

**CÁLCULO ENERGÉTICO DE CICLOS DE CONVERSIÓN DE  
ENERGÍA TÉRMICA DEL OCÉANO RANKINE SIMPLE.  
OPTIMIZACIÓN DE LA PRESIÓN A LA ENTRADA DE TURBINA.**

**MSc. Ing. Juan Landa García**

Centro de Estudios de Combustión y Energía Universidad de Matanzas “Camilo  
Cienfuegos” [juan.landa@umcc.cu](mailto:juan.landa@umcc.cu)

## Resumen.

En este trabajo se muestran los resultados del desarrollo de la base conceptual necesaria para la elaboración de los modelos matemáticos que permitan el estudio energético de los ciclos de conversión de la energía térmica del océano tipo Rankine simple al usar amoníaco como fluido de trabajo para la producción de electricidad y se establece la exactitud de los modelos obtenidos, obteniéndose, mediante simulación matemática, el comportamiento de diferentes parámetros del ciclo al variar la temperatura del agua de mar superficial para las condiciones de temperatura del agua de la superficie del mar en Cuba y una temperatura del agua del fondo fijada convenientemente. Se analiza la influencia de la presión a la entrada de la turbina estableciéndose su valor óptimo técnico económico para el precio de la electricidad en Cuba.

**Palabras claves:** *energía del mar, electricidad, ciclos, OTEC, eficiencia, inversiones, optimización.*

---

## Introducción.

### **La energía térmica del océano.**

“Los océanos cubren un poco más del 70 por ciento de la superficie de la tierra. Esto lo hace el colector y sistema de almacenamiento de energía solar más grande del mundo. 60 millones de kilómetros cuadrados de mares tropicales absorben una cantidad de calor suministrado por la radiación solar igual a aproximadamente la contenida en 250 mil millones de barriles de petróleo en un medio día. Si menos de 0.1 por ciento de la energía solar almacenada en el océano pudiera convertirse en potencia eléctrica, proporcionaría más de 20 veces la cantidad total de electricidad consumida en Estados Unidos en un día (263 millones de habitantes)” (Bechtel y Netz, 2001), sin dudas está cantidad de potencia es suficiente para satisfacer las necesidades actuales de la humanidad si se tiene en cuenta que este país consume el 25 % de los energéticos usados en el planeta e incluso las necesidades a corto plazo, pudiendo llegar a incrementarse en una cuantía no analizada aún.

El agua de la superficie del océano tiene una mayor temperatura que la de su fondo, variando la temperatura del agua superficial acorde con la latitud y la intensidad de radiación solar asociada a esta y con la existencia de corrientes marinas. La temperatura del agua de mar se reduce con el aumento de la profundidad (Vega, 2001; Binger, 2003), en el fondo del océano la temperatura se ve afectada por la corriente fría originada por el deshielo de los polos. Los sistemas de conversión de la energía térmica del océano OTEC usan la diferencia de potenciales térmicos natural del océano, el hecho citado de que las capas de agua del océano tienen diferente temperatura, para producir energía eléctrica en un ciclo productor de potencia.

Se reportan diferentes tipos de ciclos de conversión de energía térmica del océano, dentro de los que se destacan el ciclo abierto y el ciclo cerrado Rankine, existiendo dos variantes de este último, el propuesto por Kalina (1983), que usa como sustancia de trabajo la

mezcla amoníaco agua y el ciclo de Uehara el que usa además el principio de calentamiento regenerativo de dicha mezcla (Uehara, 2001). El ciclo abierto usa como sustancia de trabajo el agua tibia de la superficie del mar, lo que obliga a utilizar un bajo valor de presión para su evaporación y provoca que los rotores de la turbinas sean de grandes dimensiones, lo que es una limitación constructiva en plantas de tamaño comercial, sin embargo, los ciclos cerrados usan como sustancia de trabajo fluidos de bajo punto de ebullición, puros como amoníaco, propano, etc, o mezclas como la mezcla amoníaco-agua, con presiones de trabajo en el orden de 0.5 a 1 MPa de acuerdo a la temperatura del agua de la superficie y de la profundidad a que se toma el agua fría, por lo que las dimensiones de los rotores de la turbina son de pequeño tamaño y “se encuentran en el rango de presiones en que se construyen las turbinas en la actualidad, por lo que no constituye una dificultad o reto tecnológico su fabricación” según afirmaba McGowan ya en lejana fecha (McGowan, 1982).

Se reportan diferentes valores de la diferencia de temperatura oceánica y de profundidad marina a la cual se toma el agua fría aplicadas en el diseño de plantas OTEC, efectuado por firmas e investigadores de los Estados Unidos (McGowan, 1982) (Vega, 2001), de Japón como Uehara y sus colaboradores (Uehara et al, 2000) variando la diferencia de temperatura entre la superficie del mar (fuente caliente) y la de la profundidad a la que se toma el agua fría (foco frío) utilizados en el diseño de centrales termo oceánicas en el rango de 17,8 °C a 22,0 °C (McGowan, 1982), pudiendo alcanzar 24 °C o más en Cuba para 1000 m o más de profundidad de la toma de agua fría. Esta diferencia de temperaturas existente entre la fuente caliente y la fuente fría es muy pequeña, póngase como elemento de comparación una central eléctrica que trabaja con petróleo, la temperatura adiabática en la llama es muy superior a 1100 °C y la del agua de enfriamiento suministrada al condensador es inferior o igual a 30 °C, por lo que la diferencia de potenciales térmicos es superior a los 1000 °C. La pequeña diferencia de potenciales térmicos utilizada en el ciclo y la central OTEC hace que la eficiencia del ciclo termooceánico alcance valores entre 2,5 y 3,1 % para el caso del empleo del ciclo Rankine cerrado típico (McGowan, 1982), (Vega,2001) y valores de 1,5 a 2 veces el valor alcanzado para un ciclo Rankine simple para el caso del empleo de calentamiento regenerativo de la sustancia de trabajo con uso de mezclas amoníaco agua (Uehara, 2000), los que como se aprecian son muy bajos si se comparan con los de las centrales termoeléctricas, los cuales varían entre 35 y 80 % (Rizhkin, 1979) e incluso teóricamente pueden alcanzarse valores superiores en las instalaciones con calorificación considerando calor útil toda la energía entregada a procesos.

(Fernández Díez, 2003) afirma que “El rendimiento de una máquina térmica está acotado por el Principio de Carnot; una máquina del tipo OTEC evolucionando entre las temperaturas,  $T_1 = 30^{\circ}\text{C}$  y  $T_2 = 4^{\circ}\text{C}$  tendría un rendimiento máximo  $\eta_{\text{máx}} = 8,6 \%$ , el que en la práctica se reduciría a valores del orden de 3 a 4%, por lo que la generación de una cantidad de energía apreciable del orden de los MW exige utilizar enormes cantidades de agua”, lo cual ha sido expresado de una u otra forma por diferentes autores, y se argumenta a continuación.

Las pequeñas diferencias de temperatura disponibles, las cuales varían con la zona geográfica y la profundidad del fondo del mar o son fijadas a voluntad por el proyectista

para lograr el objetivo que se propone, obligan al uso de flujos de agua de la superficie del mar y del fondo muy grandes, requiriéndose de una relación entre el agua superficial y la potencia instalada de 4,1 a 11,3 m<sup>3</sup>/MW y entre el agua profunda fría y la potencia instalada de 2,78 a 12 m<sup>3</sup>/MW, según se establece a partir de la información consultada referenciada y reportada en Internet. La razón entre el agua caliente y el agua fría es mayor que la unidad, alcanzando hasta valores de 2, de forma que se use el menor flujo de agua fría posible y, por ende, del diámetro de su tubería de suministro, ya que el sistema de tuberías de agua fría es muy costoso, llegando a alcanzar hasta el 50 % del costo de la central, porcentaje este que disminuye con el incremento de la potencia instalada y la reducción de la longitud de la tubería según se concluye del análisis de los reportes de Fernández Diez, Girotec y otros autores.

Se reporta (Vega, 2001) una propuesta de planta precomercial de 5 MW de tipo cerrado Rankine simple para una temperatura del agua superficial que varía en el rango de 24 a 28 °C con una temperatura media de 26 °C y una temperatura promedio del agua fría a la profundidad de 1000 m de 4,5 °C, la que varía en el rango de 4 a 5 °C, y dos valores de potencia que se estima pueda ser alcanzado en el sitio estudiado en correspondencia con la temperatura de la superficie del mar (fija un flujo de agua superficial de 26.4 m<sup>3</sup>/s y para la temperatura de diseño de 26°C se producen 5.26 MWneto y para la condición de máxima temperatura del agua superficial de 28 °C se producen 6.98 MWneto). En las costas de Cuba la temperatura de la superficie del mar varía por lo común en el rango de 24 a 30 °C, aunque se registran valores menores en la costa norte, encontrándose las temperaturas más frecuentes entre 25 y 30°C, siendo común este rango de valores a otras zonas del Caribe. Plantea (Binger, 2003) que varía en el rango de 26 a 30 °C en Jamaica y en otras regiones del Caribe, lo cual es acertado en aguas al sur de Cuba. La profundidad del agua de mar en las zonas costeras de Cuba alcanza valores de 1000 m o más a menos de 1 km de la costa según (McGowan, 1982), y (Binger, 2003)), profundidad que realmente se alcanza a esta distancia de la costa en zonas muy específicas, como al sur de la Sierra Maestra, encontrándose en otras profundidades de 700 m y más a menos de 2,5 km, como en la zona costera del norte de Matanzas, pudiéndose decir en general que cerca de las costas cubanas la profundidad del mar puede ser pequeña o abismal como ocurre al sur de las provincias orientales con valores intermedios dispersos a lo largo del litoral y distancia relativamente corta de la costa, existiendo una variedad de posibilidades de uso práctico de este recurso. No se reportan resultados de la simulación del trabajo de este tipo de instalaciones para las condiciones de Cuba, por lo que en este trabajo se persigue como objetivos:

Establecer una metodología de cálculo energético y estimación de los parámetros principales del proceso inversionista de ciclos de conversión de la energía térmica del océano, elaborando una aplicación en TK Solver Plus para permitir su rápida solución.

Demostrar, mediante simulación, las posibilidades que brinda la tecnología de conversión de la energía almacenada en el océano para la producción de energía eléctrica en condiciones de área costera de Cuba.

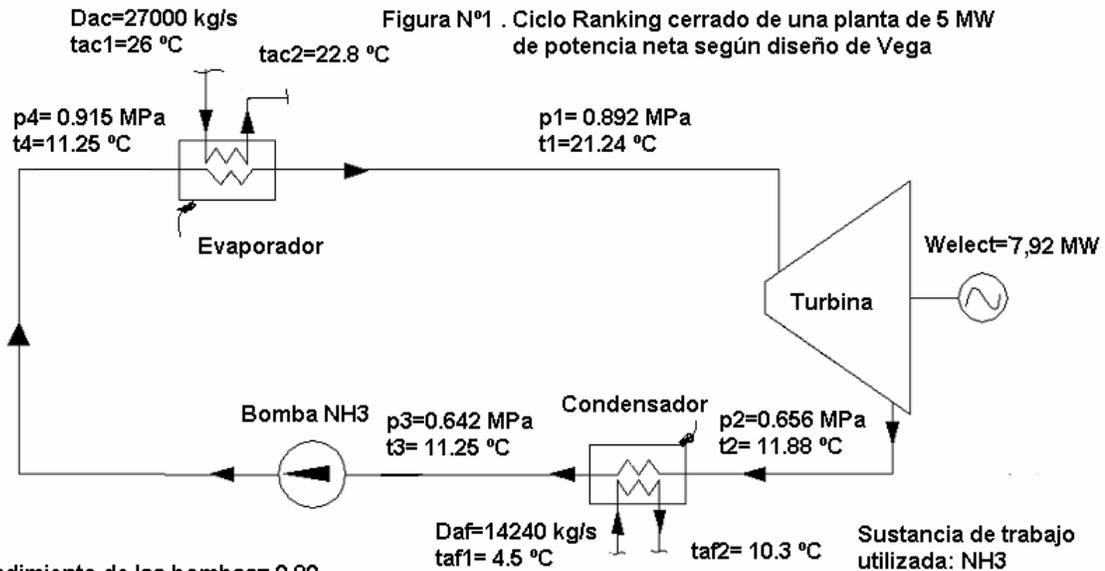
## **Materiales y métodos.**

Este consiste en describir el esquema térmico principal del ciclo Rankine OTEC y las características de su funcionamiento, así como las ecuaciones principales del modelo matemático que permite efectuar el cálculo técnico y económico del ciclo, lo cual se expone a continuación.

### **Esquema térmico principal de un ciclo para la conversión de energía térmica del océano tipo Rankine.**

El esquema térmico principal típico de una central eléctrica que usa la energía térmica contenida en el océano como fuente de suministro de energía es un ciclo Rankine cerrado simple, como se muestra en la Figura 1, está compuesto de un evaporador (caldera) (1), una turbina (2) con generador de energía eléctrica acoplado (3), un condensador (4) y una bomba para impulsar la sustancia de trabajo hasta el evaporador (5). En el evaporador, el agua tibia de la superficie del océano entrega parte de su energía a la sustancia de trabajo, por lo común sustancias puras de bajo punto de ebullición: amoníaco, freones y propano (McGowan, 1982), (Vega, 2001), (Fernández Díez, 2003), etc, la mezcla amoníaco agua (Uehara, 2000), etc, la cual se evapora en este, abandonando el equipo en condiciones cercanas a las de saturación. El vapor producido entrega trabajo a los alabes de la turbina haciendo girar el eje y con esto se acciona el generador de energía eléctrica produciéndose electricidad. Al vapor expansionarse en la turbina y entregar trabajo se produce una reducción de su presión y temperatura, abandonando la turbina a la temperatura de saturación correspondiente a la presión  $p_2$ , entrando posteriormente al condensador donde, debido a la menor temperatura del agua fría del fondo del océano, se condensa. En el condensador el vapor sufre una pequeña caída de presión, por lo cual la presión y temperatura de salida son menores a las de entrada. Una bomba es utilizada para impulsar la sustancia de trabajo hasta el evaporador, elevando su presión de forma que esta sea mayor que la presión en la línea de entrada a la turbina para reponer la caída de presión que se produce en el evaporador y en la tubería. La temperatura de la sustancia de trabajo al entrar al evaporador no difiere significativamente de la de salida del condensador.

En la literatura se reportan resultados de la evaluación de centrales eléctricas para la conversión de la energía térmica del océano OTEC de pequeña capacidad y proyectos de centrales precomerciales (Girotec, 1994), (Vega, 2001) y de grandes dimensiones con base en el mar (McGowan, 1982), (Bechtel, M. y E. Netz, 2001), (Fernández Díez, 2003), demostrándose su factibilidad técnico económica para centrales de gran potencia.



Rendimiento de las bombas= 0.80  
 Rendimiento del motor de las bombas= 0.90  
 Rendimiento relativo interno de la turbina= 0.80  
 Rendimiento electromecánico del generador= 0.90  
 Rendimiento termodinámico del ciclo= 3.1 %  
 Rendimiento de la central= 2.3 %

### Modelo matemático del balance de energía de una central de conversión de energía térmica del océano OTEC para la producción de energía eléctrica.

El modelo matemático elaborado para el estudio energético de una central eléctrica OTEC, y de su ciclo, consta de los siguientes componentes, reportándose a continuación algunas de las ecuaciones utilizadas:

Ecuaciones para la estimación de propiedades de la sustancia de trabajo.

Ecuaciones para la estimación de propiedades del agua de mar.

Balance de energía en los equipos componentes del ciclo OTEC.

Para el ciclo Rankine simple las ecuaciones son:

$D_{ac} * ((h_{ac1} - h_{ac2}) * \eta_{evap}) = D_r * (h_1 - h_4);$	balance de energía en el evaporador
$D_r * ((h_1 - h_2) * \eta_{em} * \eta_{ri}) = W_{elect};$	balance de energía en el turbo generador
$D_{af} * (h_{af2} - h_{af1}) = \eta_{cond} * D_r * (h_2 - h_3);$	balance de energía en el condensador
$W_{bomba} * (\eta_{bomba} * \eta_{motor}) = D_r * (h_4 - h_3);$	balance de energía en la bomba

Índices energéticos del ciclo y de la central OTEC.

a. del ciclo

$\eta_{th} = W_{net} / Q_a$ ; eficiencia termodinámica neta del ciclo

$W_{net} = (h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)$ ; trabajo neto del ciclo

$W_t = (h_1 - h_2)$ ; trabajo entregado por la sustancia de trabajo a la turbina

$W_b = h_4 - h_3$ ; trabajo entregado por la bomba a la sustancia de trabajo (amoníaco)

$Q_a = h_1 - h_4$ ; calor suministrado a la sustancia de trabajo en el ciclo (evaporador)

b. de la central

$\eta_{\text{cen bruta}} = W_{\text{elect}}/Q_{\text{cen}}$ ; eficiencia bruta de la central eléctrica  
 $Q_{\text{cen}} = D_{\text{ac}}*(h_{\text{ac1}}-h_{\text{ac2}})$ ; calor entregado por la fuente caliente a la central eléctrica  
 $\eta_{\text{cen neta}} = W_{\text{electneta}}/Q_{\text{cen}}$ ; eficiencia neta de la central eléctrica  
 $W_{\text{electneta}} = W_{\text{elect}}-W_{\text{bombas}}$

$W_{\text{bombas}} = W_{\text{bombaNH}_3} + W_{\text{bomba ac}} + W_{\text{bomba af}}$

c. otros índices energéticos.

$Relect = W_{\text{elect}}/W_{\text{electVega}}$ ; razón entre la potencia bruta producida por la planta analizada y la potencia bruta producida por la planta de Vega

$R_{\text{agua}} = D_{\text{ac}}/D_{\text{af}}$ ; razón entre el flujo de agua caliente y el flujo de agua fría

$\Delta t_{\text{af}} = t_{\text{af2}} - t_{\text{af1}}$ ; incremento de temperaturas en el fluido o foco frío

$\Delta t_{\text{ac}} = t_{\text{ac1}} - t_{\text{ac2}}$ ; caída de temperaturas en el fluido o foco caliente

$\Delta t_{\text{fuentes}} = t_{\text{ac1}} - t_{\text{af1}}$ ; diferencia de temperatura entre el foco caliente y el foco frío a la entrada de la planta

Otros como flujo de agua fría y de agua caliente por unidad de potencia producida, etc.

d. Método de estimación del cálculo del costo del ciclo OTEC.

El método consiste en la actualización de los costos de plantas de capacidad conocida y en el cálculo del costo actual de la planta de capacidad deseada utilizando la fórmula de las seis décimas (Turton et al, 1998).

e. Método de cálculo de indicadores del proceso inversionista.

Ganancia, costo de producción, costo de la potencia instalada y de la potencia neta (millones \$/MW), tiempo de recuperación (simple, con tasas de interés del 10 y del 20 % y con tasas de interés del 20 % e impuesto sobre la renta del 20 %), costo unitario de producción (\$/\$), costo unitario de generación (\$/kWh), valor actual neto, etc.

f. Cálculo del beneficio total de la inversión.

Beneficio por producción de electricidad, por ahorro de combustible y por reducción de las emisiones y beneficio total obtenido como suma de todos los beneficios anteriores (Landa, 2003), (Landa y Vizcón, 2004). Cálculo del tiempo de recuperación de la inversión y del valor actual neto considerando todos los beneficios (Landa, 2006).

Este modelo fue resuelto mediante el software TK Solver versión 5.0.

Para dar solución al modelo se definieron valores de diferentes parámetros que intervienen en el cálculo de acuerdo a la experiencia internacional y las condiciones propias del área costera de Cuba, como son:

Los valores de la presión de la sustancia de trabajo en cada punto del ciclo. Se tomó como punto de partida los valores reportados por (Vega, 2001) para el análisis de validación del modelo y para la obtención de algunos de los resultados. Estos valores fueron modificados posteriormente, a conveniencia del analista, en correspondencia con las temperaturas del foco caliente y del foco frío.

Se consideró que:

- a la salida del evaporador, la sustancia de trabajo se encuentra en la línea de saturación.
- la temperatura de la sustancia de trabajo a la entrada del evaporador es igual a la de salida del condensador, por lo que el líquido entra subenfriado al llegar al evaporador,

despreciándose el calentamiento del líquido por fricción en el interior de la bomba y la línea de tuberías.

- se adopta un valor de caída de presión de la sustancia de trabajo en cada uno de los equipos similar al reportado por (Vega, 2001).

Para validar el modelo se corrió el programa elaborado utilizando los valores de presión y flujos del agua de mar superficial reportados por (Vega, 2001) obteniéndose una precisión adecuada (ver Tabla 1).

Tabla 1. Validación del modelo matemático de evaluación energética de un ciclo de potencia eléctrica termo oceánica Rankine simple.	
Parámetros	Divergencia entre el valor calculado y el reportado (%)
Flujo de agua de mar fría	1.2
Potencia eléctrica producida	0.12
Flujo de sustancia de trabajo	1.39

### **Planeamiento investigativo.**

En este caso se analiza la influencia:

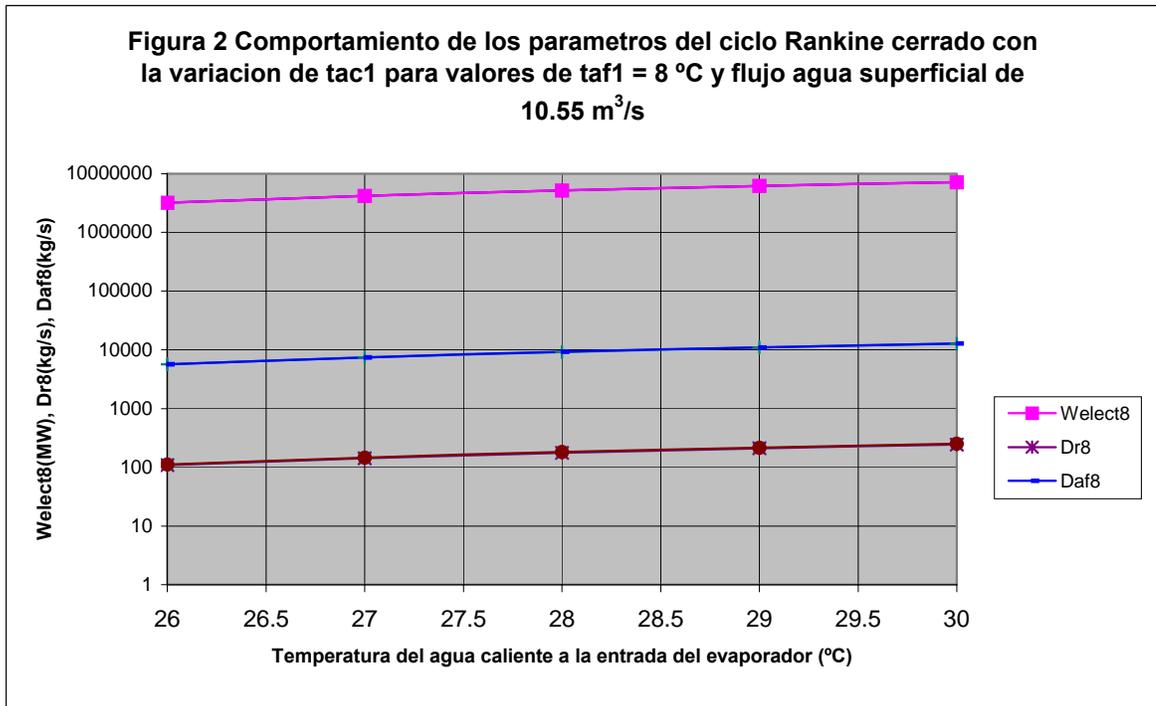
- del incremento de la temperatura del agua de mar sobre la producción de energía eléctrica y otros parámetros de trabajo del ciclo y de la central OTEC para los valores de presión establecidos por Vega.
- de la presión de la sustancia de trabajo a la entrada de turbina sobre la eficiencia y otros parámetros de trabajo del ciclo y la central.

### **Resultados. Análisis de resultados.**

#### **Influencia de la temperatura del agua superficial sobre parámetros del ciclo Rankine simple OTEC.**

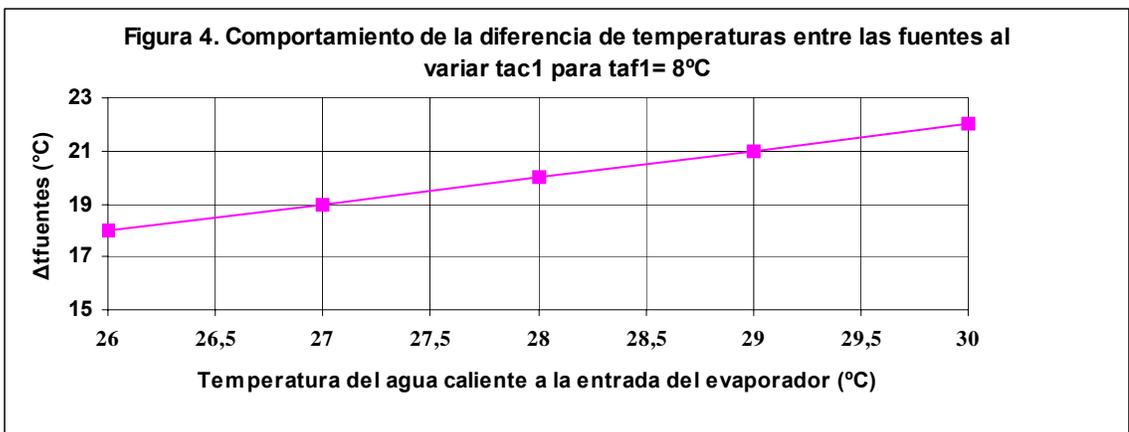
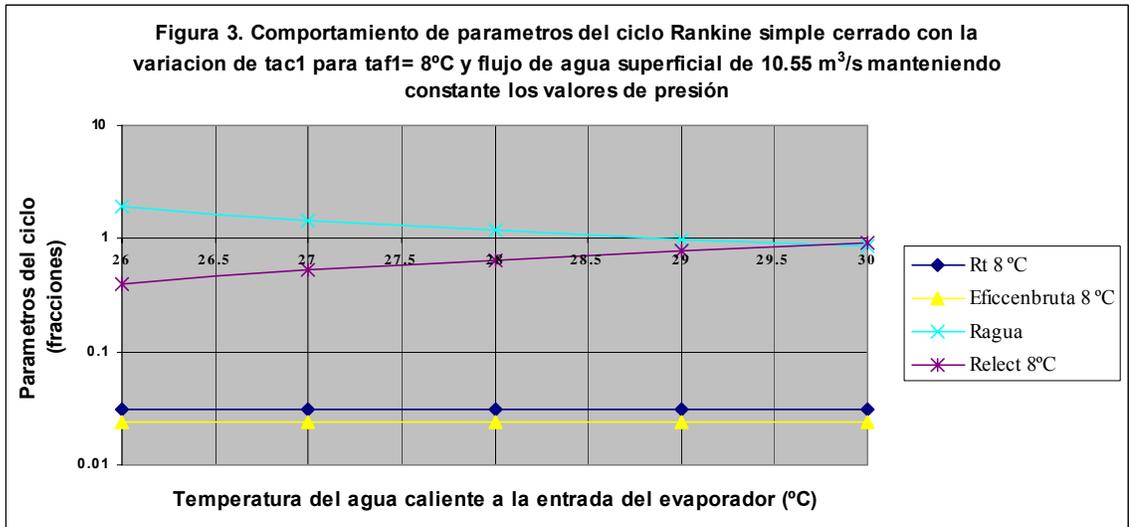
Utilizando el software desarrollado se simula la influencia de la temperatura del agua superficial sobre diferentes parámetros de trabajo del ciclo, los cuales se recogen en las Figura 2 y 3, tomando como valores de presión (ver Figura 1) los reportados por (Vega , 2001) los que se consideran constantes para cualquier valor de temperatura del agua de la superficie, fijando como profundidad la cota de 700 m a la cual corresponde una temperatura del agua fría del fondo de 7 a 8 °C correspondiente a la costa norte de la bahía de Matanzas, tomándose para el análisis 8 °C, valor previsto por George Claude para la prueba de la tecnología OTEC de ciclo abierto desarrollada en la zona en la década del 30 del pasado siglo cuando demostró que se podía generar energía eléctrica aplicando este principio, para un flujo de bombeo instalado en una central termoeléctrica de capacidad conocida, de forma que se interiorice por el lector las potencialidades que puede tener la zona costera en Cuba para la producción de energía eléctrica, por lo que se toma un flujo de agua superficial de 10.555 m<sup>3</sup>/s (aproximadamente 10800 kg/s). En la Figura 2 se observa que en la medida que aumenta la temperatura del agua de la superficie aumenta la producción de energía eléctrica lo que trae como consecuencia que

aumente el flujo de sustancia de trabajo a emplear y el flujo de agua de mar fría, por lo que aumentan las dimensiones y costos de los equipos que componen el ciclo.



En la Figura 3 se aprecia que en la medida que aumenta la temperatura del agua de la superficie la eficiencia neta del ciclo ( $R_t$ ) y de la central eléctrica ( $E_{ficcenbruta}$ ) permanecen constantes, lo que es debido a que estas están determinadas por los valores de la presión en el ciclo y estos no cambian, además se observa como la eficiencia bruta de la central es menor, como es de esperar, que la eficiencia termodinámica del ciclo y que sus valores son muy pequeños, 0,023 y 0,031 respectivamente. Además se aprecia que la razón entre el agua caliente y el agua fría ( $R_{agua}$ ) se reduce paulatinamente y tiende a la unidad, mientras que la razón entre la potencia eléctrica bruta producida y la potencia bruta de la planta de Vega ( $Relect\ 8\ ^\circ C$ ) crece con la temperatura y tiende a la unidad, ya que pese a que el flujo de agua es varias veces menor que el utilizado por Vega el crecimiento de la temperatura determina un incremento notable de la generación de potencia eléctrica.

En la Figura 4 se muestra la variación de la diferencia de temperaturas entre la fuente caliente y fría, la cual varía entre 18 y 22 °C.



Al compararse los resultados de la Fig. 4 con los resultados de la Fig. 3 se aprecia que en la medida que aumenta la diferencia de temperatura entre las fuentes ( $\Delta t_{fuentes}$ ) la potencia eléctrica crece y la razón agua caliente agua fría se reduce, lo que es de esperar debido a que el potencial térmico del agua caliente aumenta.

En la Tabla 2 se reportan valores de las potencialidades de producción de energía eléctrica  $W_{elect}$ , flujo de sustancia de trabajo requerido por el ciclo  $D_r$ , flujo de agua fría  $D_{af}$  y el costo de la planta  $C_{total}$  a instalar para la temperatura de la toma de agua fría de  $8^{\circ}\text{C}$  tomada como base, al aumentar la temperatura del agua caliente entre  $26$  y  $30^{\circ}\text{C}$ .

Se observa que:

- Se puede producir con agua fría a  $8^{\circ}\text{C}$ , variando la temperatura del agua superficial entre  $26$  y  $30^{\circ}\text{C}$  (potencial térmico del agua superficial en Cuba en la costa sur durante todo el año, el cual es mayor aún según los especialistas de meteorología) una potencia que varía de  $3.19$  a  $7.15 \text{ MW}$ , siendo su valor máximo una cifra que es considerable si se compara con la planta precomercial de Vega, la cual fue diseñada para un flujo de agua superficial  $2,5$  veces mayor y produce

solo 7,92 MW de potencia bruta. Este resultado pone de manifiesto las grandes potencialidades de este recurso renovable en Cuba. De instalarse una planta con el mismo flujo de agua de mar de la propuesta por Vega la potencialidad de producción de potencia variará entre 7.9 y 17.8 MW en el rango de temperatura estudiado, con un valor de 12.93 MW para la temperatura media o de diseño.

- El costo del MW bruto instalado varía de 4.19 a 3.06 millones de USD para el rango de temperatura estudiado y para la temperatura de diseño (28 a 29 °C) de una planta OTEC que se instale al sur de Cuba, se debe encontrar entre 3.484 y 3.2475 millones mientras que en una central termoeléctrica es de 1 millón, por lo que, teniendo en cuenta que no consume petróleo esto indica que en un período corto se recuperará la inversión. Según (Bretchel y Netz, 2001) una central eléctrica instalada en el mar de 100 MW costaba 215 millones de dólares en el momento de publicar su trabajo y se recuperaba la inversión en menos de 4 años, siendo el costo del MW instalado de 2.15 millones, mientras que en este caso de estudio el valor del costo unitario de la potencia instalada no es notablemente superior, por lo que la inversión se recuperará en un tiempo no mucho mayor pese a ser esta planta de pequeña potencia; la reducción de la potencia, como se sabe, tiende a incrementar los costos unitarios de cualquier planta de potencia. De usarse el flujo de agua caliente de la planta de Vega el costo unitario de la potencia instalada se reduce en gran medida ya que aumenta la capacidad de la planta, lo que es conocido.

**Tabla 2. Parámetros estimados del diseño de un ciclo OTEC Rankine simple que trabaja con un flujo de agua superficial (foco caliente) igual al entregado por las bombas de la CTE A. Guiteras y temperatura del agua fría de 8 °C.**

Tac (°C)	W8°C (MW)	Dr8°C (kg/s)	Daf8°C (kg/s)	Caf8°C (10 <sup>-6</sup> \$)	Cuaf8°C (10 <sup>-6</sup> \$/MW)
26	3.19	108.44	5695.28	13.46	4.219
27	4.18	142.26	7471.48	15.84	3.789
28	5.17	176.05	9245.98	18.01	3.484
29	6.16	209.8	11018.78	20	3.2475
30	7.15	243.52	12789.87	21.88	3.060

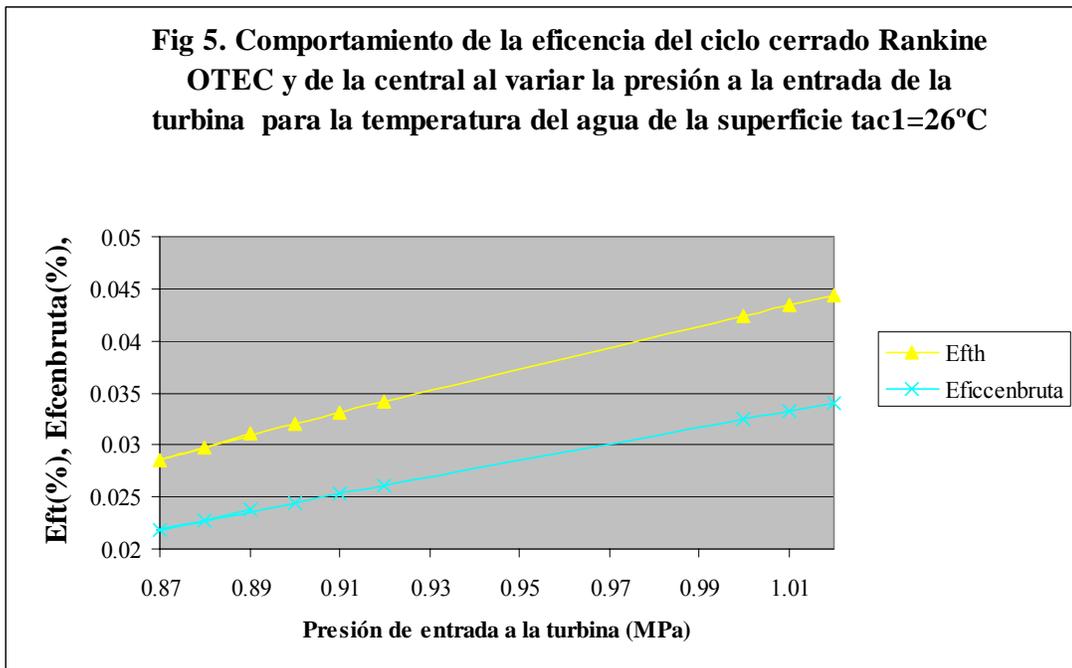
Es necesario señalar que se pueden alcanzar valores de potencia superiores a los mostrados si se optimizan los parámetros de trabajo del ciclo.

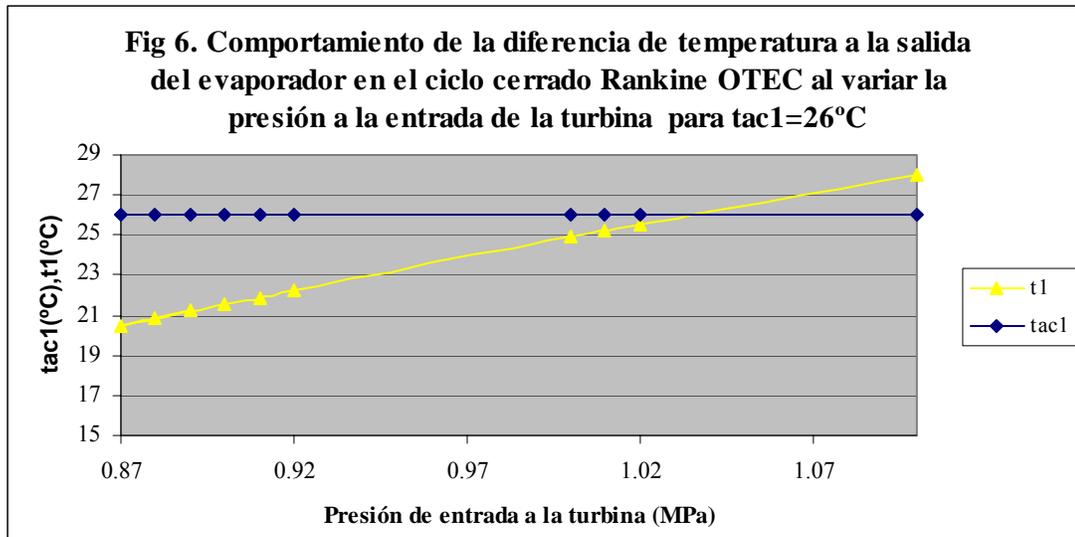
### **Influencia de la presión a la entrada de la turbina sobre parámetros del ciclo OTEC.**

El análisis de la influencia de la presión sobre el comportamiento de los parámetros de trabajo del ciclo se muestra en las Figuras 5 y 6 tomando como temperatura del agua superficial el valor de 26 °C, temperatura del agua fría de 4.5 °C y un flujo de agua superficial de 27000 kg/s (Vega, 2001). En la Figura 5 se observa que al aumentar la presión a la entrada de la turbina la eficiencia del ciclo y de la central aumentan en forma notable (42 % para una presión de 1.02 MPa) respecto a la presión de 0.89 MPa utilizada

por Vega. Sin embargo, en la Figura 6 se aprecia que para valores de presión de 1.1 MPa a la entrada de la turbina la temperatura es de 28.02 °C, por lo que el agua superficial no puede transferir energía a la sustancia de trabajo a este valor de presión en el amoniaco, incluso a otros menores, haciéndose imposible el proceso; esto pone de manifiesto que la presión a la entrada de la turbina no se puede incrementar indiscriminadamente desde un punto de vista físico y hay que tener en cuenta además, que al aumentar la presión se reduce la diferencia de temperatura a la salida del evaporador entre el agua superficial y la sustancia de trabajo, por lo que la diferencia de temperatura promedio entre los fluidos, la que permite como se conoce el intercambio de calor en este equipo, se reduce aumentando por ende el área de transferencia de calor y con esta el costo del aparato, lo cual indica la necesidad de establecer el valor de esta presión por un procedimiento de optimización técnico económica, ya que al aumentar la presión aumenta la eficiencia del ciclo, pudiendo aumentar el valor de la producción de potencia, pero se incrementan los costos de inversión y de producción, lo cual es un problema a resolver para cada sitio geográfico en que se instale una planta de conversión de energía térmica del océano, sea su esquema térmico del ciclo tipo Rankine simple o un ciclo de absorción como el propuesto por Kalina o por Uehara.

**Fig 5. Comportamiento de la eficiencia del ciclo cerrado Rankine OTEC y de la central al variar la presión a la entrada de la turbina para la temperatura del agua de la superficie  $t_{ac1}=26^{\circ}\text{C}$**





### Optimización técnico económica.

Debido a las múltiples variables que influyen en un proceso de optimización técnico económica en este tipo de planta se centrará la atención solo en la influencia de la presión a la entrada de la turbina y se fijarán los demás parámetros del ciclo, por lo cual se establecerá el siguiente Planeamiento investigativo.

En este caso se analiza la influencia de la presión de la sustancia de trabajo a la entrada de la turbina sobre la eficiencia y otros parámetros de trabajo del ciclo y la central y sobre el comportamiento económico de la inversión de un esquema térmico de una planta de estructura similar a la de la planta reportada por (Vega, 2001). Para esto se fijan un grupo de parámetros de trabajo del ciclo en correspondencia con los reportes realizados por Vega ya que este obtuvo resultados de eficiencia altos para el tipo de fluido utilizado y usó un flujo de agua fría relativamente pequeño reduciéndose así los costos de la tubería de agua fría y su dificultad de montaje, partida de costos de notable influencia dentro de los costos totales de la planta, siendo los valores fijados los siguientes: el flujo y temperatura del agua superficial (27000 kg/s, 26 °C), la temperatura del agua fría de 4,5 °C, los valores de presión  $p_2$  y  $p_3$ , la caída de presión del  $\text{NH}_3$  en el condensador  $\Delta p_{\text{cond}}$  y el evaporador  $\Delta p_{\text{evap}}$ , y el salto térmico que se produce entre las corrientes de agua y de sustancia de trabajo en los intercambiadores de calor, de forma que la eficiencia del uso de estos equipos sea al menos igual que la reportada, siendo en general las consideraciones realizadas las siguientes:

- Se desprecia la caída de presión en las tuberías de trasiego de la sustancia de trabajo.
- A la salida del evaporador y entrada a la turbina la sustancia de trabajo se encuentra en la línea de saturación.
- Se desprecia el calentamiento del amoniaco por fricción en el interior de la bomba y la línea de tuberías, siendo la temperatura de la sustancia de trabajo a la entrada del evaporador igual a la de salida del condensador.

- Se utiliza la misma velocidad en la tubería de agua fría y agua superficial, así como en el sistema de tuberías de la sustancia de trabajo que la utilizada por (Vega, 2001).
- Se utiliza la misma diferencia de temperaturas entre la sustancia de trabajo al entrar y el agua de mar al salir del evaporador ( $t_{ac2} - t_4$ ) y del condensador ( $t_2 - t_{af2}$ ) que la reportada por (Vega, 2001).

Como se sobreentiende del análisis propuesto la presión a la entrada de la turbina  $p_1$  y del evaporador  $p_4$  varían a voluntad del analista, siendo  $p_4$  calculada como  $p_4 = p_1 + \Delta p_{evap}$ .

Al realizar el cálculo de prefactibilidad se han considerado los resultados del proyecto GENOTEC (GIROTEC, 1993) ya que en este se realiza una propuesta de inversión sumamente económica al considerar intercambiadores de calor de aleación de aluminio, los cuales resisten la acción corrosiva del agua de mar (Van Rizen y Leraand, 1992) y tuberías de plástico reforzado con fibra de vidrio para el conducto de agua fría. Se fija la longitud de la tubería de agua fría en 1 km. El cálculo del costo de la inversión se ha dividido en dos componentes, el primero, relativo al costo de la inversión realizada hasta la puesta a punto del equipamiento de la industria que garantiza la producción de electricidad y que fundamentalmente se comprará en el extranjero, y que incluye el costo de los equipos y componentes de la planta, y otros gastos como la gerencia de Ingeniería y Construcción, la instalación y puesta a punto de los equipos y de la industria y como segundo grupo el costo relativo a gastos que se deben realizar fundamentalmente en el país como son el costo de las edificaciones de la planta, la asesoría y permiso ambiental, el costo del sitio de la planta y de las tuberías, pese a lo cual se le asignó un valor en CUC, ya que la electricidad vendida se expresa en esta moneda y el costo de los componentes de la planta de referencia está expresado en divisas. Se considera una tasa de cambio de 1 dólar por 1 CUC. Adicionalmente se tuvo en cuenta una tasa de interés bancario del 20 % para todos los costos en que se incurre y un impuesto sobre la renta del 20 %. Se consideran costos para Operación y mantenimiento y para Reparación capitalizable del 10 % del costo de inversión. Se utiliza como precio de la electricidad el valor de 0,12 \$/kWh y el del petróleo de 100 \$/barril.

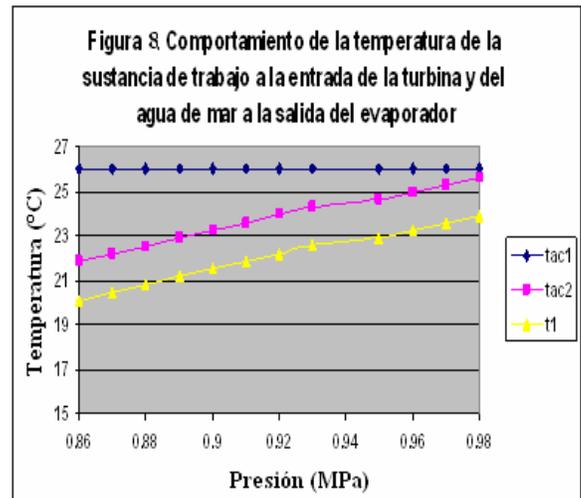
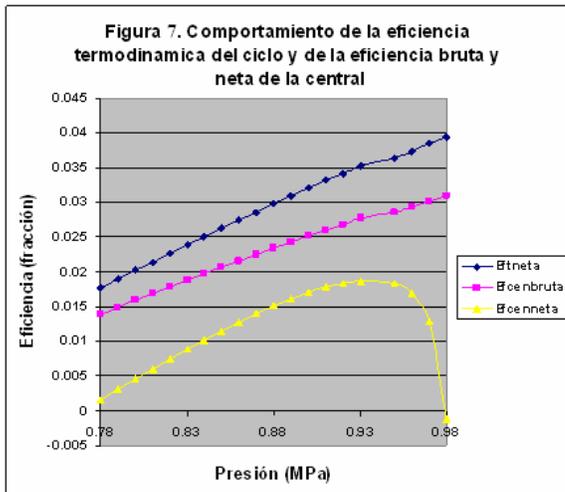
### **Resultados y análisis de resultados del proceso de optimización de la presión $p_1$ .**

Los resultados del análisis de la influencia de la presión sobre el comportamiento de los parámetros tecnológicos del ciclo se muestran en las Figuras 7 a 10 y el análisis de prefactibilidad económica se muestra en las Figuras 11 a 16.

En la Figura 7 se observa que al aumentar la presión se incrementa linealmente la eficiencia termodinámica neta del ciclo  $E_{ft}$  y la bruta de la central hasta la presión de 0,93 MPa a la cual se produce un cambio en el comportamiento de estos dos parámetros después del cual la variación continua incrementándose en forma lineal. El comportamiento de la eficiencia neta de la central primeramente crece, en forma no lineal, hasta alcanzar un valor máximo a la presión de 0,93 MPa y después comienza a reducirse paulatinamente. Puede observarse que los valores de eficiencia son pequeños, como era de esperar, la eficiencia neta de la central es muy inferior a la neta del ciclo, por ejemplo, para la presión de 0,89 MPa la eficiencia neta de la central es 0,016, valor ligeramente superior al 50 % de la eficiencia neta del ciclo 0,031. Para la presión de 0,93 MPa se obtiene el valor de eficiencia máxima neta de la central, 0,0186, mientras que la

eficiencia neta del ciclo es de 0,0353. Este gráfico indica que el valor de eficiencia y presión de trabajo de la planta reportado por Vega no es el máximo posible a alcanzar bajo estas condiciones de temperaturas de la fuente fría y caliente, e indica que la influencia de la presión sobre el comportamiento de la central debe ser analizada cuidadosamente.

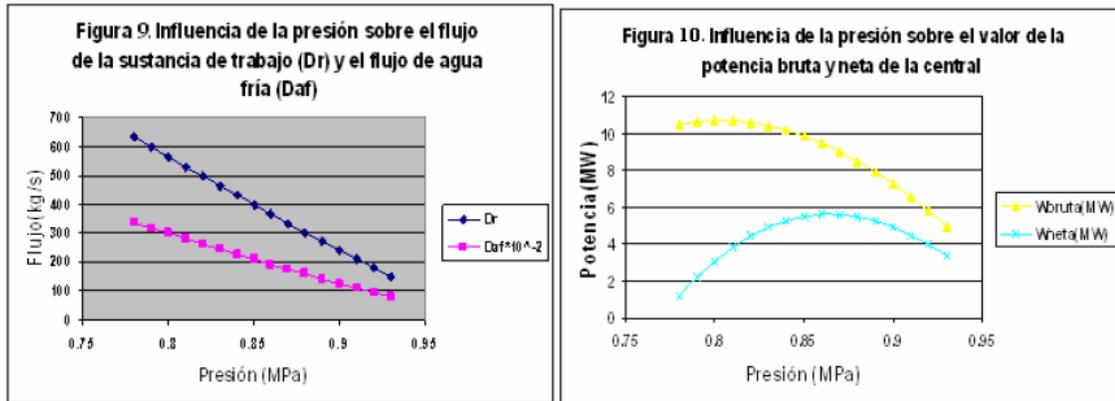
En la Figura 8 se observa que en la medida que aumenta la presión la temperatura a la entrada de la turbina  $t_1$  también crece, pero que, en correspondencia con el procedimiento utilizado de mantener fija la diferencia de temperatura entre el agente de calentamiento a la salida del evaporador y la sustancia de trabajo a la salida de este equipo, también se incrementa la temperatura del agente de calentamiento a la salida de este equipo, por lo que la diferencia de temperaturas del agua superficial ( $t_{ac1}-t_{ac2}$ ) se reduce y con esta el valor del flujo de calor cedido por la fuente caliente  $Q_{ac}$ , ya que  $Q_{ac} = D_{ac} \cdot C_{pac} \cdot (t_{ac1}-t_{ac2})$  y, adicionalmente, se reduce la diferencia de temperaturas promedio para la transferencia de calor en el evaporador, por lo que se incrementa el área de transferencia de calor ( $A$ ) requerida para transferir el flujo de calor prefijado por la consideración indicada.



En la Figura 9 se observa que al aumentar la presión se reduce el flujo de sustancia de trabajo y el flujo de agua fría requerido, ya que al incrementarse la presión se reduce el flujo de calor a transferir como ya se dijo y adicionalmente aumenta la entalpía a la entrada de la turbina, por lo que el flujo de amoníaco, y, por ende, de agua fría se reducen, siendo esta variación considerable, lo que trae como consecuencia que el costo de las tuberías de sustancia de trabajo y de agua fría y los sistemas en su conjunto reduzcan sus dimensiones y su costo, lo cual se abordará posteriormente.

En la Figura 10 se observa que al aumentar la presión se incrementa la producción de potencia bruta hasta que a la presión de 0,8 MPa alcanza un valor máximo de 10,725 MW reduciéndose su valor posteriormente. Algo similar ocurre con la potencia neta la cual alcanza un valor máximo de 5,61 MW a la presión de 0,86 MPa. El desfase del valor máximo de potencia eléctrica se debe a la reducción del flujo de sustancia de trabajo y

agua con el incremento de la presión pero, al mismo tiempo, se reduce el flujo de energía entregado al fluido de trabajo por el agua de mar superficial, por lo que pese a reducirse el consumo de los sistemas de bombeo es tal la reducción del flujo de calor que este predomina y el efecto resultante es a la reducción, tanto de potencia neta como de potencia bruta. Se observa que el valor máximo de potencia neta es superior al reportado por Vega (2001) en 0,35 MW.



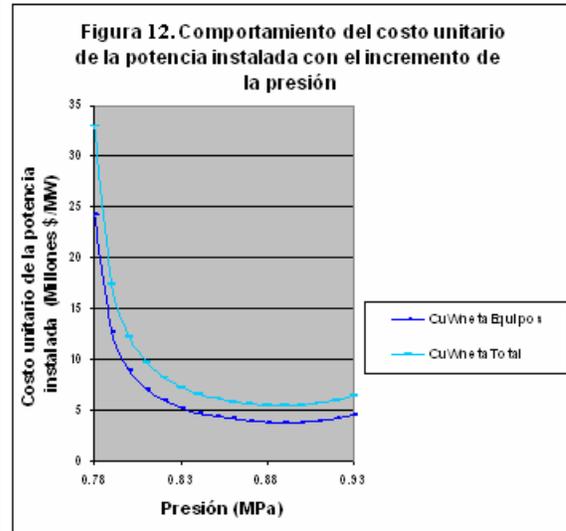
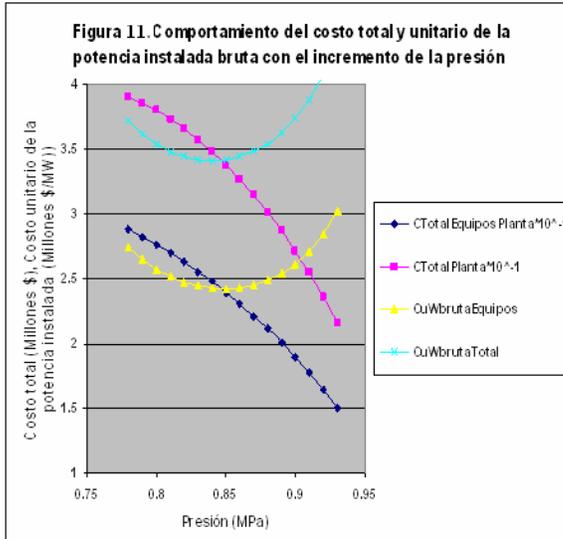
### Influencia de la presión sobre el cálculo económico de la planta.

En la Figura 11 se aprecia que al aumentar la presión se reduce el costo total de la planta  $CTotalPlanta$  y de inversión de los equipos  $CTotalEquiposPlanta$ , lo cual se debe primero al incremento de la eficiencia del ciclo y a la reducción de la potencia térmica a transferir y de la eléctrica producida lo cual hace que se reduzca el costo de la tubería de agua fría, evaporador, etc. Se observa que el costo unitario de la potencia bruta instalada total de la planta  $CuWbrutaTotal$  tiene un valor mínimo (3,41 Millones/MW) y de la potencia instalada incluyendo solo los equipos de la planta  $CuWbrutaEquipos$  tiene un valor mínimo (2,422 Millones/MW) para las presiones de 0,84 y 0,85 MPa respectivamente, lo cual se debe a la eficiencia relativamente alta de la planta al trabajar a estas presiones. Se observa que el costo de los equipos es el mayor componente del costo de la planta.

En el caso de una central termoeléctrica se acepta un costo de la potencia instalada de 1 millón/MW, por lo que, teniendo en cuenta que no consume petróleo la planta estudiada puede que en un corto período de tiempo se recupere la inversión. Según (Bechtel y Netz, 2001) una central eléctrica instalada en el mar de 100 MW costaba 215 millones de dólares en el momento de publicar su trabajo y se recuperaba la inversión en menos de 4 años, siendo el costo del MW de 2,15 millones mientras que en este caso de estudio el valor no es notablemente superior, especialmente si se tiene en cuenta solo el costo de los equipos, por lo que se presupone que la inversión se recupere en un tiempo no muy superior al reportado pese a ser esta planta de pequeña potencia, el cual, como se sabe, tiende a incrementarse al reducirse la potencia de la planta.

Como se observa en la Figura 12 el costo unitario mínimo de la potencia neta instalada, solo teniendo en cuenta los equipos y la inversión total, se encuentra a la presión de 0,89 MPa y es de 3,82 y 5,45 Millones \$/MW respectivamente. Si la inversión de la planta

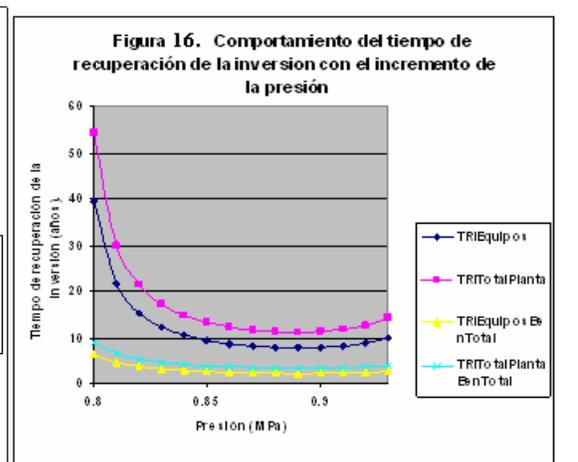
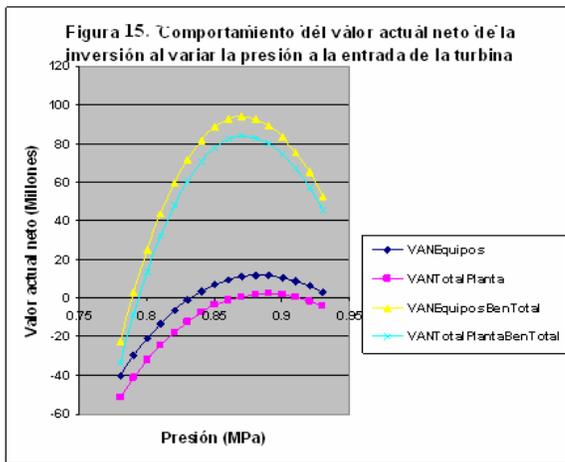
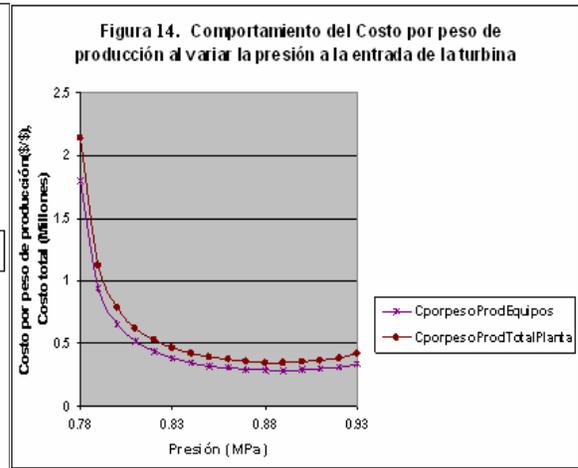
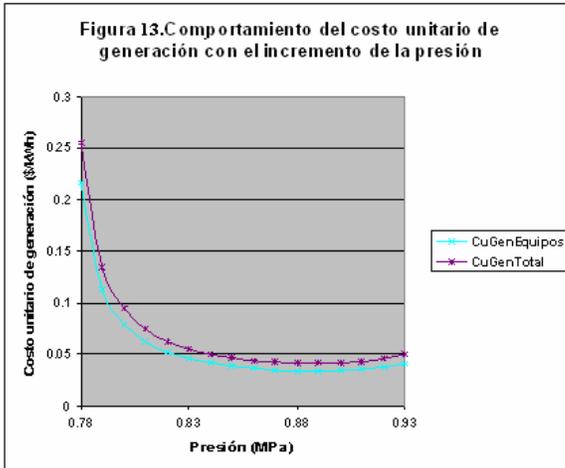
tiene como finalidad única la producción y venta de potencia eléctrica este valor de presión debe ser seleccionado en lugar del valor de presión para el cual la potencia bruta alcanza el valor máximo, ya que la potencia neta es la que brinda utilidades.



En la Figura 13 se observa que el costo unitario de generación tiene un valor mínimo a la presión de 0,89 MPa y toma el valor de 0,041887 \$/kWh cuando se tiene en cuenta todos los costos de la planta mientras que en el caso en que solo se tenga en cuenta el costo de los equipos es de 0,034294 \$/kWh. Estos valores son razonablemente bajos para el pequeño valor de la potencia generada, y no son muy superiores a los índices obtenidos para centrales termoeléctricas en Cuba.

En la Figura 14 se observa que el costo por peso de producción tiene un valor mínimo a la presión de 0,89 MPa siendo el valor mínimo teniendo en cuenta todos los costos el valor de 0,349 \$ de costo/\$ de electricidad vendida y considerando solo los equipos de 0,286 \$ de costo /\$ de electricidad vendida.

En la Figura 15 se representa el comportamiento del valor actual o presente neto VAN calculado: Primer Caso: incluyendo solo los beneficios económicos de la producción de electricidad (VANEquipos y VANTotal) y Segundo Caso: incluyendo la producción de electricidad y los beneficios adicionales que se alcanzan con la sustitución de la electricidad producida por esta planta en el Sistema Electroenergético Nacional por reducción del consumo de combustible requerido para su generación en centrales termoeléctricas y, por ende, por reducción del flujo de contaminantes atmosféricos emitidos (VANEquiposBenTotal y VANTotalBenTotal).



En la Figura 15 se observa que en el primer caso se alcanza el mayor valor para la presión de 0,89 MPa siendo su valor de 2,077 Millones de \$ si se incluyen todos los costos de la planta, para el caso de considerar solo el costo de los equipos el valor es de 11,75 Millones a la presión de 0,88 MPa. En el Segundo Caso (ver Figura 15) se observa que el VAN incluyendo todos los beneficios se incrementa en forma notable respecto al valor incluyendo solo la producción de electricidad, lo cual se debe al alto valor que alcanza actualmente el combustible, habiéndose obtenido que el mayor beneficio se alcanza por reducción del consumo de combustible, cuyo valor es superior a la producción de energía eléctrica y alcanza un máximo valor para las presiones de 0,87 MPa teniendo en cuenta tanto el costo total de la planta y como solo el costo de los equipos. Puede entenderse fácilmente que de continuar incrementándose el costo del combustible el valor máximo del VAN incluyendo todos los beneficios tenderá al valor de presión para el que la potencia neta producida por la planta sea máxima ya que los beneficios de ahorro de petróleo y de reducción de emisiones dependen del valor de la potencia neta producida. Es necesario resaltar el hecho de que la zona de presiones en las que es eficiente la inversión si se toma como base del análisis todos los costos de inversión y solo el

beneficio de la producción de electricidad se encuentra en el rango de presiones de 0,87 a 0,91 MPa ya que el valor del VAN es mayor que cero y que de incluirse los otros beneficios este rango se incrementa.

En la Figura 16 se muestra el comportamiento del tiempo de recuperación de la inversión el cual es similar al del valor actual neto, siendo para la presión de 0,89 MPa de 7,78 años incluyendo solo los equipos y para el caso en que se incluyan todos los costos es de 11,15 años, al considerar todos los beneficios el valor será de 2,34 y 3,35 años respectivamente. Debe tenerse en cuenta que los primeros valores son algo elevados pero admisibles en la energética ya que el costo que debe decidir la inversión según el autor es el relativo a los equipos por considerar la componente real en divisa, y este es menor de 8 años el que es un plazo adecuado para una inversión, más cuando esta sustituye importaciones y se evita la contaminación ambiental provocada por los gases de escape de la combustión y partículas sólidas que los acompañan y se limita en alguna medida el efecto invernadero, lo cual queda claro al observarse los bajos valores de tiempo de recuperación obtenidos al considerar todos los beneficios alcanzables.

De acuerdo a los resultados del análisis económico realizado es recomendable el empleo de la presión de 0,89 MPa en el diseño de la planta para las condiciones fijadas en el modelo ya que el dinero se recupera en forma más rápida y el valor actual neto es el mayor si se consideran todos los costos de inversión tanto para el caso en que se considere solo el beneficio de la producción de energía eléctrica como si se tienen en cuenta todos los beneficios, por lo que se considera que el valor de presión utilizada por Vega es un valor adecuado para estas condiciones de temperaturas del agua fría y caliente para los valores de precio de la energía eléctrica en Cuba y actuales del petróleo, debiendo seguirse atentamente la variación de los costos del combustible y su tendencia futura, así como su influencia sobre el precio de la energía eléctrica y de los costos de los componentes y sistemas de la planta ya que este resultado puede variar en correspondencia con la situación económica de un momento dado como indican los valores más ventajosos de otros parámetros a otros valores de presión como eficiencia de la central, costo unitario de potencia instalada, valor actual neto incluyendo todos los beneficios, etc., ya discutidos en el trabajo.

De incluirse en la inversión producciones OTEC cuyo volumen y valor dependa del flujo de agua fría este valor de presión podría ser diferente, ya que en ese caso el agua fría profunda rechazada por el ciclo a una temperatura ligeramente mayor que la del fondo permitirá la realización de nuevas producciones, a las que se le debe asignar un precio e incluirlas en el análisis del proceso inversionista; sobre esto se trabaja actualmente.

### **Conclusiones.**

Se ha desarrollado un modelo que permite evaluar energéticamente con rigor el trabajo de un ciclo Rankine cerrado simple OTEC que trabaje con fluidos de baja temperatura de ebullición puros y realizar el cálculo de prefactibilidad del mismo.

Se ha desarrollado un algoritmo utilizando el software TK Solver versión 5.0 que permite resolver el modelo desarrollado.

Se simula el trabajo del ciclo OTEC Rankine cerrado simple en condiciones del clima tropical de Cuba para diferentes temperaturas del agua superficial estableciéndose las grandes potencialidades de producción de energía eléctrica para las condiciones estudiadas, peculiares de las costas cubanas.

El modelo desarrollado permite realizar la optimización técnico económica de parámetros del ciclo Rankine cerrado simple, estableciéndose que el valor de presión al que se debe trabajar el ciclo cuando la temperatura de diseño del agua superficial es de 26 °C, la temperatura del agua fría del fondo es de 8 °C y el precio de la electricidad es de 0.12 \$/kWh es de 0.89 MPa por su menor valor del tiempo de recuperación de la inversión y su mayor valor del valor actual o presente neto.

De usarse en el análisis económico todos los beneficios alcanzados con la generación de electricidad con la central OTEC, o sea, la venta de electricidad y los costos externos de ahorro de combustible y reducción del impacto ambiental, el VAN se hace muy alto y el TRI se reduce hasta menos de 3,35 años.

El valor de presión al que se alcanzan los mayores valores de potencia bruta se encuentran a la presión de 0,80 MPa y de potencia neta a la presión de 0,86MPa, discrepancia que se debe a los grandes gastos de agua caliente y agua fría y el elevado valor de potencia que para su trasiego se requiere a estos valores de presión a la entrada de la turbina.

#### Recomendaciones.

Usar en el análisis económico los créditos de carbono y de azufre para tener otra vía de analizar el beneficio ambiental de esta tecnología y la repercusión financiera de la misma de forma que se obtenga u resultado positivo en forma monetaria y se reduzca efectivamente los costos de inversión y el tiempo de su recuperación de la inversión o al menos se mejoren los indicadores del proceso inversionista.

#### Bibliografía.

(Binger, Al, 2003), Potential and future prospects for Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) in small islands developing states (SIDS), Disponible en URL: [www.sidsnet.org/docshare/energy/20040428105917\\_OTEC\\_UN.pdf](http://www.sidsnet.org/docshare/energy/20040428105917_OTEC_UN.pdf). Consultado en Nov 5, 2007.

(Bechtel, M. y E. Netz, 2001), "OTEC - Ocean Thermal Energy Conversion", disponible en URL: <http://exergy.se/goran/cng/alten/proj/97/ot/ot.html#Intro>.

(Fernández Díez, 2003), "Energía Maremotérmica", pp. 1 – 13 citado: 2-ago-2003], disponible en URL : <http://www.hawaii.gov/dbed/6Termicamarina.pdf>.

(Landa García, Juan, 2003), Evaluación de un sistema de trasiego de miel de afinación de una refinería de azúcar de caña, Revista Avanzada Científica, Matanzas, Cuba, disponible en Internet en [www.atenas.inf.cu](http://www.atenas.inf.cu).

(Landa García, Juan, 2006). Simulación energética de los ciclos de conversión de la energía térmica del océano tipo Rankine simple. Potencialidades en las condiciones de Cuba. Trabajo presentado en el Foro Internacional de Energía y Compromiso Ambiental.

Coatzacoalcos, Veracruz, México. Nov de 2006. Publicado en las memorias del evento con ISBN 959-16-0482-3.

(Landa García, Juan, 2006). Metodología de cálculo energético de ciclos de conversión de energía térmica del océano y de bajos parámetros. Simulación del trabajo de ciclos OTEC y de bajas temperaturas anexos a instalaciones industriales que generan potencia y/o calor. XVI Forum de Ciencia y Técnica. Septiembre de 2006. Matanzas, Cuba

(Landa García, Juan y Roberto Vizcón Toledo, 2004), Estimadores cuantitativos de la emisión de contaminantes atmosféricos por combustión del petróleo crudo cubano y su efecto económico, Revista Ingeniería energética, Volumen XXV, (2):51-57, Ciudad de la Habana, Cuba.

(Mc Gowan, J. G., 1982), La conversión de la energía térmica oceánica: un recurso significativo, Revista Solar Energy, Volumen 18.

(Girotec, Consultado en el 2007), "Genotec Project", disponible en Internet en [www.bjelkeman.com/oteclibrary/otecdesigns/genotec-stcroix.pdf](http://www.bjelkeman.com/oteclibrary/otecdesigns/genotec-stcroix.pdf)

(Nakashima, T., 1995), Research activities at Korchi artificial upwelling laboratory on the utilization of deep seawater resources, IOA Newsletter, 6, No.4.1, disponible en Internet en: < <http://www.google.com>. >

(Rizhkin, V. Ya., 1979). "Centrales Termoeléctricas", dos tomos, Editorial Mir, Moscú, 1979, Habana, Cuba.

(Thorin, Eva, 2000), "Power cycles with ammonia-water mixtures as working fluid" Department: KTH, Chemical and Engineering and Technology. Disponible en URL: <[http://www.lania.mx/~ccoello/EMOO/leyland\\_thesis.pdf.gz](http://www.lania.mx/~ccoello/EMOO/leyland_thesis.pdf.gz)>. Consultado Junio 20, 2006.

(Uehara , H. , Y. Ikegami, y T. Nishida, 2000), "Performance Analysis of OTEC System Using a Cycle with Absorption and Extraction Processes", Journal of The JSME, No. 96-1696 (2000). Disponible en URL: [http://www.ioes.saga-u.ac.jp/OLD/about-otec-lab\\_e.html](http://www.ioes.saga-u.ac.jp/OLD/about-otec-lab_e.html). Consultado Junio 20, 2006.

(Vega, L. A. et al, 2001), "Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)", IOA Newsletter Vol.12, No.4/Winter 2001, disponible en URL: <http://www.Newsletter.com>.

(Vega L A., 1999). Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC). Hawaii, USA. 1999. Disponible en URL: [www.thermoptim.org/sections/enseignement/cours-en-ligne/fiches-guides-td-projets/fiche.../OTECbyVega\\_with\\_photos.pdf?](http://www.thermoptim.org/sections/enseignement/cours-en-ligne/fiches-guides-td-projets/fiche.../OTECbyVega_with_photos.pdf?)...

(L. A. Vega, 2003). Ocean Thermal Energy Conversion Primer. Marine Technology Society Journal. Winter 2002/2003, 6 (4): 25-35.

(Turton, Richard, Baile, R.C., Whiting, W.B y Shaeiwitz, J.A., 1998). "Analysis, synthesis and design of chemical process", Editorial Prentice Hall, New Jersey, E.U.A.

Van Ryzin J R y Leraand T. Air conditioning with Deep Seawater: A cost- Effective Alternative, Sea Technology Magazine, 1992 September, p. 37-43.