

CENTRO DE INVESTIGACION EN MATERIALES  
AVANZADOS A.C.



POSGRADO

**Propuesta de  
Eficiencia Energética utilizando  
Cogeneración con Microturbinas**

Tesis que como Requisito para obtener  
el Grado de

**Maestro en Ciencias en Energías Renovables**

Presenta

**Adrián Morales Pérez**

Dr. Mauricio Alberto Garza Castañón  
Director de Tesis

## **ii. AGRADECIMIENTOS**

A Adriana, mi esposa por todo su amor y paciencia.

A mis hijos Adrián y Adrianita por todo su cariño.

A mi familia, padres y hermanos, por su apoyo.

A Cimav, a la UTEQ y a la UTSJR.

A mis compañeros de trabajo y de la maestría.

## **RECONOCIMIENTOS**

Dr. Mauricio A. Garza Castañón. COMIMSA

Dr. José Alberto Duarte Moller. CIMAV

Ing. Cuitláhuac Sandoval. CAPSTONE TURBINE

Ing. Alejandro Muñoz y Álvaro Franco. DTC Ecoenergía

Ing. Carolina Ezguerra. Empresa Alimenticia.

### iii. ÍNDICE

	<b>Página</b>
Portada	i
Agradecimientos y Reconocimientos	li
Índice	iii
Capítulo 1	
1.1 Síntesis	5
1.2 Abstract	5
Capítulo 2 Introducción	
2.1 Antecedentes.	6
2.2 Justificación.	7
2.3 Objetivo general.	8
2.3.1 Objetivos específicos.	8
2.4 Alcances.	8
Capítulo 3. Sistemas de Cogeneración	
3.1 Eficiencia	10
3.2 Eficiencia Energética	10
3.2 Cogeneración	11
3.2.1 Eficiencia de diferentes Tecnologías de Cogeneración.	12
a) Turbina de Vapor.	13
b) Ciclo combinado.	13
c) Motor Alternativo.	14
d) Microturbinas.	14
3.3 Termodinámica en las Microturbinas	16
3.3.1 Ciclos Termodinámicos.	16
3.3.2 Entropía	17
3.3.2 Motor térmico.	18
3.3.3 Bomba de calor.	19
3.3.4 Ciclo de Brayton.	20
3-3-5 Ciclo de Brayton con recuperación de calor.	22
3.3.6 Desempeño de una microturbina con respecto a temperatura y a la altura.	23
3.3.7 Ciclo de Rankine.	26
3.3.8 Ciclos de Refrigeración	29
3.3.9 Trigeneración	33
3.4 Estado del arte en microturbina.	34
3.5 Cogeneración en el Contexto Nacional. Marco Regulatorio	35
a) Potencial Nacional de Cogeneración.	36
b) Capacidad Instalada del Sistema Eléctrico Nacional.	36

c) Escenarios para el Desarrollo de la Cogeneración en México.	37
3.6 Cogeneración en el Contexto Internacional. Marco Regulatorio	38
a) Contribución porcentual en capacidad instalada de algunos países.	38
b) Capacidad Instalada de Cogeneración de algunos países.	39
c) Estrategias Europeas para la reducción de gases de efecto invernadero.	40
d) Aplicaciones de la Cogeneración.	41
3.7 Beneficios de la Cogeneración	42
3.8 Micro cogeneración.	42
3.9 Cuestionario para determinar si se es candidato a cogenerar.	43
3.10 Metodología para realizar un proyecto de Cogeneración.	45
3.11 Trámites para cubrir el Marco Legal	46
 Capítulo 4. Microturbinas.	
4.1 Terminología y Descripción de microturbinas	48
4.2 Partes principales de una Microturbina	53
4.3 Diseño de Compresor	56
4.4 Diseño de turbina	56
4.5 Modos de Operación Eléctrica	58
4.6 Generador	62
4.7 Comparativo entre una Microturbina y un motor	65
4.8 Comparativo de Eficiencia entre algunas marcas de Microturbinas	66
4.9 Normatividad Eléctrica y Certificaciones	66
4.10 Especificación de Combustibles en microturbinas Capstone	68
4.11 Límites de Contaminantes en microturbinas	70
4.12 Aplicaciones de Mircoturbinas con Biogás	75
 CAPITULO 5	
5.1 Desarrollo de lasPropuestas, Discusión y Análisis de Resultados	77
5.1.1 Propuesta Económica	77
 CAPITULO 6	
6.1 Conclusiones	79
 BIBLIOGRAFIA	81
LISTADO DE TABLAS	82
RESUMEN AUTOBIGRAFICO	83

# CAPITULO 1

## 1.1 RESUMEN

Los sistemas de cogeneración, contemplan la generación de energía eléctrica y térmica a partir de una fuente primaria de energía como puede ser un combustible como el gas natural o el biogás. Existen diferentes tecnologías actualmente como los motores alternativos, turbinas de ciclo combinado, turbinas de vapor y otras. Sin embargo, la propuesta es utilizar una tecnología que, en el rango de hasta 4 MW (Megawatts) resulte con amplias ventajas sobre los otros sistemas. Se está hablando de las Microturbinas. Disminuir el impacto ambiental, debido a las bajas emisiones de NO y CO<sub>2</sub>, disminuir gastos por mantenimientos y desde luego implementar tecnologías actuales, garantizadas y probadas a nivel mundial. Así mismo, es importante identificar los puntos que debe contener una propuesta de eficiencia energética al considerar los aspectos económicos, técnicos y legales, que permitan la sustentabilidad de los proyectos, aseguren un retorno de inversión a corto plazo y sean un factor de competitividad en organizaciones e instituciones del país.

**Palabras clave:** Cogeneración. Eficiencia Energética. Aspectos económicos, técnicos y legales. Sustentabilidad.

## 1.2 ABSTRACT

Cogeneration systems provide for the generation of electricity and heat from a primary energy source such as a fuel like natural gas or biogas. There are several technologies currently as reciprocating engines, combined cycle turbines, steam turbines and others. However, the proposal is to use a technology with many advantages than before, like the Microturbines. Reduce the environmental impact due to the low emissions of NO and CO<sub>2</sub>, reduce maintenance expenses and certainly implement current technologies, guaranteed and tested worldwide. It is also important to identify the points that must contain a proposed Energy Efficiency when considering economic, technical and legal issues that enable the sustainability of projects, ensuring a return on short-term investment and are competitive factor in organizations and institutions.

**Keywords:** Cogeneration. Energy Efficiency. Economic, technical and legal issues. Sustainability

## CAPITULO 2 INTRODUCCIÓN

En algunas ocasiones cuando hablamos de Eficiencia Energética, asociamos los términos con energías renovables o energías alternativas. Sin embargo, es conveniente precisar, que el tema de la Eficiencia Energética, no únicamente contempla el utilizar alguna fuente de energía como el sol, el aire, el mar, etc. El tema central, es buscar una metodología, en cualquiera de los ámbitos del quehacer humano, que permita disminuir el consumo energético independientemente de la fuente de la cual provenga.

Cuando se utiliza menos energía para producir lo mismo o más, la eficiencia energética tiende a subir.

### 2.1 ANTECEDENTES

Derivado del vínculo que se ha establecido entre la Universidad Tecnológica de Querétaro, UTEQ, con una empresa líder en el ramo alimenticio, en específico, en la producción cereales, a quien se le llamará Empresa **K**, surgió la necesidad de generar una propuesta, que permita realizar proyectos de Eficiencia Energética Eléctrica a corto y mediano plazo.

No se utilizará el nombre real de la empresa por razones de confidencialidad, debido a la firma de un contrato de esta índole, donde se protege la información obtenida.

La Empresa **K**, a nivel corporativo, ha determinado algunos indicadores energéticos, como la reducción al 20% de todos sus insumos energéticos al año 2015, sin verse demeritada la producción.

Se han realizado algunas acciones como el cambio de motores de inducción tipo jaula de ardilla a motores de este mismo tipo pero de mayor eficiencia. La implementación de controles de velocidad (inversores) con los cuales, se aseguran los arranques controlados, que permiten disminuir los consumos elevados de energía.

Se está trabajando realizando también la modificación de sistemas mecánicos, que permitan utilizar motores más pequeños, sin sacrificar el trabajo.

Y por último, el cambio de luminarias de alto consumo de 600 y 500 watts a 200 y menos, implementación de tecnología tipo lámparas de inducción y LED. “*Light Emissor Diode*”, por sus siglas en inglés. Diodo emisor de luz.

En ésta parte se va a realizar un diagnóstico apegado a la NOM 025 STPS 2008, en el que se midan los niveles máximos y mínimos de intensidad luminosa y de reflexión de la luz. De tal manera que, se aproveche la cantidad de iluminación disponible natural y artificial sin poner en riesgo la salud de las personas de la empresa. Además de trabajar en una propuesta de seccionar diferentes circuitos eléctricos, pues en algunas áreas no se requiere que estén lámparas encendidas todo el día y ésto está ocurriendo sin algún tipo de control.

## 2.2 JUSTIFICACIÓN

La Empresa **K**, de acuerdo a datos de producción, calcula un indicador de energía en kW/ton (kilowatt / tonelada de producto) y este indicador es un promedio anual.

También se estima la cantidad de energía eléctrica consumida (Kw/h convertidos en GJoules) de aquí se toman los valores para considerar que, se debe realizar un pago promedio anual de 40 millones de pesos.

Con el indicador corporativo de reducción del 20% en 2015 se estaría pagando únicamente 32 millones de pesos anuales, o de otra manera, obteniendo ahorros de 10 millones de pesos cada año.

Se realiza una propuesta de cogeneración energética por medio de Microturbinas Capstone C200 de 200 Kw/h que permite el aprovechamiento de la energía térmica residual para generar energía eléctrica y aprovechar la energía térmica sobrante para utilizarse en sistemas de aire acondicionado a través de chiller de absorción y/o generación de vapor por calderas.

Tan solo en la parte eléctrica se obtiene un beneficio de al menos 1.6 millones de pesos anuales, que equivalen al 4.3% del consumo anual, con periodos de recuperación de la inversión de 2 a 3 años aproximadamente.

Adicional a esto, se obtienen beneficios de índole de sustentabilidad, por la cuestión económica, ambiental, imagen social y se colabora en la disminución del impacto en el cambio climático.

Es importante precisar que en la industria alimenticia es uno de los sectores donde más se utilizan los sistemas de cogeneración. Es frecuente la utilización de sistemas de absorción para la producción de frío. Hay una relación conocida como E/C que equivale en éste sector a 0.45 y se pueden considerar un promedio de 7300 por año de producción.

Cabe mencionar que la Empresa **K** cuenta con reconocimientos por parte de Profepa y Semarnat como el premio de Industria Limpia, ISO14001, etc. de carácter nacional e internacional.

## **2.3 OBJETIVO**

Realizar una propuesta de Eficiencia Energética, utilizando un sistema de cogeneración que permita apoyar en la reducción del 20% de consumo de energía eléctrica al año 2015.

### **2.3.1 OBJETIVO ESPECIFICO**

Describir la propuesta bajo el contexto Técnico, Económico, así como el Marco Legal y regulatorio vigente en México.

## **2.4 ALCANCES**

El proyecto contempla, basado en datos reales, las características de una propuesta con fundamentos sólidos, para que sea realizable por parte de la empresa, de un sistema de Eficiencia Energética basado en la Cogeneración con sistema de microturbinas.

Se establecen los argumentos técnicos y económicos de éste tipo de sistemas, además observar los requerimientos actuales de la regulación y

normatividad mexicana, que permitan visualizar la factibilidad y viabilidad del proyecto.

Se acota el proyecto a la propuesta del mismo y la implementación de éste estará sujeta a la disponibilidad de recurso por parte de la empresa, además de la evaluación que ésta haga del mismo.

## **CAPITULO 3 MARCO TEÓRICO**

### **3.1 Eficiencia.**

Uso racional de los medios con que se cuenta para alcanzar un objetivo predeterminado; es el requisito para evitar o cancelar dispendios y errores. Capacidad de alcanzar los objetivos y metas programadas con el mínimo de recursos disponibles y tiempo, logrando su optimización.

*f. Capacidad de disponer de alguien o de algo para conseguir un efecto determinado.*

*Diccionario de la Real Academia Española  
Vigésima segunda edición.*

### **3.2 Eficiencia Energética**

La Eficiencia Energética es la relación entre las energías consumidas y el volumen ó cantidad producida o movilizada.

La Eficiencia Energética implica poder realizar el mismo trabajo, con igual o menos energía, para poder lograr esto, se debe:

- Reducir las pérdidas de energía.
- Aumentar el rendimiento energético, es decir: el trabajo que se obtiene, para la misma energía consumida.

Debido al progresivo aumento del costo, tanto de los combustibles, como de la energía eléctrica, de la dependencia de los combustibles fósiles, y de la demanda creciente de energía, poco a poco, las empresas están empezando a tomar conciencia de la relevancia de la eficiencia energética.

*Administración Moderna de Mantenimiento – Lourival Tavares  
RCM 2- J.M. MOUBRAY*

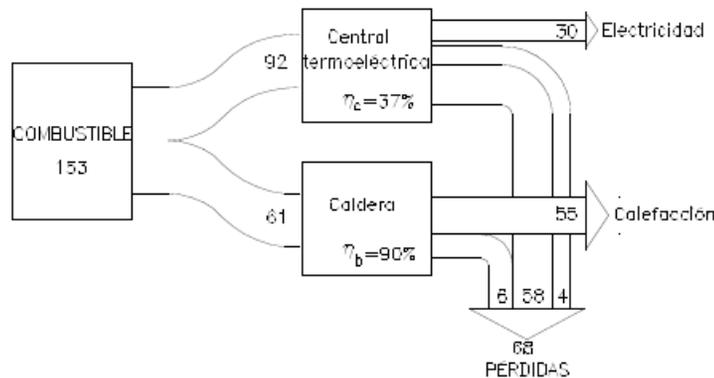
### 3.2 Cogeneración.

Cuando se utiliza un combustible para generar energía eléctrica o mecánica, gran parte de esta energía se transforma en calor y disipado en la atmósfera.

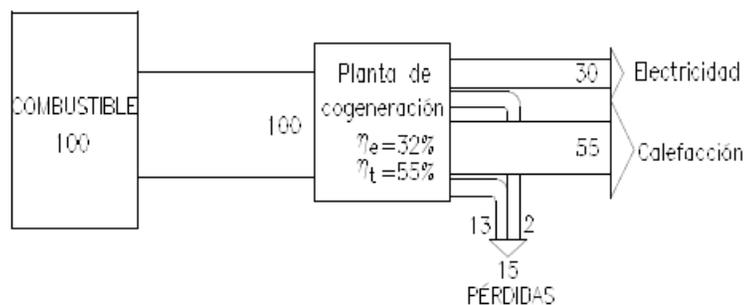
La cogeneración se describe como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en procesos industriales y comerciales, a partir de una misma fuente de energía primaria (combustible).

En las siguientes figuras se representa la diferencia de generación y cogeneración eléctrica.

#### Sistema Convencional de Generación.



#### Sistema de Cogeneración.



### 3.2.1 Tecnologías de Cogeneración.

TECNOLOGÍA	EFICIENCIA ELECTRICA (%)	EFICIENCIA TERMICA (%)
Turbina de Vapor	33	52
Turbina de gas sin post combustión	38	47
Turbina de gas con post combustión	38	42
Ciclo combinado	57	33
Motor recíprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	20 a 30
Microturbina	35	55

Tabla 1. Comparativo de diferentes tecnologías de cogeneración. Conuee. 2010

Tecnología	Capacidad (MW)	Costo Unitario (USD/kW)	Eficiencia Eléctrica %	Eficiencia Global %
Motor Stirling	< 0.015	2700	15 – 25	85 – 95
Microturbina	0.1	1970	28.7	59
Motor combustión	0.1	1380	28.1	75
Celda de combustible	0.2	3764	36.0	73
Motor Combustión	0.8	975	30.9	65
Motor Combustión	3.0	850	33.6	62
Turbina	1.0	1600	21.9	72
Turbina	5.0	1075	27.6	73
Turbina	10.0	965	29.0	74
Turbina	25.0	770	34.3	78
Turbina	40.0	700	37.0	78

Tabla 2. Comparativo de diferentes tecnologías de cogeneración. AIE (Agencia internacional de Energía) 2010

#### a) Cogeneración con Turbinas de Vapor

En esta configuración la energía mecánica es producida en una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión

generado en una caldera convencional. Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: *a contrapresión, a extracción y a condensación.*

En las turbinas de *contrapresión* la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento

En la turbina de *extracción/condensación*, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.

## **b) Cogeneración con Turbinas de Gas**

En este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de la turbina

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, como veremos más adelante para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor.

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a 2.

### **c) Cogeneración con Ciclo Combinado**

Este sistema se caracteriza porque emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión mediante una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones para los procesos de que se trate. El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón electricidad/calor es mayor a 6.

### **d) Cogeneración con Motor Alternativo**

El motor alternativo genera la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 41%, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 200 y 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas (85%). Con los gases residuales se puede producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm<sup>2</sup>) o agua caliente de 80 a 100 °C.

### **e) Cogeneración con Microturbinas**

Las Microturbinas difieren substancialmente de la mayoría de los métodos tradicionales de generación de energía eléctrica usados en la industria, con emisiones sumamente bajas, y que resultan particularmente útiles en muchísimas aplicaciones industriales y comerciales. Una microturbina es esencialmente una planta de poder miniatura, auto contenida, que genera energía eléctrica y calorífica en rangos desde 30kW hasta 1.2MW en paquetes múltiples (multipacks). Tiene una

sola parte móvil, sin cajas de engranes, bombas u otros subsistemas, y no utiliza lubricantes, aceites o líquidos enfriadores.

Estos equipos pueden usar varios tipos de combustibles tanto líquidos como gaseosos, incluyendo gas amargo de pozos petroleros con un contenido amargo de hasta 7%, gas metano, gases de bajo poder calorífico (tan bajo como 350 Btu) emanados de digestores de rellenos sanitarios.

Uno de los usos más prácticos y eficientes de la microturbina está en la cogeneración. Cogeneración, utilizando ambas formas de energía simultáneamente, energía eléctrica y calor, implica precisamente maximizar el uso del combustible con eficiencias del sistema entre 70-80%. Empresas comerciales, pequeñas industrias, hoteles, restaurantes, clínicas, centros de salud, y una multitud de otras aplicaciones pueden combinar sus necesidades de electricidad y energía térmica mediante el uso de microturbinas como sistemas de cogeneración que anteriormente era difícil de lograr

## **3.3 ASPECTOS TÉCNICOS DE ENERGIA TÉRMICA EN LAS MICROTURBINAS**

### **3.3.1 CICLOS TERMODINAMICOS**

Un ciclo termodinámico es un proceso o conjunto de procesos por los que un sistema evoluciona volviendo al mismo estado inicial.

Dos áreas importantes de la aplicación de la termodinámica son la generación de potencia y la refrigeración. Los dispositivos o sistemas que normalmente se utilizan para producir potencia se llaman motores o máquinas térmicas y los ciclos que utilizan se llaman ciclos de potencia.

Los dispositivos o sistemas que se usan para producir un efecto de refrigeración se llaman, refrigeradores, acondicionadores o bombas térmicas y los ciclos que utilizan se llaman ciclos de refrigeración.

Los ciclos termodinámicos se pueden clasificar en ciclos de gas y de vapor. En los ciclos de gas permanece durante todo el ciclo el fluido de trabajo en la fase gaseosa, mientras que en los ciclos de vapor, el fluido de trabajo existe en forma de vapor en una parte del ciclo y líquido en otra parte.

Los ciclos termodinámicos también se pueden clasificar de otra manera en abiertos y cerrados. En los ciclos cerrados el fluido de trabajo vuelve a su estado inicial al final del ciclo y se recircula. En los ciclos abiertos, el fluido de trabajo se renueva al final de cada ciclo en lugar de recircularse. Un ejemplo es en un motor de automóvil, los gases de combustión se escapan y se renuevan con una mezcla se combustible-aire. El motor trabaja en un ciclo mecánico pero el fluido de trabajo no recorre un ciclo termodinámico completo..

Finalmente, las máquinas térmicas se clasifican en combustión interna y externa.

Algunos ciclos termodinámicos utilizados son:

A) De Potencia.

- Carnot. Otto
- Rankine. Ericsson
- Brayton.
- Stirling.

B) De Refrigeración.

- Carnot inverso.
- Por compresión.
- Por absorción.

En las Microturbinas Capstone encontraremos ciclos de Brayton, y Rankine en las ORC así como sistemas de refrigeración, a través de chiller de absorción, esto afuera de la microturbina.

Un ciclo reversible es donde todos los estados están en equilibrio. Puede representarse en diagramas PV (Presión-Volumen) y TS (Temperatura-Entropía). Casi todos los procesos de la naturaleza se consideran irreversibles.

Los ciclos termodinámicos permiten:

- a) Convertir calor en trabajo por interacción de dos focos térmicos. Maquinas o motores térmicos. Se describen en sentido horario.
- b) Pasar calor de un foco frío a uno de mayor temperatura. Frigoríficos o bombas de calor. Se describen en sentido anti horario.

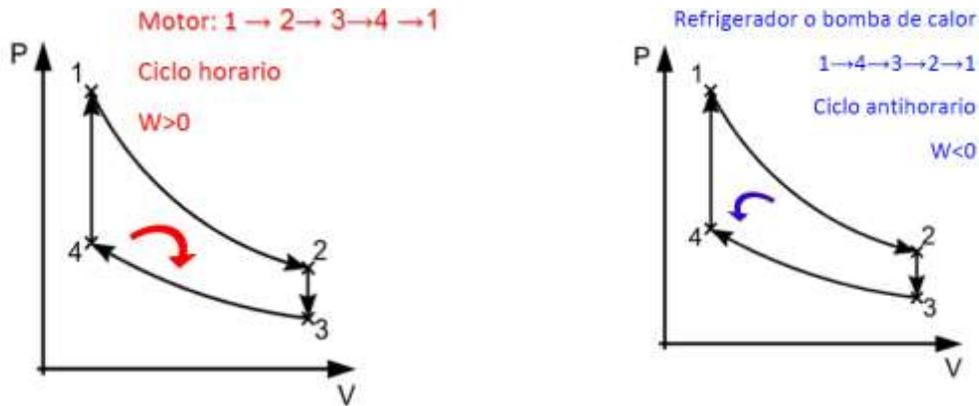


Fig. 1 Se muestran el ciclo termodinámico para un motor y un refrigerador.

### 3.3.2 Entropía.

Termodinámica de Cengel, Sexta Edición, Mc Graw Hill, paginas 351-390.

No se puede dar una respuesta adecuada a la pregunta de ¿que es Entropía?, pues aunque nos permite entender el funcionamiento de la segunda ley de dispositivos de ingeniería y aun cuando conocemos que es una propiedad termodinámica útil, caemos en la imposibilidad de describir la entropía en su totalidad. Pero esto no significa que no podamos describir su utilidad.

Es como Energía, resulta muy difícil describirla, pero no significa que no podamos entender sus manifestaciones.

La entropía, puede verse como un medio de desorden molecular o aleatoriedad molecular. Cuando un sistema se vuelve mas desordenado, la posición de sus moléculas se vuelve menos predecible, por lo que aumenta la entropía, de ahí que no sorprende que la entropía sea más baja en la fase sólida y líquida de las sustancias que en la fase gaseosa.

La entropía de una sustancia pura cristalina a una temperatura absoluta de cero, es cero a partir de que no hay incertidumbre sobre el estado de las moléculas con respecto a ese momento.

### 3.3.3 MOTOR Ó MÁQUINA TÉRMICA

El ciclo se utiliza para convertir calor en trabajo, por lo cual,  $W > 0$  como se representa es la siguiente figura.

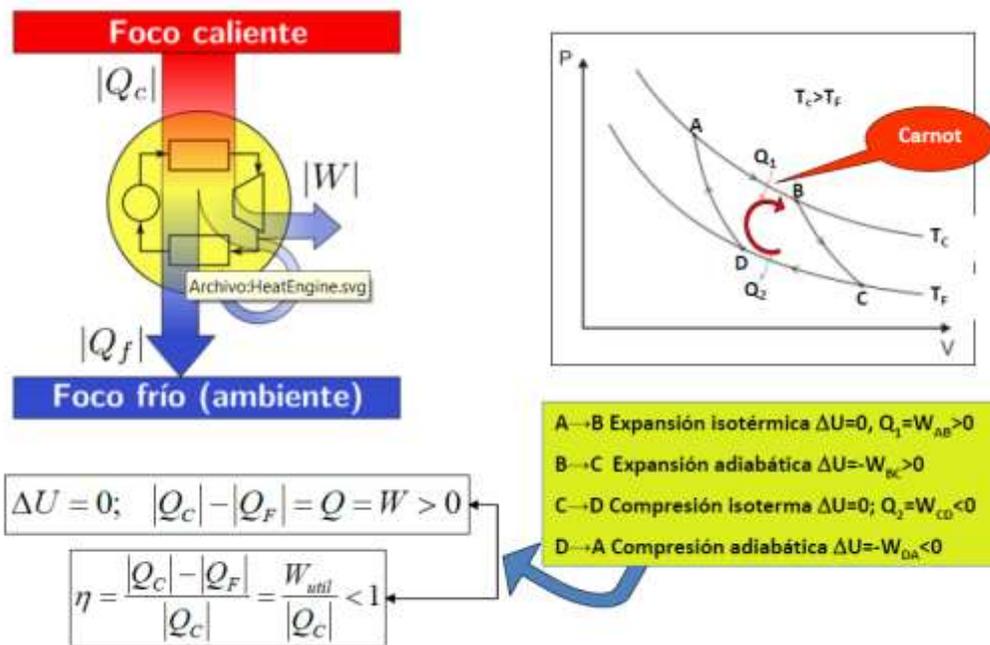


Fig. 2 Funcionamiento de una máquina o motor térmico.

## MAQUINA FRIGORIFICA O BOMBA DE CALOR

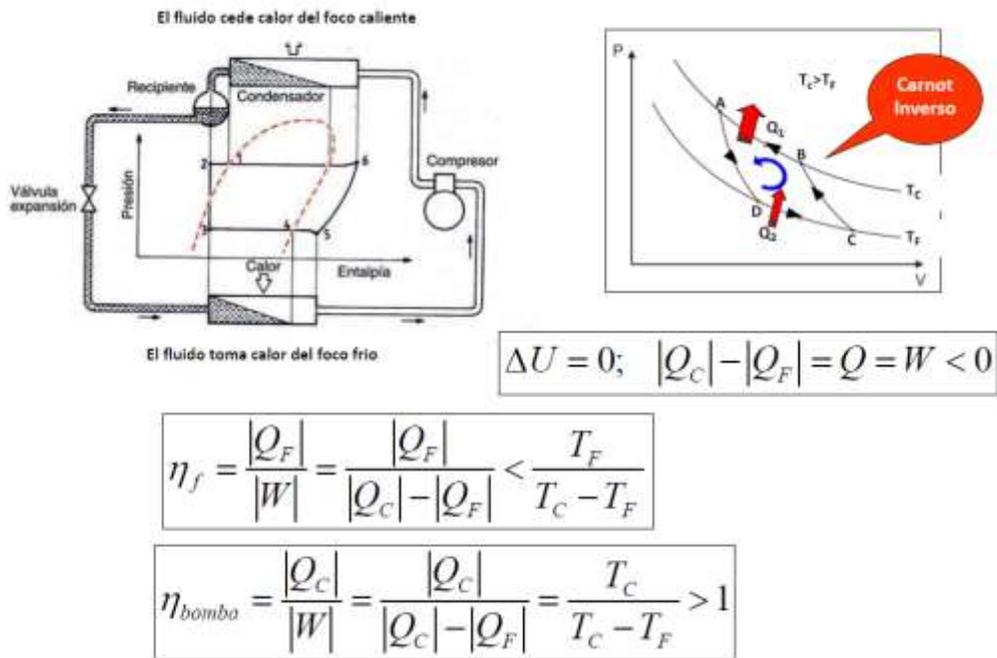


Fig. 3 Funcionamiento de una bomba de calor.

### 3.3.4 CICLO BRAYTON

Modela el comportamiento ideal de una turbina a gas (normalmente aire). Aunque es un ciclo de combustión interna *abierto* (en donde los gases de salida comúnmente no se reutilizan), es conveniente, para el análisis termodinámico, calcular el ciclo con recuperación de calor considerando que si se reutilizan los gases de escape en el ingreso, y permitir que el análisis se realice como un ciclo *cerrado*.

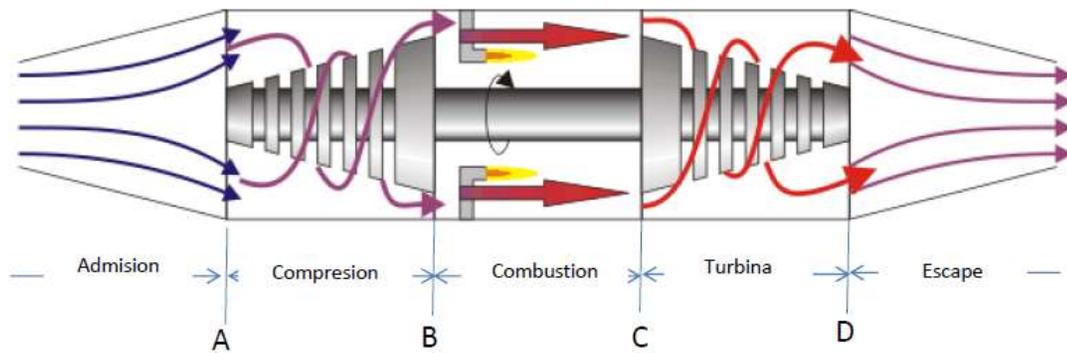


Fig. 4 Muestra el esquema de funcionamiento.

El ciclo Brayton en un motor térmico produce trabajo por intercambio de calor entre dos focos térmicos con distintas temperaturas.

Los gases de escape que salen de la turbina son de temperatura considerablemente mayor a la del aire que sale del compresor. Por lo tanto el aire a presión que sale del compresor puede calentarse transfiriéndole calor desde los gases de escape calientes mediante un intercambiador de calor a contra flujo llamado también recuperador de calor. Un esquema del funcionamiento de la turbina de gas se muestra en el diagrama T-s (temperatura-entropía).

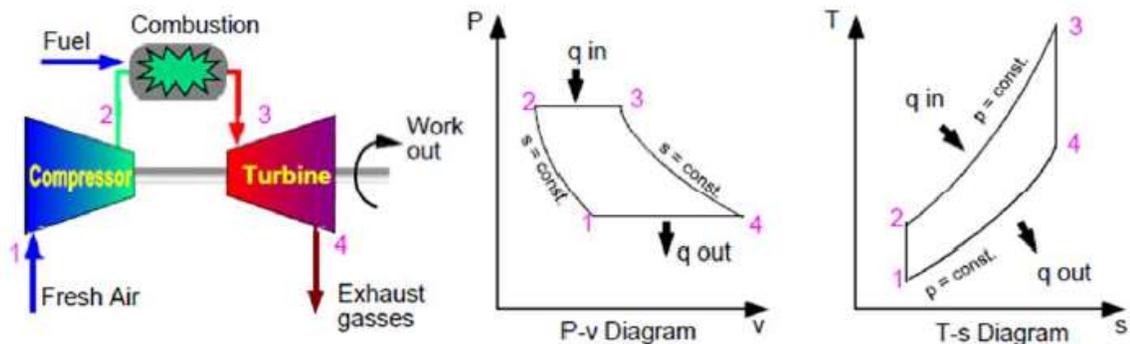


Fig. 5 Ilustración del comportamiento de ciclo de Brayton.

El rendimiento o la eficiencia viene dado por:

$$\eta = \frac{W_{neto}}{Q_{absorbido}} = \frac{|Q_{foco\ caliente}| - |Q_{frio}|}{|Q_{foco\ caliente}|} = \frac{|Q_1| - |Q_2|}{|Q_1|}$$

La eficiencia del ciclo Brayton aumenta como resultado de la regeneración de calor, ya que la porción de los gases de escape que normalmente se liberan hacia los alrededores ahora se utilizan para precalentar los gases a la entrada de la cámara de combustión, esto, a su vez disminuye los requerimientos de calor en la cámara y por consecuencia disminuye el consumo de combustible, para la misma salida de trabajo neto.

El uso de recuperador solamente se recomienda cuando la temperatura de los gases a la salida de la turbina es más alta que la temperatura de los gases a la salida del compresor, de otro modo, el calor fluiría en sentido inverso (hacia los gases de escape) y la eficiencia se reducirá.

Los pasos definidos en este ciclo consideran lo siguiente:

1-2 Existe una compresión adiabática (compresión isentrópica) en el compresor. Capstone utiliza en la misma flecha de la turbina un compresor axial centrífugo en los modelos C30.

2-3 Adición de calor a presión constante (isobárica), se observa como aumenta la temperatura considerablemente. Esto es en la cámara de combustión.

3-4 Expansión adiabática reversible (expansión isentrópica) en la turbina.

4-1 Calor expelido (de salida) a presión constante

### 3.3.5 Recuperación de Calor para aumentar la eficiencia del Ciclo Brayton.

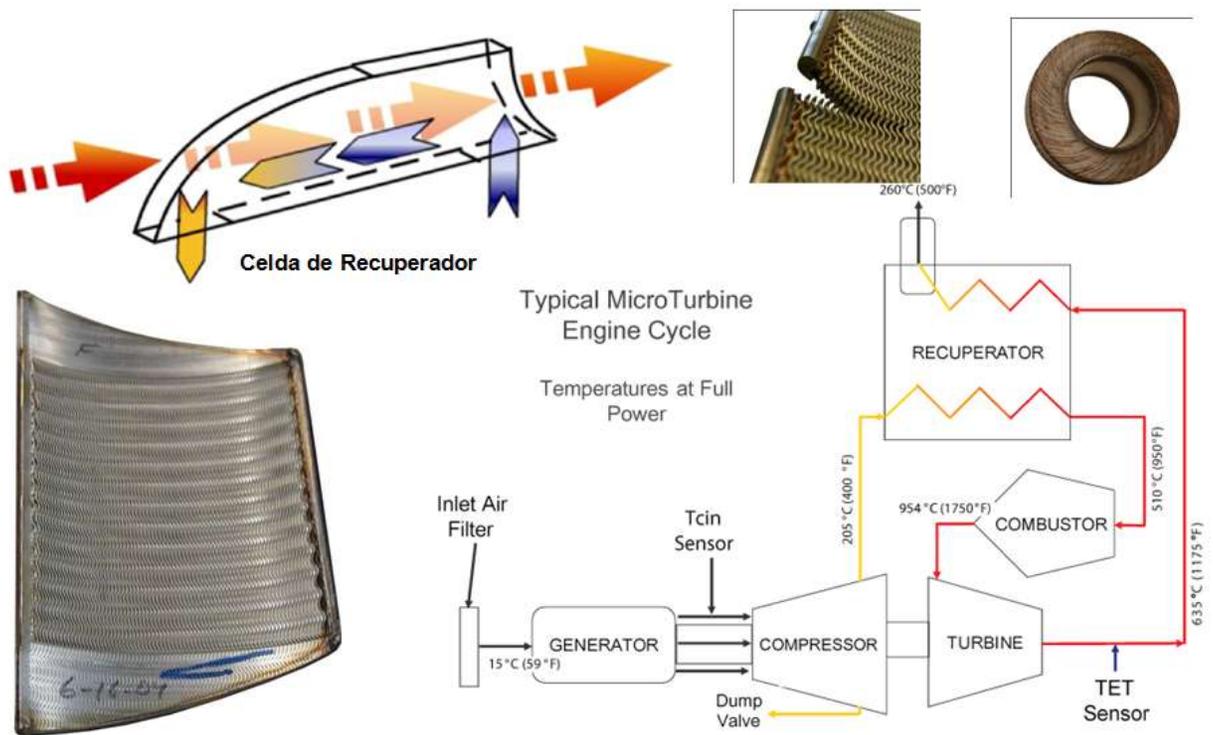


Fig. 6 Ciclo Brayton con recuperación de calor.

Este recuperador hace que la microturbina trabaje en un ciclo cerrado de Brayton y tiene varias características:

- Incrementa la vida de la turbina por reducir el stress térmico.
- Esta fabricado en aleaciones de alta temperatura.
- Su diseño le permite tener un funcionamiento por arriba de las 80,000 hrs.
- Incrementa la eficiencia del combustible.
- Casi duplica la eficiencia a un cili abierto (sin recuperación de calor).
- Se logra las mas alta eficiencia cuando se trabaja en turbinas por debajo de los 4.5 Megawatts.

### 3.3.6 Desempeño de una Microturbina variando Temperatura y Altitud

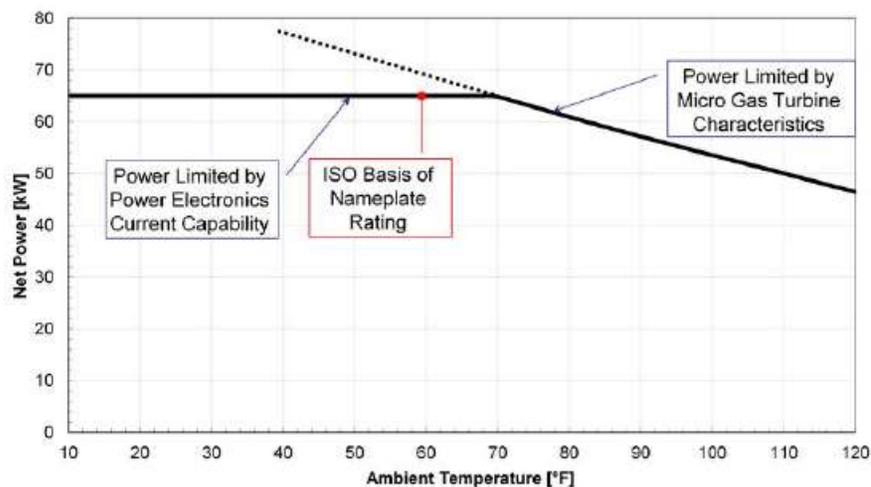


Fig. 7 Potencia neta VS temperatura ambiente a nivel del mar.

El desempeño de las microturbinas se ve directamente impactado por la densidad del aire y por la temperatura. Si la densidad aumenta hay más potencia disponible en la microturbina, por el contrario. Si la densidad disminuye, también la potencia disponible en la microturbina lo hará.

Esto significa que si aumenta la temperatura ambiente disminuye la potencia de salida de la microturbina.

Cuando se incrementa la altitud sobre el nivel del mar, la densidad del aire disminuye, por lo que la potencia de salida de una microturbina disminuye también con la altura a una temperatura constante.

Las turbinas estándar definen la relación de potencia a Condiciones ISO

- 59°F (15°C)
- A nivel del mar.
- 60 % de humedad relativa.

Si se observa en la grafica se tiene casi 70 kW de salida a condiciones ISO. Sin embargo, la limitante viene con la Capacidad de Conducción de Corriente.

La electrónica de potencia y el generador deben ser diseñados para otorgar tanto corriente como voltaje. Las ventajas y desventajas sugieren un límite razonable en la salida de corriente, que permita ser configurado por encima de los límites a condiciones ISO, como se muestra en la gráfica de la Fig. 8. Esto significa que la potencia de ésta microturbina, está limitada por los componentes electrónicos a 65 Kw debajo de 70°F (en este ejemplo) y la capacidad de la máquina por la temperatura.

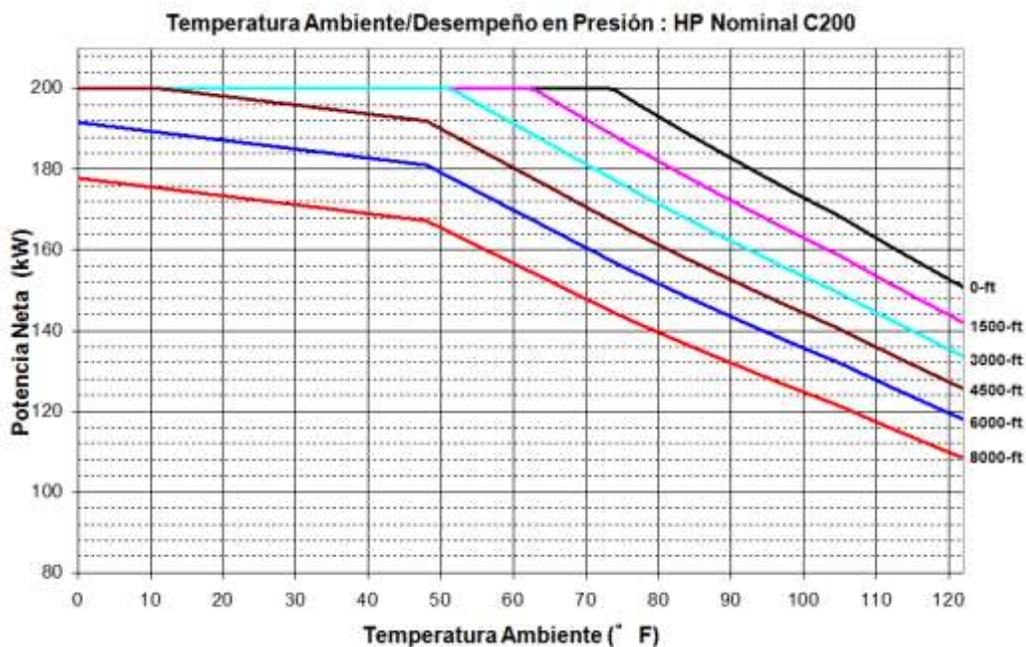


Fig. 8 Comportamiento de la potencia al variar la temperatura.

Actualmente las variaciones del desempeño o la capacidad de potencia de salida de una microturbina, también puede variar por el modelo, por la altura, y por otros factores que se discutirán más adelante.

#### Aire Caliente de Combustión.

	Temp Salida	Flujo Masico	Energia Disponible
<b>C30</b>	<b>275°C (530°F)</b>	<b>0.31kg/s (0.69 lbm/s)</b>	<b>327,000kJ/hr 310,000BTU/hr</b>
<b>C65</b>	<b>309°C (588°F)</b>	<b>0.49kg/s (1.08 lbm/s)</b>	<b>591,000kJ/hr 561,000BTU/hr</b>
<b>C65 CARB</b>	<b>311°C (592°F)</b>	<b>0.51kg/s (1.13 lbm/s)</b>	<b>623,000kJ/hr 591,000BTU/hr</b>
<b>C200</b>	<b>280°C (535°F)</b>	<b>1.33kg/s (2.93 lbm/s)</b>	<b>1,420,000kJ/hr 1,350,000BTU/hr</b>

Tabla 3. Valores de aire caliente obtenidos a condiciones ISO, Máxima Potencia y tamaño nominal.

La temperatura de salida (“*Exhaust*”) y el flujo másico determinan la cantidad total de calor disponible para recuperar.

Referencia Técnica de Emisiones (ISO 410065)

### 3.3.7 CICLO RANKINE

El calor suministrado por una fuente externa se convierte en trabajo utilizando normalmente agua o algún líquido como el glicol y se aprovecha la entalpía del cambio de fase.

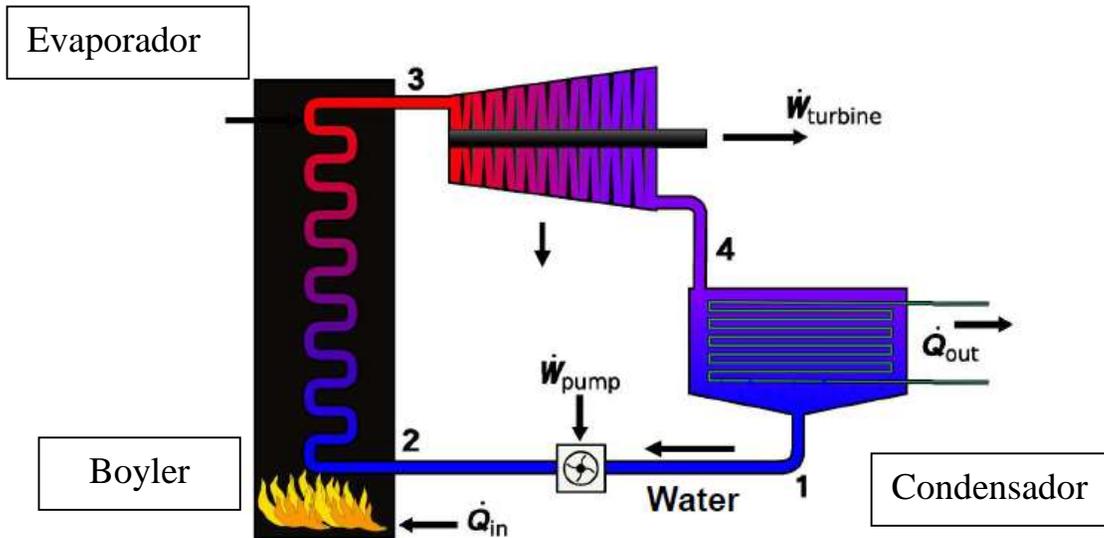


Fig. 9 Esquema del Ciclo de Rankine.

En el ciclo Rankine Ideal se observan las siguientes características:

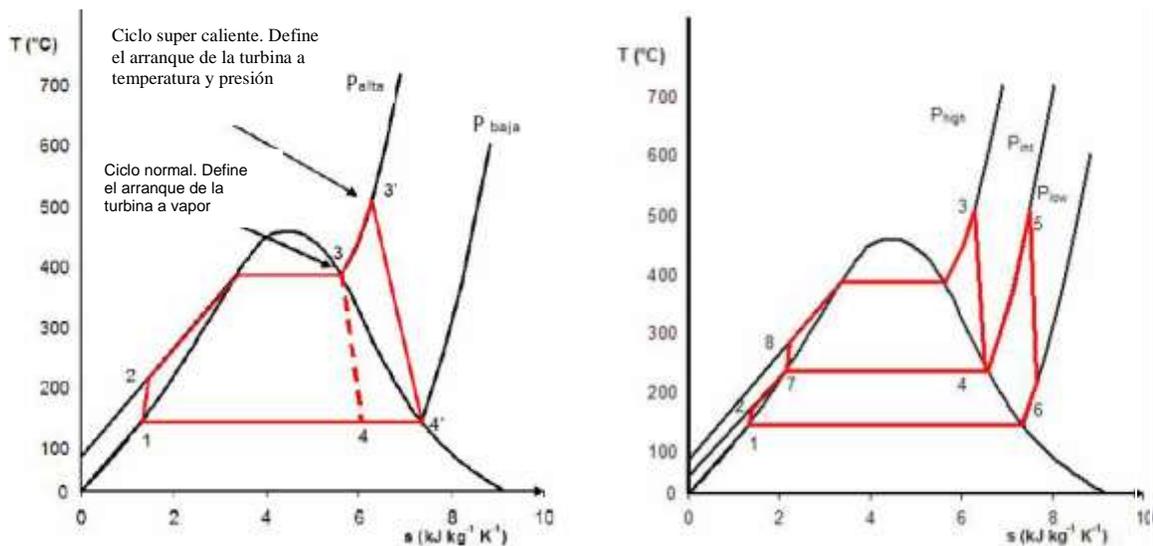


Fig. 10 Comportamiento del Ciclo de Rankine Entropía-Temperatura.

1-2 Calentamiento sensible adiabático del líquido ( $T_f \rightarrow T_c$ ) por compresión. Requiere bomba o compresor.

2-3 Calentamiento isobárico del líquido hasta convertirlo en vapor saturado. Requiere de una fuente de calor externa para producir la vaporización.

3-4 Expansión adiabática del vapor saturado en la turbina con generación de potencia. La temperatura y presión bajan y aparece condensación. Enfriamiento sensible  $T_c \rightarrow T_f$  y de cambio de fase por condensación.

4-1 Condensación isotérmica del vapor hasta la saturación. El vapor se convierte en líquido saturado.

### Rendimiento o eficiencia del ciclo.

$$\eta = \frac{\dot{W}_{Turbina} - \dot{W}_{Bomba}}{\dot{Q}_C}$$

$$\frac{\dot{W}_{Turbina}}{\dot{m}} = h_1 - h_2$$

$$\frac{\dot{W}_{bomba}}{\dot{m}} = h_4 - h_3$$

$$\frac{\dot{Q}_C}{\dot{m}} = h_1 - h_4$$

$$\frac{\dot{Q}_F}{\dot{m}} = h_2 - h_3$$

En un ciclo real, la compresión en la bomba y la expansión en la turbina no son isentrópicas, por lo que son procesos no reversibles, con aumento de entropía, mayor consumo en la bomba y menor rendimiento global.

La eficiencia de la turbina se reduce por la formación de gotas de condensado que al chocar contra las aletas de la turbina reducen su velocidad, las erosiona y reduce su vida útil.

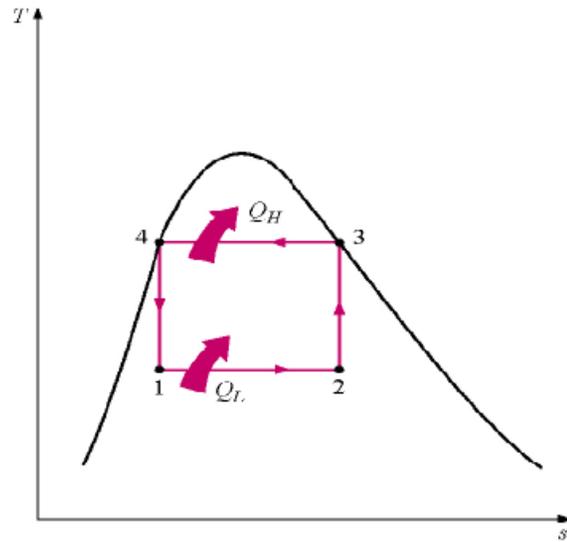
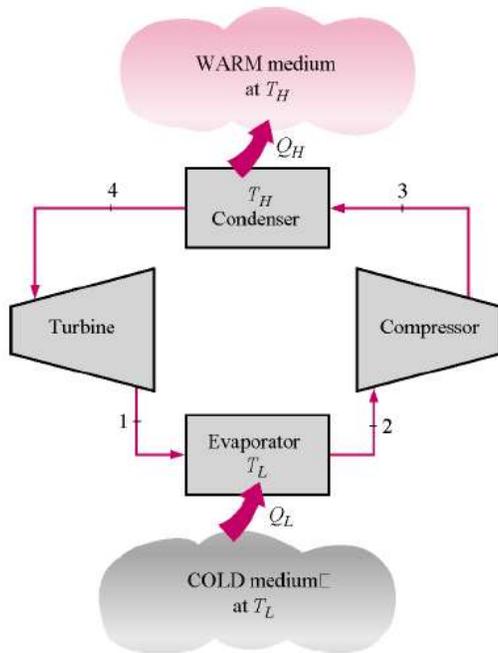
La solución más fácil es sobrecalentar el vapor ( $3 \rightarrow 3'$ ) para desplazar el diagrama hacia la derecha ( $3' \rightarrow 4'$ ) por lo que se produce un vapor mas seco tras la expansión, lo que evita el goteo.

Se introduce en el ciclo un intercambiador de calor por contacto directo (punto 2 del ciclo) en el que entran en contacto parte del vapo que sale de la turbina con el fluido que hay en el condensador (4), con lo que se consigue un liquido saturado a una temperatura intermedia (punto 7).

De esta forma se consigue incrementar el rendimiento del ciclo, aunque se incrementa también la complejidad de la instalación y con ellos problemas ligados al proceso de mantenimiento.

Este ciclo es el que habitualmente se utiliza en las centrales de generación de potencia.

### 3.3.8 CICLOS DE REFRIGERACIÓN



$$\eta_f = \frac{T_F}{T_C - T_F}$$

$$\eta_{bomba} = COP = \frac{T_C}{T_C - T_F} > 1$$

Fig. 11 Ciclo de Carnot Inverso. Ciclo ideal descrito por un gas (no condensable).

## CICLO REAL DE REFRIGERACION POR COMPRESIÓN

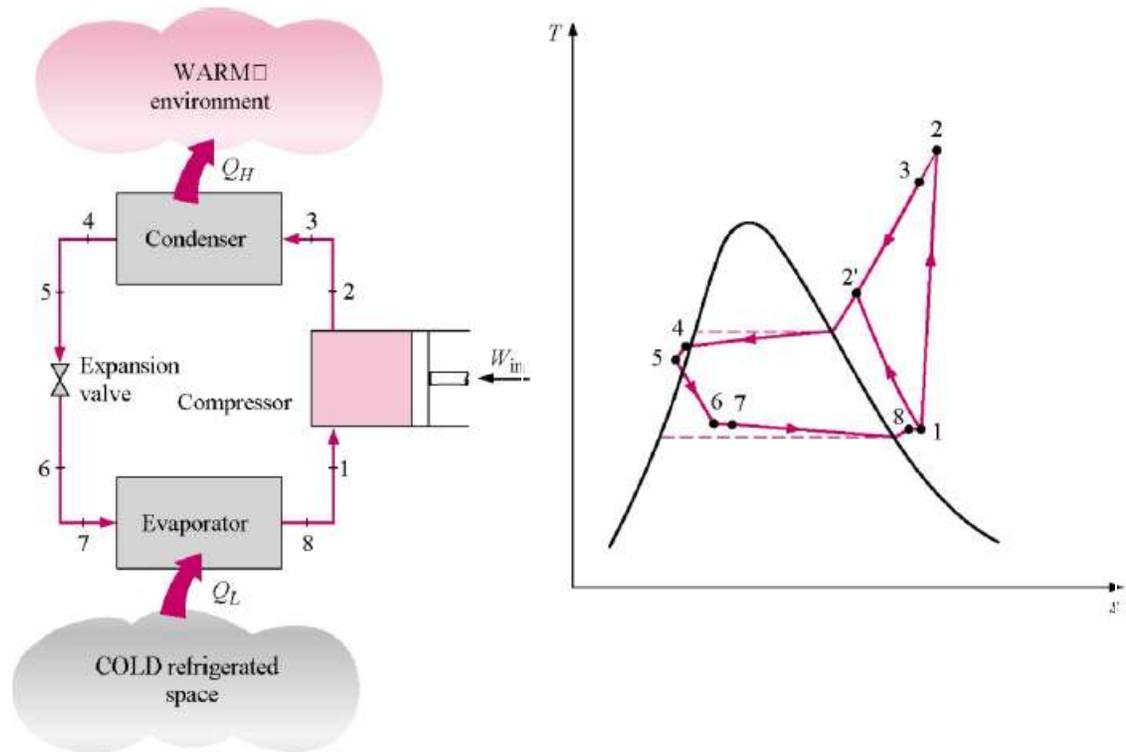


Fig. 12 Ciclo de refrigeración por compresión.

## CICLO DE REFRIGERACION POR ABSORCION.

Este es el ciclo utilizado tradicionalmente en los sistemas que acompañan a los sistemas de microturbinas por medio de chiller de absorción, para complementar el servicio de aprovechamiento de la energía térmica producida por la microturbina y generar así, energía térmica de baja temperatura para confort.

La refrigeración por absorción, es un medio para producir frío aprovechando la variación de entalpía que se produce al cambio de fase  $L \leftrightarrow V$ .

El ciclo se basa en el Rankine y Joule inversos y físicamente en:

- a) Cambio de solubilidad con la temperatura, por ejemplo agua – NH<sub>3</sub> (el NH<sub>3</sub> es el soluto).
- b) La capacidad de algunas sustancias, como el bromuro de litio (BrLi) de absorber otra sustancia – agua- en fase de vapor.

Principio de operación de a).

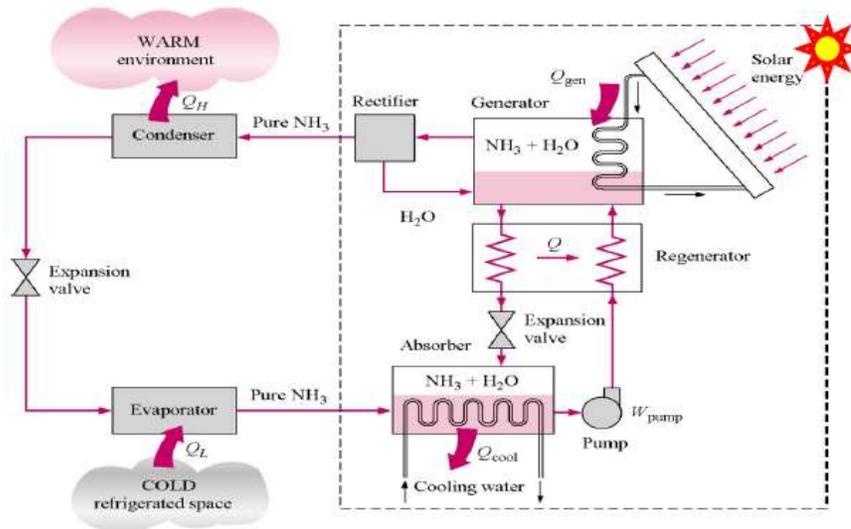
**Generador.** La solución con NH<sub>3</sub> – H<sub>2</sub>O se lleva a ebullición por aporte calorífico externo. Este aporte puede ser por el exhaust o la temperatura de desecho de la microturbina o bien con la generación de energía térmica por medio de un panel solar). El fluido refrigerante se vaporiza y se separa del agua (a unos 20 bares de presión).

**Condensador.** El vapor de NH<sub>3</sub> condensa por enfriamiento con aire ambiente exterior.

**Evaporador.** NH<sub>3</sub> líquido se evapora a baja presión (unos 4 bares) absorbiendo calor del circuito de utilización (T próxima a 3 °C).

**Absorbedor.** El vapor de NH<sub>3</sub> es absorbido por el agua proveniente de Amoniaco-Agua que se produjo en el Generador.

Fig 13 Ciclo de refrigeración por absorción



$$COP = \frac{Q_{\text{Extraído foco frío}}}{Q_{\text{fuente externa}} + W_{\text{Bomba}}} \cong \frac{Q_{\text{Extraído}}}{Q_{\text{generado}}}$$

Para el ciclo de refrigeración por absorción b) tendremos:

El bromuro de litio es una sal cuya salmuera tiene gran afinidad con el vapor de agua que lo absorbe del aire húmedo.

El ciclo básica tiene los mismos 4 procesos descritos anteriormente, absorción de vapor de agua, evaporación de vapor de agua, regeneración y condensación de vapor de agua.

**Ventajas.** Es no volátil y por lo que no acompaña al vapor y no se necesita rectificador.

**Inconvenientes.**

- El absorbente no es del todo soluble en el agua, para todos los valores de presión y temperatura que pueden darse en el sistema. Por lo que es necesario tomar algunas precauciones para evitar la cristalización del bromuro de litio.
- Por ser el agua el refrigerante, las presiones de operación son sub atmosféricas.
- El bromuro de litio es corrosivo.

### 3.3.9 TRIGENERACION CON 4 MICROTURBINAS

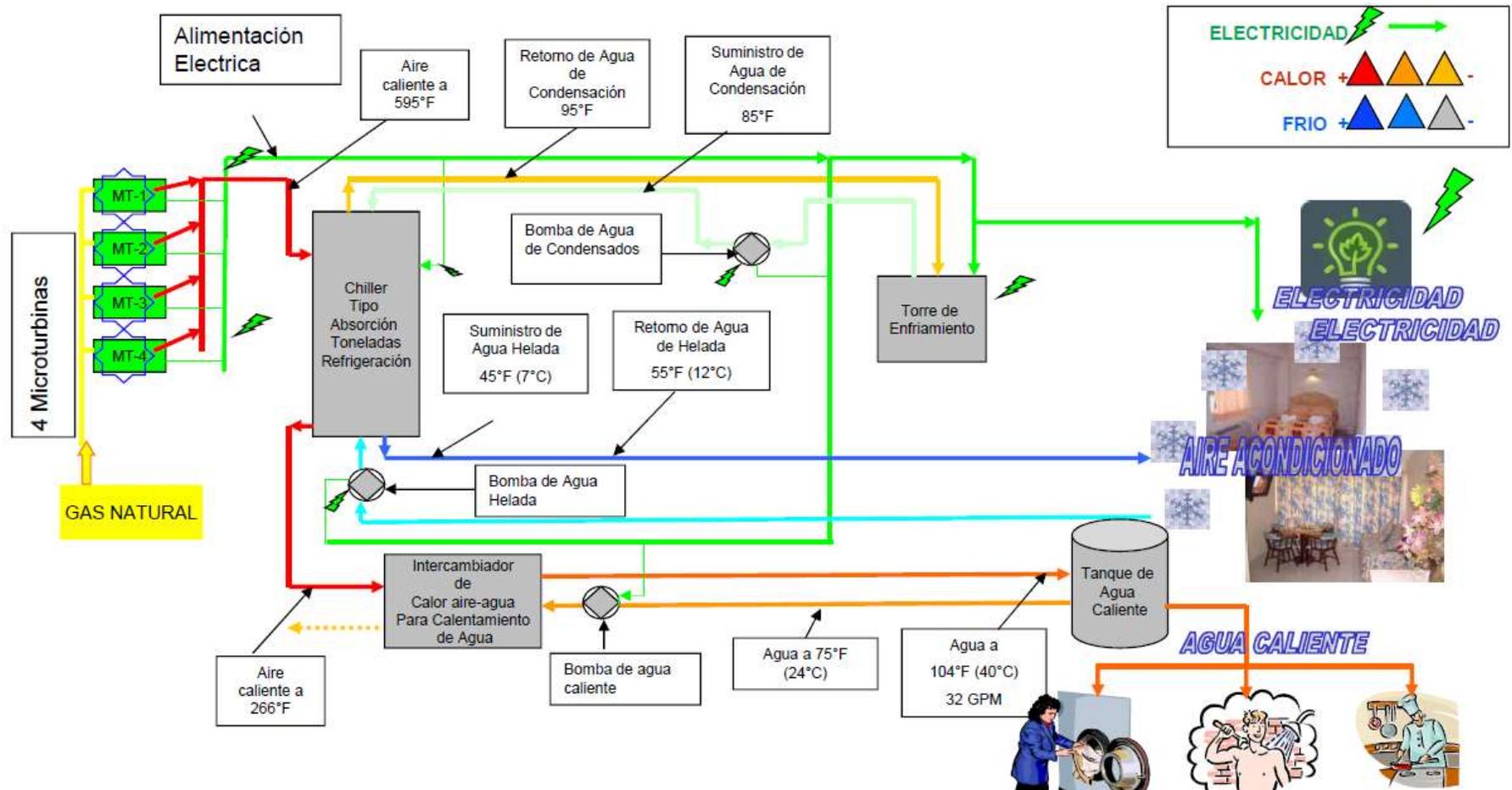


Fig. 13 Esquema de Trigeneración con 4 Microturbinas Capstone

### **3.4 ESTADO DEL ARTE EN MICROTURBINAS**

Definitivamente, la mejora continua en los procesos termodinámicos realizados con microturbinas, se fundamenta en el análisis de corrección del factor de potencia en la cuestión eléctrica, en el incremento de la eficiencia, en las variaciones de eficiencia con respecto a variaciones de condiciones ambientales y de la altura en la que se encuentran con respecto al nivel del mar dichos sistemas.

Una de las principales actividades sobre la que se están empleando recursos de investigación, son los equipos ORC (“Organic Rankine Cycle”, Ciclo de Rankin Orgánico).

En estos últimos será de gran importancia el uso de la energía de desecho de los procesos que ya se tienen en las diferentes empresas que producen calor y será disminuido el consumo de combustible considerablemente al no requerir de éste para transformarlo en trabajo en la cámara de combustión que mueve la microturbina. En este tipo de sistemas el estado del arte consiste en realizar un análisis profundo, con detenimiento, y con recursos para reducir la gran cantidad de agua que se tendría que utilizar en la etapa donde se encuentra el condensador.

Finalmente, referimos como una de las principales actividades del estado del arte a la producción de biogás en granjas de cerdos y de ganado vacuno, la creación de biodigestores, el tratamiento de dicho gas, mediante las normas correspondientes y la utilización de éste gas en los sistemas de cogeneración basados en microturbinas. En donde, además de satisfacer la demanda de los recursos de energía eléctrica para consumo y exportación, también para el uso y aprovechamiento del recurso de la energía térmica.

### **3.5 MARCO REGULATORIO EN EL CONTEXTO NACIONAL.**

En México, tenemos como las principales entidades de administración de los recursos energéticos a:

- Secretaría de Energía. SENER
- Comisión Reguladora de Energía. CRE
- Comisión Federal de Electricidad. CFE
- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. CONUEE.
- Secretaria de Hacienda y Crédito Público. SHCP

De estos organismos se derivan leyes y reglamentos como Marco Legal:

- Constitución Política de la Estados Unidos Mexicanos.
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. LAERFTE
- Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. LASE
- Reglamento para la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. RELASE.
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. LSPEE
- Programa Especial de Cambio Climático 2009-2012.
- Reglas generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Energías Renovables y Cogeneración Eficiente. Ver en la CRE
- Disposiciones generales para regular el acceso de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica con energías. Ver en la CRE
- Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en materia de Petróleo y su decreto.
- Reglamento de Gas Natural

La ley LSPEE. No permite la libre compra y venta de energía entre particulares. Sin embargo, si permite la generación de particulares, ya sea para autoabastecimiento, o para complementar procesos productivos mediante la cogeneración. En estas dos opciones de autoabastecimiento y cogeneración, los usuarios deben participar en el capital accionario de la empresa generadora y contar con un permiso de la CRE.

La ley LASE en su artículo 5 establece que el diseño y la aplicación de programas en materia de aprovechamiento sustentable de energía, se promoverá la participación y concertación social, instituciones públicas y privadas e instituciones académicas.

El reglamento en su artículo 6, establece que la Comisión podrá celebrar convenios con personas e instituciones para obtener información que permita coordinar acciones para el aprovechamiento sustentable de la energía dentro del marco que establece la ley y el reglamento.

La política Energética de México, basada en dos ejes centrales como lo son el Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía 2007-2012, ambas consideran el uso eficiente de los recursos energéticos. También fomentan la generación de energía eléctrica eficiente, a través de figuras como el ***autoabastecimiento y la cogeneración***.

La cogeneración en México no ha contado con un entorno favorable o bien no se ha logrado motivar y/o informar a los empresarios industriales para realzar este tipo de proyectos. Entre 1992 y 2007 solamente se realizaron 9 sistemas con un promedio de 8.7MW por sistema (CONUEE 2009) con un potencial de cogeneración total de 166 MW por sistema.

En 2009 CONUEE, en colaboración con la CRE y la GTZ (Cooperación Técnica Alemana) determinaron mediante un estudio el potencial de 10,164 MW. Como se muestra en la tabla 3.

SECTOR	MAXIMO TEORICO (MW)	TECNICAMENTE FACTIBLE (MW)	ECONOMICAMENTE FACTIBLE (MW)	POTENCIAL MAXIMO CON EXEDENTES EN LA INDUSTRIA (MW)
INDUSTRIAL	2,630	2,686	1,989	6,085
AZUCARERO	979	979	979	979
PEMEX	3,100	3,100	3,100	3,100
TOTAL	6,710	6,365	6,060	10,164

Tabla 4. Potencial Nacional de Cogeneración. Estudio Conuee 2009

En la siguiente figura podemos observar el porcentaje de la capacidad nacional mexicana instalada de energía eléctrica, que representa la Cogeneración.

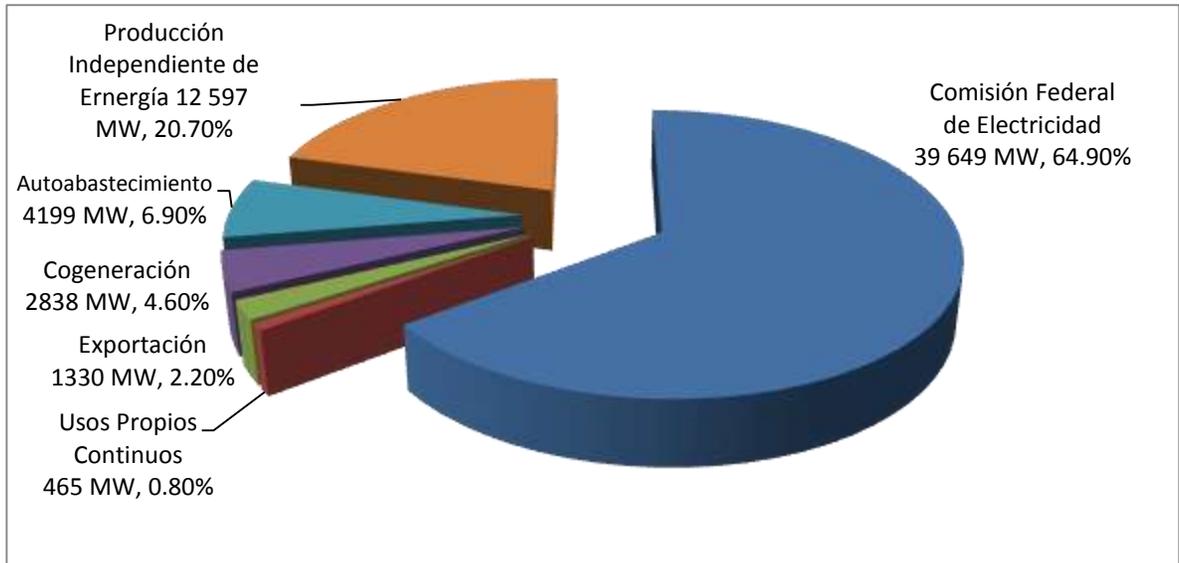


Fig. 14. Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional. 61,078 MW Fuente Conuee 2009

Este estudio de potencial establece que **no es posible desarrollar en corto y mediano plazo todo el potencial de cogeneración**, por lo que plantea 4 escenarios para determinar los beneficios de cogeneración en el país. Esto se muestra en la tabla siguiente:

SECTOR		ESCENARIO 1 (MINIMO)	ESCENARIO 2 (BAJO)	ESCENARIO 3 (MEDIO)	ESCENARIO 4 (ALTO)
INDUSTRIAL	% (1)	10	25	60	80
AZUCARERO	%	--	--	30	50
CAPACIDAD DESARROLLADA MW (2)					
INDUSTRIAL	MW	199	497	3,651	4,868
PEMEX	MW	650	650	3,100	3,100
AZUCARERO	MW	--	--	294	490
TOTAL	MW	849	1,197	7,045	8,457

Tabla 5. Escenarios para el desarrollo de la cogeneración en México. Fuente estudio sobre cogeneración industrial en México. Conuee

(1) Factor estimado de desarrollo respecto del potencial "económicamente factible".

(2) Capacidad estimada de desarrollo en MW.

Se puede observar que actualmente el potencial de desarrollo de la cogeneración en el país únicamente puede estar entre 849 a 8,457 MW.

La visión que tiene México para el año 2024 es contar con un marco legal, regulatorio y fiscal, que permita mediante políticas públicas adecuadas, contar con una oferta adecuada, continua, diversificada, suficiente, a precio competitivo y de calidad, que permita maximizar la renta energética y asegurar el desarrollo sostenible.

### 3.6 MARCO REGULATORIO EN EL CONTEXTO INTERNACIONAL.

A nivel mundial los recursos energéticos del planeta, están normalizados por dos importantes organismos como la IEA (*International Energy Agency*) ó Agencia Internacional de Energía (AIE) y la OECD (*Organisation for Economic Co-Operation and Development*) Organización para el Desarrollo y Cooperación Económica. A este segundo pertenece México.

El Fondo para el Medio Ambiente Mundial y el Banco Mundial, también tienen un papel importante en el desarrollo de los recursos energéticos de los países, al establecer y manejar los fondos económicos, necesarios para la implementación de los programas energéticos internacionales.

Se entiende, debido a la promoción entre los países, a través de las diferentes agencias mundiales, que el primer objetivo para invertir en cogeneración es el económico. Aún con esto, el crecimiento en los últimos años del desarrollo de los sistemas de cogeneración está en 9% promedio y solamente 5 países han logrado una expansión exitosa de la Cogeneración logrando entre un 30% y un 50% de la generación eléctrica utilizando cogeneración. Estos países son: **Dinamarca, Rusia, Finlandia, Letonia y Holanda** (IEA).

Hay un segundo grupo que está entre 10% y 20% de desarrollo de sistemas de cogeneración, en donde se encuentran países como: **Hungría, Polonia, República Checa, Austria, China y Alemania**.

Con éstos datos se puede establecer la siguiente pregunta: *¿Cuáles son las causas que no permiten que se haga más rápido el proceso de expansión de esta alternativa tecnológica que es la cogeneración?*

La respuesta es compleja, sin embargo, se debe resaltar que considera cada país como cogeneración y además si se produce la energía térmica para suministro público en todos los países. Adicionalmente considerar todo el marco legal, estímulo fiscal, entorno social, regulación, entre otros factores.

México, junto con países del grupo G8+5, pueden alcanzar al año 2030, un promedio de 24% de participación en cogeneración mundial. (Indicadores IEA).

Actualmente éste nivel de participación de México, está muy bajo, como se muestra en la gráfica siguiente:

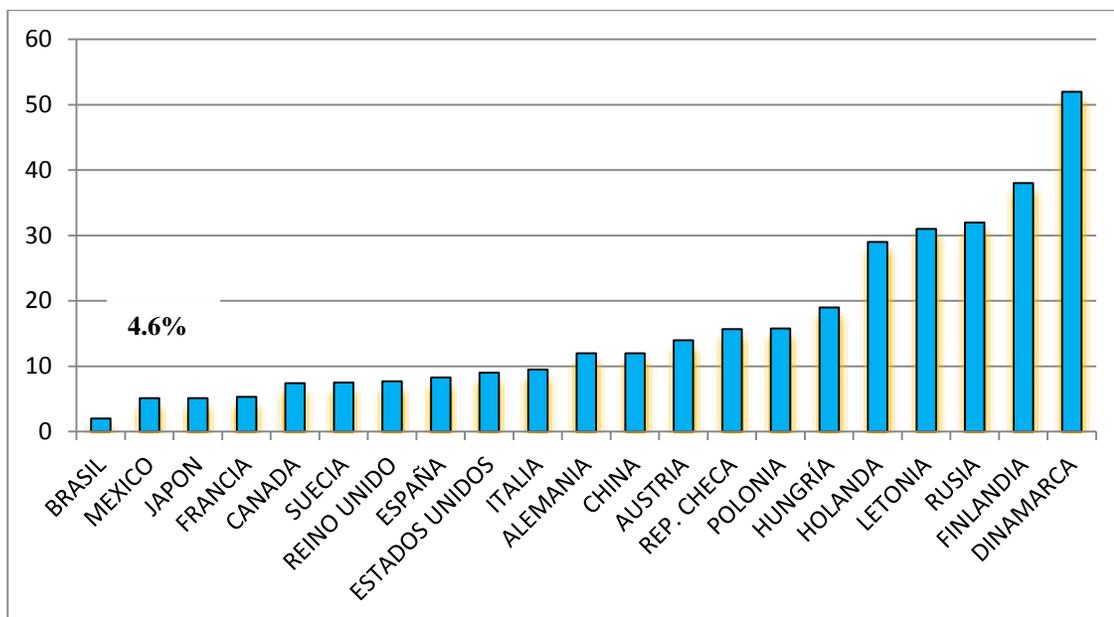


Fig. 15. Contribución porcentual de Cogeneración a la Producción Nacional Total de cada país. Agencia Internacional de Energía. 2010.

En la siguiente tabla se muestra la capacidad instalada de algunos países en cuanto a su nivel de cogeneración en Megawatts.

AUSTRALIA	1864	GRECIA	240	PORTUGAL	1080
AUSTRIA	3250	HUNGRIA	2050	RUMANIA	5250
BELGICA	1890	INDIA	10012	RUSIA	65100
BRASIL	1316	INDONESIA	1203	SINGAPUR	1602
BULGARIA	1190	IRLANDA	110	ESLOVAQUIA	5410
CANADA	1760	ITALIA	5890	ESPAÑA	6045
CHINA	28153	JAPON	8723	SUECIA	3490
REP. CHECA	5200	KOREA	4522	TAIWAN	7378
DINAMARCA	5690	LATVIA	590	TURQUIA	790
ESTONIA	1600	LITUANIA	1040	REINO UNIDO	5440
FINLANDIA	5830	MEXICO	2838	U S A	84707
FRANCIA	6600	HOLANDA	7160		
ALEMANIA	20840	POLONIA	8310		

Tabla 6. Capacidad instalada de cogeneración en MW. Agencia internacional de Energía.

Países europeos, han implementado diferentes estrategias para la reducción de gases de efecto invernadero de hasta 382 megatoneladas, que se han implementado de 1999 a 2005. *Agencia Internacional de Energía (AIE)*

- Cogeneración.
- Eficiencia Energética.
- Agricultura.
- Transporte.
- Energías Renovables.

Por último, en la siguiente tabla se hace una representación de diferentes aplicaciones de la cogeneración:

CONCEPTO	COGENERACION INDUSTRIAL	MICROCOGENERACION SECTOR COMERCIAL Y SERVICIOS
Usuarios típicos	Químico, celulosa y papel, textil, metalúrgico, alimenticia, minera, vidrio, refinación de petróleo.	Manufacturera, hotelera, hospitales, edificios, oficinas.
Integración fácil con fuentes alternas.	Moderado a alto	Bajo a moderado
Nivel de temperatura	Alto	Bajo a Medio
Capacidad del sistema	1 – 500 MW	1 kW – 10 MW
Primotor Típico	Turbina de vapor, Turbina de gas, Motor reciprocante, Ciclo combinado.	Motor reciprocante, Microturbinas, Celdas de Combustible, Motor Stirling.
Energético primario	Cualquier combustible líquido, gas o sólido, gases de desecho	Combustible líquido o gas
Participantes	Industria y prestadores de servicios	Usuario final y prestadores de servicios
Propietarios	Asociaciones o financiamiento por terceros	Asociaciones o financiamiento por terceros

Tabla 7. *Aplicaciones de Cogeneración. Agencia internacional de Energía. AIE 2010*

### **3.7 BENEFICIOS DE LA COGENERACION**

Se pueden establecer beneficios a nivel país, a nivel Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y a nivel de usuarios industriales como los que se mencionan a continuación:

- Ahorro de energía primaria en combustibles nacionales.
- Reducción de las importaciones de combustibles.
- Disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>) a la atmósfera.
- Inversiones nacionales y extranjeras en sector energético.
- Desarrollo regional y creación de empleos.
- Se incrementa la capacidad instalada por inversión en el SEN.
- Reducción de pérdidas por transmisión y distribución en el SEN.
- Mayor disponibilidad y calidad del suministro, al contar con generación propia y respaldo del SEN, además de prolongar la vida útil de procesos y equipos.
- Disminución de la factura energética.
- Incremento en la competitividad por reducción de costos de producción y mejor calidad de la energía.

### **3.8 Micro-cogeneración.**

La decisión emplear las diferentes tecnologías de cogeneración está en función de algunos factores como: Monto de la inversión, requerimientos energéticos, espacio disponible, excedentes que se deseen tener, etc.

Cuando tomamos en cuenta las capacidades de cogeneración entonces se puede considerar el término de micro-cogeneración al utilizar:

- ✓ Microturbinas (30 Kw- 4.5 MW) (*Capstone*)
- ✓ Celdas de Combustible (10 Kw – 200 Kw)
- ✓ Motores reciprocantes (15 Kw -- 500 Kw)

El documento del estudio de potencial nacional de cogeneración, considera como Micro-cogeneración a la capacidad de cogeneración por debajo de los 500 Kw

Se entenderá entonces como el conjunto de instalaciones que permita generar simultáneamente energía eléctrica y térmica, partiendo de una misma fuente de energía primaria cuya capacidad no exceda los 500 Kw

### **3.9 Determinar si se es candidato a Cogenerar.**

A continuación se muestra una serie de preguntas que permite el panorama para establecer si la empresa **K** es candidata a cogenerar o no.

La metodología es contestar únicamente Si ó No.

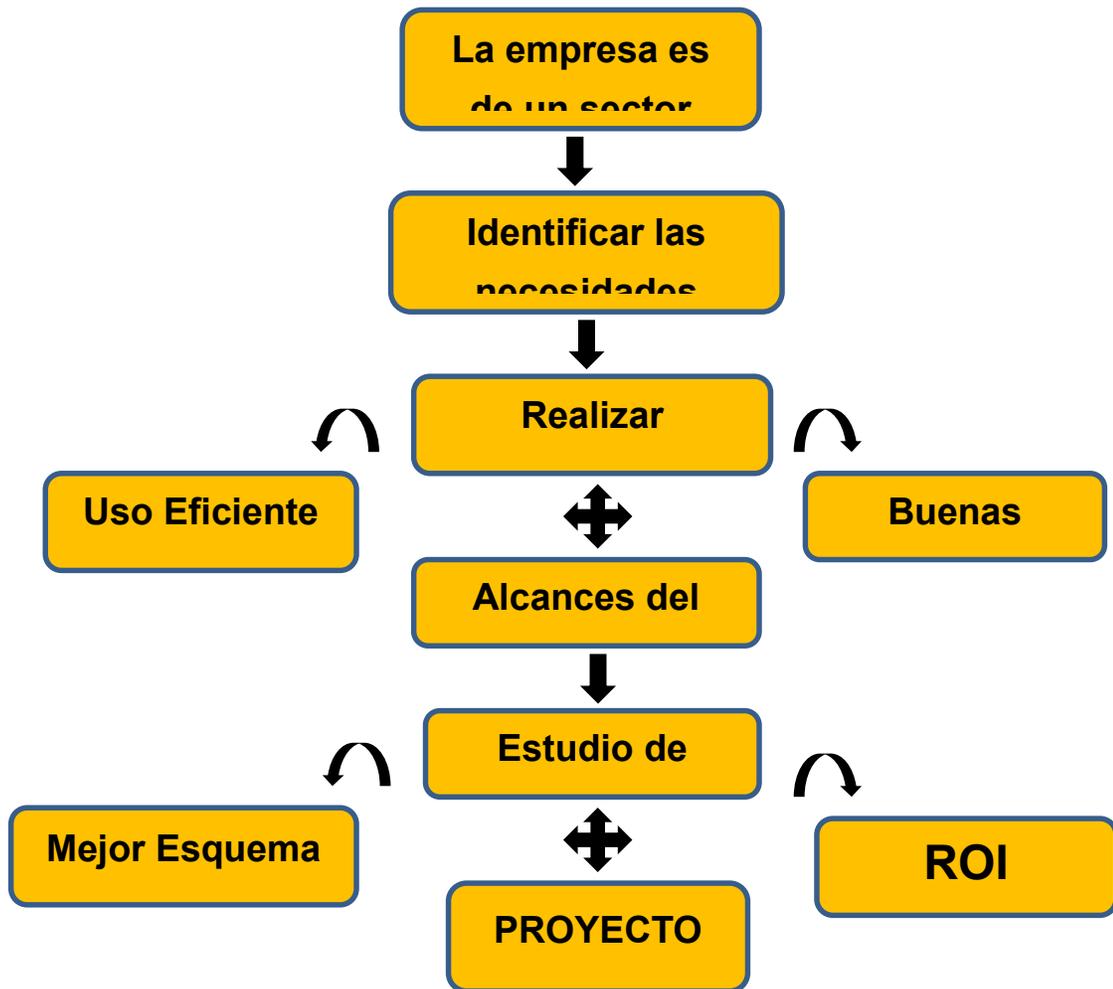
En caso de contestar Si al menos a 4 preguntas entonces será candidata la empresa a cogenerar.

1. ¿La demanda térmica es constante durante el año y no excede 500 grados Celsius de temperatura (incluye vapor, agua helada, agua caliente y aire caliente)?
2. ¿Operan las instalaciones al menos 5000 horas anuales?
3. ¿Le cuesta más de \$1.00 el Kw/h promedio?
4. ¿Les preocupa el impacto a las finanzas de la empresa, el costo actual y el futuro de la energía?
5. ¿Afecta a la confiabilidad de la empresa el actual suministro de energía eléctrica?

6. ¿Afecta una falla en el suministro por una hora de duración?
7. ¿Se implementaron todas las medidas establecidas en el diagnóstico energético y aun se sigue teniendo altos costos de energía?
8. ¿Existe dentro de la empresa alguna planta de servicios auxiliares, de fuerza o de emergencia?
9. ¿Se tiene pensado reemplazar el equipo de la empresa de la pregunta 8 anterior (si la hubiere) en los próximos 3 a 5 años?
10. ¿Se tiene contemplado algún proyecto de ampliación o de nuevas instalaciones en la próximos 5 años?
11. ¿Existe la infraestructura para el suministro de gas natural en la empresa?
12. ¿Existe el interés por reducir el impacto ambiental que producen sus procesos?

**Se determina entonces que la empresa K es candidata a cogenerar.**

### **3.10 Metodología para realizar un proyecto de Cogeneración**



Los trámites regulatorios correspondientes se harán de la siguiente manera:

Realizar contrato de interconexión y de porteo (de ser necesario) ante CFE, así como ante la CRE Comisión Reguladora de Energía.

[www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)

Av. Horacio 1750

Col. Los Morales Polanco

Del. Miguel Hidalgo

C.P. 11510

Tels. 52831515 y 1500

### **3.11 TRÁMITES PARA CUBRIR EL MARCO LEGAL**

Cuando se desea instalar una planta de generación de energía eléctrica con capacidad mayor a 500 Kw, para fines de autoconsumo, siempre y cuando la energía provenga de plantas destinadas a satisfacer las necesidades del conjunto de copropietarios o socios.

Verificar formato *CRE-DGE-001* disponible en la página web de la CRE. Derivado del fundamento jurídico descrito en el artículo 36 fracc. I Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y art. 37 del Reglamento de ésta misma ley.

Cuando se desea obtener permiso para entrar en el esquema de permisionario de autoabastecimiento, cogeneración, exportación, pequeña producción y usos propios continuos.

Verificar el formato *CRE-DGE-007a* disponible en la página web de la CRE. Derivado del fundamento jurídico descrito en el artículo 90 fracc. VI del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Cuando se desea realizar únicamente una producción independiente de energía eléctrica.

Verificar el formato *CRE-DGE-007c* disponible en la página web de la CRE. Derivado del fundamento jurídico descrito en el artículo 90 fracc. VI del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Cuando se desea generar energía eléctrica en condiciones distintas a las del permiso de generación de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, exportación de la energía eléctrica e importación de la energía eléctrica.

Verificar el formato *CRE-DGE-008* disponible en la página web de la CRE.  
Derivado del fundamento jurídico descrito en el artículo 78 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

## CAPÍTULO 4

### 4.1 TERMINOLOGIA Y DESCRIPCION DE MICROTURBINAS.

Una microturbina es un turbogenerador con capacidad de abastecer energía eléctrica y térmica.

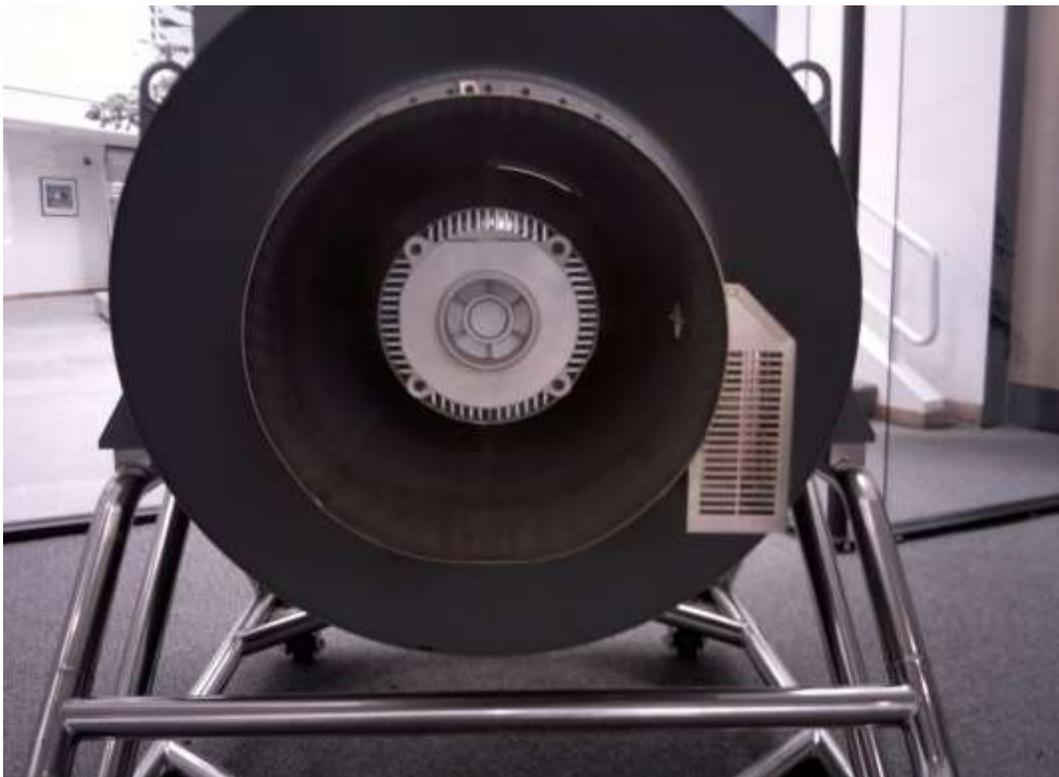
- Genera energía eléctrica de alta calidad (IEEE 519)
- Genera calor con capacidad de producir agua caliente hasta 95 grados Celsius, vapor a 75 PSI y agua fría por medio de un generador de absorción.
- Consume gas natural, biogás, diesel, gas LP, etc. Y hasta puede utilizar gases de desecho que se desperdician a la atmósfera (estas últimas conocidas como OCR o bien “*Organic Cycle Rankine*”, Ciclo Rankin Orgánico).
- Requiere bajo mantenimiento.
- Su velocidad puede variar en 45 000 y 96 000 RPM
- Bajas emisiones contaminantes < 9 ppm de NOx y hasta 15 ppm con gases como LP y otros con alto contenido de ácido sulfídrico.



Fig 16. Corte de una microturbina. Capstone 2012



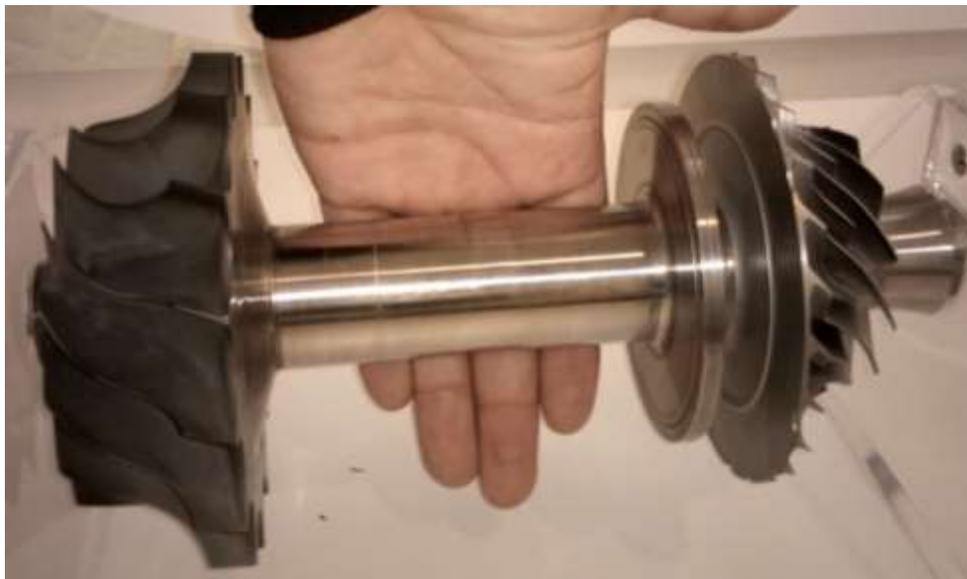
*Fig. 17 Microturbina Capstone. Vista lateral*



*Fig 18 Microturbina Capstone. Vista posterior del Generador*



*Fig. 19 Microturbina Capstone. Vista de los inyectores de combustible*



*Fig. 20 Imagen de la flecha compresor y turbina. Microturbina Capstone*

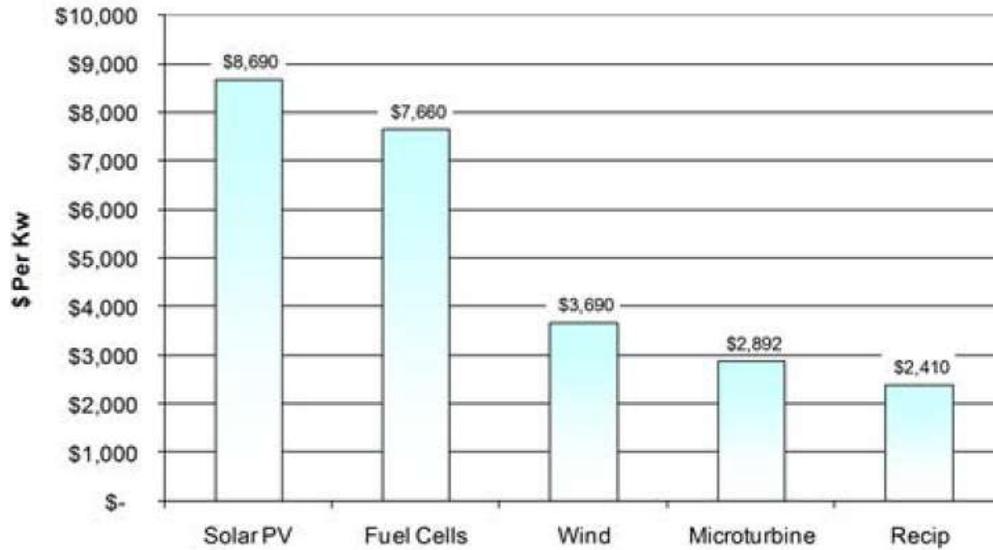


Fig. 21 Muestreo de costos instalados. Cortesía Capstone 2012.

Los costos pueden llegar a ser inferiores en la instalación de microturbinas comparado con los motores reciprocantes, debido al aprovechamiento de la energía térmica.

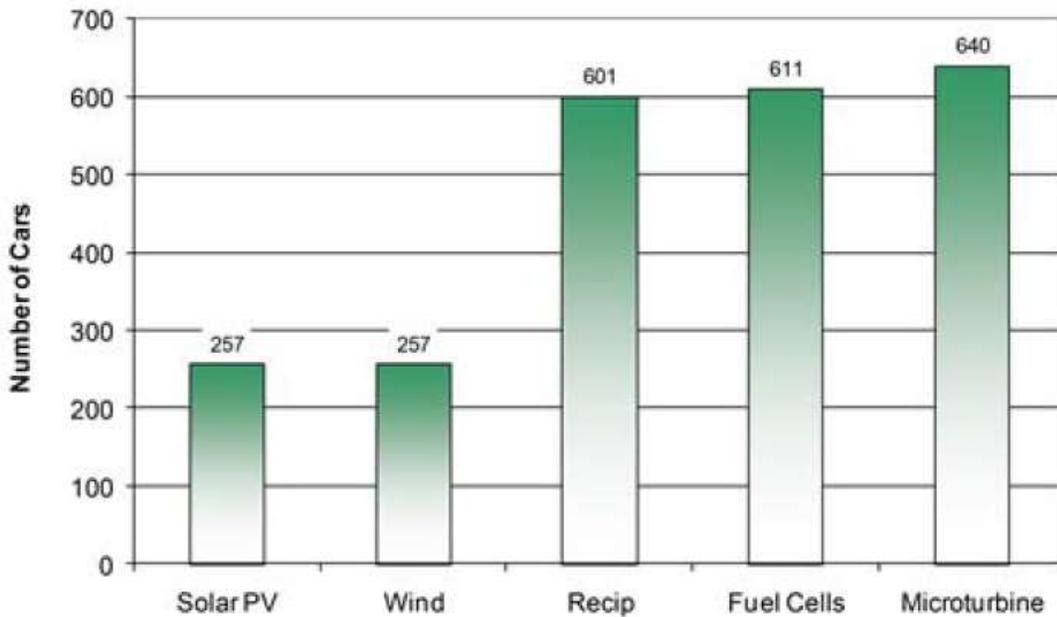


Fig. 22 Equivalente de automóviles removidos (CO2) por cada MW (Megawatt) producido. Capstone 2012.

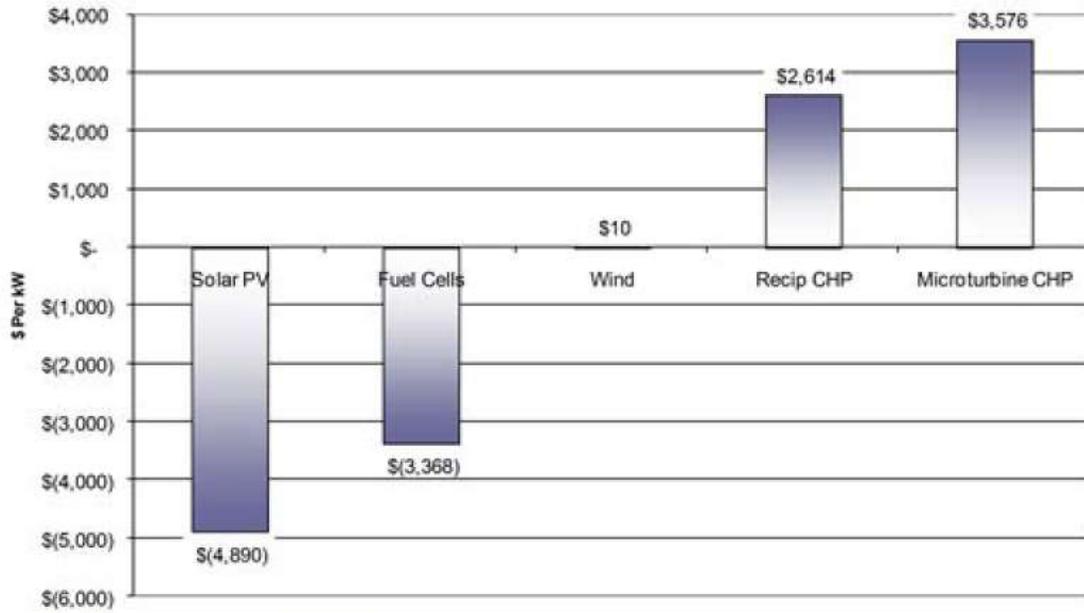


Fig. 23 La gráfica muestra los beneficios netos de propiedad a 10 años. Capstone 2012

Veamos en la siguiente imagen un diagrama a bloques del sistema completo de una microturbina.

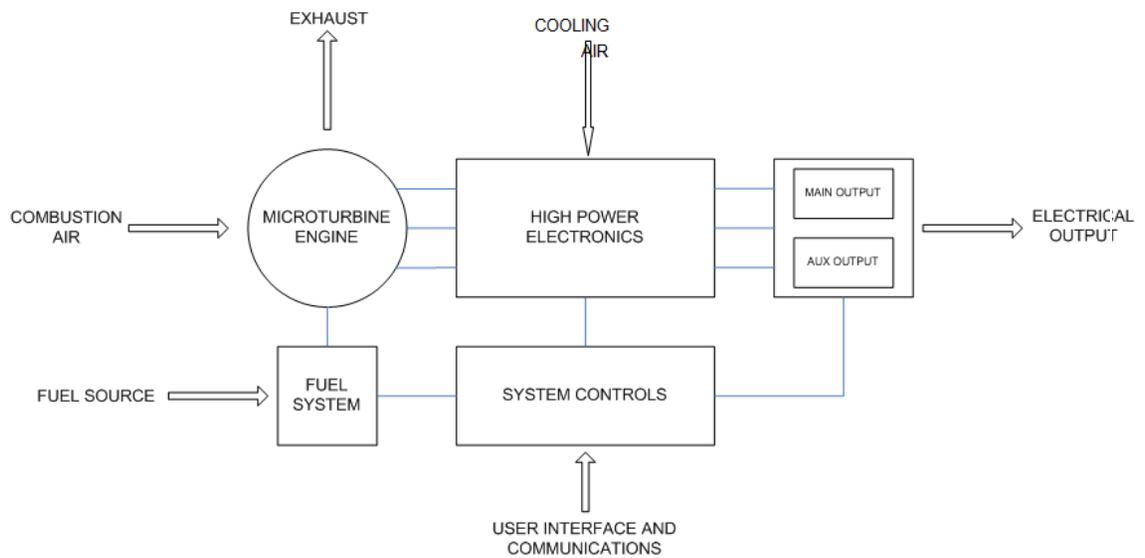


Fig. 24 Diagrama a bloques de una microturbina Capstone. Capstone 2012

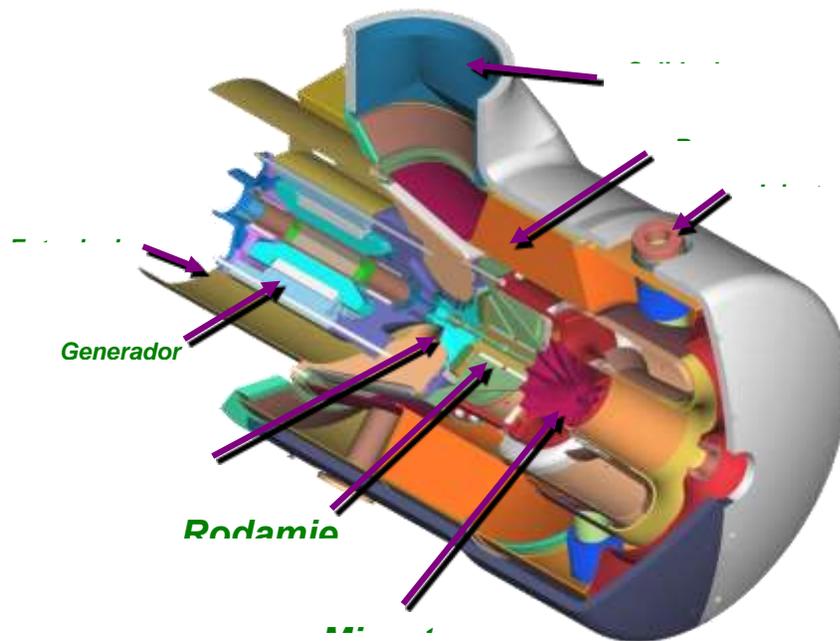


Fig. 25 Interior de una turbina. Cortesía Capstone 2012. Cortesía Capstone 2012



Fig. 26 Se muestra el interior de una microturbina. Cortesía Capstone y DTC Ecoenergía, 2012

#### 4.2 Las partes principales de la microturbina son:

1. Generador de dos polos de imanes permanentes y rotor devanado en la flecha.
2. Compresor (giratorio acoplado a flecha)

3. Turbina (giratorio acoplado a flecha).
4. Recuperador
5. Cámara de combustión.
6. Sistema de rodamientos de aire.
7. Salida (“*Exhaust*”)

El generador, el compresor y la turbina se encuentran en un mismo ensamble como se muestra en la figura siguiente. Únicamente esta es la parte móvil. Así mismo se introduce una pequeña película de aire a través del “rodamiento de aire”, lo que hace que se reduzca el desgaste y el mantenimiento y se incremente la rentabilidad.

Cuando la microturbina está girando no hay contacto entre la parte móvil y las partes fijas.

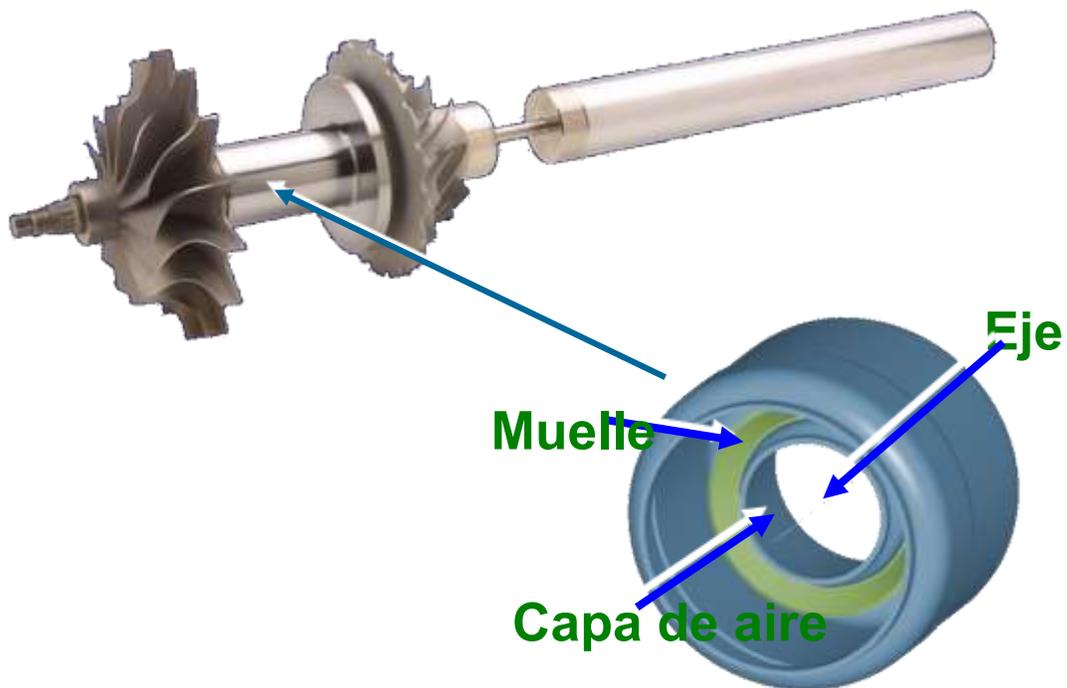


Fig. 27 Se muestran las partes móviles de una microturbina. Cortesía Capstone 2012

Se muestra a continuación una breve explicación del funcionamiento del rodamiento de aire, cuya patente pertenece a Capstone Microturbine.

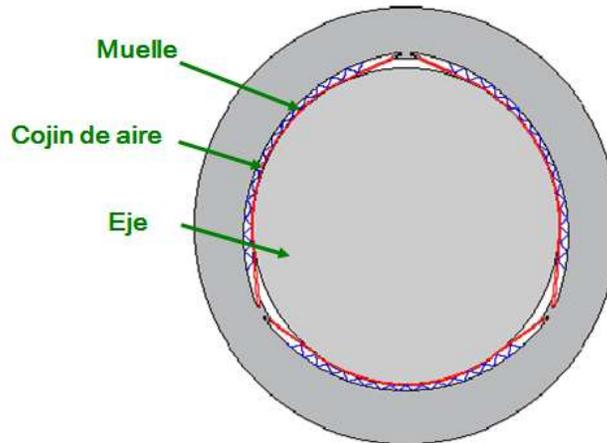
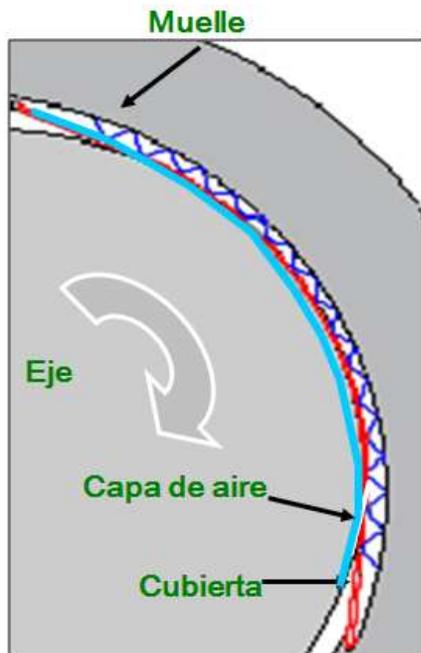


Fig. 28 Rodamiento de aire.



Cuando el eje gira alrededor de las 2,000 RPM (Revoluciones por minuto), una capa de aire se formará separando el eje de la cubierta de los amortiguadores.

Esta capa separa al eje de la cubierta del muelle.

El muelle ejerce una fuerza contraria a la cubierta y al aire y firmemente mantiene al eje centrado en el cojín de aire.

Después de ésta separación NO existe contacto entre metal y metal en el rodamiento. Por la tanto, no hay ni fricción ni desgaste ni pérdida de potencia.

El único contacto existe cuando la microturbina arranca o se detiene completamente.

### 4.3 Diseño del Compresor

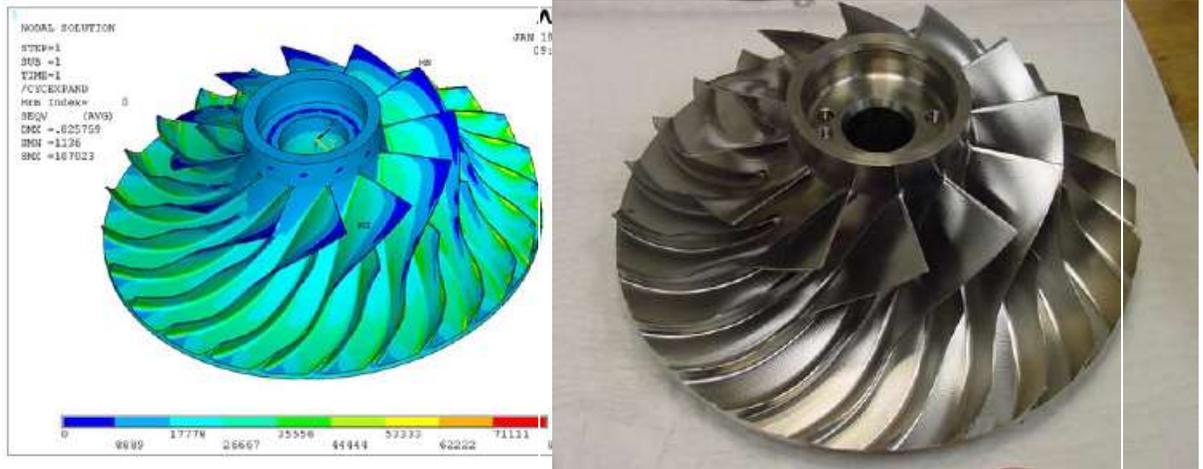


Fig. 29 Compresor radial de Capstone.

- El diseño permite tener una relación de compresión de 4 a 1.
- El diseño 3D que permite completamente un diseño aerodinámico.
- Fabricado en acero inoxidable y en aleaciones de titanio.
- Soporta altas velocidades pico.
- Las versiones de gas natural de baja presión traen consigo un compresor Copland, pero se puede adecuar alguno de cualquier marca.

#### 4.4 Diseño de la Turbina

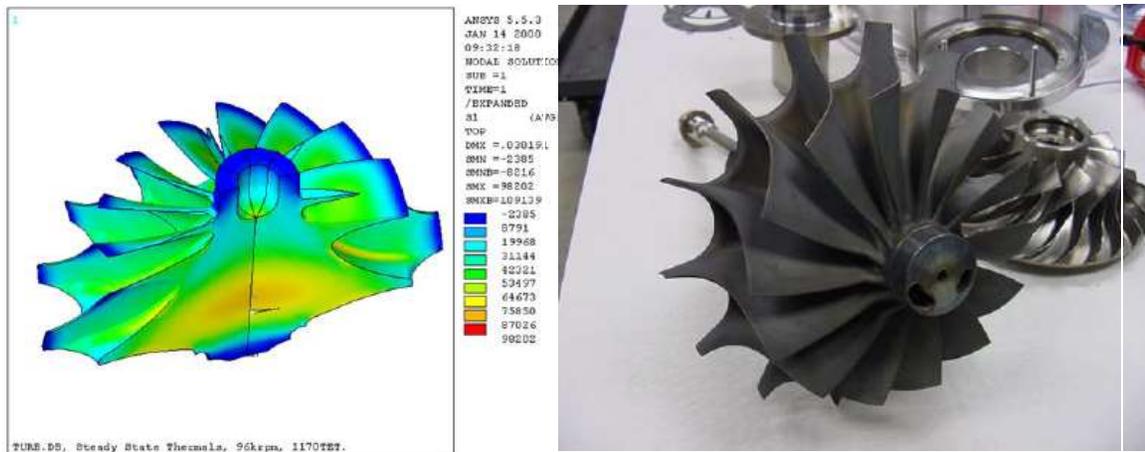


Fig. 30 Turbina Capstone

Tradicionalmente Capstone maneja modelos de 30 Kw en adelante. Aunque existen modelos en donde se puede realizar expansión a 1 MW ó más, debido a que los sistemas son modulares y se puede realizar conexión entre ellas como se muestran en las siguientes imágenes.



*Fig. 31 Mod. C30 de 30 Kw*



*Fig.32 Mod. C65 de 65 Kw*



*Fig. 33 Mod. C200 de 200 Kw*



*Fig. 34 Se muestran microturbinas modulares para alcanzar potencias de 1 MW o más. Cortesía Capstone 2012*

Adicionalmente a los modelos de 30, 65 y 200 kW también existen de 600, 800 y 1000 Kw, además de con las posibilidad de realizar módulos con microturbinas pequeñas de 65 y 200 Kw.

#### 4.5 MODOS DE OPERACIÓN ELECTRICA.

Los modos en los que puede operar una microturbina son los siguientes.

- Tipo Isla ó tipo Independiente (“*Stand Alone*”).
- Conectada a la Red Eléctrica Externa (“*Grid Connect*”).
- Modo Dual.
- Modo Respaldo (como UPS)

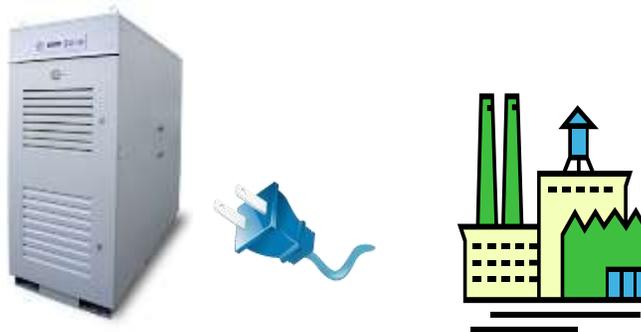


Fig. 35 Modo tipo isla. Stand Alone. Capstone 2012



Fig. 36 Modo de operación con interconexión a red. Grid Connect Capstone 2012.



Fig. 37 Modo de operación dual. Capstone 2012.

Observemos en la siguiente figura como es el diagrama a bloques del control eléctrico para generar por medio de la microturbina.

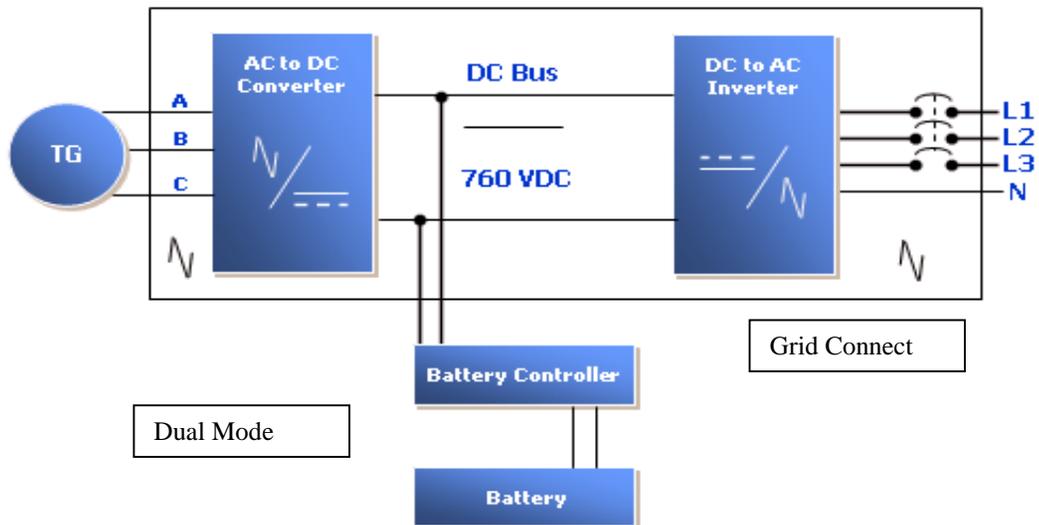


Fig 38 Diagrama eléctrico a bloques de la generación de energía eléctrica por medio de la microturbina. Cortesía Capstone. 2012

En la figura 38 podemos observar de izquierda a derecha los elementos involucrados en el proceso de generación de energía eléctrica por medio de la micro turbina. El TG (turbo generador en la microturbina).

El convertidor AC/DC es un rectificador trifásico por medio de semiconductores típicamente transistores.

En el bus de corriente directa (DC Bus) encontramos un conjunto de elementos como capacitores, de aquí se toma la carga de Baterías, que tienen una duración aproximada de 2 a 3 años y existe un circuito de protección llamado Control de Carga.

Este controlador de carga maneja 2 algoritmos de operación de acuerdo al modo de operación de la microturbina. Si la microturbina trabaja en Grid Connect, el control de carga trabaja como fuente de corriente, en caso de que sea el modo de operación Stand Alone de la microturbina, entonces el regulador de carga trabaja como una fuente de voltaje.

El convertidor de CD/AC es llamado tradicionalmente inversor en el que se regula la frecuencia de salida a 60 Hz a través de disparos en módulos de transistores del tipo IGBT (“Insulated Gate Bipolar Transistor”, Transistores bipolares de compuerta Aislada) por medio de “PWM” (“Pulse Wide Modulation”, Modulación de Ancho de Pulso, por sus siglas en inglés) a una frecuencia de conmutación de 15 kHz.

Cuando se tiene el modo de operación Grid Connect, (con interconexión a la red) se toma la energía de la línea comercial y el proceso va de derecha a izquierda para mover el generador (Flujo de Potencia Bidireccional).

Cuando se tiene el modo de operación Stand Alone o modo isla, que puede ser inclusive porque se haya perdido la señal de la energía eléctrica externa, entonces entran en operación las baterías para provocar el rompimiento de la inercia del generador. Cuando este comienza a moverse y después de haber

llegado a velocidades que puede regular el control electrónico, se asume el control pleno de la microturbina.

Se cuenta con diferentes protecciones termo magnéticas y de aislamiento, así como control de todo el bloque de la electrónica de potencia con algún tipo de Microprocesador o Micro controlador como puede ser un PLC (Controlador Lógico Programable).

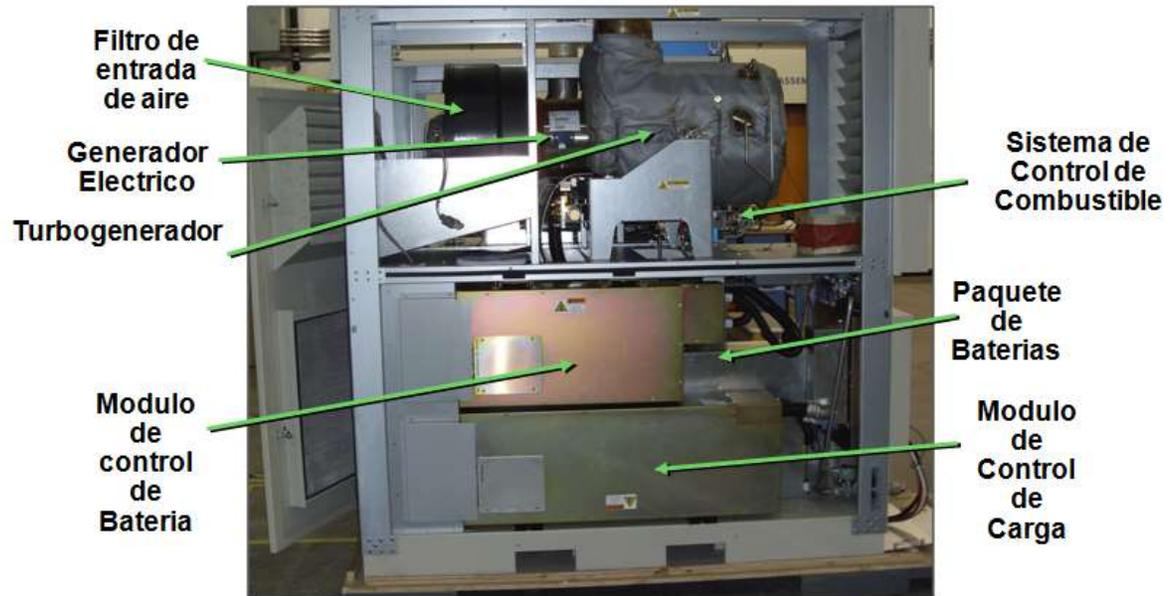


Fig. 39 Componentes principales del sistema de la microturbina. Capstone y DTC Ecoenergía.



Fig. 40 Fotografía de la electrónica de potencia de una microturbina. Capstone 2012



Fig. 41 Fotografía lado entrada de aire de la microturbina Capstone.

#### 4.6 Generador.

- El generador está compuesto de Imanes permanentes.
- Se proporciona una salida de 480 VAC en 3 fases.
- La velocidad determina la potencia.
- Puede trabajar entre un 50 y un 100 de la velocidad.
- Actúa como un motor de arranque.
- El aire frío hace que el exceso de calor sea empujado hacia delante de la máquina en los modelos C65 y C200.

El tiempo que puede estar detenido el rotor depende en parte de la humedad, no puede estar mucho tiempo detenido porque el teflón de las chumaceras absorbe humedad y puede dañarse.



**MODULO CONTROL DE TURBINA.**

- Regula velocidad.
- Operación de la turbina.
- El freno dinámico y se enfría por aire

**MODULO CONTROL DE BATERIAS**

- Control bidireccional.
- Carga y descarga.
- Enfriamiento por aire

**MODULO CONTROL DE CARGA**

- Crea el neutro.
- Integra releadores de protección.
- Realiza sincronización.
- Permite paralelismo.
- Grid connect o Stand alone.
- Cumple IEEE 519 y UL1741

*Fig. 42 Se muestra la 4ª. Generación de la Electrónica de potencia. Capstone*

**Valores de Corriente eléctrica para diferentes modos de conexión.**

**a) Modo Grid Connect**

	<b>C30</b>	<b>C65</b>	<b>C200</b>
<b>Nominal a 480VAC</b>	<b>36 Amps</b>	<b>78 Amps</b>	<b>290 Amps</b>
<b>Corriente de falla (simétrico y asimétrico)</b>	<b>58 Amps</b>	<b>145 Amps</b>	<b>600 Amps</b>
<b>Corriente de Salida THD</b>	<b>&lt;5%</b>	<b>&lt;5%</b>	<b>&lt;5%</b>

*Tabla 8. Valores nominales de corriente en microturbinas con interconexión a red. Capstone 2012*

**b) Modo Stand Alone**

	<b>C30</b>	<b>C65</b>	<b>C200</b>
<b>Nominal a 480VAC</b>	<b>54 Amps</b>	<b>125 Amps</b>	<b>310 Amps</b>
<b>Corriente de Falla (simétrica y asimétrica)</b>	<b>58 Amps</b>	<b>145 Amps</b>	<b>600 Amps</b>
<b>Voltaje de Salida THD</b>	<b>&lt;5%</b>	<b>&lt;5%</b>	<b>&lt;5%</b>
<b>Max Amps THD</b>	<b>&lt;8%</b>	<b>&lt;8%</b>	<b>&lt;8%</b>

*Tabla 9. Valores nominales de corriente en microturbinas en conexión modo isla. Capstone 2012*

#### 4.7 Comparativo de Mantenimiento entre una Microturbina y un Motor.

Microturbinas			Motor de Pistones <small>GE Jenbacher</small>		
8,000 Horas	Filtros de aire	Limpiar/Reemplazar	500 Horas	Filtros de aire	Reemplazo
	Filtro de Combustible	Reemplazar		Filtro de aceite	Reemplazo
	Bujía	Reemplazar		Aceite transmisión	Reemplazo
		Bujías		Reemplazo	
20,000 Horas	Injectores	Reemplazar	1,500 Horas	Maquina completa	Inspección
	Paquete de Baterías	Revisar	20,000 Horas	Maquina Completa	Reparación Mayor
	Termocople	Reemplazar	40,000 Horas	Maquina Completa	Reparación Mayor
40,000 Horas	Turbina & Generador	Revisar			

6 Paros en 5 años
60-118 Paros en 5 años

Fig. 43 Mantenimiento programado, comparativo. Capstone.



Fig. 44 Imagen ilustrativa de mantenimiento programado a una microturbina.

## 4.8 COMPARATIVO DE EFICIENCIA ENTRE ALGUNAS MARCAS

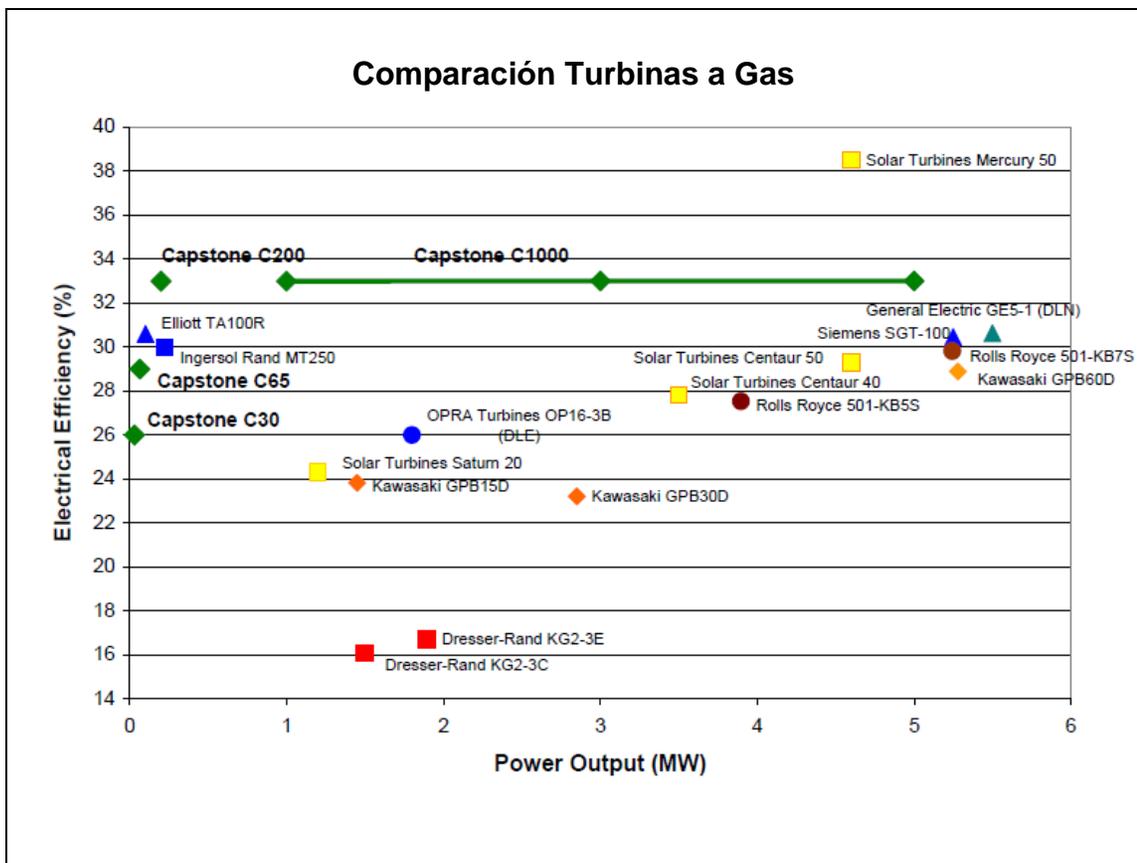


Fig. 45 Se muestra una comparación entre varias marcas. Hoja de datos Capstone. Año 2008

## 4.9 NORMATIVIDAD ELECTRICA Y CERTIFICACIONES

- UL 2200 Norma de seguridad en Generadores.
- UL 1741 Norma de Interconexión a la red.
- IEEE 519 Calidad de la energía eléctrica.
- IEEE 1547.1 Pruebas de conformidad para interconexión de dispositivos de potencia.
- ISO 41065 Referencia Técnica de Emisiones.
- IEEE 115. Determina desempeño de máquinas síncronas.

- IEC 60034. Pruebas que deben establecerse a un generador y sus componentes.
  - Aprobado por Nueva York y California para interconexión a la red eléctrica.
  - NFPA National Fire Protection Association
  - CE. Especificación Europea.
  - NEC. National Electrical Code.
  - CSA. Canadian Standar Association.
  - ATEX. Directivas para Atmósferas Explosivas.
  - ISO 9001
  - ASTM D1835 y D3588-98. Especificación Estándar para LP (Gas licuado de petróleo).
- 6
- GPA 2172-9. Poder Calorífico e Índice Wobbe para gas natural.
  - NOM 001 SECRE 2012. Norma Oficial Mexicana. Especificaciones del Gas Natural.

#### **4.10 ESPECIFICACIONES DE COMBUSTIBLES PARA MICROTURBINAS CAPSTONE**

No todas las microturbinas pueden operar con todos los tipos de combustibles.

Las condiciones de calor de los combustibles influyen en el consumo de los mismos en las microturbinas.

El consumo de combustible en las microturbinas está definido por unidades como:

BTU/hr (Unidad Térmica Británica por hora)

MJ/hr (Mega Joules ó Millones de Joules por hora).

#### **Poder Calorífico e Índice Wobbe.**

Las empresas como Pemex o Tractebel utilizan el Higher Heating Value (HHV) Poder Calorífico Superior. Es el total de la energía liberada en una unidad de combustible, incluyendo el calor de vapor de agua. Normas GPA 2172-96 y ASTM D3588-98(2003) y NOM 001 SECRE 2010

La eficiencia de las turbinas está basada en Lower Heating Value (LHV). Poder calorífico inferior. Es la energía liberada en una unidad de combustible, pero no incluye el calor de vapor de agua.

Consideración:  $HHV = 1.1 * LHV$  (para combustibles gaseosos)

Las unidades típicas son: BTU/ft<sup>3</sup> ó MJ/m<sup>3</sup> (gas)

BTU/gal ó MJ/lt (líquido)

En Estados Unidos de América el Valor de Calor o poder calorífico, es calculado en una referencia estándar a condiciones de 60 °F de temperatura y

14.7 psia de presión. En el sistema métrico las condiciones para éste cálculo son 0 °C de temperatura y 101.325 kPa de presión.

En México, podemos consultar y aplicar la normatividad mediante la Norma Oficial Mexicana NOM 001 SECRE 2010 que nos permite verificar las especificaciones que debe tener el gas natural y nos describe cada una de las definiciones acerca de éste tema, entre estas definiciones también se encuentra el llamado **Índice Wobbe**, descrito por la relación del Poder Calorífico Superior (HHV), por unidad de Volumen, con respecto a la *densidad relativa*  $pr$ , según la siguiente fórmula:

$$W = \frac{HHV}{\sqrt{pr}} \quad \text{en BTU/scf} \quad \text{donde scf se refiere a valores obtenido en un}$$

análisis de cromatografía de gases.

Los criterios que permiten determinar si el gas tiene calidad intercambiable, se basan en la utilización del índice Wobbe, que está relacionado con la velocidad del flujo de energía, a través de los conductos de entrada de equipos que utilizan gas natural.

PODER CALORIFICO DE ALGUNOS COMBUSTIBLES				
COMBUSTIBLE	HHV (BTU/scf)		HHV (MJ/Nm <sup>3</sup> )	
	(rango)		(rango)	
TIPO A (DE BASUREROS)	350	600	13.8	23.6
TIPO B (DIGESTORES)	550	875	21.7	34.5
GAS NATURAL	825	1275	32.5	50.2
HIGH BTU GAS	1250	1811	49.2	71.3
LPG (HD-5) 85% PROPANO 15% BUTANO	2450	2550	96.5	100.4
LPG (OTROS)	2450	2850	96.5	112.2

Tabla 10. Poder calorífico de algunos combustibles. Capstone 2012

RANGO DE INDICE WOBBE ALGUNOS COMBUSTIBLES				
COMBUSTIBLE	WI (BTU/scf) (rango)		WI (MJ/Nm <sup>3</sup> ) (rango)	
	TIPO A (DE BASUREROS)	348	706	13.7
TIPO B (DIGESTORES)	552	1021	21.7	40.2
GAS NATURAL	877	1444	34.5	56.9
HIGH BTU GAS	1329	1741	52.3	68.6
LPG (HD-5) 85% PROPANO 15% BUTANO	2025	2046	75.7	80.6
LPG (OTROS)	2025	2200	75.7	85.6

Tabla 11. Índice Wobee de algunos combustibles. Capstone 2012

#### 4.11 Límites de Contaminantes para Combustibles gaseosos permitidos en las Microturbinas.

Aceite	2 ppm masa
Tamaño de partícula	10 micrones
Cantidad de partícula	20 ppm masa
Agua	0% masa líquida
Fluoroides	250 ppm masa
Cloroides	1500 ppm masa
Sodio + potasio	0.51 ppm masa
Vanadio, calcio	0.5 ppm masa respectivamente
Siloxanos	5 ppm volumen
Amoniaco	200 ppm volumen
Otros	0.5 ppm masa

Tabla 12. Límites contaminantes de gases utilizados en microturbinas. Capstone 2012

Notas:

Los Fluoroides son altamente corrosivos a altas temperaturas.

Los Siloxanos (Otamethylcilotetrasilaxanos) conocidos también como D4 a altas temperaturas se convierten en arena y pueden dañar la turbina. A altas velocidades se puede convertir en un tipo de granallado. Puede dañar los inyectores y provocar un accidente.



*Fig. 46 Ejemplo de daños provocados por altas concentraciones de Siloxanos en motores reciprocantes.*



*Fig. 47 Ejemplo de daños provocados por altas concentraciones de Siloxanos en las turbinas.*

En la siguiente tabla (13) se muestran especificaciones del gas natural.

Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del País
		Hasta el 31 de diciembre de 2010	Del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Metano (CH <sub>4</sub> )-Min.	% vol	NA	NA	83,00	84,00
Oxígeno (O <sub>2</sub> )-Max.	% vol	0,20	0,20	0,20	0,20
Bióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )-Max.	% vol	3,00	3,00	3,00	3,00
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )-Max.	% vol	9,00	8,00	6,00	4,00
Nitrógeno. Variación máxima diaria	% vol	±1.5	±1.5	±1.5	±1.5
Total de inertes (CO <sub>2</sub> y N <sub>2</sub> )-Max.	%vol	9,00	8,00	6,00	4,00
Etano-Max.	% vol	14,00	12,00	11,00	11,00
Temperatura de rocío de hidrocarburos- Max.	K (°C)	NA	271,15 (-2) <sup>(1)</sup>	271,15 (-2)	271,15 (-2) <sup>(1)</sup>
Humedad (H <sub>2</sub> O)-Max.	mg/m <sup>3</sup>	110,00	110,00	110,00	110,00
Poder calorífico superior-Min.	MJ/m <sup>3</sup>	35,30	36,30	36,80	37,30
Poder calorífico superior-Max.	MJ/m <sup>3</sup>	43,60	43,60	43,60	43,60
Indice Wobbe-Min.	MJ/m <sup>3</sup>	45,20	46,20	47,30	48,20
Indice Wobbe-Max.	MJ/m <sup>3</sup>	53,20	53,20	53,20	53,20
Indice Wobbe-Variación máxima diaria	%	±5	±5	±5	±5
Acido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S)-Max.	mg/m <sup>3</sup>	6,00	6,00	6,00	6,00
Azufre total (S)-Max.	mg/m <sup>3</sup>	150,00	150,00	150,00	150,00

(1) En los ductos de transporte y de distribución que reciben gas natural del SNG aplicará el límite máximo de 271.15 K (-2 °C) a partir del 1 de julio de 2011.

Tabla 13. Especificaciones del gas natural publicadas en el Diario Oficial de la Federación. 19 de marzo 2010, primera sección.

Model	Fuel	NOx	CO	VOC <sup>(5)</sup>
C30 NG	Natural Gas <sup>(1)</sup>	0.22	0.60	0.078
CR30 MBTU	Landfill Gas <sup>(2)</sup>	0.22	7.4	0.340
CR30 MBTU	Digester Gas <sup>(3)</sup>	0.22	3.7	0.340
C30 Liquid	Diesel #2 <sup>(4)</sup>	0.90	0.14	0.078
C65 NG Standard	Natural Gas <sup>(1)</sup>	0.16	0.42	0.034
C65 NG Low NOx	Natural Gas <sup>(1)</sup>	0.06	0.44	0.034
C65 NG CARB	Natural Gas <sup>(1)</sup>	0.06	0.08	0.017
CR65 Landfill	Landfill Gas <sup>(2)</sup>	0.16	1.4	0.034
CR65 Digester	Digester Gas <sup>(3)</sup>	0.16	1.4	0.034
C200 NG	Natural Gas <sup>(1)</sup>	0.14	0.37	0.034
C200 NG CARB	Natural Gas <sup>(1)</sup>	0.05	0.07	0.014
CR200 Digester	Digester Gas <sup>(3)</sup>	0.14	1.3	0.034

Tabla 14. Especificaciones de emisiones de acuerdo a combustibles en algunas microturbinas. Capstone 2012.

Notas:

- (1) Emisiones para gas natural a 1,000 BTU/scf (HHV) ó 39.4 MJ/m<sup>3</sup> (HHV)
- (2) Emisiones para gas sustituto conteniendo 42% gas natural, 39% CO<sub>2</sub> y 19% Nitrógeno.
- (3) Emisiones para gas sustituto conteniendo 63% gas natural, 37% CO<sub>2</sub>.
- (4) Emisiones para Diesel #2 de acuerdo a ASTM D975-07b.
- (5) Expresado como Metano.

Emisiones en lb/MWhe

Model	Fuel	NOx	CO	VOC <sup>(5)</sup>
C30 NG	Natural Gas <sup>(1)</sup>	0.64	1.8	0.23
CR30 MBTU	Landfill Gas <sup>(2)</sup>	0.64	22.0	1.00
CR30 MBTU	Digester Gas <sup>(3)</sup>	0.64	11.0	1.00
C30 Liquid	Diesel #2 <sup>(4)</sup>	2.60	0.41	0.23
C65 NG Standard	Natural Gas <sup>(1)</sup>	0.46	1.25	0.10
C65 NG Low NOx	Natural Gas <sup>(1)</sup>	0.17	1.30	0.10
C65 NG CARB	Natural Gas <sup>(1)</sup>	0.17	0.24	0.05
CR65 Landfill	Landfill Gas <sup>(2)</sup>	0.46	4.0	0.10
CR65 Digester	Digester Gas <sup>(3)</sup>	0.46	4.0	0.10
C200 NG	Natural Gas <sup>(1)</sup>	0.40	1.10	0.10
C200 NG CARB	Natural Gas <sup>(1)</sup>	0.14	0.20	0.04
CR200 Digester	Digester Gas <sup>(3)</sup>	0.40	3.6	0.10

Model	Fuel	NOx	CO	VOC <sup>(5)</sup>
C30 NG	Natural Gas <sup>(1)</sup>	18	50	6
CR30 MBTU	Landfill Gas <sup>(2)</sup>	18	620	30
CR30 MBTU	Digester Gas <sup>(3)</sup>	18	310	30
C30 Liquid	Diesel #2 <sup>(4)</sup>	72	11	6
C65 NG Standard	Natural Gas <sup>(1)</sup>	19	50	5
C65 NG Low NOx	Natural Gas <sup>(1)</sup>	8	50	5
C65 NG CARB	Natural Gas <sup>(1)</sup>	8	9	2
CR65 Landfill	Landfill Gas <sup>(2)</sup>	18	160	5
CR65 Digester	Digester Gas <sup>(3)</sup>	18	160	5
C200 NG	Natural Gas <sup>(1)</sup>	18	50	5
C200 NG CARB	Natural Gas <sup>(1)</sup>	8	9	2
CR200 Digester	Digester Gas <sup>(3)</sup>	18	160	5

Tablas 15 y 16. Emisiones utilizando algunos gases en microturbinas en sistema inglés. Capstone 2012

## 4.12 Aplicaciones de Microturbinas con Biogás.

Sistemas tipo A. Gas obtenido de tiraderos de basura.

Sistemas tipo B. Gas obtenido de biodigestores.

Todos los sistemas de Capstone deben ser conectados en Grid Connected, el único sistema que puede trabajar en Stand Alone, son las turbinas C65 (65 Kw) debido a las cantidades requeridas de trabajo, por la condición de limpieza del gas (hasta 50% del gas obtenido) y deben utilizar un control automático para responder rápidamente a las variaciones de carga y fluctuaciones de gas a la entrada a la microturbina.

El biogás es gratuito, pero no lo que se requiere para darle tratamiento y pueda obtener así, las condiciones necesarias para ser utilizado en las microturbinas. Las condiciones inadecuadas pueden llevar a problemas de fallas y a incrementar el mantenimiento como pueden ser:

- Inyectores de combustible obstruidos.
- Válvulas atascadas.
- Acumulamiento de partículas en cámara de combustión y recuperador.
- Turbina atorada.

Típicamente el biogás es producido, en sistemas tipo B, por digestores que utilizan los desechos para descomposición de ganado porcino y vacuno por su alto poder calorífico. Comúnmente, el gas tiene relativamente bajo contenido de metano (entre 35% y 65%) comparado con el gas natural y gran cantidad de dióxido de carbono (por arriba del 50%) pero también puede contener cantidades significativas de Acido Sulfhídrico, Siloxanos y Humedad.

Para todo lo relacionado con el tratamiento y características del biogás, favor de revisar la guía de aplicación Capstone 480002.

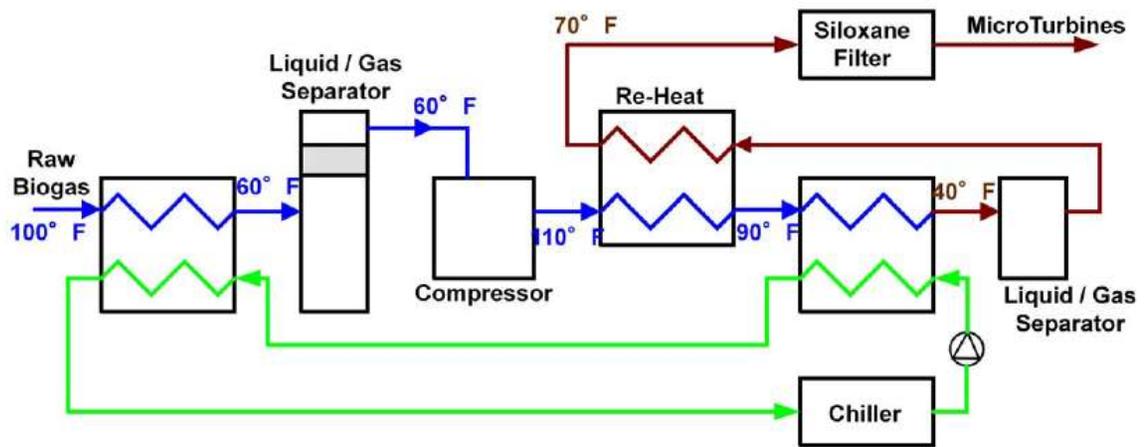


Fig. 48 Aplicación genérica del tratamiento de biogás obtenido de un digester.

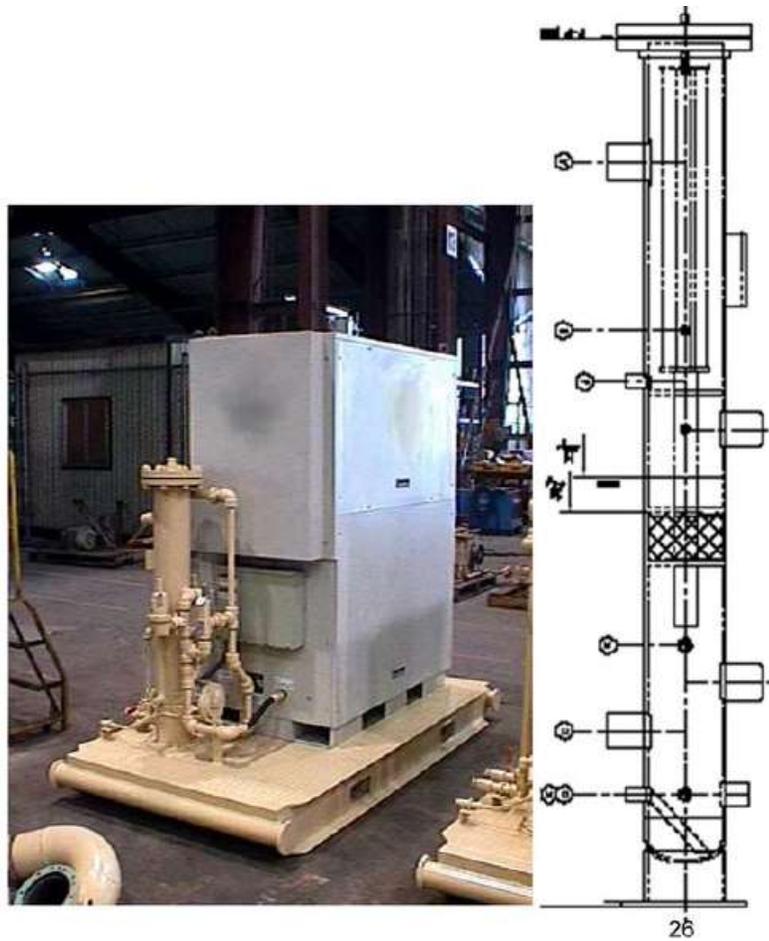


Fig. 49 Sistema de Condicionamiento de biogás para eliminar humedad. Capstone 2012.

## CAPITULO 5

### 5.1 DESARROLLO DE LAS PROPUESTAS, DISCUSIÓN Y ANALISIS DE LOS RESULTADOS.

#### 5.1.1 PROPUESTA ECONOMICA PARA UN PROYECTO CON MICROTURBINA C200 DE 200 kW DE CAPSTONE EN LA EMPRESA K

Gjoules anual consumo prom. Empresa por energía eléctrica	147,60 0.00	COSTO EN JUNIO 2012 TARIFA HS-L				
Kw/h anual consumo prom. Empresa por energía eléctrica	41,000, 000.00	BASE	INTERM EDIO	PUNTA		
Gjoules anual producido con Microturbina C200	6,307.2 0	0.95	1.07	1.66		
kW/h anual producido Microturbina C200	1,752,0 00.00	LUN A VIE	\$6,962, 979	\$19,606, 284	\$6,083, 445	\$32,65 2,709
Gjoules anual consumo prom. Empresa por Gas Natural	538,33 2.00	SAB	\$1,618, 470	\$1,822,9 09		\$3,441 ,379
Gjoules anual consumo prom. energetico planta Q1 Gas Nat.	235,09 0.29	DOM	\$4,624, 201	\$1,041,6 62		\$5,665 ,863
Costo Microturbina 200 kW/h Estimado a 1500 USD por kW	\$ 4,708,4 40.00	Costo Normal de la Energía CFE (anual)			\$41,75 9,951	Total empresa

al tipo de cambio 13.53					
Gjoules consumidos anual por microturbina C200 G.N.	21,021.00				
Costo G.N. Consumido anual C200	\$1,139,548.41				
Ahorro energía eléctrica C200	\$4,795,712.76				
Ahorro Neto con la Microturbina	\$3,656,164.35				
Gjoules energía térmica producida anual C200	12,439.20				
Costo Energia Termica producida	****				
ROI (año 1)	-22.3				
ROI (año 2)	220.8				

LUN	\$799,6	\$2,251,5	\$698,6	\$3,749
A VIE	29	86	23	,837
	\$185,8	\$209,34		\$395,2
SAB	65	3		08
	\$531,0	\$119,62		\$650,6
DOM	43	4		68

Ahorro utilizando Microturbina C200 (anual)	\$4,795,713
---	-------------

## **CAPITULO 6**

### **6.1 CONCLUSIONES**

Los sistemas de cogeneración deberán ser en un corto plazo, una alternativa para obtener eficiencia energética.

En México, se tiene un gran potencial de cogeneración que no está siendo utilizado, por falta de compromiso gubernamental para facilitar los trámites necesarios a través de una Reforma Energética fundamental en el país.

Diferentes entidades del sector público y privado deben formar equipos multidisciplinarios para impulsar cambios en la forma de concebir la eficiencia energética. Cambios estructurales que conlleven a la sustentabilidad energética y que permitan, así mismo disminuir el impacto ambiental en el planeta.

Los diferentes yacimientos de gas natural encontrados en este 2012 en el Golfo de México, deben permitir que los costos de gas natural bajen y esto permita incrementar el potencial de cogeneración a través de microturbinas en México.

Las instituciones educativas tenemos el compromiso de provocar la difusión y el desarrollo de nuevos proyectos de cogeneración, partiendo de la base técnica y de la vinculación que tenemos con el sector productivo, sobre todo cuando las instituciones son tecnológicas. Así mismo, participar en diferentes foros, donde se pueda permear el conocimiento y la participación con diferentes entidades, cuyo nivel de decisión permita generar nuevas expectativas de cambio, en estos sistemas de cogeneración.

Los sistemas de cogeneración representan una inversión a corto plazo, aunque las microturbinas tienen una vida media de 10 años, el retorno se puede lograr en periodos máximos de 5 años y recuperar hasta un 300% de la inversión.

En México, entidades federales que dan apoyo al campo deben considerar la aplicación de los sistemas de cogeneración utilizando microturbinas con consumo de biogás, como una de las alternativas más viables de eficiencia energética. Considerar el desarrollo de biodigestores, así como las mejores prácticas en el buen uso de la energía producida e estos sitios.

El beneficio de crear nuevas plantas tratadoras de agua residual, en donde se pueden implementar digestores alimentados con los lodos de la PTAR, es alto y si se considera el uso de la cogeneración, el beneficio puede ser mayor.

Es importante considerar en la implementación de sistemas de cogeneración, el impacto social, económico, ambiental, con el que se contribuye, así como la revisión del marco legal y de regulación vigente por cada estado dentro de México.

La capacitación juega un papel primordial en el desarrollo de los sistemas de cogeneración, debido a la seguridad con la cual se deben manejar los proyectos, los costos, la respuesta inmediata a los paros no previstos y que eleven la inversión por una operación inadecuada, al nivel de expertiz con el que se deben manejar los sistemas, etc.

## **BIBLIOGRAFIA**

Yunus A. Cengel, Michael A. Boles. Termodinámica. Sexta Edición. Mac Graw Hill

José Angel Manrique Valadez. Termodinámica. Tercera Edición. Alfa Omega.

Ammar A. Alssairafi. 2011. Energetic and exergetic analysis of a hybrid combined-nuclear power plant. International Journal of Energy Research. 1: 896-900.

Ammar A. Alssairafi. 2011. Effects of ambient conditions on the thermodynamic performance of hybrid nuclear-combined cycle power plant. International Journal of Energy Research.

Mahmoud Salem Ahmed and Hany Ahmed Mohamed. 2011. Performance characteristics of modified gas turbine cycles with steam injection after combustion exit. International Journal of Energy Research

Sanjay. 2012. Exergy and Energy analysis of Combined Cycle Systems with different Bottoming Cycle Configurations. International Journal of Energy Research.

David Sánchez, Benjamín Monje Brenes, José M. Muñoz de Escalona and Ricardo Chacartegui. 2012. Non-conventional combined cycle for intermediate temperature systems. International Journal of Energy Research

Oscar Alfonso Reyes Martínez, Alberth Pascacio de los Santos. 2012. Sistemas para el cálculo de parámetros eléctricos y eficiencia energética para generadores eléctricos de gran capacidad. Instituto de Investigaciones Eléctricas

[www.capstoneturbine.com](http://www.capstoneturbine.com)

[www.conuee.gob.mx](http://www.conuee.gob.mx)

[www.sener.gob.mx](http://www.sener.gob.mx)

[www.cre.gob.mx](http://www.cre.gob.mx)

[www.cfe.gob.mx](http://www.cfe.gob.mx)

[www.iee.org.mx](http://www.iee.org.mx)

**LISTADO DE TABLAS.**

- Tabla 1.** Comparativo de diferentes tecnologías de cogeneración. Conuee. 2010.
- Tabla 2.** Comparativo de diferentes tecnologías de cogeneración. AIE (Agencia internacional de Energía) 2010.
- Tabla 3.** Valores de aire caliente obtenidos a condiciones ISO, Máxima Potencia y tamaño nominal.
- Tabla 4.** Potencial Nacional de Cogeneración. Estudio Conuee 2009
- Tabla 5.** Escenarios para el desarrollo de la cogeneración en México. Fuente estudio sobre cogeneración industrial en México. Conuee.
- Tabla 6.** Capacidad instalada de cogeneración en MW. Agencia internacional de Energía.
- Tabla 7.** Aplicaciones de Cogeneración. Agencia internacional de Energía. AIE 2010.
- Tabla 8.** Valores nominales de corriente en microturbinas con interconexión a red. Capstone 2012.
- Tabla 9.** Valores nominales de corriente en microturbinas en conexión modo isla. Capstone 2012.
- Tabla 10.** Poder calorífico de algunos combustibles. Capstone 2012.
- Tabla 11.** Índice Wobee de algunos combustibles. Capstone 2012.
- Tabla 12.** Límites contaminantes de gases utilizados en microturbinas. Capstone 2012.
- Tabla 13.** Especificaciones del gas natural publicadas en el Diario Oficial de la Federación. 19 de marzo 2010, primera sección.
- Tabla 14.** Especificaciones de emisiones de acuerdo a combustibles en algunas microturbinas. Capstone 2012.
- Tabla 15.** Emisiones utilizando algunos gases en microturbinas en sistema inglés. Capstone 2012.
- Tabla 16.** Emisiones utilizando algunos gases en microturbinas en sistema inglés. Capstone 2012.

## **RESUMEN AUTOBIOGRAFICO.**

Adrián Morales Pérez, nacido el 27 de abril de 1974 en la ciudad de Querétaro, México, presenta una propuesta para realizar sistemas de cogeneración a través de las microturbinas, específicamente de la marca Capstone. Con el fin de obtener el grado de Maestría en ciencias en Energías Renovables con la línea de investigación en Eficiencia Energética Eléctrica. Estudiante del Centro de Investigación en Materiales Avanzados (CIMAV) y docente de la Universidad Tecnológica de Querétaro. Egresado del Instituto Tecnológico de Querétaro en la carrera de Ingeniería Electrónica.

Cuenta con experiencia en la Industria Automotriz de 15 años. Un Diplomado en Ciencias Ambientales con la Universidad Autónoma de Querétaro y uno en Desarrollo Organizacional con el grupo Spicer. Certificados en ISO 14001 por TUV Rheiland en Auditorías Internas y en la Implementación del Sistema de Gestión Ambiental basado en la norma.

Ha participado como ponente en Diplomados, Conferencias, Seminarios, Talleres y Exposiciones en el estado de Querétaro y ha impartido cursos de capacitación con Desc Automotriz a nivel nacional, con diferentes compañías de éste grupo, por medio del Centro de Desarrollo Industrial.

Ha realizado servicios técnicos profesionales y ha adquirido capacitación con distintas compañías en el área del Mantenimiento Industrial en diversas ciudades de México y Estados Unidos.

Ha obtenido logros laborales y académicos como Mejor Proyecto de Manufactura utilizando Metodología Seis Sigma en el grupo Desc Automotriz, ahora KUO, Implementación de la Estrategia de Competencias Laborales en el grupo. Mejora de la eficiencia global de equipos en procesos de fabricación transmisiones manuales. Implementación de diferentes herramientas de Lean Manufacturing en Industria Automotriz. Primer lugar en concurso nacional de mini robótica por la IEEE. Desarrollo del programa de capacitación para Kellogg 2012 y 2013 con la UTEQ. Reconocimiento al Profesor Técnico Académico mejor evaluado en 2012.