Sistema eléctrico de potencia de carga base			
Tecnología		Turbina a Vapor	
Estrategias de operación		Seguimiento de la carga de calentamiento	
Capacidad	kW	2.096	34,9%
Electricidad entregada a la carga	MWh	8.663	47,9%
Electricidad exportada a la red	MWh	0	
Sistema eléctrico de potencia de carga punta			
Tecnología		Electricidad de la red	
Capacidad sugerida	kW	3.903,5	
Capacidad	kW	4.000	66,7%
Electricidad entregada a la carga	MWh	9.429	52,1%
Sistema eléctrico de potencia de respaldo (opcional)			
Tecnología			
Capacidad	kW	0	
Calentamiento			
Sistema de calentamiento de carga base			
Tecnología		Turbina a Vapor	
Capacidad	kW	19.291,9	111,5%
Calentamiento entregado	MWh	79.718	100,0%
Sistema de calentam. de carga intermedia			
Tecnología		No requerido	
Sistema de calentamiento de carga punta			
Tecnología		Caldero	
Tipo de combustible		Petróleo Residual (#6) - L	
Precio del combustible	\$/L	0,550	
Capacidad sugerida	kW	0,0	
Capacidad	kW	0	0,0%
Calentamiento entregado	MWh	0,0	0,0%
Fabricante			Ver BDP
Modelo			
Eficiencia estacional	%		
Sistema de calentamiento de respaldo (opcional)			
Tecnología		Sistema de punta no requerido	
Capacidad	kW		

Figura. 13 Características de sistema del caso propuesto

Ya que la capacidad de la turbina a instalar es de 2 000 kW nos da una capacidad de carga eléctrica de 8 660 MWh que representa el 48 % de la electricidad consumida, también se tiene el tipo de combustible y el precio de este que es de 0.55 \$/L

3.3. Análisis de costos

Se tiene en cuenta el presupuesto con que cuenta la empresa para la realización del proyecto además de los costos de este ya se sea el valor de la turbina y la caldera que deben instalarse en la planta de cogeneración. El costo de la turbina de 2 000 kW es de \$ 4 000 y el de la caldera de baja presión es de 4 millones de dólares, estos precios de los equipos fueron adoptados del manual de cogeneración de la EPA los cuales pueden variar según el proveedor.

También se hacen los cálculos en cuanto al consumo de petróleo y electricidad tanto del caso base como del caso propuesto teniéndose como resultado que los costos de operación disminuyen con el caso propuesto de \$8 127 000 a \$7 228 000 debido a que disminuye el consumo de la red eléctrica.

Costos anuales (créditos)		Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Operación y Mantenimiento					
Partes y labor	proyecto			\$	-
Definido por el usuario	costo		0	\$ 4.712.552	\$ 94.251
Contingencias	%			\$ 94.251	\$ -
Sub-total:					\$ 94.251
Costo de combustible - caso propuesto					
Petróleo Residual (#6)	L	10.056.037	\$ 0,550	\$	5.530.820
Electricidad	MWh	9.429	\$ 180,000	\$	1.697.200
Sub-total:					\$ 7.228.021

Ahorros anuales		Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Costo de combustible - caso base					
Petróleo Residual (#6)	L	8.854.770	\$ 0,550	\$	4.870.123
Electricidad	MWh	18.092	\$ 180,000	\$	3.256.560
Sub-total:					\$ 8.126.683

Costos periódicos (créditos)		Unidad	Año	Costo unit.	Monto
Definido por el usuario	costo			\$	-
				\$	-
Fin de la vida del proyecto	costo			\$	-

Figura. 14 Costos de Operación

3.4. Análisis de emisiones

El análisis de emisiones permite calcular el impacto en gases efecto invernadero y establecer una comparación de cómo influye el proyecto en la reducción de los GEI teniéndose una reducción anual de emisiones 5 000 tCO₂

Caso base del sistema eléctrico (Línea de base)

País - Región	Tipo de combustible	Factor emisión	Pérdidas	Factor emisión
		de GEI (excl. T y D) tCO2/MWh	T y D %	de GEI tCO2/MWh
Cuba	Petróleo Residual (#6)	0.857	15.0%	1.008

Resumen de reducción de emisiones GEI

Proyecto de calentam. y electricidad combinados	Caso base	Caso propuesto	Reducción	Derechos	Reducción
	emisiones de GEI tCO2	emisiones GEI tCO2	anual bruta de emisiones GEI tCO2	de transacción por créditos GEI %	de emisiones GEI anual neta tCO2
	43,485.8	38,484.3	5,001.5		5,001.5
Reducción de emisiones GEI anual neta	5,001	tCO2	es equivalente a	10,384	Barr. de petróleo crudo no consum.

Figura. 15 Reducción de emisiones de GEI

3.5. Análisis financiero

Se selecciona una tasa de inflación de 5 %, tiempo de vida del proyecto de 25 años, 50 % de financiamiento mediante de deuda, con duración de 10 años y una tasa de interés de la deuda de 5 %. La tasa de descuento utilizada fue de 10 % y se supuso un pago de 30 % de impuesto sobre la renta.

Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto			
Costos iniciales			
Estudio de factibilidad	1,3%	\$	60.000
Desarrollo	2,1%	\$	100.000
Ingeniería	2,5%	\$	120.000
Sistema eléctrico de potencia	93,1%	\$	4.385.893
Sistema de calefacción	0,0%	\$	0
Balance del sistema y misc.	1,0%	\$	46.659
Costos iniciales totales	100,0%	\$	4.712.552
Costos anuales/pagos de deuda			
Operación y Mantenimiento		\$	94.251
Costo de combustible - caso propuesto		\$	7.228.021
Pagos de la deuda - 10 años		\$	305.149
Costos anuales totales		\$	7.627.420
Costos periódicos (créditos)			

Figura. 16 Resumen de costos/ahorros/ingresos de proyecto

También se tienen en cuenta los costos, ahorros e ingresos del proyecto así como el pago de deudas, mantenimiento y consumo de combustible de los equipos.

Viabilidad financiera		
TIR antes de impuestos - capital	%	27,1%
TIR antes de impuestos - activos	%	15,2%
TIR luego de impuestos - capital	%	18,5%
TIR luego de impuestos - impuestos - activos	%	10,2%
Pago simple de retorno del capital	año	5,9
Repago - capital	año	6,7
Valor Presente Neto (VPN)	\$	2.458.215
Ahorros anuales en ciclo de vida	\$/año	270.817
Relación Beneficio-Costo		2,04
Cobertura - servicio de deuda		2,71
Costo de reducción de GEI	\$/tCO2	(53)

Figura. 17 Viabilidad financiera

Como resultado se obtiene una tasa interna de retorno (TIR) del proyecto sin financiamiento de 10,2 % lo que lo hace altamente financiable. Al suponer el financiamiento en las condiciones antes expuesta se alcanza una TIR de 18,5 %, muy por encima de la rentabilidad mínima exigida en Cuba de 10 %. El valor actual neto de los flujos de caja en la vida útil del proyecto resulta entonces de 2,5 millones de pesos.

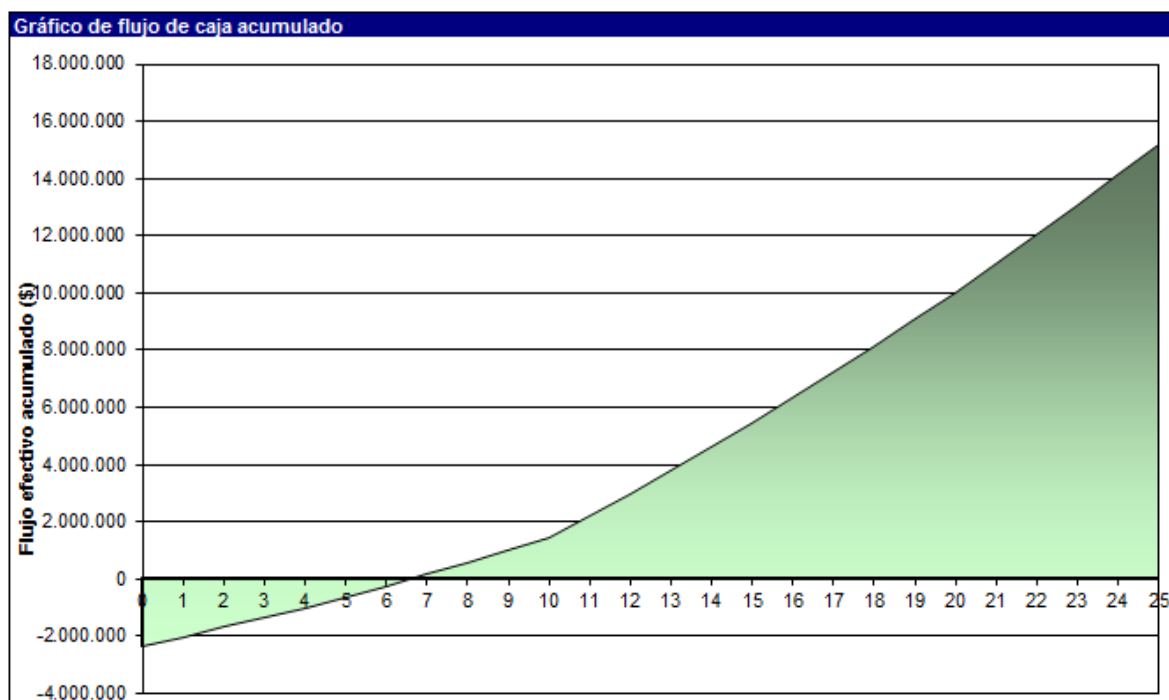


Figura. 18 Grafico que representa el flujo de caja acumulado

El grafico de flujo de caja nos muestra como en un principio se comienza con una deuda debido a que el capital usado en la inversión es prestado, pero a la vez que esta es pagada a los 6.7 años se incrementa la ganancia de la empresa.

3.6. Análisis de riesgo

El análisis de riesgo es donde el software RETScreen determina la sensibilidad de indicadores financieros importantes en relación con los parámetros técnicos y financieros fundamentales, determinando los parámetros que tienen el impacto más grande sobre los indicadores financieros. En este caso son el precio del combustible y la tasa de interés de la deuda observándose que es muy sensible al

precio del combustible ya que si este aumenta el proyecto no es factible porque el ahorro en los gastos de operación depende directamente de este.

Efectúe análisis sobre

TIR luego de impuestos - capital

Parámetro	Unidad	Valor	Rango (+/-)	Mínimo	Máximo
Costos iniciales	\$	4.712.552	20%	3.770.042	5.655.063
Operación y Mantenimiento		94.251	20%	75.401	113.101
Costo de combustible - caso propuesto	\$	7.228.021	5%	6.866.620	7.589.422
Costo de combustible - caso base	\$	8.126.683	5%	7.720.349	8.533.018
Relación de deuda	%	50%	20%	40%	60%
Tasa de interés de la deuda	%	5,00%	20%	4,00%	6,00%
Duración de deuda	año	10	20%	8	12

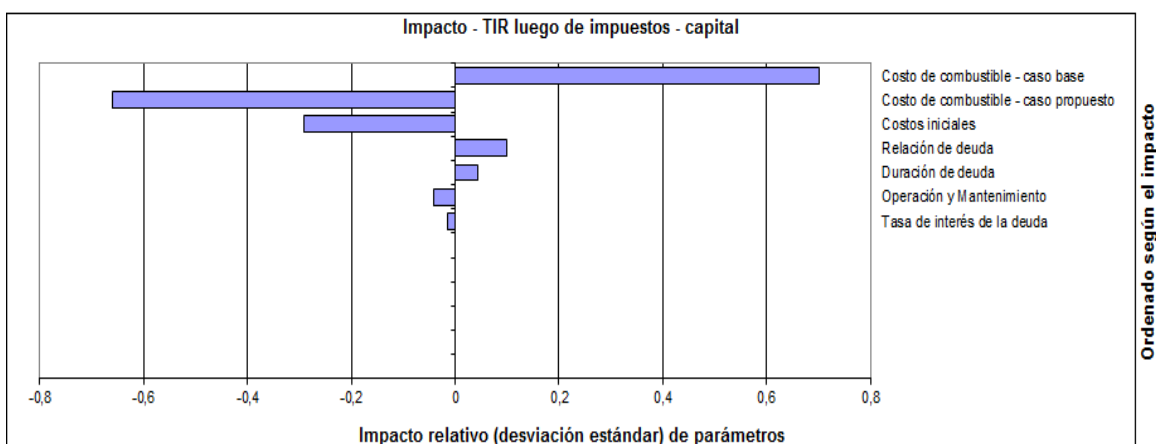


Figura. 19 Análisis de riesgos

Como se puede observar en el grafico el consumo de combustible el mayor costo en el caso propuesto lo que verifica que el ahorro de este proyecto depende fundamentalmente del costo que tenga en el mercado el combustible debido que si aumentan los costos del combustible no sería factible el proyecto.

Mediana	%	18,4%
Nivel de riesgo	%	10,0%
Mínimo en intervalo de confianza	%	10,3%
Máximo en intervalo de confianza	%	28,0%

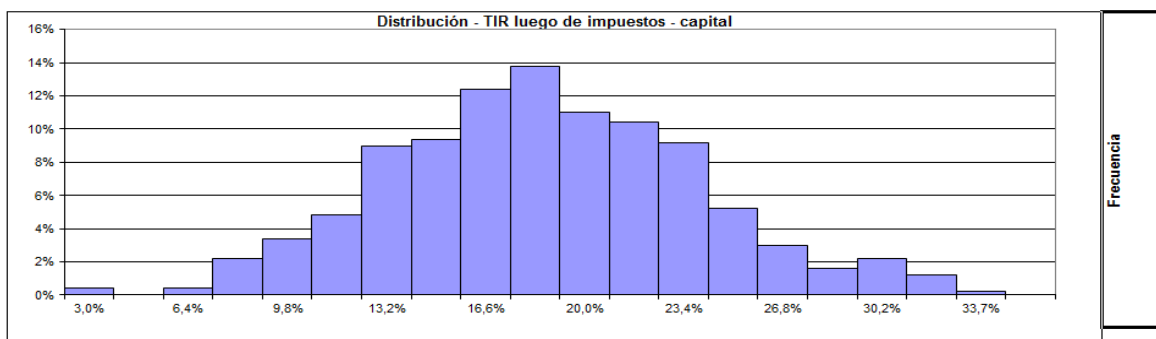


Figura. 20 Intervalo de confianza

Para un nivel de confiabilidad del 90 % la inversión tendrá una TIR entre 10.3 y 28 % en el intervalo de confianza.

3.7. Conclusiones Parciales

1. En la estrategia de operación se tiene que en el seguimiento de la carga de calentamiento una "Ganancia (pérdida) operativa" de 900 mil \$/año lo que nos indica el ahorro que significaría la instalación del sistema de cogeneración.
2. El caso propuesto tiene una capacidad de carga eléctrica de 8 660 kWh, el tipo de combustible usado es el "Petróleo Residual (#6)-L" que se quema con una eficiencia de un 80% y se selecciona en una tabla que te brinda la ayuda del software y el precio de este es de 0.55 \$/L.
3. Las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera disminuyen respecto al caso base en 5000 t de CO₂ al año, lo que representa 10 000 barriles de petróleo dejados de quemar.
4. Como resultado se obtiene una tasa interna de retorno (TIR) del proyecto sin financiamiento de 10,2 % lo que lo hace altamente financiable y un valor presente neto VPN de 2,5 millones de \$.
5. El análisis de riesgo realizado refleja la sensibilidad del proyecto a las variaciones de los precios del combustible del caso base y propuesto (electricidad), debido a los bajos precios del petróleo actualmente y a pesar de considerarse un escalamiento de los precios del 5 % anual a futuro.
6. Del análisis de riesgo se obtuvo además y no obstante la conclusión anterior que para un nivel de confiabilidad del 90 % la inversión tendrá una TIR entre 10.3 y 28 % en el intervalo de confianza.

Conclusiones

1. Se realizó una búsqueda bibliográfica en la cual se hizo un resumen histórico del desarrollo de la cogeneración y los principales tipos de ésta, llegándose a la conclusión de que la cogeneración con turbinas de vapor es la más adecuada para el caso de la Empresa Textil “Desembarco del Granma” ya que el proceso requiere de un alto consumo de vapor respecto a la electricidad: $8,5 \text{ kW}_{\text{th}}/\text{kW}_{\text{e}}$.
2. Se caracterizaron los consumos energéticos de la Empresa Textil “Desembarco del Granma” donde se determinó que el área de acabado es la de mayor consumo ya que tiene gran demanda de vapor y electricidad. El mayor consumo de electricidad lo presenta el área de la planta de servicios energéticos la cual consume un 42 % de la electricidad consumida en la empresa.
3. El caso propuesto tiene una capacidad de carga eléctrica de 8 660 kWh, lo generaría el 48 % de la electricidad consumida por la UB Textil Desembarco del Granma.
4. Se determinó la factibilidad económica y ambiental del caso propuesto de cogeneración mediante el uso de la herramienta RETScreen donde se llegó a la conclusión se con la aplicación del caso propuesto de cogeneración la empresa disminuirá los costos de operación en 900 mil \$/año por concepto de aumento de la eficiencia energética lo que resultó en una TIR de 10,2 % y un PRD de 6,7 años.
5. En el análisis de riesgo se tiene que el proyecto es altamente sensible al precio del combustible dado que si este aumenta el proyecto no sería factible porque el principal ahorro está en la compra de este para generar parte de la energía que se consume en la empresa.
6. Las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera disminuyen respecto al caso base en 5 000 t de CO₂ al año, lo que representa 10 000 barriles de petróleo dejados de quemar.

Recomendaciones

- Profundizar en los estudios del modelo energético, simulación de los balances de masa y energía.
- Actualizar los datos de generación de vapor de la planta de servicios energéticos de la UB Textil Desembarco del Granma dado no se pudieron realizar mediciones nuevas debido a la rotura de equipos especializados como el flujómetro.
- Estudiar alternativas que tengan en cuenta la inclusión de la satisfacción de la demanda de frío.

Bibliografía

- EFFICIENCY, B. O. E. 2012. Cogeneration: Definition, Need, Application, Advantages, Classification, Saving potentials. *Bureau of Energy Efficiency*.
- EPA 2008. Catalog of CHP Technologies: Steam Turbines. *In: EPA, C. (ed.). CLIMATE TECHBOOK*.
- EPA, C. 2015. CHP Project Development Handbook.
- EPA, U. S. 2011. Cogeneration/Combined Heat and Power (CHP). *CLIMATE TECHBOOK*.
- EXCEL, M. 2016. RETScreen. Textilera.
- GRANMA, D. D. S. T. D. L. U. T. D. D. 2014a. Manual del Operario de la sala de Calderas. *In: GRANMA, U. T. D. D. (ed.)*.
- GRANMA, D. D. S. T. D. L. U. T. D. D. 2016a. Consumo anual de combustible, textilera.
- GRANMA, D. D. S. T. D. L. U. T. D. D. 2016b. Consumo anual de electricidad, textilera.
- GRANMA, D. D. S. T. D. L. U. T. D. D. 2016c. Consumo de los portadores energeticos, textilera.
- GRANMA, D. D. S. T. D. L. U. T. D. D. 2016d. Consumo de vapor.
- GRANMA, D. D. S. T. D. L. U. T. D. D. 2016e. Indices de consumo de los portadores energeticos, textilera.
- GRANMA, D. D. S. T. D. L. U. T. D. D. 2016f. Indices de consumo electrico, Textilera.
- GRANMA, U. T. D. D. 2014b. Caractericas Generales de la UB Textil Desembarco del Granma.
- INC, I. P. 2012. Energy Cogeneration handbook.
- KEN DARROW, R. T., JAMES WANG AND ANNE HAMPSON 2015. Catalog of CHP technologies. U.S. EPA & CHP Logo.
- LIZARRAGA, J. M. S. (ed.) 1994. *Cogeneracion. Aspectos termodinamicos, tecnologicos y economicos*, Bilbao.
- MARTA, D. B. 2012. Manual de eficiencia energética para pymes. *Gas natural fenosa* [Online].
- SAHAGUN, J. E. M. Diciembre de 2013. *TESIS LA COGENERACIÓN EN EL SECTOR INDUSTRIAL OBSTACULOS Y PERSPECTIVAS*. MAESTRO EN INGENIERÍA, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.