



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

PERSPECTIVA DEL REAPROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LAS
DESCARGAS TÉRMICAS EN LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA PRESIDENTE
JUÁREZ

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ALJET ACHKIENASI AMEZCUA

TUTOR (ES) PRINCIPAL(ES)
DR. RODOLFO SILVA CASARÍN
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO, AGOSTO 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. MENDOZA BALDWIN EDGAR GERARDO
Secretario: DRA. MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ CECILIA
Vocal: DR. MARIÑO TAPIA ISMAEL DE JESÚS
1^{er}. Suplente: DR. MARTELL DUBOIS RAÚL
2^{do}. Suplente: DR. SANTOYO CASTELAZO EDGAR

CIUDAD UNIVERSITARIA

TUTOR DE TESIS:

Dr. Rodolfo Silva Casarín

FIRMA

*“Doy gracias por las noches
que se hicieron mañanas, los
amigos que se hicieron familia
y por los sueños que se hicieron
realidad”*

AGRADECIMIENTOS.

ABSTRACT

This paper presents an analysis of how thermal discharges can be used to generate energy. The objective was to study if the water resulting from the condensing process of the Thermoelectric Power Plant "Presidente Juárez" can be used to generate energy, and obtain desalinated water from the CTEC (Costal Thermal Energy Conversion) technology. For which the state of the art of the subject in question was consulted, the characteristics of the study area were taken into account, it was determined through the methodology of Cerezo et al. The working fluid that most adapted to the conditions of the system, calculated the net power that could be obtained by the formulas of Nihous et al. as well as the amount of desalinated water that said plant could generate and some economic considerations were made having as references previous studies. The results obtained show the feasibility of carrying out this project since the net power is approximately 10 MW and can have important applications for local development and encourage new industries such as mari cultivation

Keywords: OTEC, net power

RESUMEN

La presente investigación muestra un análisis de cómo pueden emplearse las descargas térmicas para generar energía. Se planteó como objetivo estudiar si las aguas resultantes del proceso de enfriamiento del condensador de la Central Termoeléctrica Presidente Juárez pueden emplearse para generar energía y obtener agua desalinizada a partir de la tecnología CTEC (Costal Thermal Energy Conversion). Para lo cual se consultó el estado del arte del tema en cuestión, se tomó en cuenta las características del área de estudio, se determinó través de la metodología de Cerezo et al. el fluido de trabajo que más se adaptara a las condiciones del sistema, se calculó la potencia neta que se pudiera obtener por las fórmulas de Nihous et al. así como la cantidad de agua desalinizada que dicha planta podría generar y se realizaron algunas consideraciones económicas teniendo como referencias estudios anteriores. Los resultados obtenidos muestran la factibilidad de llevar a cabo este proyecto dado que la potencia neta es de aproximadamente 10 MW y pueden tener aplicaciones importantes para el desarrollo local e incentivar nuevas industrias como el mari cultivo.

Palabras claves: potencial energético, OTEC



CONTENIDO

Agradecimientos	iv
Abstract	v
Resumen.....	v
Índice de tablas	viii
Índice de figuras	ix
Introducción	1
Capítulo 1	5
1.1 Antecedentes	5
Ubicaciones más frecuentes de plantas OTEC	10
1.2 Energía del gradiente térmico, ciclos que se emplean	12
Ciclo Rankine.....	13
Ciclo Orgánico de Rankine.....	15
Ciclo Kalina.....	16
Ciclo Uehara.....	17
Ciclo Híbrido de Uehara.....	18
Capítulo 2	20
2.1 Ubicación geográfica del área de interés	20
2.2 Comportamiento del oleaje, las corrientes y las mareas (Cisco de Ensenada, S.A. deC.V., 2001)	22
Oleaje.....	22
Mareas	23
2.3 Comportamiento de la temperatura del mar	23
Comportamiento de la temperatura del mar en el área de estudio	25
Capítulo 3	32
3.1 Fluidos de trabajo	32
Fluidos de trabajo para el Ciclo Rankine Orgánico	33
Fluidos de trabajo para el Ciclo Kalina.....	34
3.2 Definición del Fluido de trabajo	36
3.2.1 Primer filtro	38
3.2.2 Segundo filtro	39
3.3 Consideraciones termodinámicas para el fluido de trabajo	42

Capítulo 4	44
4.1 Descripción del sistema	44
4.2 Otros usos de CTEC	46
4.3 Preanálisis económico	47
Conclusiones	52
Bibliografía	53
Anexo A	60
ANEXO B	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I. Producción de energía primaria en Pentajoules	1
Tabla II. Oleaje predominante para cada estación del año en el área de interés	22
Tabla III. Niveles de marea en el área de interés	23
Tabla IV. Resultados de investigaciones en la determinación de mejores fluidos de trabajo para ORC	33
Tabla V. Pares de trabajo investigados para el KCS11	35
Tabla VI. Clasificación de seguridad de los refrigerantes	36
Tabla VII. Fluidos de trabajo resultantes del primer filtro	38
Tabla VIII. Valores de los índices de inflamabilidad, LFL, Toxicidad y OEL según la tabla de ASHARE	39
Tabla IX. Propiedades físicas de los refrigerantes a evaluar	40
Tabla X. Parámetros para evaluar para la selección del fluido de trabajo	40
Tabla XI. Ponderación de los aspectos a evaluar	41
Tabla XII. Normalización lineal de los parámetros evaluados	41
Tabla XIII. Matriz de toma de decisión a partir del método de ponderación lineal	42
Tabla XIV. Características termodinámicas de los fluidos de trabajo anteriormente evaluados	43
Tabla XV. Relación Temperatura / Viscosidad en agua dulce y agua de mar	47
Tabla XVI. Comparativa de los gastos energéticos de la bomba de agua fría	48
Tabla XVII. Costos estimados de una planta maremotérmica flotante de 100MW	49

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Estructura de una central termoeléctrica	2
Figura 2. Zonas del mundo térmicamente favorables	2
Figura 1.1 Planta OTEC instalada por G. Claude, La Tunisie	6
Figura 1.2 Mini OTEC 1979 Hawaii	6
Figura 1.3 OTEC-1 MW. “Chepachet” Ex US Navy T-2	7
Figura 1.4 Intercambiador de calor de coraza y tubos de 40 MW para OTEC-1	7
Figura 1.5 Planta OTEC-CC 100 kW (1981) en República de Nauru	8
Figura 1.6 Planta OTEC-OC 210 kW Keahole Point en la costa de Kona Hawaii. (1993-1998)	9
Figura 1.7 Planta OTEC-OC en Kavaratti produce 100m3/día	9
Figura 1.8 Planta OTEC flotante de 1 MW Planta OTEC de la India	10
Figura 1.9 Detalles de la cubierta y el tubo de agua fría de la Figura 1.8. Planta OTEC de la India Sagar Shakti	10
Figura 1.10 Central maremotérmica cercana a la costa	11
Figura 1.11 Planta maremotérmica montada en una plataforma	11
Figura 1.12 Central maremotérmica ubicada mar adentro	12
Figura 1.13 Esquemas conceptuales de centrales térmica convencional (a) y maremotérmica (b)	13
Figuras 1.14 Esquemas conceptuales de centrales maremotérmicas: a) de ciclo abierto, b) de ciclo cerrado, c) de ciclo híbrido	14
Figura 1.15 A) Diagrama temperatura/entropía del ORC; B) Ciclo orgánico de Rankine	16
Figura 1.16 Ciclo Kalina OTEC	17
Figura 1.17. Ciclo Uehara	18
Figura 1.18 Ciclo OTEC híbrido	18
Figura 2.1 Vista aérea de la central Presidente Juárez	20
Figura 2.2 Croquis de la macrolocalización de la termoeléctrica Presidente Juárez	21
Figura 2.3 Zonas desérticas de México	22
Figura 2.4 Termoclina	25
Figura 2.5 Perfil vertical de temperaturas y sus anomalías para la zona frente a Punta Eugenia-Punta Abreojos, Baja California	26
Figura 2.6 Vista satelital de la Central Termoeléctrica Presidente Juárez, se señala el canal de salida del agua caliente	27
Figura 2.7 Distancia a la costa de la isobata de 1000 metros (elaboración propia con datos batimétricos del atlas Gebco	27
Figura 2.8 Distancia a la costa de la isobata de 800 metros (elaboración propia con datos batimétricos del atlas Gebco	28
Figura 2.9 Distancia a la costa de la isobata de 500 metros (elaboración propia con datos batimétricos del atlas Gebco	28
Figura 2.10 Distancia a la costa de la isobata de 200 metros (elaboración propia con datos batimétricos del atlas Gebco	29

Figura 2.11 Distancia a la costa de la isobata de 100 metros (elaboración propia con datos batimétricos del atlas Gebco	29
Figura 2.12 Distancia a la costa de la isobata de 50 metros (elaboración propia con datos batimétricos del atlas Gebco	30
Figura 2.13 Promedio mensual de la temperatura superficial del mar nocturna en diferentes estaciones del año 2003	31
Figura 2.14 Promedio mensual de la temperatura superficial del mar nocturna en diferentes estaciones del año 2013	31
Figura 3.1 Visualización de los resultados de las ponderaciones	42
Figura 4.1 Ciclo OTEC híbrido de Uehara usado	44
Figura 4.2 Algunos usos de la energía maremotérmica	46
Figura 4.3 Estimados del costo de capital, extrapolaciones de los valores mayores y de los menores	48
Figura 4.4 Estimados del costo de capital, extrapolaciones de los valores mayores y de los menores	49
Figura 4.5 Costos de inversión estimados de plantas maremotérmicas	50

INTRODUCCIÓN

El fluido eléctrico es el energético más utilizado en el mundo. La electricidad es el pilar del desarrollo industrial de todos los países, parte importante del desarrollo social, y elemento esencial para el desarrollo tecnológico. El uso de la electricidad en la vida moderna es imprescindible. Difícilmente una sociedad puede concebirse sin el uso de la electricidad.

Hoy en día, para la generación eléctrica, se emplean tanto fuentes no renovables (combustibles fósiles y nucleares) como fuentes renovables (solar, hidráulica, biomasa, eólica, entre otras). Aunque el desarrollo de las energías renovables va en aumento, los mayores volúmenes de electricidad provienen de las centrales termoeléctricas. En la Tabla I se muestra la producción de energía primaria en México de los años 2014 y 2015 (SENER, Secretaria de Energía de México, 2016).

Tabla I. Producción de energía primaria en Pentajoules (SENER, Secretaria de Energía de México, 2016)

	2014	2015
Carbón	303.73	287.69
Petróleo crudo	5,597.20	5,067.69
Hidrocarburos condensados	106.31	98.83
Gas natural	2,079.45	2,037.32
Nucleoenergía	100.60	120.41
Hidroenergía	140.01	111.21
Geoenergía	129.88	134.53
Solar	8.73	10.15
Energía eólica	23.13	31.48
Biogás	1.93	1.87
Biomasa	363.28	359.84
TOTAL	8,854.25	8,261.03

Según la tabla anterior, los mayores índices de generación están dados por las centrales termoeléctricas y de ciclo combinado, aportando el 87.2% a la producción de energía primaria.

La mayoría de las plantas generadoras de electricidad queman alguno de los combustibles fósiles para producir calor y vapor de agua en una caldera. El vapor es elevado a una gran presión y llevado a una turbina, la cual está conectada a un generador y cuando éste gira, convierte ese movimiento giratorio en electricidad. Después que el vapor pasa a través de la turbina, es llevado a una torre de enfriamiento, donde se condensa y se convierte nuevamente en agua líquida para ser utilizada otra vez en la caldera y repetir el proceso indefinidamente (ver Figura 1). (Gómez Quiñones, 2005)

En las termoeléctricas de ciclo combinado, los gases calientes de la combustión del gas natural que pasaron por la turbina pueden volverse a aprovechar, introduciéndolos a calderas que generan vapor para mover otra turbina y un segundo generador.

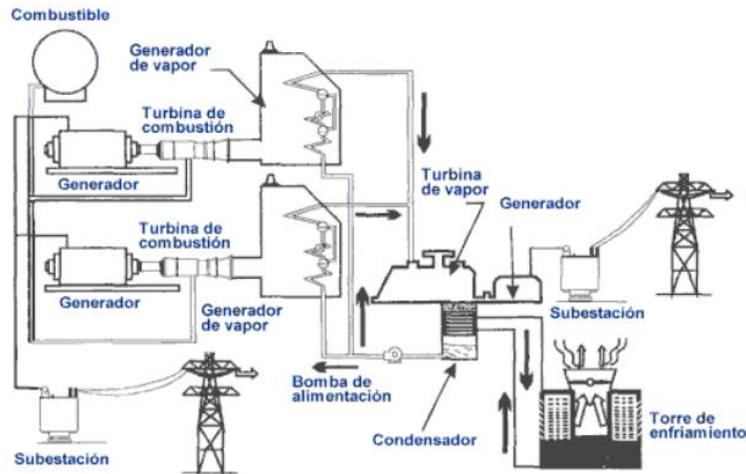


Figura 1. Estructura de una central termoeléctrica (Gómez Quiñones, 2005).

En la torre de enfriamiento se utiliza generalmente el agua superficial del mar para condensar el gas y comenzar nuevamente el proceso. El agua, después de ser empleada para dicho proceso, es liberada nuevamente al mar con una temperatura superior a la media de la zona. Por ello, se considera como una descarga térmica.

Las descargas térmicas (especialmente en el mar) se consideran contaminantes, ya que un aumento de la temperatura puede influir gravemente en el equilibrio ecológico de un ecosistema determinado. De igual forma, estas descargas térmicas pueden considerarse como energía térmica desperdiciada al ser enviada al océano.

El concepto de reaprovechar esta energía para generar electricidad adicional sin aumentar las emisiones y con la posibilidad de potabilizar un porcentaje de agua de mar, mediante tecnología OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion, por sus siglas en inglés), no es nuevo, pero aún no se ha implementado proyecto alguno de este tipo a escala industrial.

La energía maremotérmica (OTEC) o energía del gradiente térmico es aquella que se puede generar empleando las diferencias de temperatura entre las aguas superficiales del mar y aquellas que se encuentran a profundidades de hasta 1000 metros. Para que su aprovechamiento sea factible, es necesario un gradiente térmico de al menos 20°C.

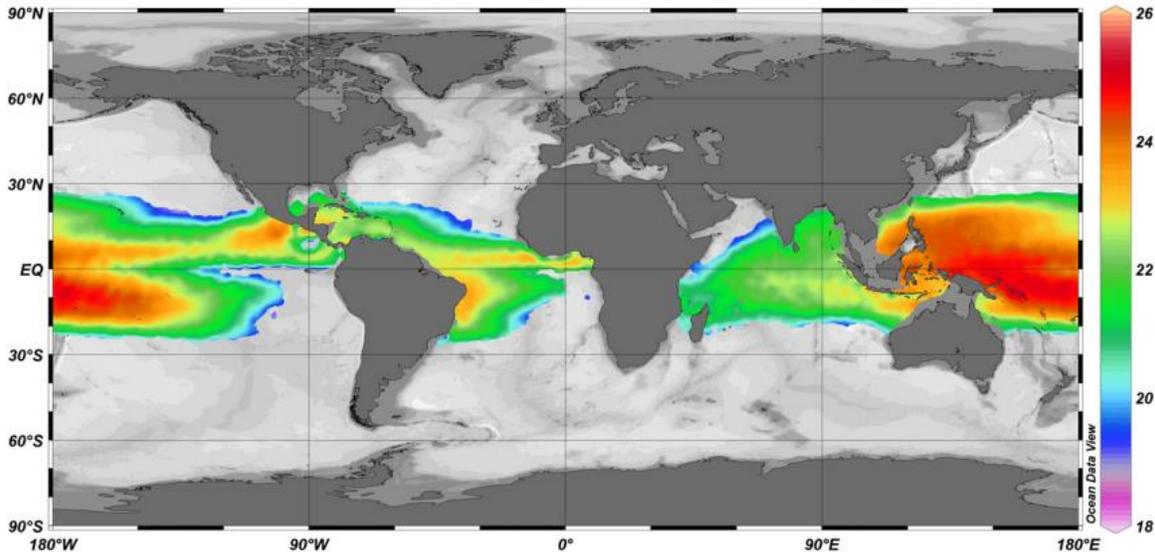


Figura 2. Zonas del mundo térmicamente favorables (Nihous, et al., 2013)

En las zonas tropicales esta diferencia varía entre 20 y 24°C (Figura 2). Las posibilidades de OTEC se han potenciado debido a la transferencia de tecnología asociada a las explotaciones petrolíferas costa afuera.

Los expertos estiman que, a lo largo de un día promedio, los 60 millones de kilómetros cuadrados de mares tropicales son capaces de absorber una cantidad de radiación solar equivalente a 250 000 millones de barriles de petróleo. Dicho de otra forma, incluso transformando en electricidad el 0,001 % de esta energía, supondría más de 20 veces la electricidad que se consume a diario en los Estados Unidos. Además, no solo se obtiene energía eléctrica y se protege el medio ambiente, sino que se obtienen diversos productos secundarios. Lo anterior ayudaría a proteger los ecosistemas y frenaría la continua destrucción del medio ambiente (Fernández Díez, 2009).

Los antecedentes de esta forma de obtener energía datan del siglo XIX cuando ya se habían establecido los ingenios de vapor y los estudios de los ciclos de potencia tenían un fuerte movimiento. Estos avances proporcionaron a Le Bon y Jacques D'Arsonval el conocimiento necesario para proponer plantas de generación de energía con gases licuados, entre los años 1881 y 1885. Luego, el propio D'Arsonval reconoció que en el océano tropical existían grandes reservas de energía que podían ser explotadas mediante su descubrimiento, naciendo así los sistemas OTEC (Vega, 1992).

La propuesta teórica del Ciclo de Potencia consistió en un Ciclo Cerrado. Sin embargo, no fue hasta el año 1926 que el ingeniero francés Georges Claude emprendió un programa para demostrar la teoría. En su proyecto varió el ciclo termodinámico, alegando que las áreas de los equipos de intercambio de calor no eran económicamente viables y que la corrosión de los mismos, producto a la salinidad del agua de mar e incrustaciones, podría ser un problema en el futuro, proponiendo así el Ciclo Abierto o Ciclo Claude.

El nuevo método utilizaría la propia agua superficial del mar como fluido de trabajo. Estas ideas se pusieron en práctica en la Bahía de Matanzas en 1930, tras largos años de lucha contra los impedimentos técnicos y climatológicos. El 6 de octubre de ese año, el inventor logró encender 30

bombillas eléctricas incandescentes de 500 W cada una, para una potencia de 15 kW; sin contar una pequeña parte de la energía, que era captada para bombear el agua de las profundidades marinas.

Este hecho fue calificado por la Academia de Ciencias de Cuba como “probado” y aunque contó con algunos detractores, debido a que no se obtuvo una generación por encima de la consumida en el proceso porque se bombeó más agua del fondo del mar que la necesaria, marcó el inicio de una nueva meta para los investigadores de dicha tecnología (Corp Linares, 2002).

Con posterioridad, esta ciencia aplicada ha adquirido un lento desarrollo, teniendo en los Estados Unidos, Japón, Corea, Taiwán y la India a sus líderes internacionales. La OTEC se convierte en una atrayente alternativa para producción de energía eléctrica limpia por la posibilidad de originar agua desalinizada, productos secundarios, cloruro de litio, titanio e hidrógeno.

En la presente investigación se tiene como hipótesis que es posible aprovechar las descargas térmicas de centrales de generación de electricidad ubicadas en la costa, específicamente la de la CT Presidente Juárez, mediante tecnología CTEC.

Para ello se pretende cuantificar el reaprovechamiento energético de las descargas térmicas en plantas termoeléctricas y nucleares, que empleen agua de mar para el proceso de enfriamiento del condensador, mediante tecnología OTEC. Se plantea como objetivo general:

“Realizar un análisis de las posibilidades de emplear las descargas térmicas de la central termoeléctrica Presidente Juárez mediante tecnología CTEC”.

Para el adecuado desarrollo del tema en cuestión se plantean objetivos específicos que pueden ser considerados como las diferentes etapas de realización:

1. Estudiar el estado del arte de las tecnologías OTEC y los antecedentes de posibles aplicaciones para aumentar la eficiencia en centrales termoeléctricas y nucleares.
2. Caracterizar la zona de estudio desde los puntos de vista: físico-geográfico, climatológico y oceanográfico.
3. Determinar el fluido de trabajo a emplear para la planta de generación de reaprovechamiento de la energía térmica descargada.
4. Realizar un prediseño descriptivo de la planta.

CAPÍTULO 1

1.1 Antecedentes

El primer documento que hace referencia al uso de las diferencias de temperatura de los océanos para producir electricidad es la obra del escritor francés Julio Verne (1828-1905) “Veinte mil leguas de viaje submarino”, publicada en 1870. En esta narración, el capitán Nemo alude a la posibilidad de transformar la energía almacenada en los océanos, en forma de calor, en una energía que resulte útil al hombre.

Los estudios para convertir la energía calorífica de los océanos en electricidad fueron concebidos hace poco más de un siglo, pero se puede señalar que los fundamentos de su aplicación se deben a los trabajos realizados a inicios del siglo XVIII por el ingeniero francés Sadi Carnot, quien fuera el primero en advertir sobre la verdadera naturaleza del calor y su transformación más eficaz en otros tipos de energía (Fernández Díez, 2009).

Se reconoce al francés Jacques D’Arsonval como el pionero en exponer y argumentar teóricamente la posibilidad de emplear la energía térmica de los océanos y transformarla en electricidad, en el año 1880 (Fernández Díez, 2009).

La instalación propuesta por Arsonval funcionaba según un ciclo cerrado y la sustancia de trabajo era el amoníaco, cuya temperatura de ebullición es de 33,4 °C, sus vapores tienen bajo peso molecular, un volumen específico elevado y buenas características de termo-transferencia.

Se le atribuye a los científicos Georges Claude y Boucherot la aplicación práctica del trabajo iniciado por Arsonval; la primera máquina (prototipo) se construyó en 1925, y se probó inicialmente usando afluentes industriales como fuente caliente, y agua del río Meuse, Francia, como fuente fría. Con posterioridad, se probó a orillas del océano Atlántico y finalmente la demostración en tierra se efectuó en Cuba, en la bahía de Matanzas, con una planta de 22 kW. La misma no logró alcanzar una producción neta de potencia debido a la mala selección del sitio (es decir, el recurso térmico) y la inadecuada combinación de los sistemas de potencia y agua de mar. Sin embargo, la planta funcionó durante once días, hasta que la conducción de agua fría fue destruida por una tempestad, proveyendo 4000 m³ de agua, desde los 600 m de profundidad a 13 °C. Una tercera prueba definitiva corroboró la eficacia de la instalación, que entregó 20 kW para una diferencia de temperatura entre el fondo y la superficie de 15 °C (Fernández Díez, 2009).

Subsiguientemente, Claude diseñó una planta flotante de 2,2 MW para producir 2.000 toneladas de hielo para la ciudad de Río de Janeiro. Claude, en 1933, montó su planta en un barco mercante (“La Tunisie”), fondeado a 100 km. de la costa. Desafortunadamente, fracasó en sus numerosos intentos de instalar la larga tubería vertical requerida para transportar el agua de las profundidades del océano al barco y abandonó su empresa en 1935 (Fernández Díez, 2009).

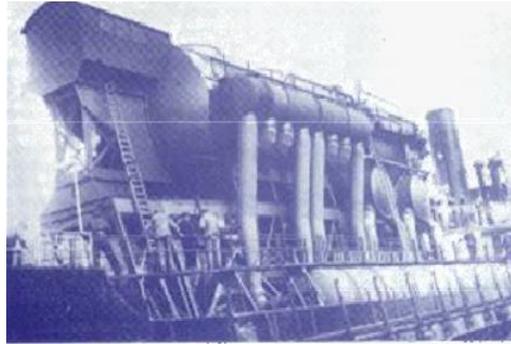


Figura 1.1 Planta OTEC instalada por G. Claude, La Tunisie (Aviña Jimenes, 2007)

Después de G. Claude, otros proyectos se han estudiado sobre todo en Francia y Estados Unidos. En 1956, investigadores franceses diseñaron una planta de 3 MW de ciclo abierto para Abidjan, en la costa oeste de África, pero no fue terminada debido a la competencia con energía hidroeléctrica más barata. A finales de la década de 1970, Francia puso en marcha otro proyecto de planta piloto OTEC de 5 MW para producción de electricidad que se pretendía instalar en la Polinesia Francesa. Pero en 1986, la fuerte caída en el precio del petróleo llevó a una reducción en la financiación para el desarrollo de OTEC, por lo que Francia decidió abandonar el proyecto. USA por su parte estableció en el año de 1974 el Laboratorio de Energía Natural de Hawai (NELHA, antes NELH), en el punto de Keahole en la costa de Kona de la isla de Hawai, estancia que se convirtió en el laboratorio de pruebas de tecnologías OTEC para todo el mundo. De acuerdo al Departamento de Energía de USA (DOE 2011) Toshiba Corporation, la Universidad de Saga Japón, el National Institute of Ocean Technology (NIOT) y el Indian Institute of Science (IISc) se han construido varios prototipos de los cuales se describe brevemente sus cualidades técnicas y el período en que funcionaron (Grael, 2012).

- Mini OTEC-CC, 50 kW (1979): Sistema de ciclo cerrado operado en una barcaza de la Marina de USA a dos kilómetros de la costa de Keahole Point, Hawaii. Esta planta operó durante tres meses, entre agosto y octubre de 1979, y generó unos 50 kW de potencia bruta y una potencia neta que osciló entre 10 y 17 kW. La potencia bruta máxima alcanzada fue de 55 kW y de estos alrededor de 40 kW se requieren para bombear 12274.2 litros/ min de 5.5 °C de agua de 670 metros de profundidad a través de una tubería de 24 pulgadas de diámetro de polietileno y un tubo adicional de 2700 litros / min de 26.11 °C agua de la superficie, dejando una potencia máxima neta de 15 kW (Figura 1.2) (Grael, 2012).



Figura 1.2 Mini OTEC 1979 Hawaii



- OTEC-1MW (1980): implementado en un buque cisterna de la Marina de USA anclado en las aguas frente Kawaihae en la costa de Kona, Hawaii (Figura 1.3). Valió para la prueba de intercambiadores de calor y otros componentes de una planta de ciclo cerrado; así como para la investigación de los efectos ambientales en el océano. Este sistema no fue diseñado para generar electricidad, los resultados de la prueba fueron metodologías específicas para diseñar intercambiadores de calor a escala comercial (Figura 1.4) y demostró que los sistemas OTEC pueden operar desde barcos, así como la validación de un diseño para suspender tuberías de agua fría. El diámetro efectivo del tubo de agua fría fue de 2 m, a una profundidad de 700 m (Cohen, 1982). Es importante resaltar que en este año dos leyes fueron promulgadas para promover el desarrollo comercial de la tecnología OTEC: Ley Pública 96-320, posteriormente modificada por PL 98-623 y la Ley, PL 96-310 (Grael, 2012).



Figura 1.3 OTEC-1 MW. "Chepachet" Ex US Navy T-2 (GL Noble Denton 2011)

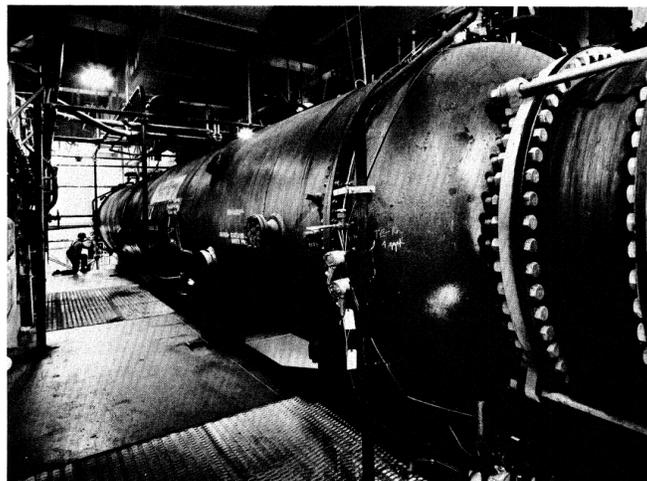


Figura 1.4 Intercambiador de calor de coraza y tubos de 40 MW para OTEC-1 (Cohen, 1982)



- OTEC-CC 100 kW (1981): primer sistema basado en tierra. Fue instalado en la República de Nauru en el Océano Pacífico y participaron en el diseño y construcción, Toshiba Corporation, TEPCO y Tokyo Electric Power Services Co. Ltd. (Figura 1.5). Esta planta empleó una tubería de agua fría anclada al lecho marino a una profundidad de 580 metros; utilizó tres acueductos que incluyen un tubo de 0,9 m de diámetro de agua fría que se extiende alrededor de 900 m a lo largo del fondo oceánico. Utilizó R-22 (clorodifluorometano) como fluido de trabajo con intercambiadores de calor de carcasa de titanio y 400 tubos de cobre recubiertos de acero inoxidable. Produjo una potencia neta máxima de 31,5 kW durante las pruebas de funcionamiento continuo. Tiempo después, se comprobó que, para reducir los costos de los intercambiadores, se podía utilizar una aleación de aluminio (Toshiba Corporation 1981). Otros resultados fueron que la contaminación biológica o biofouling, así como la corrosión de los intercambiadores de calor pueden ser controlados y que afectan principalmente los sistemas de agua caliente. Se comprobó que el biofouling puede ser limitado con una pequeña cantidad de cloración intermitente a 70 partes por mil millones por hora y por día (Mitsui, et al., 1983).



Figura 1.5 Planta OTEC-CC 100 kW (1981) en República de Nauru

- 210 kW OC-OTEC planta experimental (1993-1998): instalada en tierra (Figura 1.6) y operó durante seis años como banco de pruebas para futuras modificaciones y mejoras en el proceso, demostrando que el mismo es técnicamente factible para la producción de electricidad de base y agua desalinizada (Vega, 2003).

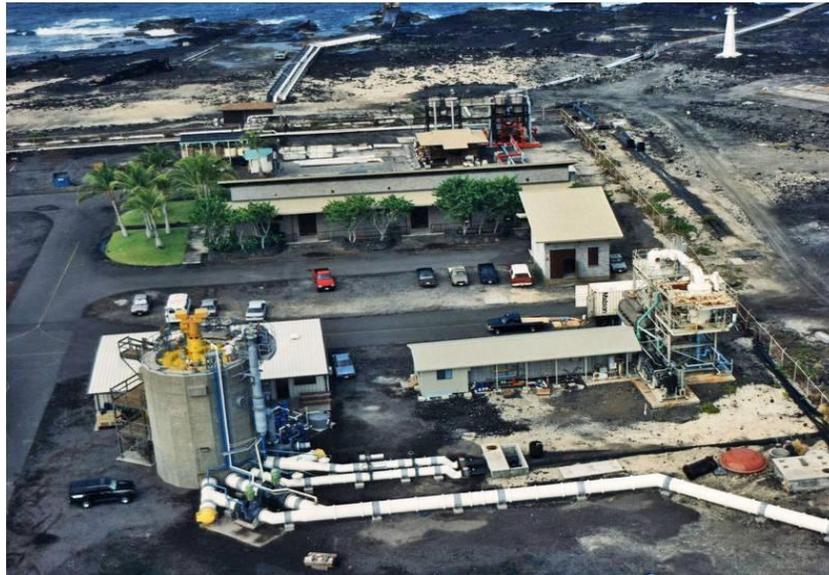


Figura 1.6 Planta OTEC-OC 210 kW Keahole Point en la costa de Kona Hawaii. (1993-1998) Fuente: (Vega 1999)

- De igual forma, en la India, el National Institute of Ocean Technology (NIOT) comenzó a hacer pruebas de desalinización de agua de mar utilizando OTEC, primero con 5 m³/día de capacidad, para subsiguientemente pasar a un prototipo de 100 m³/día (Figura 1.7). En el año 2007 aumentaron su capacidad a 1000 m³/día en una planta flotante cercana a las costas de Chennai, India. Estos prototipos funcionaron con pruebas experimentales entre los años 2004 - 2008 y concluyó en 2009. El agua fría se extrae de la profundidad de 500 m, y es transportada por un tubo de 1 m de diámetro; utiliza la diferencia de temperatura de 15 °C ((NIOT), 2011).



Figura 1.7 Planta OTEC-OC en Kavaratti produce 100m³/día ((NIOT), 2011)

- En el año 2000, la Universidad de Saga, Japón, en conjunto con NIOT de la India, desarrollaron una planta OTEC flotante de 1 MW bruto, localizada aproximadamente a 60 km al sureste del Puerto de Tuticorin, India. Se utilizó amoníaco como fluido de trabajo y la planta fue instalada en



una barcaza de 69 m de largo, 16 m de ancho y 4 m de altura, de un emplazamiento de aproximadamente 500 toneladas (Figura 1.8). El tubo de agua fría fue de material HDPE con 1000 m de longitud, 1 m de diámetro (Figura 1.9) y conducía agua de mar a razón de 1415 kg/s y 7 °C (Department of Ocean Development, 2011).



Figura 1.8 Planta OTEC flotante de 1 MW Planta OTEC de la India (Department of Ocean Development, 2011)



Figura 1.9 Detalles de la cubierta y el tubo de agua fría de la Figura 1.8. Planta OTEC de la India Sagar Shakti (Department of Ocean Development, 2011)

Ubicaciones más frecuentes de plantas OTEC

Acerca de la ubicación de las centrales maremotérmicas comerciales, hay que precisar que deben instalarse en un entorno que sea suficientemente estable para conseguir la operación eficiente del sistema. Para lograrlo, las plantas se construyen, en tierra firme, en zonas cercanas a la costa o en estructuras flotantes en el océano o amarradas a las profundidades.

Las instalaciones situadas en tierra y las cercanas a la costa (Figura 1.10) ofrecen tres ventajas primordiales sobre las localizadas en aguas profundas, no requieren sofisticados amarres, largos



cables para transportar la energía generada, o el necesario mantenimiento asociado con los entornos de mar abierto. Pueden ubicarse en áreas protegidas, de tal manera que se resguarden relativamente de las tormentas y del mar. La electricidad, el agua desalinizada y el agua fría, rica en nutrientes, pueden ser transportadas desde las instalaciones cercanas a la costa, vía puentes o carreteras. Para evitar la zona de rompiente del oleaje, así como obtener el acceso próximo a los recursos de agua fría, pueden ser montadas en una plataforma continental (Figura 1.11), en zonas con profundidades alrededor de 100 m. Una planta de este tipo puede ser construida en un astillero, montada en el lugar, y fijada al fondo del mar. Este tipo se usa para plataformas marinas de extracción de petróleo. Los problemas adicionales que surgen al hacer operar una planta maremotérmica en aguas más profundas pueden originar que sean menos deseables y más caras que sus homólogas instaladas en tierra.

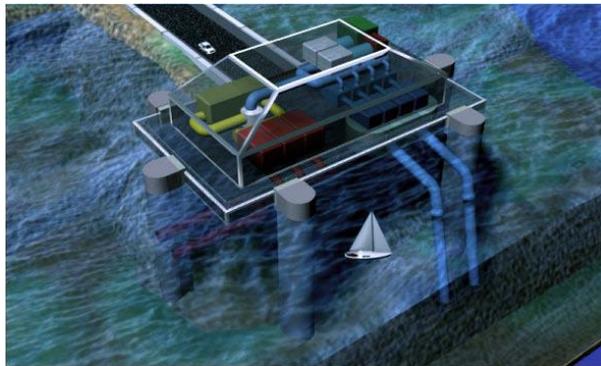


Figura 1.10 Central maremotérmica cercana a la costa



Figura 1.11 Planta maremotérmica montada en una plataforma

Los inconvenientes de las plantas montadas en plataformas son las condiciones adversas de los mares abiertos y la dificultad que origina el transporte del producto obtenido. Debido a la fuerza de las corrientes oceánicas y a la existencia de grandes olas, necesitan una ingeniería adicional y construcciones más encarecidas. Las plataformas requieren amplios pilotajes para mantener una base estable para el funcionamiento de la planta maremotérmica. El suministro de potencia puede ser costoso por la longitud de los cables submarinos requeridos para alcanzar la tierra. Por estas razones, las plantas montadas en plataformas no son muy atractivas. Las instalaciones maremotérmicas flotantes pueden ser diseñadas para funcionar mar adentro (Figura 1.12), aunque

potencialmente son preferidas para los sistemas con gran capacidad de potencia. Las instalaciones flotantes presentan diversas dificultades. Este tipo de plantas son más difíciles de estabilizar, y la dificultad de amarrarlas en aguas profundas puede crear problemas con el suministro de energía. Los cables conectados a las plataformas flotantes son más susceptibles de ser dañados, especialmente durante las tormentas. Además, si se ubican en profundidades mayores de 1000 m son complejos de mantener y reparar. Como las plantas montadas en plataformas, las flotantes necesitan una base estable para su funcionamiento. Las tormentas y los mares muy energéticos pueden romper la tubería de extracción de agua fría, verticalmente suspendida e interrumpir la toma de agua caliente. Para prevenir estos problemas, las tuberías pueden ser fabricadas de un material relativamente flexible (polietileno).

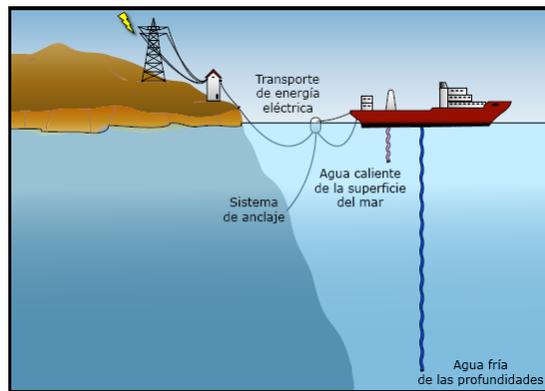


Figura 1.12 Central maremotérmica ubicada mar adentro

Para que una planta flotante pueda ser conectada a los cables de transporte de energía necesita permanecer relativamente inmóvil. El amarre es un método aceptable, pero sus tecnologías habituales están limitadas a profundidades de alrededor de 200 m, incluso en profundidades pequeñas, el coste del amarre puede hacer prohibitivo aventurarse comercialmente en estas empresas.

1.2 Energía del gradiente térmico, ciclos que se emplean

La diferencia de temperaturas entre la capa superior (caliente) y la capa inferior (fría) se encuentra en el intervalo de 10 °C a 25 °C, hallándose valores más elevados en las aguas ecuatoriales. Este gradiente térmico oceánico supone una importante fuente de energía la cual puede ser aprovechada para producir electricidad mediante la utilización de una máquina térmica que, cualitativamente, operaría de forma idéntica a una central térmica convencional (Figura 1.13a.) o sea, el agua caliente de la capa superior oceánica actúa como fuente de calor, mientras que el agua extraída de las profundidades actúa como refrigerante (Figura 1.13b) (Fernández Díez, 2002).

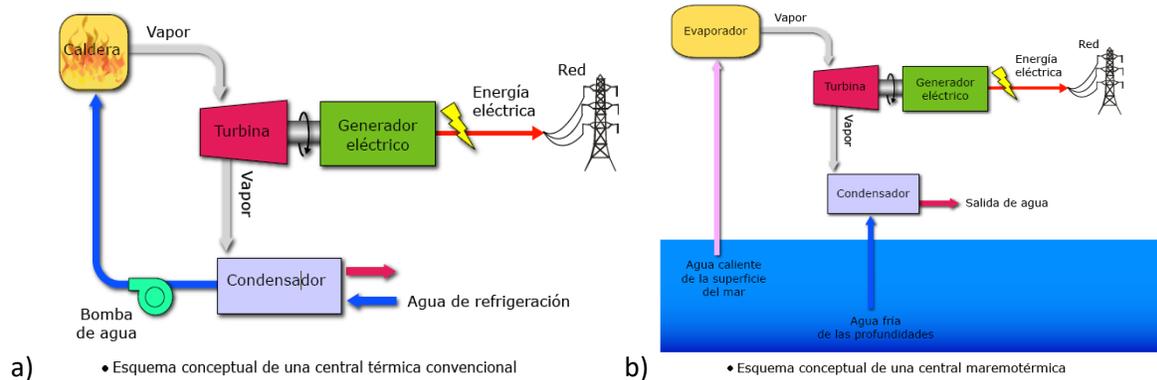


Figura 1.13 Esquemas conceptuales de centrales térmica convencional (a) y maremotérmica (b) (Fernández Díez, 2002).

Entre las ventajas de esta energía cabe citar (Fernández Díez, 2002):

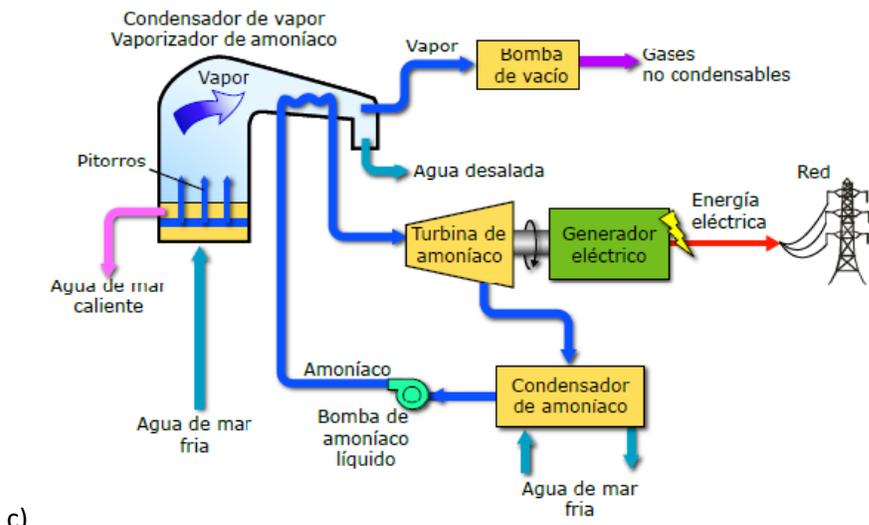
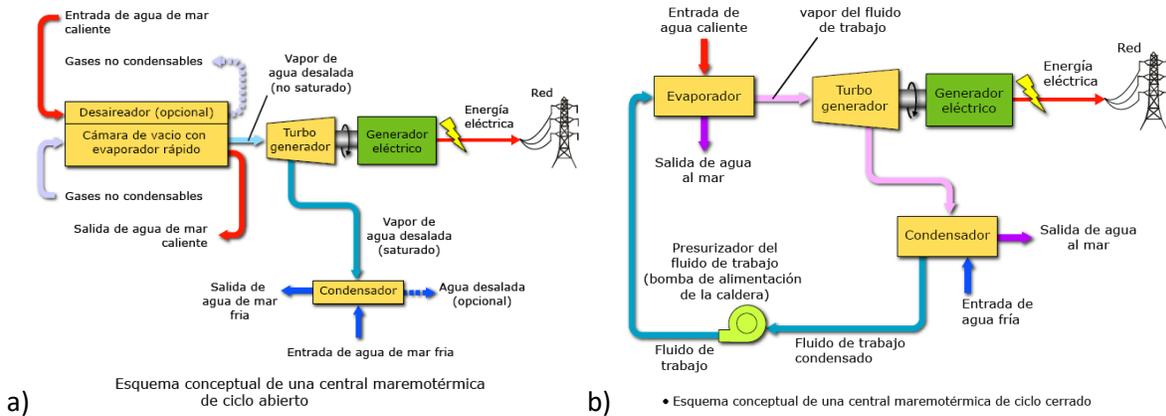
- Las plantas maremotérmicas usan fuentes naturales de energía, que son abundantes, limpias y renovables. El agua caliente de la superficie del mar y el agua fría de las profundidades reemplazan a los combustibles fósiles para generar electricidad.
- Si están adecuadamente diseñadas producen poco o nada CO₂ u otras sustancias químicas contaminantes que contribuyen a las lluvias ácidas o al efecto invernadero.
- Pueden producir directamente agua potable y electricidad, lo que es una ventaja significativa en islas donde el agua potable escasea.
- Hay suficiente energía solar almacenada en las capas calientes superficiales del agua de los mares tropicales para cubrir la mayor parte de las actuales necesidades energéticas de la humanidad.
- El agua fría del mar, procedente de los procesos maremotérmicos, puede tener diversos usos adicionales, como el empleo en los sistemas de acondicionamiento de aire en edificios y la alimentación de peces, crustáceos, algas y otras plantas marinas, teniendo en cuenta que estas aguas profundas poseen muchos nutrientes (acuicultura).

El aprovechamiento de los gradientes térmicos de las aguas oceánicas que se lleva a cabo en las plantas maremotérmicas se realiza transformando la energía térmica en energía eléctrica utilizando diferentes ciclos termodinámicos, el más comúnmente mencionado es el denominado “ciclo de Rankine”, aunque más recientemente se han perfeccionado los ciclos “Kalina” propuestos por A. Kalina en 1985 y “Uehara”, inventado por H. Uehara en 1994 (Kobayashi, et al., 2004)

Ciclo Rankine

Es un ciclo de planta de fuerza que opera con vapor. Este es producido en una caldera a alta presión para luego ser llevado a una turbina donde produce energía cinética y pierde presión. Su camino continúa al seguir hacia un condensador donde lo que queda de vapor pasa a estado líquido para poder entrar a una bomba que le subirá la presión para nuevamente poder ingresarlo a la caldera. Existen algunas mejoras al ciclo, como, por ejemplo, agregar sobrecalentadores a la salida de la caldera que permitan obtener vapor sobrecalentado para que entre a la turbina y aumentar así el rendimiento del ciclo (Moran & Shapiro, 1999).

Existen básicamente tres tipos de sistemas para el aprovechamiento de esta fuente de energía:
 Sistemas de ciclo abierto (Figura 1.14 a);
 Sistemas de ciclo cerrado (Figura 1.14 b);
 Sistemas de ciclo híbrido (Figura 1.14 c).



Figuras 1.14 Esquemas conceptuales de centrales maremotérmicas: a) de ciclo abierto, b) de ciclo cerrado, c) de ciclo híbrido (Fernández Díez, 2002).

El condensador, de los denominados de contacto directo, utiliza el agua fría del mar como fluido refrigerante. El agua líquida procedente del evaporador y del condensador se retorna al mar. El proceso se repite con continuos suministros de agua caliente y fría.

Además, de los dispositivos mencionados, una instalación de este tipo requiere de equipos para eliminar los gases disueltos en el agua del mar, que no son condensables (Fernández Díez, 2002).

Las súbitas evaporaciones en los pitorros de un evaporador dan lugar a que gotitas de agua de mar pasen al vapor, y si no son eliminadas, estas gotas pueden causar erosión y grietas en las palas de las turbinas. Haciendo pasar el vapor a través de eliminadores de neblina comerciales, típicos de

muchos procesos industriales, se puede eliminar una cantidad suficiente de estas gotas de agua (Fernández Díez, 2002).

El rendimiento de este sistema es muy bajo, alrededor de un 7 %. Esto se debe a la baja temperatura del foco caliente y la poca diferencia de temperatura entre el foco frío y el caliente. Además, es preciso consumir energía para bombear el agua fría de las profundidades del mar para condensar el vapor y para accionar la bomba de vacío del evaporador. Se estima que entre un 20 % y un 30 % de la potencia eléctrica generada se consume en las operaciones de bombeo.

Por otro lado, hay que señalar que la baja presión del vapor de trabajo implica la necesidad de diseñar turbinas específicas, de gran tamaño, lo que dificulta el desarrollo de este tipo de sistemas (Fernández Díez, 2002).

En el sistema de ciclo cerrado denominado también ciclo de Anderson, el calor se transfiere desde el agua caliente procedente de la superficie del mar a un fluido de trabajo de bajo punto de ebullición (por ejemplo: propano, freón o amoníaco) para evaporarlo a presiones más adecuadas (aproximadamente 10 bares). El vapor expandido se dirige a la turbina acoplada al generador que produce electricidad. El agua fría del mar pasa a través de un condensador que contiene el fluido de trabajo vaporizado, transformándolo en líquido, que es reciclado a través del sistema (Fernández Díez, 2002).

Los sistemas de ciclo cerrado presentan la ventaja, respecto a los sistemas de ciclo abierto, de necesitar turbinas más pequeñas. Ello se debe a que la presión y el volumen específico del fluido de trabajo son más elevados. Sin embargo, hay que señalar que las superficies de transferencia de calor en el evaporador y el condensador son más grandes debido al bajo rendimiento del sistema.

Los sistemas híbridos combinan las características de los sistemas de ciclo abierto y de ciclo cerrado como medio de optimizar su funcionamiento (Fernández Díez, 2002). Con estos sistemas híbridos se produce electricidad y se desaliniza agua de mar.

En un sistema híbrido, el agua caliente del mar entra en un evaporador donde es súbitamente evaporada, de forma similar a lo que ocurre en un proceso de evaporación de ciclo abierto. El calor del vapor obtenido se utiliza para vaporizar el fluido de trabajo, de bajo punto de ebullición, que circula en un ciclo cerrado. El fluido vaporizado acciona una turbina que produce electricidad. El vapor obtenido del agua de mar se condensa dentro de un intercambiador de calor proporcionando agua, desalinizada que, puede ser utilizada para consumo humano, agrícola, etc.

Ciclo Orgánico de Rankine

El principio del ciclo orgánico de Rankine (ORC por sus siglas en inglés) se basa en un turbogenerador que funciona como una turbina de vapor convencional para transformar la energía térmica en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica a través de un generador eléctrico. En lugar de generar vapor a partir del agua, el sistema ORC vaporiza un fluido orgánico, caracterizado por una masa molecular más alta que la del agua, lo que conduce a una rotación más lenta de la turbina, presiones más bajas y ausencia de erosión de las partes y cuchillas metálicas (Peris, et al., 2015).

El turbogenerador ORC (Figura 1.15) utiliza aceite térmico de temperatura media a alta para precalentar y vaporizar un fluido de trabajo orgánico adecuado en el evaporador (4> 5). El vapor de fluido orgánico hace girar la turbina (5> 6), que está directamente acoplada al generador eléctrico,

lo que da como resultado una energía eléctrica limpia y confiable. El vapor de escape fluye a través del regenerador (6 > 7), donde calienta el líquido orgánico (2 > 3) y luego se condensa en el condensador y se enfría mediante el circuito de enfriamiento (7 > 8 > 1). El fluido de trabajo orgánico se bombea (1 > 2) al regenerador y al evaporador, completando así la operación de ciclo cerrado (Mitsubishi Heavy Industries group company, Italia, 2010).

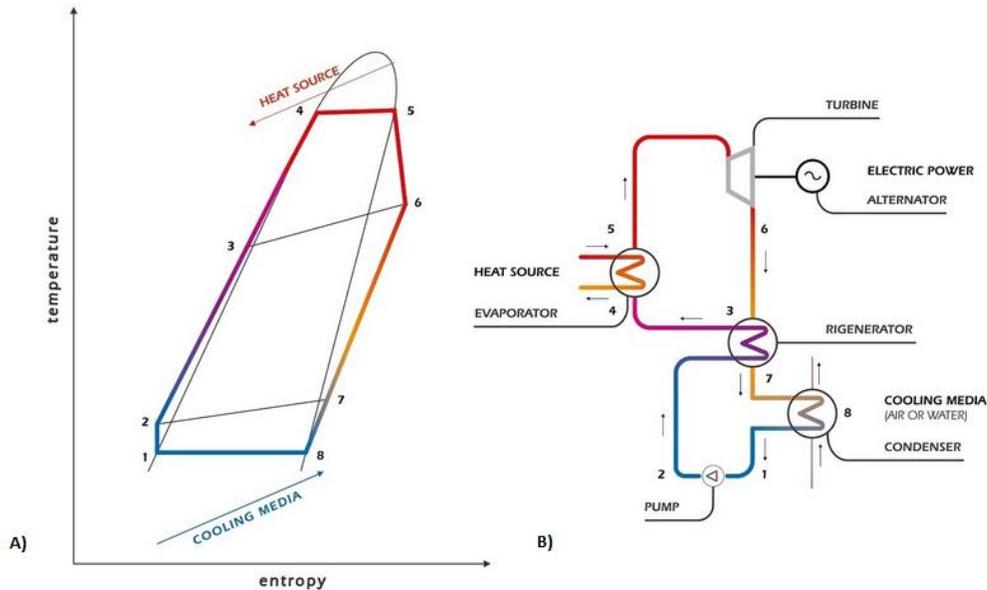


Figura 1.15 A) Diagrama temperatura/entropía del ORC; B) Ciclo orgánico de Rankine (Mitsubishi Heavy Industries group company, Italia, 2010)

Ciclo Kalina

Es una variante del ciclo de Rankine que emplea como fluido de trabajo una mezcla binaria de amoníaco y agua, y en el que el proceso de condensación pura se sustituye por un subsistema de destilación, alcanzando un rendimiento de más de un diez por ciento del ciclo Rankine clásico y permite trabajar con fuentes de calor de muy diversa temperatura, lo que es frecuente en los yacimientos geotérmicos.

En 1981, el Dr. Alexander Kalina, ingeniero ruso, trabajando en el Centro de Ohio Incorporado para la Ecología y Estudios Evolutivos (Incorporated Ohio Center for Ecology & Evolutionary Studies) Inc. de OCEES en Estados Unidos, desarrolló una variante de los ciclos cerrados, utilizó como fluido de trabajo una mezcla de amoníaco-agua con una relación 60%-40% respectivamente en peso, incrementando la eficiencia del ciclo. Esta mezcla ya no se usa en ciclos cerrados OTEC, pero se usa hoy día en plantas geotermoeléctricas de ciclo binario (Bernal, 2016).

Con este, el Dr. Kalina logró una mejora en la eficiencia de ciclo de la época, sin embargo la eficiencia varía dependiendo de las condiciones, por ejemplo: bajo la condición de 28°C de agua caliente y 4°C de agua fría, la eficiencia del Ciclo Rankine convencional sería de aproximadamente el 3% mientras que aplicando el Ciclo Kalina se espera una del 5% (Kobayashi, et al., 2004).

El ciclo de Kalina (Figura 1.16) consiste en un evaporador, un condensador, un regenerador, un separador, un difusor, una turbina, un absorbedor, una bomba de fluido de trabajo y un tubo de conexión. El fluido de trabajo se envía al evaporador a través de un regenerador utilizando una bomba de circulación y un tubo de conexión. El fluido de trabajo se envía al evaporador a través de un regenerador utilizando una bomba de circulación (2 => 3 => 4), se convierte en vapor después de intercambiar calor con agua tibia (4 => 5). Después de separarse en vapor saturado y líquido saturado por el separador (5 => 6, 7), el vapor se expande en la turbina (6 => 10) y el líquido entra al absorbente a través del regenerador (7 => 8 => 9) El vapor que sale de la turbina se absorbe al fundirse con el líquido en el absorbedor (9, 10 => 1). El fluido de trabajo va al condensador para ser condensado por el agua fría.

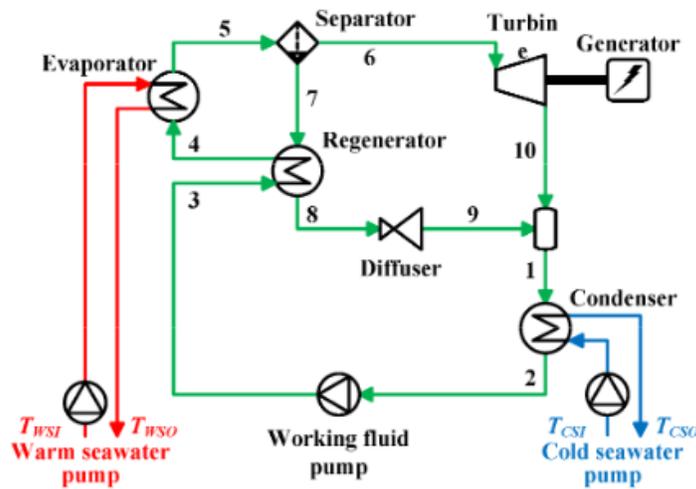


Figura 1.16 Ciclo Kalina OTEC (Ikegami, et al., 2018).

Ciclo Uehara

Asegura eficiencias teóricas mayores a las del ciclo Rankine empleando una mezcla de agua y amoníaco como fluido de trabajo y extrayendo parte del vapor de la turbina para reducir la carga del condensador. Fue inventado en 1994 por H. Uehara como una mejora del ciclo Kalina (Figura 1.17).

En este ciclo, una mezcla rica en amoníaco se calienta en un economizador (4-5a) y un evaporador (5a-5) y sale en el estado de dos fases. Las fases vapor (6) y líquido (7) se separan luego, y la primera se expande a una presión intermedia en una turbina (6-11). Parte de esta corriente expandida se recircula a presión media, luego se enfría (11-12) por intercambio con la mezcla básica (13-14), con la cual se mezcla para formar el fluido de trabajo, que luego se suministra bajo presión (15-3). El flujo principal que sale de la turbina HP se expande a baja presión en una segunda turbina (11-10) y luego lleva a un absorbedor donde se mezcla con la fracción líquida (7) dejando el separador y se preenfía (7-8) en el regenerador por intercambio con el fluido de trabajo que sale de la bomba (3-4), luego se expandió a baja presión (8.9). En la salida del absorbedor, la mezcla básica obtenida se condensa antes de comprimirse a presión intermedia (2-13) (Research University Paris, 2015).

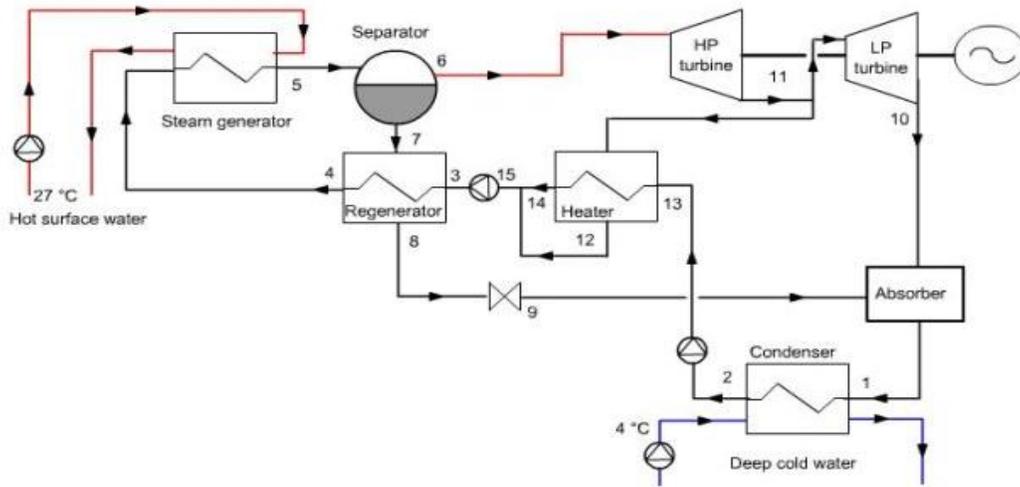


Figura 1.17. Ciclo Uehara (Research University Paris, 2015)

Ciclo Híbrido de Uehara

En el ciclo híbrido, propuesto por Uehara, además de generar electricidad se aprovechan los mismos flujos para desalinizar una parte del agua de mar del flujo caliente, por medio de la introducción al ciclo de un evaporador flash y un condensador adicional (Uehara, et al., 1990).

Este ciclo, esquematizado en la Figura 1.18, combina atributos del ciclo cerrado y del ciclo abierto. Luego de atravesar el evaporador, el flujo de agua superficial ingresa a una cámara flash, donde la presión es suficientemente baja para que una parte de él se evapore. Al condensar este vapor se obtiene agua desalinizada. El flujo frío extraído de las profundidades es usado tanto para la condensación del fluido del ciclo cerrado como para la condensación del flujo desalinizado (Soto & Vergara, 2014).

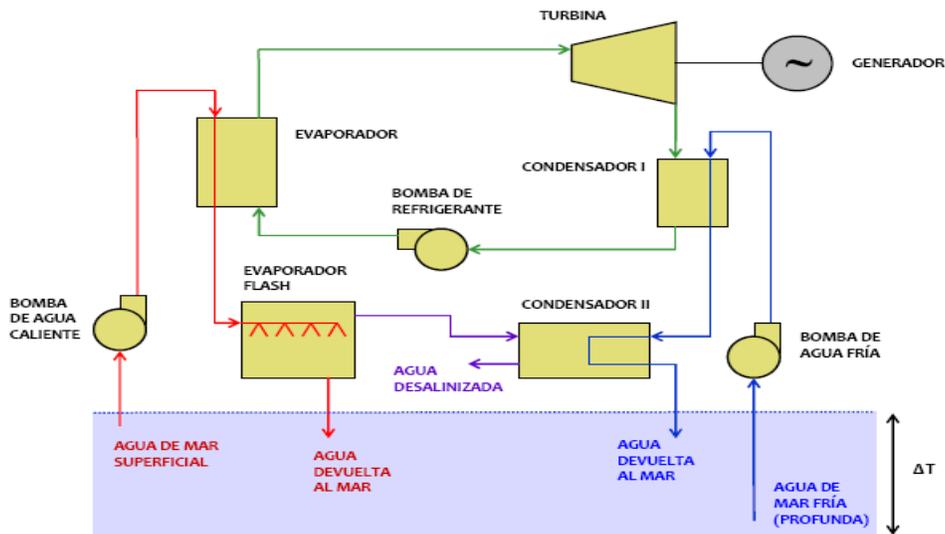


Figura 1.18 Ciclo OTEC híbrido (Soto & Vergara, 2014)

Cabe mencionar que la desalinización por evaporación flash puede también ser aplicada por sí sola, es decir, sin el ciclo Rankine de generación de energía eléctrica, tal como se muestra en la Figura 1.18.

Una planta de desalinización que está basada en este concepto opera desde 2005 en la isla de Kavaratti en India. La planta fue desarrollada por el National Institute of Ocean Technology (NIOT) y produce agua dulce a una tasa de 100 toneladas por día. El flujo de agua caliente es de 145 kg/s y se obtiene de las capas superficiales del océano a una temperatura promedio de 28 °C. El flujo de agua fría es de 186 kg/s y es captado desde una profundidad de 350 m a una temperatura promedio de 13 °C. La cámara flash se mantiene a una presión de 2.5 kPa (Mutair & Ikegami, 2010).

Luego de haber analizado los diferentes tipos de ciclos existentes se determinó como conclusión parcial realizar este estudio con la utilización de un ciclo Híbrido Uehara, ya que presenta múltiples potencialidades.



CAPÍTULO 2

Se planteó como caso de estudio la termoeléctrica Presidente Juárez (Figura 2.1) localizada en Rosarito, Baja California.



Figura 2.1 Vista aérea de la central Presidente Juárez

Esta central cuenta con 10 unidades de generación, con una capacidad de generación de 1,063.0 MW, una generación anual de 5,407.0 GWh y factor de planta (calculado con base a su operación continua durante los 366 días del año) del 57.9% (SENER, 2017).

2.1 Ubicación geográfica del área de interés

Se encuentra ubicada en el Municipio Playas de Rosarito en el estado de Baja California, México en las coordenadas 32.369 latitud norte y -117.07 longitud oeste (Figura 2.2).

Rosarito limita al norte y este con Tijuana, al sur con Ensenada y al oeste con el Océano Pacífico, su altitud varía entre los 0 a 104 msnm (metros sobre el nivel del mar). La delegación cuenta con una superficie de 513.32 km² y representa el 0.72 por ciento del total del estado y 0.026 por ciento del territorio nacional.

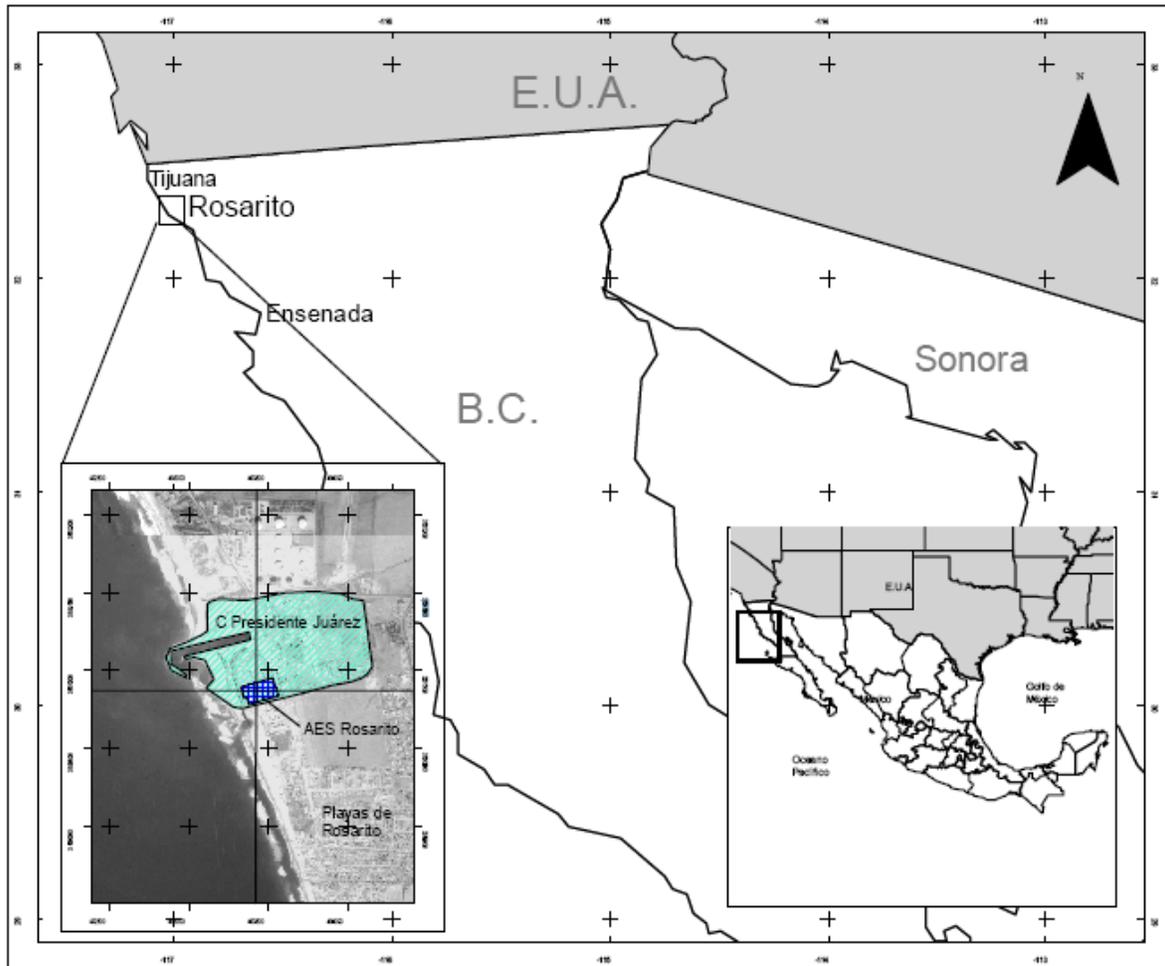


Figura 2.2 Croquis de la macrolocalización de la termoeléctrica Presidente Juárez (Cisco de Ensenada, S.A. deC.V., 2001)

Presenta un clima mediterráneo con pocas lluvias, 230 mm al año, las lluvias son en invierno y ocasionalmente en primavera y otoño, aproximadamente el mes con más lluvias es febrero y la corriente marina de California mantiene la ciudad fresca casi todo el año, normalmente nublado en la noche y mañana, y soleado en la tarde. Tiene inviernos frescos con temperatura promedio de 18°C y veranos cálidos con temperatura promedio de 22 °C, en otoño son comunes los vientos de Santa Ana.

Por las pocas precipitaciones, el recurso agua es sumamente valioso. En la figura 2.3 se muestra la distribución de las zonas desérticas de México, donde la localidad que nos ocupa se encuentra dentro del desierto de Baja California. Si bien las temperaturas se mantienen frescas por la acción de las corrientes marinas. El agua se vuelve un recurso preciado.

El reaprovechamiento de las descargas térmicas en la producción de energía maremotérmica no solo reportará los beneficios económicos de la venta de la electricidad, sino también múltiples productos secundarios, entre ellos el más importante, el agua desalinizada.

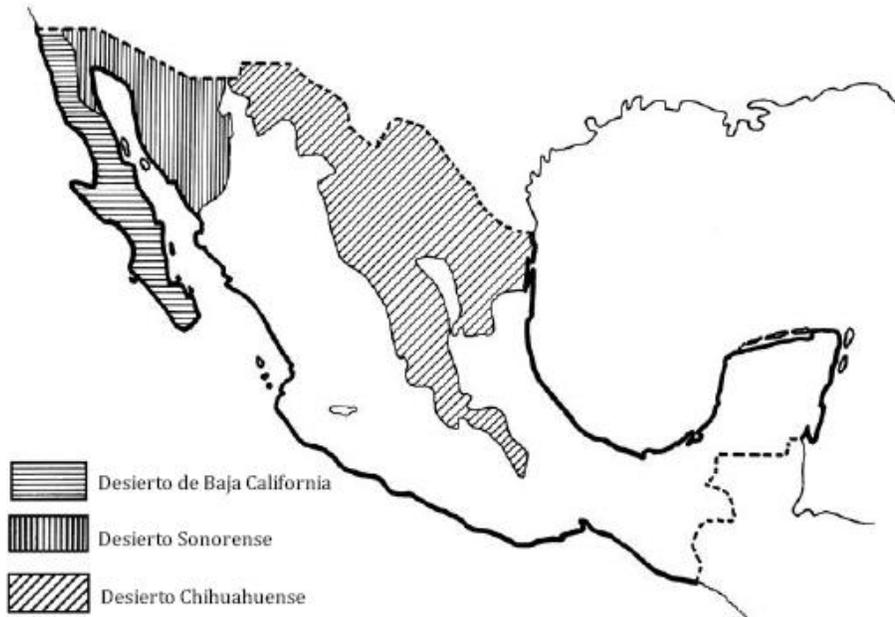


Figura 2.3 Zonas desérticas de México (Maldonado A., 1985)

2.2 Comportamiento del oleaje, las corrientes y las mareas (Cisco de Ensenada, S.A. deC.V., 2001)

Oleaje

Las olas son movimientos ondulatorios en los cuales las partículas oscilan con respecto a su posición de equilibrio, bajo la acción conjunta del viento y la fuerza de gravedad. Se manifiestan en la superficie, pero su movimiento se transmite hacia las capas inferiores, hasta amortiguarse por completo (Mitrani Arenal, 2008).

La medición del oleaje en las playas de Rosarito se realizó durante dos periodos (mayo 1984 a diciembre 1986, y agosto 1994 a 1994) utilizando un ológrafo marca PACER y medios visuales. El oleaje dominante se muestra en la tabla II. Es de apreciar que la dirección predominante varía de acuerdo a las estaciones.

Tabla II. Oleaje predominante para cada estación del año en el área de interés

Estación	Altura (m)	Períodos (s)	Dirección
Primavera	1.08	12	SO
Verano	1.12	13	SO
Otoño	1.20	13	O
Invierno	1.33	13	O

Corrientes

Se definen como corrientes marinas a los desplazamientos horizontales de las partículas en el océano en el orden de los kilómetros, sin tomar en cuenta los movimientos verticales que los acompañan (Mitrani Arenal, 2008).

Estas se forman fundamentalmente por la acción de tres fuerzas: las internas (interacción interna entre partículas, depende de la distribución de la densidad), las externas (fuerzas como la presión, la tensión del viento, entre otras del exterior), y las deformadoras (fuerzas inerciales, como Coriolis o la fuerza de fricción superficial).

En la zona de interés, las corrientes costeras se midieron en dos periodos, de mayo de 1984 a noviembre de 1985, y de agosto 1994 a diciembre de 1995, utilizado crucetas a diferentes profundidades, aproximadamente el 50% de las corrientes que se presentan en la zona van en dirección sureste (SE) y sur-sureste (SSE), y solo el 12% en la dirección opuesta, nor-noroeste (NNO).

Mareas

La causa de las mareas deriva de la aplicación de dos fuerzas, gravitacional y centrífuga, que en la trayectoria de la Tierra se neutralizan, es decir, la atracción de la Luna queda compensada por la fuerza centrífuga engendrada por la revolución en torno al centro de gravedad del sistema de masa sólida Tierra-Luna, de no ser así la atracción provocaría un acercamiento progresivo entre ambos astros. Sin embargo, la atracción sobre la superficie líquida se manifiesta en forma de movimiento ondulatorio que se traslada en dependencia del movimiento de rotación de la Tierra y de traslación de la Luna en torno al planeta. También intervienen, aunque de manera más débil, las fuerzas de interacción Tierra-Sol (Mitrani Arenal, 2008).

Gracias a la rotación de la Tierra se obtienen, en cada punto del océano, cada día, dos pleamares y dos bajamares, lo que se conoce como marea de tipo semidiurno.

El nivel de la marea se midió durante un año, de junio 1985 a mayo 1986 con un mareógrafo, el cual fue instalado dentro del canal de entrada de la C.T. Presidente Juárez. El resumen se muestra en la tabla III.

Tabla III. Niveles de marea en el área de interés

Nivel	Elevación (msnbmi- metros sobre el nivel bajamar medio inferior)
Pleamar máximo	2.35
Pleamar medio superior	1.64
Pleamar medio inferior	1.17
Medio mar	0.84
Bajamar medio superior	0.60
Bajamar medio inferior	0.00
Bajamar mínimo	-0.79

2.3 Comportamiento de la temperatura del mar

El calor recibido por el agua del mar procede principalmente de las radiaciones solares (este detalle relaciona directamente la temperatura del agua con la iluminación), pero hay también otras fuentes importantes como el calor que asciende por convección desde el fondo de los mares y desde el

interior de la tierra o desde la propia atmósfera, o el producido por las reacciones químicas que tienen lugar en el seno de los océanos.

El agua del mar, comparada con las tierras, tiene un calor específico más alto. Por tanto, se calienta y se enfría más lentamente que las tierras. Sin embargo, en la tierra la radiación solar se queda casi toda en la superficie, mientras que en el agua del mar la radiación solar penetra, alcanzando generalmente una profundidad promedio de cien metros, pero que puede propagarse hasta los mil metros. La penetración de estas radiaciones depende principalmente de la turbidez, es decir, de la cantidad de materia sólida que se encuentra en suspensión (Mitrani Arenal, 2008).

Todo lo anterior hace que el mar sea el colector solar y el sistema de almacenamiento de energía más grande del mundo. Además, la gran inercia térmica de los océanos permite que la temperatura sea más estable en ellos y sus cambios sean menos marcados en el transcurso del día y de las cuatro estaciones que en los continentes.

En general, la temperatura superficial del mar se encuentra entre 2 y 30 °C en dependencia de la latitud geográfica, pudiendo alcanzar en algún caso el valor extremo de 0 °C. Las máximas variaciones térmicas diarias por término medio son de 1 °C y se producen entre las 14 y 15 horas, y las mínimas se producen hacia las 5 horas. Las oscilaciones de temperatura a nivel estacional van desde 5 °C en los trópicos hasta 10 °C en las zonas templadas, aunque en la costa y mares cerrados, estas oscilaciones suelen ser mayores (Mediterráneo, por ejemplo, hasta 12 °C, Báltico hasta 17 °C, Mar Negro hasta 18 °C). Existen otros factores que influyen en las oscilaciones térmicas:

Latitud: tiempo de insolación e inclinación de los rayos solares.

Profundidad: al aumentar, se estabiliza la temperatura entre 4 y 1 °C. En superficie hay mayores variaciones, aunque dependen también de los vientos y las corrientes oceánicas, que mezclan las capas marinas.

Corrientes: las diferencias de temperaturas provocan irregularidades en la densidad de las aguas. Esto último genera corrientes marinas las cuales, pueden llegar incluso a anular el efecto de la latitud sobre la temperatura.

Conforme se profundiza en el mar la intensidad de la radiación decrece, por lo que la temperatura disminuye. Esto determina que la distribución vertical de temperaturas en el océano abierto conste de dos capas separadas por una interface (Mitrani Arenal, 2008). Una capa superior de agua relativamente caliente, con una temperatura uniforme. Esa capa puede extenderse de los 20 a los 200 metros de profundidad, dependiendo de las condiciones locales. Debajo de esta franja existe una zona limítrofe, denominada termoclina (Figura 2.4), que algunas veces se caracteriza por un descenso brusco de la temperatura, pero con mayor frecuencia por un cambio gradual. Esta franja, que puede considerarse comprendida entre los 200 m y 400 m de profundidad, divide a las aguas superficiales, menos densas y menos salinas, de las aguas de las profundidades, más frías, densas y salinas. La temperatura de la capa inferior decrece progresivamente hasta alcanzar 4 °C a 1 km.

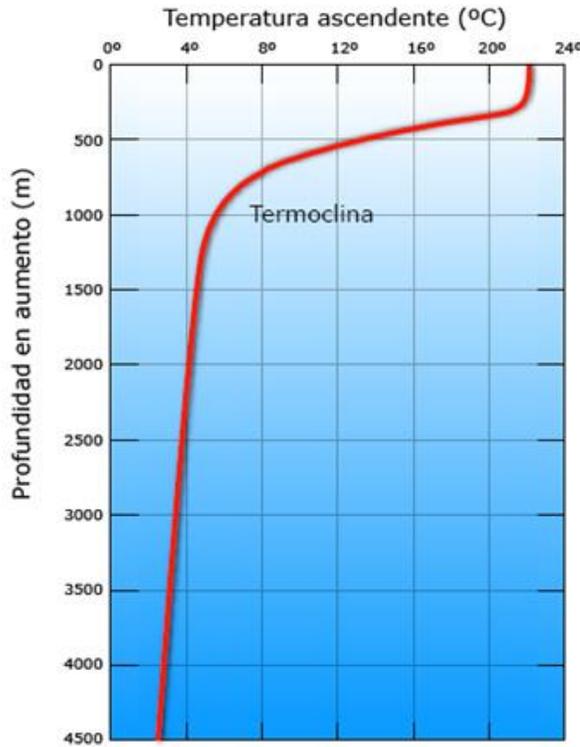


Figura 2.4 Termoclina (Fernández Díez, 2002)

En general, cuando en los océanos se alcanzan profundidades de 1500 m o mayores, la temperatura del agua puede ser menor de 4 °C, en cualquier parte del mundo, independientemente de la temperatura superficial. En las profundidades de los abismos, a 11 kilómetros de la superficie, la temperatura es menor de 2 °C, levemente superior al punto de congelación del agua salada, que para una salinidad de 25 ‰ es de aproximadamente 1,33 °C (Mitrani Arenal, 2008).

Comportamiento de la temperatura del mar en el área de estudio

En la Figura 2.5 se muestran los perfiles verticales de temperatura, extraídos de una investigación realizada en el área de interés por el Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada (CICESE), en Baja California. En esta se realiza una descripción de la temperatura y la salinidad mediante perfiles verticales, así como una estimación de las anomalías de estas dos variables con base en los promedios del periodo de 1997-2011 a las profundidades de 10, 20, 50 y 200 metros (Espinosa Leal, 2014).

Tal como se puede apreciar, las temperaturas superficiales del mar varían estacionalmente encontrándose como valores mínimos los 16 °C.

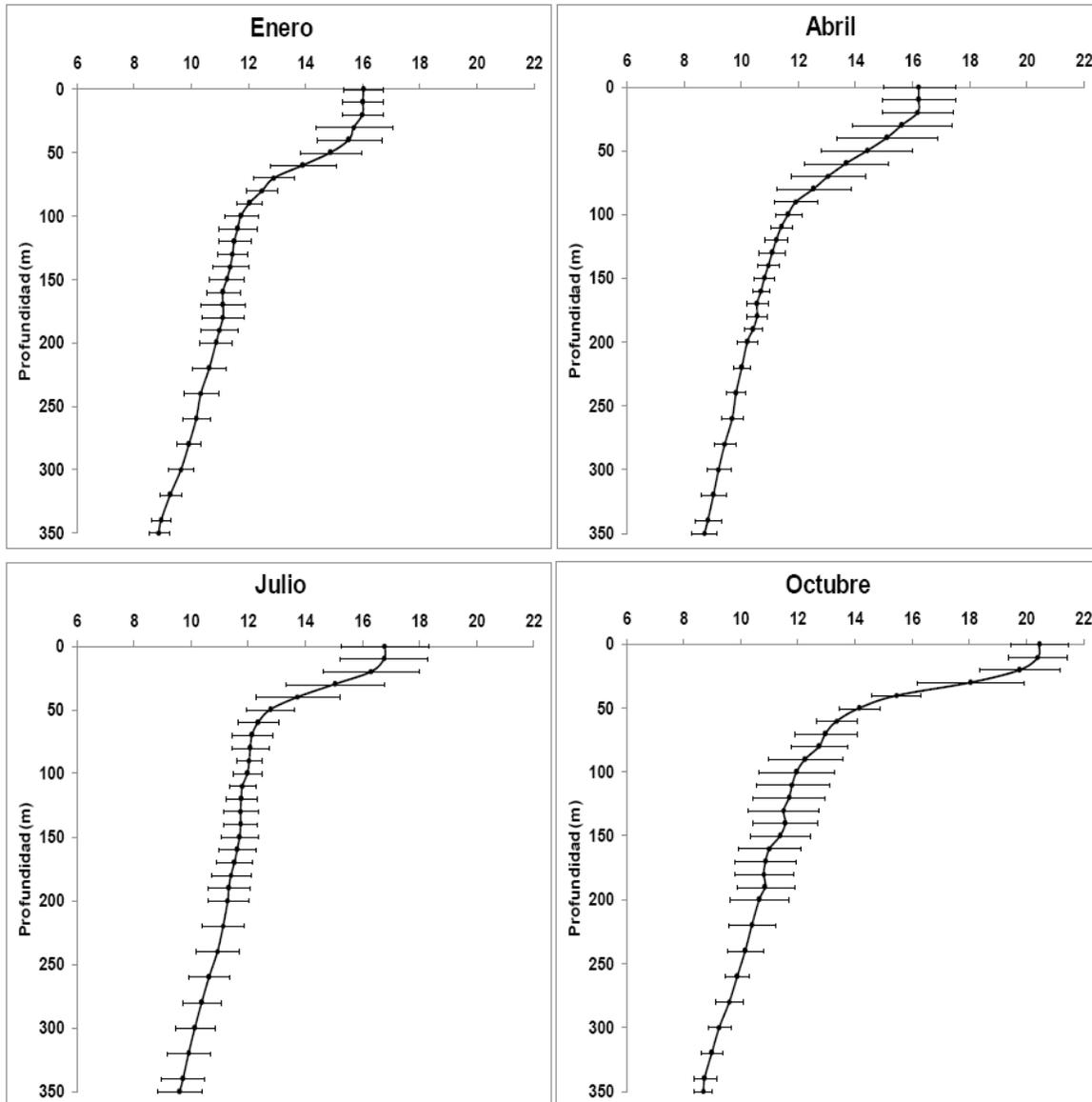


Figura 2.5 Perfil vertical de temperaturas y sus anomalías para la zona frente a Punta Eugenia-Punta Abrejos, Baja California (Espinoza Leal, 2014)

Nótese que la isobata de los 10°C se encuentra entre los 150 y los 200 metros de profundidad. Este hecho representa un gran ahorro en los gastos de inversión y mantenimiento correspondientes al tubo de extracción de agua fría de las profundidades, dado que se reduce de la profundidad de los 1000 metros reglamentados hasta 200 metros.

En la presente investigación se pretende emplear las descargas térmicas resultantes del proceso de condensación de la Central Termoeléctrica Presidente Juárez como agua caliente, ya que el calor cedido por el vapor se transfiere al agua de mar alimentada al condensador a 24°C y retornando al

mar a 32°C. Se cuenta con un aumento de 8.6°C en comparación al agua superficial cuando se incluyen y mezclan las diferentes descargas térmicas de los distintos módulos de la planta (Cisco de Ensenada, S.A. de C.V., 2001). En la manifestación de impacto ambiental de CISCO se especifica que el efluente de salida en el canal de descarga es 38 m³/s (Figura 2.6)



Figura 2.6 Vista satelital de la Central Termoeléctrica Presidente Juárez, se señala el canal de salida del agua caliente (Google map, 2019)

Se analizó a continuación la distancia a la costa de las distintas isobatas de 1000, 800, 500, 200, 100 y 50 metros de profundidad, los resultados se muestran en las figuras de la 2.7 a la 2.12.

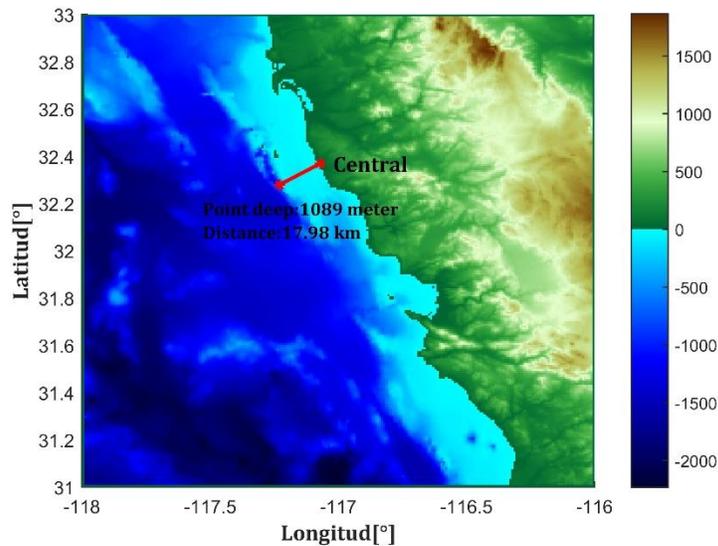


Figura 2.7 Distancia a la costa de la isobata de 1000 metros (elaboración propia con datos batimétricos del atlas Gebco (British Ocenographic Data Centre, 2009))

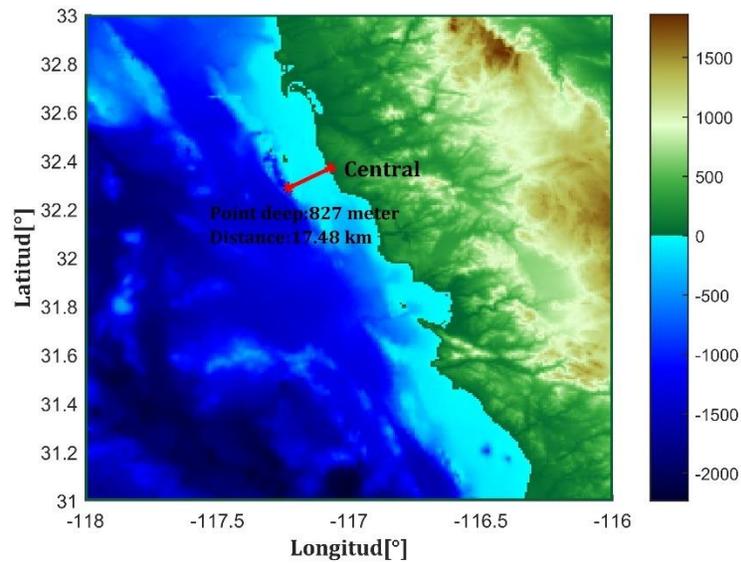


Figura 2.8 Distancia a la costa de la isobata de 800 metros (elaboración propia con datos batimétricos del atlas Gebco (British Ocenographic Data Centre, 2009))

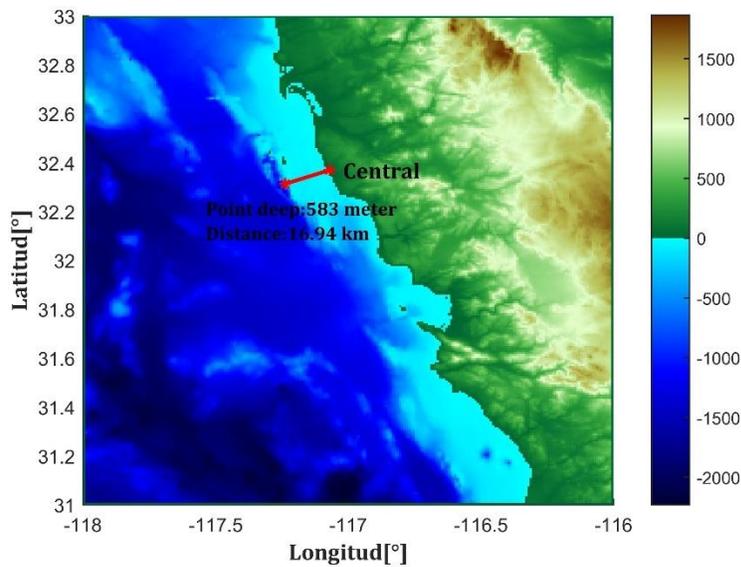


Figura 2.9 Distancia a la costa de la isobata de 500 metros (elaboración propia con datos batimétricos del atlas Gebco (British Ocenographic Data Centre, 2009))

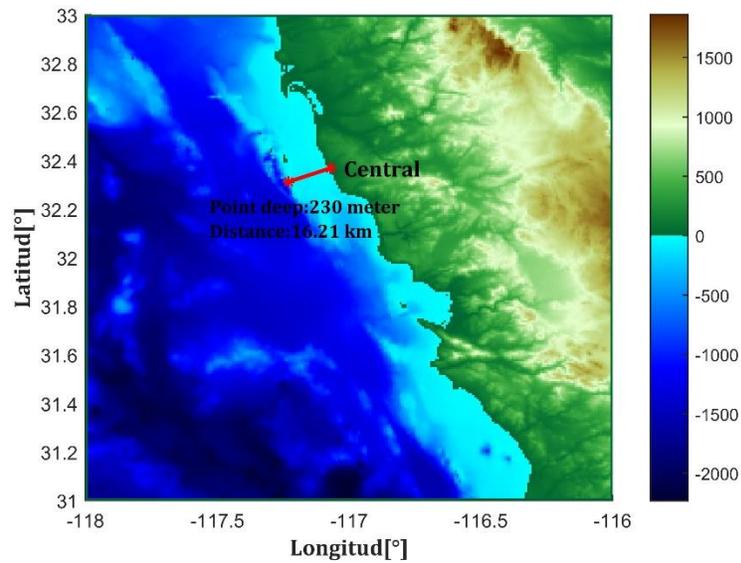


Figura 2.10 Distancia a la costa de la isobata de 200 metros (elaboración propia con datos batimétricos del atlas Gebco (British Ocenographic Data Centre, 2009))

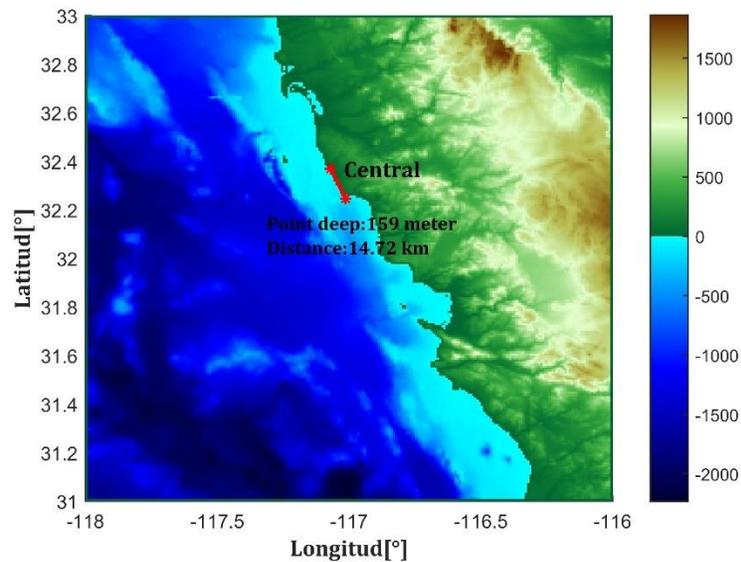


Figura 2.11 Distancia a la costa de la isobata de 100 metros (elaboración propia con datos batimétricos del atlas Gebco (British Ocenographic Data Centre, 2009))

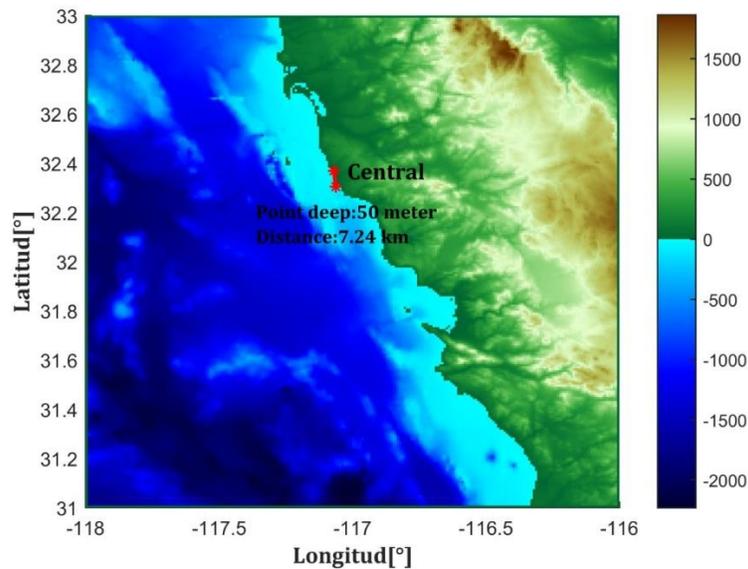


Figura 2.12 Distancia a la costa de la isobata de 50 metros (elaboración propia con datos batimétricos del atlas Gebco (British Ocenographic Data Centre, 2009))

La elaboración de estos mapas se realizó a partir del empleo del Atlas Batimétrico Gebco, en su versión centenaria del 2009.

Del análisis de estos mapas se desprende que las aguas profundas más frías teóricamente necesarias para el proceso de condensación del fluido de trabajo se encuentran a distancias muy alejadas de la costa, sin embargo las que se encuentran a profundidades de 50 metros que tienen temperaturas con las cuales se obtiene el gradiente de 20°C tomando como flujo caliente los 32°C del canal de descarga, están dentro del rango de 10km máximo admisible para su aprovechamiento (Soto & Vergara, 2014).

En las figuras 2.13 y 2.14 se muestran las medias de la temperatura superficial nocturna del agua de mar en las diferentes estaciones y con 10 años de diferencia. Nótese que la temperatura superficial para el año 2013 en general es ligeramente inferior a la del año 2003. En nuestra área de interés, ubicada en Rosarito Baja California estas temperaturas se encuentran alrededor de los 16°C y dado que la temperatura del agua en el canal de descarga se encuentra a 32°C, se obtiene un gradiente medio de 16°C. Lo que nos plantea la alternativa de que sería más rentable: enfriar esa agua superficial unos 4°C o extraer el agua fría a casi 8km de distancia de la costa.

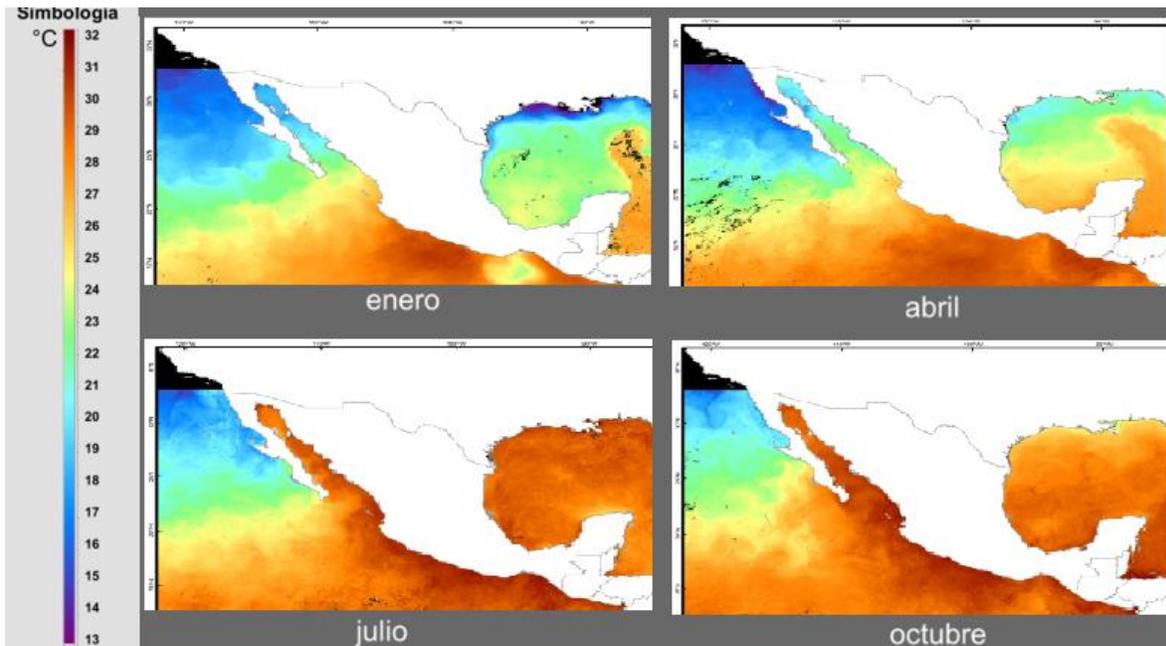


Figura 2.13 Promedio mensual de la temperatura superficial del mar nocturna en diferentes estaciones del año 2003 (CONABIO, 2014)

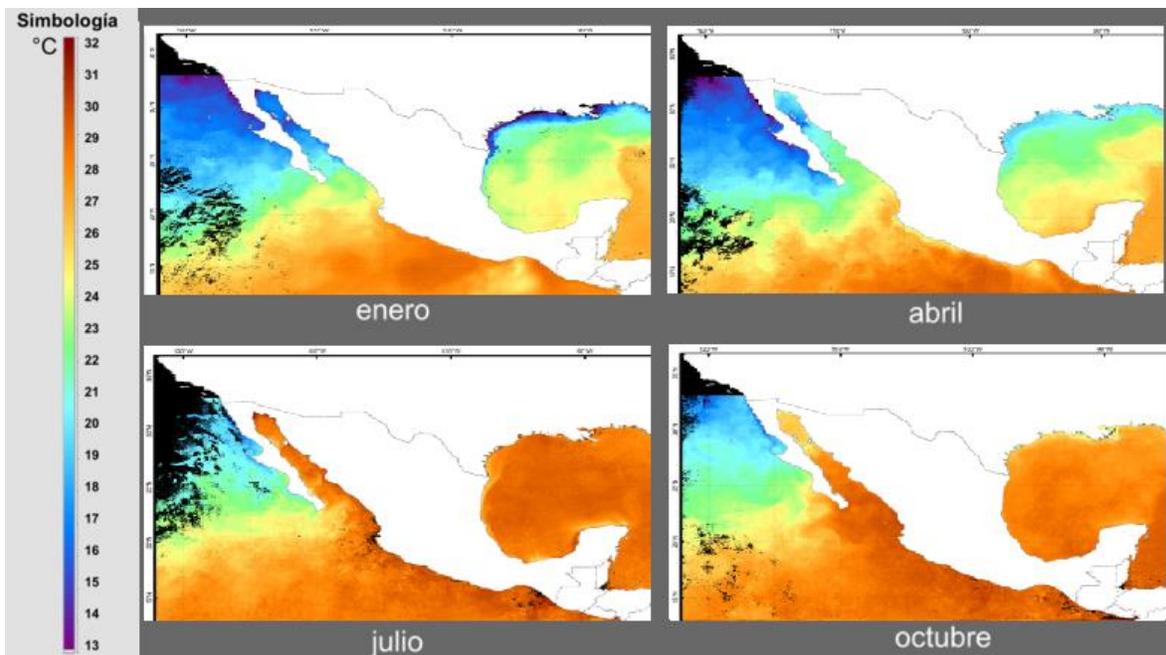


Figura 2.14 Promedio mensual de la temperatura superficial del mar nocturna en diferentes estaciones del año 2013 (CONABIO, 2014)

CAPÍTULO 3

Internacionalmente, se utilizan diferentes enfoques con el propósito de aumentar el muy bajo rendimiento de las centrales OTEC, entre ellos se encuentran (Dijoux, et al., 2017):

- Modificar la estructura del ciclo
- La optimización de las condiciones de trabajo del ciclo
- Escogiendo el fluido de trabajo más adaptable

Considerando el primer punto, anteriormente se han descrito los diversos ciclos termodinámicos, algunos modificados para mejorar el rendimiento de la planta, como el Kalina y el Uehara, por otro lado, el ORC básico parece ser el más simple y proporciona confiabilidad, bajos costos de inversión y fácil mantenimiento (Bao & Li, 2013).

La selección por tanto del ciclo a emplear se realiza teniendo en cuenta lo mencionado en el problema científico, la necesidad de agua potable en la zona de interés

Para la selección del fluido de trabajo se han propuesto varios criterios y métodos que se analizarán en este capítulo.

3.1 Fluidos de trabajo

Los fluidos de trabajo son gases o líquidos presurizados que accionan una máquina. Se pueden citar como ejemplos el vapor en una máquina de vapor, el aire en un motor de aire caliente y el fluido hidráulico en un motor hidráulico o cilindro hidráulico. En general, en un sistema termodinámico, el fluido de trabajo es un líquido o gas que absorbe o transmite energía.

En las máquinas OTEC, hasta el momento, los principales fluidos de trabajo han sido el amoníaco y en años recientes también se ha usado una mezcla de amoníaco-agua. Lo necesario es que estos fluidos cumplan con varios criterios, los principales son: buenos rendimientos termodinámicos, no toxicidad, pequeño impacto ambiental, bajo costo, disponibilidad y compatibilidad con tuberías y materiales de componentes.

Desafortunadamente, es difícil encontrar el fluido perfecto que cumpla con todas estas cualidades. Se han comparado los rendimientos de más de cien fluidos de trabajo seguros para el ozono (M. J. Lee, 1993) y descubrieron que los rendimientos termodinámicos de los fluidos se correlacionan con sus propiedades físicas, tales como el punto de ebullición normal, la presión crítica y el peso molecular.

Debido a que afecta: la eficiencia del sistema, el tamaño de los componentes del sistema, el diseño de la máquina de expansión, la estabilidad del sistema y las preocupaciones de seguridad y medioambientales; la selección de fluidos de trabajo es muy importante para el rendimiento del sistema (A. Schuster, 2009).

Fluidos de trabajo para el Ciclo Rankine Orgánico

A diferencia de las características de otros ciclos termodinámicos, como el ciclo de refrigeración de compresión (se determinan las condiciones de trabajo) y el ciclo de Kalina (la composición del fluido de trabajo se establece, aunque las fracciones de masa varían), la selección de fluido de trabajo del sistema ORC es una tarea más complicada debido a dos razones básicamente (Quoilin, et al., 2011):

1. Las condiciones de trabajo y los tipos de fuente de calor de ORC varían ampliamente: desde una fuente de calor de baja temperatura de 80° C (por ejemplo, un colector solar geotérmico, de placa) hasta una fuente de calor de 500° C (por ejemplo, biomasa).
2. Excepto algunas sustancias cuyas temperaturas críticas son demasiado bajas o demasiado altas, se pueden usar cientos de sustancias como candidatos a fluido de trabajo de ORC, incluidos hidrocarburos, hidrocarburos aromáticos, éteres, perfluorocarbonos, FC, alcoholes, siloxanos e inorgánicos (que no debería ser intrínsecamente un ORC sino debido a la similitud con ORC para que lo incluyera)

En la Tabla IV se presenta un resumen de las principales investigaciones sobre fluidos de trabajo para ORC, mientras que en el Apéndice A se incluye una compilación realizada por Bao & Li en el 2013, que muestra todos los posibles candidatos a fluidos de trabajo.

Tabla IV. Resultados de investigaciones en la determinación de mejores fluidos de trabajo para ORC

Autor (es)	Temperatura de condensación	Temperatura de evaporación	Fluidos considerados	Fluidos recomendados
(Badr, et al., 1990)	30 - 50 °C	120 °C	R11, R113, R114	R 113
(Maizza & Maizza, 2001)	35 - 60 °C	80 – 110°C	Fluidos de trabajo no convencionales	R123, R124
(Liu, et al., 2004)	30 °C	150 – 200 °C	R123, isopentano, HFE7100, Benceno, Tolueno, p-xileno	Benceno, Tolueno, R123
(El Chammas & Clodic, 2005)	55 °C (100 °C para el agua)	60-150 °C (150-260 °C para el agua)	Agua, R123, Isopentano, R245ca, R245fa, butano, isobutano y R152a	Agua, R245ca, isopentano
(Drescher & Brüggemann, 2007)	90 °C	250-350 °C	ButilBenzeno, Propilbenceno, Etilbencina, Tolueno, OMTS	ButilBenzeno
(Hettiarachchi, et al., 2007)	30 °C	70-90 °C	Amoníaco, n-pentano, R123, PF5050	Amoníaco
(Lemort, et al., 2007)	35 °C	60-100 °C	R245fa, R123, R134a, n-pentanos	R123, n-pentanos

(Saleh, et al., 2007)	30 °C	100 °C	Fluorados, alcanos, éteres y éteres fluorados	RE134, RE245, R600, R245fa, R245ca, R601
(Borsukiewicz-Gozdur & Nowak, 2007)	25 °C	80-115 °C	propileno, R227ea, RC318, R236fa, ibutano, R245fa	propileno, R227ea, R236fa
(Mago, et al., 2008)	25 °C	100-210 °C	R113, R123, R245ca, Isobutane	R123
(Tchanche, et al., 2009)	35 °C	60-100 °C	Refrigerantes	R152a, R600, R290
(Facão, et al., 2009)	45 °C	120 °C/230 °C	Agua, n-pentano, HFE7100, ciclohexano, tolueno, R245fa, n-dodecano, isobutano	n-dodecano
(Dai, et al., 2009)	25 °C	145 °C	Agua, amoniaco, butano, isobutano R11, R123, R141B, R236EA, R245CA, R113	R236EA
(Desai & Bandyopadhyay, 2009)	40 °C	120 °C	Alcanes, benceno, R113, R123, R141b, R236ea, R245ca, R245fa, R365mfc, tolueno	Tolueno, Benceno
(Gu, et al., 2009)	50 °C	80-220 °C	R600a, R245fa, R123, R113	R113, R123
(Mikielewicz & Mikielewicz, 2010)	50 °C	170 °C	R365mfc, heptano, pentano, R12, R141b, etanol	Etanol
(Aljundi, 2011)	30 °C	50-140 °C	RC-318, R-227ea, R-113, isobutano, n-butano, n-hexano, isopentano, neopentano, R-245fa, R-236ea, C5F12, R-236fa	n-hexano

Fluidos de trabajo para el Ciclo Kalina

Existen diferentes tipos de familias de ciclos de Kalina (KCS por sus siglas en inglés), que se conocen por sus nombres únicos. Por ejemplo, KCS5 es particularmente aplicable a plantas de cocción directa. KCS6 es aplicable a la turbina de gas basada en ciclos combinados y el sistema de ciclo Kalina 11 (KCS11) y KCS34 están diseñados para explotar fuentes de calor de baja temperatura (Elsayed, et al., 2013).

Como anteriormente se describió, el ciclo Kalina utiliza una mezcla de amoníaco y agua como fluido de trabajo, aunque se ha estudiado la viabilidad del uso de mezclas zeotrópicas alternativas (Elsayed, et al., 2013). Los resultados de Elsayed muestran que el KCS11 puede producir hasta un 40% de aumento en la eficiencia en comparación con el ORC cuando se usa amoníaco y hasta un 20% de aumento cuando se usa R134a.

En dicha investigación, se analizaron diecinueve combinaciones de fluidos de trabajo para explorar la posibilidad de utilizar alternativas que no sean tóxicas y que superen al par de amoníaco-agua para el ciclo de Kalina. **Los resultados mostraron que las mezclas a base de propano y propileno tienen el potencial de reemplazar el par de amoníaco-agua.**

Estas mezclas se clasifican en cuatro grupos basados en el componente con bajo punto de ebullición, a saber, CO₂, R32, propano y propileno. Las características de los fluidos de trabajo seleccionados para estas mezclas se muestran en la tabla V.

Tabla V. Pares de trabajo investigados para el KCS11 (Elsayed, et al., 2013)

Mezclas binarias propuestas					
Mezclas con CO ₂	Mezclas con R32	Mezclas con Propano		Mezclas con Propileno	
CO ₂ -DME	R32-DME	R290-R601		R1270-R601	
CO ₂ -R1270	R32-R600	R290-R600		R1270-R600	
CO ₂ -R290	R32-R600a	R290-R600a		R1270-R600a	
CO ₂ -R601a	R32-R601a	R290-R601a		R1270-R601a	
CO ₂ -R601					
CO ₂ -R600a					
CO ₂ -R600					
Refrigerante	Temperatura de punto de ebullición (°C)	Potencial de Calentamiento Global	Calor latente de evaporación (Kj/kg)	Inflamabilidad	Toxicidad
Amoníaco	-33.34	<1	1370	Si	Si
Agua	100	0	2256	No	No
CO ₂	-78.46	1	232	No	No
Difluorometano (R32)	-51.65	650	382	Si	No
Propileno (R1270)	-47.62	3	438	Si	No
Propano (R290)	-42.11	3	425	Si	No
Butano (R600)	-0.49	3	386	Si	No
Isobutano (R600a)	-11.749	3	365	Si	No
Pentano (R601)	36.06	3	357	Si	No
Iso-pentano (R601a)	27.5	3	343	Si	No
Dimetiléter (DME)	-24.782	2	465	Si	No

3.2 Definición del Fluido de trabajo

Los aspectos que se deben considerar para elegir el fluido de trabajo más adecuado para una planta OTEC anexa a una central termoeléctrica serían los siguientes (Bernal, 2016) (Cerezo Acevedo, et al., 2017):

- 1- Potencial de destrucción de la capa de Ozono (ODP): Corresponde a la habilidad del refrigerante para destruir el ozono estratosférico y es relativo al ODP del R11 (clorofluorcarbono) el cual es el que mayor impacto presenta sobre la capa de ozono. Dadas sus implicaciones para el medio ambiente, se deben considerar los fluidos de trabajo que presenten un valor nulo de este indicador.
- 2- Poder de calentamiento, GWP (Global Warming Potential): El GWP es un índice que mide la cantidad de energía que absorbe un gas por periodo de tiempo, el tiempo de referencia son 100 años (Environmental Protection Agency. NE). Se mide en relación al CO₂ el cual es el gas que atrapa menos calor, se le da un valor de 1, de ahí los demás gases tienen un valor asignado, si un gas tiene un valor de 23 quiere decir que atrapa 23 veces más calor que el CO₂.

En México, todavía no existen regulaciones en cuanto al límite de GWP para los gases refrigerantes, sin embargo en la Unión Europea en el “REGLAMENTO (UE) No 517/2014 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 16 de abril de 2014 sobre los gases fluorados de efecto invernadero”, establece en su Artículo 11, Apartado 1, las prohibiciones de comercialización contempladas para el año 2020, donde se especifica que aquellos sistemas de refrigeración fija que contengan algún HFC o cuyo funcionamiento dependa de él y tengan un GWP igual o mayor a 2500, deberá ser retirado del mercado. Por lo que se decidió retirar aquellos refrigerantes que fueran mayores a 2500 (Cerezo Acevedo, et al., 2017).

- 3- Presión de vapor: La presión a la cual se evaporará el fluido de trabajo. Las presiones de trabajo se recomiendan que sean superiores a la atmosférica (101.325 kPa) y menor que 1000 kPa (Cerezo Acevedo, et al., 2017).
- 4- Seguridad en su uso: La seguridad se refiere a la toxicidad y a la flamabilidad del gas. La toxicidad se divide en clase A y B, dependiendo del tiempo que una persona puede estar expuesta a cierto refrigerante, la clase A no presenta toxicidad en concentraciones de refrigerantes mayores o iguales a 400 ppm, mientras que la clasificación B presenta toxicidad en concentraciones iguales o menores a 399 ppm (Yañez, 2010). La flamabilidad se refiere a qué tanto un refrigerante propiciará la flama, se clasifican en clase 1, 2 y 3, la clase 1 no propaga el fuego, el 2 presenta baja propagación y el 3 tiene una alta propagación. En la Tabla VI se presenta la clasificación de los refrigerantes.

Tabla VI. Clasificación de seguridad de los refrigerantes

Flamabilidad	Clase	Toxicidad	
		Baja toxicidad	Alta toxicidad
		A	B
No propaga la flama	1	A-1	B-1
Baja propagación de flama	2	A-2	B-2
Alta propagación de flama	3	A-3	B-3

Los valores de: ODP, GWD, la inflamabilidad y la toxicidad; se consultaron en la tabla “Physical, Safety and Environmental Data for Refrigerants (sorted by ASHRAE₂₃₄ designations 2010)”, debido a la imposibilidad de comprar la tabla original la obtuvimos de “Physical, Safety and Environmental Data for Current and Alternative Refrigerants” de Calm et al., 2011.

Sin embargo, para tener un mejor filtro, se toman en cuenta el Límite de Exposición Profesional (OEL, por sus siglas en inglés) y el Menor Límite de Inflamabilidad (LFL, por sus siglas en inglés), para los índices de toxicidad e inflamabilidad, respectivamente (Cerezo Acevedo, et al., 2017).

El OEL tiene por unidades el ppm (v/v) y se da para una jornada de trabajo diaria de 8 a 10 horas al día o de 40 horas a la semana, en un promedio ponderado en función del tiempo. Se refiere a la cantidad máxima a la que puede estar expuesta una persona a cada tipo de refrigerante por horas a la semana. Esto significa que cuanto mayor sea este número, menos tóxico será el refrigerante.

Por otro lado, el LFL, está dado en porcentaje de concentración en el aire ambiente. Esto significa que se indica la cantidad mínima de concentración de refrigerante para que este sea inflamable en contacto con el aire. Con esto, se tendría que a menor número de LFL, es menos probable que el refrigerante se encienda.

5- Parámetros para el dimensionamiento de la turbina y el intercambiador de calor.

Cuando se habla de tener el menor flujo másico para la operación de la central se plantea un factor B que será inversamente proporcional al flujo másico, teniendo B las unidades de medida de los factores que lo componen, de la forma B [kPa M kJ/kg]:

$$B = p_v * \Delta H_{lg} * M$$

Donde:

- p_v - Es la presión de saturación a 1 atm en kPa
- ΔH_{lg} - Cambio de entalpía por cambio de fase (kJ/kg)
- M- Peso molecular (M)

Un valor máximo de B le corresponde el mínimo volumen requerido para la turbina, ductos y válvulas asociadas, de forma que se reduce la sección de los álabes y de la tubería de admisión.

Para el dimensionamiento de los intercambiadores, se busca disminuir su superficie de intercambio, que se obtiene de:

$$A = \frac{\dot{Q}}{U_0 \Delta T_m}$$

Donde:

- \dot{Q} = flujo de calor (W)
- U_0 = Coeficiente global del intercambiador (W/m² °C)
- A = Área del intercambiador (m²)

El coeficiente de transferencia de calor por convección h se puede expresar mediante la relación (Avery, 1994):

$$h = \left(\frac{k^3 * \rho_l^2 * \Delta H_{lg}}{\theta * \mu_l * \Delta T} \right)^{1/4}$$

Donde:

k- Conductividad térmica (W/mK)

ρ_l - Densidad del líquido (kg/m³)

θ - Diámetro de la tubería (m)

μ_l - Viscosidad dinámica del líquido (Pa*s)

El máximo valor de diámetro se asociará una mínima área de transferencia de calor. Se buscará tener la constante mayor, ya que las variables ΔT y θ serán iguales para cada fluido de trabajo.

Para ciertas ΔT y ciertos θ se tiene la siguiente expresión:

$$h = constante \left(\frac{k^3 \rho^2 H_{lg}}{\mu} \right)^{1/4} = constante \times \varphi$$

- 6- Costo del refrigerante: El costo también es un rubro importante a considerar para su elección, dentro de este rubro se puede considerar el tiempo de reemplazo, si es de largo plazo o interino.

3.2.1 Primer filtro

Partiendo de los análisis de Cerezo *et al.* los primeros tres parámetros para decantación fueron: el ODP (Ozone Development Potencial), el GWP (Global Warming Potencial a 100 años) y la Presión de Vapor a una temperatura de 15.56 °C. Se analizaron los 50 fluidos de trabajo disponibles en el programa Engineering Equation Solver (EES) en su versión comercial (Anexo B). De ellos, solo 10 cumplen con estos tres parámetros y se muestran en la tabla VII.

Tabla VII. Fluidos de trabajo resultantes del primer filtro

Fluido	ODP	GWP	Presión de vapor a 15.56 °C (kPa)
Amonio (R717)	0	1	742.5
Isobutano (R600a)	0	20	263.3
n-butano	0	20	179.8
Propano (R290)	0	20	742.9
Propileno (R1270)	0	20	907.3
R134a	0	1370	497.5
R152a	0	133	447.1
R407c	0	1700	755.9

Caracterización de los refrigerantes resultantes en el primer filtro:

- R717 (Amoníaco NH₃): Es un refrigerante muy conocido que se emplea sobre todo en grandes plantas industriales, hasta el momento es el más comúnmente empleado en los sistemas OTEC. Presenta desventajas como son su incompatibilidad con otros materiales, su toxicidad y su inflamabilidad, pero presenta mejor eficiencia que el R134a o el propano.
- R600a (Isobutano): Es un hidrocarburo utilizado como refrigerante en refrigeradores domésticos o en pequeños aparatos de refrigeración comercial y en máquinas expendedoras.
- n-butano: Es empleado en sistemas de aire acondicionado, se usa en solventes, spray para el cabello, para calibrar analizadores de impurezas, analizadores de control medioambiental y de atmósferas de trabajo o de procesos en petroquímica.
- R290 (propano): Empleado en sistemas de refrigeración y en bombas de calor. A pesar de que tiene un impacto ambiental muy bajo, la principal desventaja es su alta inflamabilidad. El volumen de carga de este suele ser menor al de otros refrigerantes.
- R1270 (propileno) entre sus usos incluye la refrigeración comercial, los gabinetes desahumadores, conservación en cámara frigorífica y transformación de los alimentos, refrigeración industrial, los pequeños sistemas de aire acondicionado y los sistemas grandes de aire acondicionado.
- R134a (tetrafluoroetano): Es un gas refrigerante del tipo HFC (hidrofluorcarbono) que no daña la capa de ozono. Es de baja toxicidad, no es inflamable con la presencia del aire atmosférico a temperatura inferior a 100 °C y a presión atmosférica. No es corrosivo, y es compatible con la mayoría de los materiales.
- R152a (difluorometano): Se emplea en aerosoles, tiene impacto ambiental bajo, aunque es inflamable.
- R407C es una mezcla de gases refrigerantes HFC no azeotrópica, con cero agotamientos a la capa de ozono, utilizada en equipos nuevos de climatización y aire acondicionado. También es un sustituto indirecto (retrofit), en equipos de R-22 de temperaturas positivas y medias.

3.2.2 Segundo filtro

En el segundo filtro se analizarán los parámetros de seguridad y dimensionamiento de la turbina y el intercambiador de calor.

Los valores correspondientes de inflamabilidad, LFL, Toxicidad y OEL se muestran en la tabla VIII.

Tabla VIII. Valores de los índices de inflamabilidad, LFL, Toxicidad y OEL según la tabla de ASHARE

Fluido	Inflamabilidad	LFL (PPMv)	Toxicidad	OEL (%)
Amonio	2	16.7	B	25
Isobutano	3	1.6	A	1000
n-butano	3	2	A	1000
Propano (R290)	3	2.1	A	1000
Propileno (R1270)	3	2.7	A	500
R134a	1	0	A	1000
R152a	2	4.8	A	1000
R407c	1	0	A	1000

Empleando el programa EES se obtuvieron los valores de las propiedades físicas de cada uno de los 8 refrigerantes, que se muestran en la Tabla IX.

Tabla IX. Propiedades físicas de los refrigerantes a evaluar

Fluido	Peso molecular (M) g/mol	Presión de vapor a 15.5 °c (P) kPa	Entalpía de cambio de fase (H_{fg}) kJ/kg	Viscosidad (μ) kg/m*s	Conduct. térmica (K) W/mK	Densidad (ρ) kg/m ³
Amonio	17.03	742.50	1204.00	0.0001596	0.50290	616.7
Isobutano	58.12	263.30	339.40	0.0001666	0.09245	561.8
n-butano	58.12	179.80	370.20	0.0001744	0.10860	587.7
Propano (R290)	44.10	742.90	351.20	0.0001089	0.09975	506.5
Propileno (R1270)	42.08	907.30	352.30	0.0000935	0.11750	520.4
R134a	102.00	497.50	186.10	0.0002184	0.08769	1241.0
R152a	66.05	447.10	289.80	0.0001816	0.10570	922.3
R407c	86.20	755.90	197.30	0.0001690	0.08802	1175.0

Con las propiedades de los refrigerantes se evaluaron los parámetros B y ϕ . En la tabla X se muestran todos los parámetros a considerar para la selección del fluido de trabajo más idóneo a emplear. Se incluyen los costos por kilogramo en pesos mexicanos que se extrajeron de varios proveedores por internet (Anónimo, 2018).

Tabla X. Parámetros para evaluar para la selección del fluido de trabajo

Fluido	GWP	ϕ	B	Toxicidad OEL	Inflamabilidad LFL	Costos \$/kg
Amonio	1	10910.54	15224309.10	25	16.7	11.00
Isobutano	20	18849.26	5193836.84	1000	1.6	248.92
n-butano	20	19411.61	3868581.12	1000	2	1.00
Propano (R290)	20	16321.13	11505975.77	1000	2.1	325.40
Propileno (R1270)	20	16605.01	13450526.52	500	2.7	43.58
R134a	1370	34352.59	9443644.50	1000	0	157.68
R152a	133	25008.43	8558070.76	1000	4.8	69.45
R407c	1700	31875.68	12855787.83	1000	0	182.78

Una vez obtenidas todas las propiedades físicas y de seguridad de los fluidos de trabajo, se procedió a realizar la matriz de decisiones. Para ello, se empleó el método de ponderación lineal para la toma de decisiones. Este depende de la asignación de pesos sobre el 100% a los criterios de evaluación en correspondencia con su importancia, se tomaron los valores de ponderación establecidos por Bernal en el 2016. La calificación global de cada alternativa (en este caso fluido de trabajo) se calcula sumando los productos de las calificaciones obtenidas con respecto a cada criterio por su peso asignado. Dado que los criterios están dados en diferentes escalas no pueden sumarse de forma directa, por lo que se requiere un previo proceso de normalización para que pueda efectuarse la

suma de contribuciones de los criterios. La normalización deberá reflejar si se trata de un criterio con preferencia de valor máximo o mínimo.

En la Tabla XI se muestran las ponderaciones de los aspectos a evaluar, se dan diferentes ponderaciones según distintos escenarios:

En el Escenario 1, se considera que los aspectos de dimensionamiento de planta y de seguridad tienen mayor importancia, por sobre el medio ambiente y el costo del fluido.

En el Escenario 2, se da más relevancia a los aspectos de seguridad, ya que en caso de realizarse pruebas estas se ejecutarán en un laboratorio.

En el escenario 3, se tomaron como más significativos los indicadores de impacto ambiental y los costos.

El escenario 4 muestra una variante donde todos los criterios tengan la misma relevancia.

Tabla XI. Ponderación de los aspectos a evaluar

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
φ	25	10	8	16.6667
B	25	10	8	16.6667
Toxicidad	15	30	17	16.6667
Inflamabilidad	15	20	17	16.6667
Poder de calentamiento (GWP)	10	15	25	16.6667
Costos aproximados del fluido de trabajo ofrecidos por proveedores mayoristas [\$/kg] (Anonimo, 2018) sujetos a cambio por disponibilidad del mercado.	10	15	25	16.6667

Se parte de una normalización lineal de la tabla IX, cuyos resultados se muestran en la tabla XII, esta se realizó a partir de $y=x*N + C$; donde N es la pendiente y C es la ordenada al origen, para ello se conoce que:

$$N = (1 - 0) / \text{Mejor valor} - \text{Peor valor} \quad \text{y} \quad C = y - Nx = 1 - N (\text{mejor valor})$$

Tabla XII. Normalización lineal de los parámetros evaluados

Fluido	GWP	φ	B	Toxicidad OEL	Inflamabilidad LFL	Costos \$/kg
Amonio	1.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.969
Isobutano	0.989	0.661	0.883	1.000	0.904	0.236
n-butano	0.989	0.637	1.000	1.000	0.880	1.000
Propano (R290)	0.989	0.769	0.327	1.000	0.874	0.000
Propileno (R1270)	0.989	0.757	0.156	0.487	0.838	0.869
R134a	0.194	0.000	0.509	1.000	1.000	0.517
R152a	0.922	0.399	0.587	1.000	0.713	0.789
R407c	0.000	0.106	0.209	1.000	1.000	0.440

Aplicando los valores antes establecidos para las ponderaciones resulta la Tabla XIII, donde se puede apreciar que según las relevancias de las ponderaciones se ven diferentes fluidos como los más relevantes.

Tabla XIII. Matriz de toma de decisión a partir del método de ponderación lineal

	Esenario 1	Esenario 2	Esenario 3	Esenario 4
Amonio	0.596	0.694	0.740	0.660
Isobutano	0.348	0.375	0.437	0.391
n-butano	0.422	0.511	0.676	0.539
Propano (R290)	0.425	0.367	0.391	0.410
Propileno (R1270)	0.656	0.703	0.771	0.709
R134a	0.579	0.433	0.430	0.509
R152a	0.525	0.491	0.614	0.562
R407c	0.598	0.409	0.372	0.492

En la figura 3.1 se aprecian estos resultados con mayor facilidad. Resaltándose que los fluidos con mejores resultados son el Propileno (R1270) y el Amonio R717).

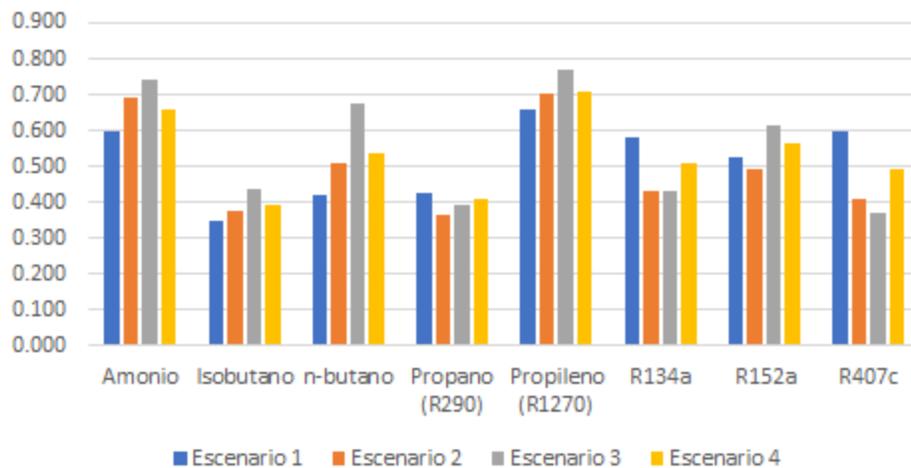


Figura 3.1 Visualización de los resultados de las ponderaciones

3.3 Consideraciones termodinámicas para el fluido de trabajo

Tal como se menciona al final del capítulo 2, el área de estudio: Central Termoeléctrica Presidente Juárez, ubicada en Rosarito, Baja California, presenta una plataforma continental en su zona costera lo que provoca que las profundidades de 100 metros en adelante se encuentran a más de 14 km de la costa. Por lo que se hace poco factible el empleo de esa agua en el proceso de condensación del fluido de trabajo.

A 50 metros de profundidad se encuentran temperaturas con las cuales se llega a obtener el gradiente de 20°C requerido, pero se localizan a poco más de 7 km de la costa.

Dado que si se obtiene el gradiente de 20°C pero las temperaturas no son las que en estudios anteriores se han considerado (25°C – 5°C aproximadamente), sino que se encuentran entre los 32°C y 12°C, se analizan las temperaturas y presiones de cada uno de los fluidos evaluados anteriormente (tabla XIV), en sus puntos críticos.

Tabla XIV. Características termodinámicas de los fluidos de trabajo anteriormente evaluados

Fluido	Presión de vapor a 15.5 °C en kPa	Temperatura de Ebullición (°C)	Punto Crítico	
			Temperatura (°C)	Presión (kPa)
Amonio	742.50	-33.340	132.40	11480.0
Isobutano	263.30	-11.749	135.00	3647.7
n-butano	179.80	-0.500	152.01	3796.0
Propano (R290)	742.90	-42.110	96.67	4250.0
Propileno (R1270)	907.30	-47.000	91.60	4610.0
R134a	497.50	-26.100	101.00	4070.0
R152a	447.10	-24.700	113.26	4520.0
R407c	755.90	-43.900	86.00	4600.0

La temperatura crítica muestra los límites en que el fluido puede ser líquido o gaseoso, tal como se aprecia en la tabla XIV todos los fluidos analizados anteriormente pueden ser empleados siempre que se controlen las presiones en el condensador y el evaporador.

CAPÍTULO 4

La presente investigación propone la instalación de un sistema OTEC como parte anexa a la central antes descrita en el Capítulo 2. En el presente capítulo se realizará un prediseño de este sistema y una valoración económica inicial.

4.1 Descripción del sistema

La figura 4.1 muestra el ciclo que se empleará basado en el diseño híbrido de Uehara. Quedan visibles los ciclos interconectados, el Rankine cerrado de vapor (1-2-3-4), un ciclo abierto de flujo caliente de agua de mar proveniente de la planta térmica que es devuelto a la superficie del mar (5-6-11) y un ciclo abierto de agua de mar fría extraída de aguas medias (150 metros) y devuelta a una profundidad menor (7-8-10).

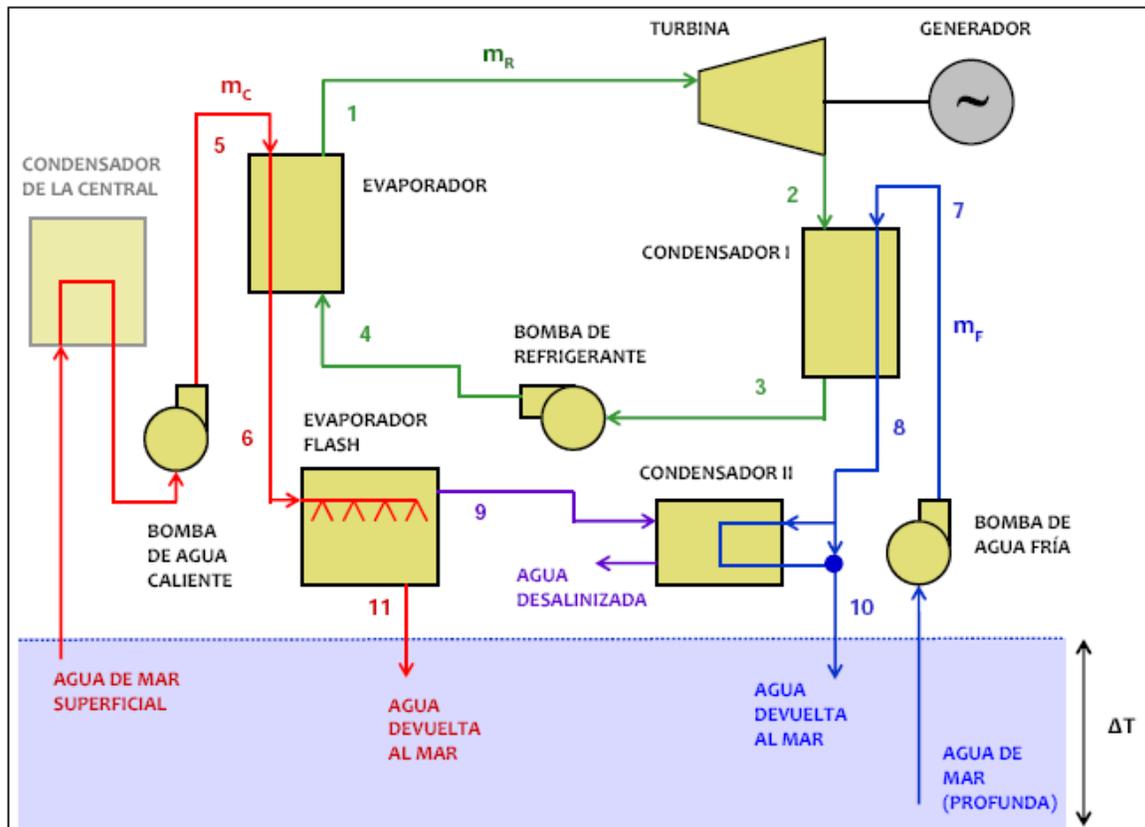


Figura 4.1 Ciclo OTEC híbrido de Uehara usado (Soto & Vergara, 2014)

Los intercambios de calor hacia y desde el ciclo Rankine ocurren en el evaporador y condensador, respectivamente. El flujo caliente, después de pasar por el evaporador, ingresa a una cámara flash de baja presión, donde una parte de él es evaporada y luego condensada (II), produciendo así agua desalinizada.

Se prescinde de la primera bomba ya que la velocidad de salida desde el condensador de la termoeléctrica es suficiente para llegar al evaporador de la OTEC. Se considera el agua caliente de

entrada a 32°C ya que proviene del sistema de enfriamiento del condensador de la Termoeléctrica, por lo tanto, se establece este valor a partir de datos reales tomados en la planta en el canal de descarga al mar.

El flujo volumétrico que se dispone para el funcionamiento de la OTEC es de 38 m³/s, como se mencionó en el Capítulo 2, este proviene del proceso de enfriamiento del condensador en la planta Presidente Juárez y se tomará directamente del canal de descarga, lo que sería aproximadamente un flujo caliente de 39,026.00 Kg/s determinándose por la fórmula:

$$\dot{m}_c = \dot{V}_c * \rho(s, T, p)$$

Donde la densidad es función de la temperatura, la salinidad y la presión. Tomaremos el valor promedio determinado empíricamente como la densidad del mar en esta zona geográfica de 1027 kg/ m³.

De lo que se conoce de estudios anteriores (Soto & Vergara, 2014) con ese flujo caliente, del que teóricamente no se podrá emplear en su 100%, se puede instalar una plana de 15 MW de potencia de generación. Para determinar el flujo de agua frío necesario se conoce que se requieren de 2.5 a 3 m³/s por MW de potencia instalado (Nihous, 2018), por lo que sería necesario un caudal frío aproximado de 45 m³/s que sería equivalente a un flujo másico de agua fría 46,215.00 Kg/s.

Para el cálculo de la tubería de extracción del agua fría se conoce que ASHRAE (American Society of Heating, 2009) limita la velocidad para bombas de succión y líneas de drenaje a un mínimo de 1.2 m/s y un máximo de 2.1 m/s. Vega (2003) sugiere que la velocidad promedio del flujo de agua de mar en un sistema OTEC sea menor a 2 m/s, por lo que se tomará como velocidad del flujo frío en una primera aproximación 1.8 m/s, a partir de acá se determina el diámetro (D) de la tubería de extracción a partir de la fórmula:

$$D = 2 \left(\frac{\dot{V}_F}{V_F \pi} \right)^{\frac{1}{2}} = 5.64 \text{ m}$$

Donde:

\dot{V}_F - es el flujo volumétrico frío establecido como 45 m³/s

V_F - es la velocidad del flujo frío establecido como 1.8 m/s

Con respecto al ducto de extracción del agua fría se propone emplear como material fibra de vidrio reforzada en plástico, ya que evita las pérdidas de calor y la rugosidad relativa de la tubería (ϵ) es relativamente pequeña, del orden de los 0.000004 metros (Soto & Vergara, 2014).

Gérard C. Nihous de la universidad de Hawaii propone la siguiente formulación para a determinación de la potencia energética neta de la planta, esta sería:

$$P_{net} = \dot{V}_F \frac{3\rho C_p \epsilon_{tg} \gamma (\Delta T)^2}{16(1 + \gamma)T} - P_{bf}$$

Donde:

C_p - Calor específico del agua de mar que se toma como 4000 J/ kg k (Nihous, et al., 2013)

ϵ_{tg} - Es la eficiencia combinada del turbo-generador, que para la OTEC es de 0.75 (Nihous, et al., 2013)

γ - Relación entre los caudales caliente y frío de agua de mar \dot{V}_C/\dot{V}_F de OTEC

ΔT - Es la diferencia de temperatura entre los caudales frío y caliente, que para ser aprovechable es de 20 °C o 20 K

T - Es la temperatura del caudal caliente de entrada a la central, que sería 32 °C o 305.15 K

P_{bf} - es la potencia de la bomba fría que se calcula mediante la fórmula (Nihous, et al., 2013):

$$P_{bf} = \dot{V}_F 0.30 \frac{\rho C_p \epsilon_{tg} \gamma}{4(1 + \gamma)}$$

Llevando realizando los cálculos se determina que $P_{bf} = 4.76$ MW que representan las pérdidas por la bomba de extracción del agua fría, lo que representaría que la potencia neta de la planta sería del orden de los **10.84 MW**, según las formulaciones del Dr. Nihous.

4.2 Otros usos de CTEC

De las plantas CTEC se pueden obtener múltiples subproductos como: agua desalada, agua fría y agua con nutrientes, como se observa en la Figura 4.2, que pueden ser utilizados para potencializar diversos renglones económicos.

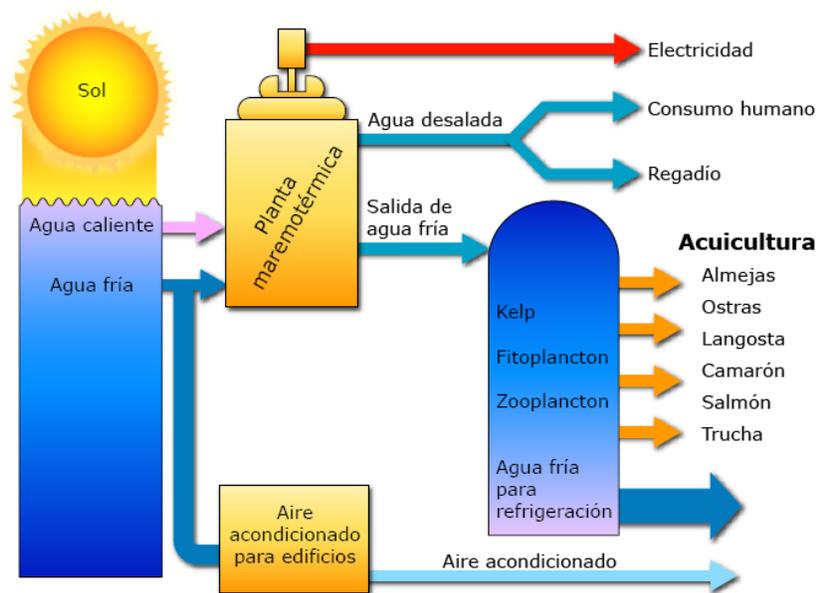


Figura 4.2 Algunos usos de la energía maremotérmica

De los productos secundarios que se obtienen a partir de la explotación de la energía maremotérmica, el agua desalinizada es uno de los más importantes y es el que hace que esta forma de energía sea competitiva. Este preciado recurso es de valiosa utilidad para labores de higienización, el regadío de los jardines y cuidado de áreas de recreación; de igual modo, luego de su potabilización, pudiera emplearse para el consumo humano.

Dado que Rosarito, el municipio en el que está ubicada el área de interés, es considerado el desierto de Baja California, tal como se explicó en el capítulo 2, la obtención de agua desalinizada vuelve a un proyecto de este tipo aún más interesante y apropiado.

Durante el Congreso de la Región 1 de AIDIS, en San Juan, Puerto Rico, en noviembre del 2011, se presentó el trabajo “*Viabilidad de la implementación comercial de la energía océano termal (OTEC) en un mundo post-Fukushima*”, por Martí y col. En este informe, se presentan algunos análisis y queda evidente el hecho de que la generación de energía a partir del gradiente térmico es más atractiva en zonas tropicales, donde el agua profunda esté disponible a menos de 10 km de la costa. Por primera vez, se hace alusión a la cantidad de agua potable que es posible obtener como producto secundario, un estimado de 2 millones de litros por día por MW de potencia generadora (Martí, 2011).

Dada esta necesidad y potencialidad, se estudiaron cuáles son los costos del metro cúbico de agua potable en distintos países. Una encuesta de 14 países indica que los precios del agua común en los municipios oscilan entre los 66 ¢ de dólar por metro cúbico en los Estados Unidos hasta los 2.25 dólares en Dinamarca y Alemania (Clark & H., 2007).

Según la SAPAL (González García, 2016) el m³ de agua en México tiene un costo de entre 13 y 24 pesos para el sector residencial. Para los objetivos de esta investigación se tomará un valor medio entre estos costos, por lo que tomaremos como valor del costo del metro cúbico **18.5 pesos mexicanos**.

4.3 Preanálisis económico

El francés Jacques D’Arsonval fue el pionero en exponer y argumentar teóricamente la posibilidad de emplear la energía térmica de los océanos y transformarla en electricidad, en el año 1880 (Van Ryzin, 2010). Posteriormente, vinieron las experiencias, primero en Cuba (1930) y luego en Brasil (1933) de George Claude. Pero en ninguna de la documentación existente de estos proyectos se especifican aspectos económicos.

En 1982, el Dr. Robert Cohen publica un artículo nombrado “Energy from the ocean”, en *Phil. Transactions, Royal Society, London A 307, 405-437 (1982)*. Donde se abordan, por primera vez, algunos aspectos económicos. Él menciona el costo (1.5 millones de libras esterlinas) de una mini OTEC de 50 kW de potencia (aunque solo generó 10-15 kW por no presentar un sistema optimizado), de ciclo cerrado, que funcionó de agosto a diciembre de 1979, instalada a varios kilómetros de Kona, en la costa de Hawaii (Cohen, 1982). También se refiere a la planta ubicada en la isla Nauro, perteneciente a Japón. Esta comenzó a operar el 14 de octubre de 1981 y estaba diseñada para realizar pruebas durante 1 año. Tuvo un costo de 2 millones de libras esterlinas y fue diseñada con

una potencia de generación de 100 kW, datos publicados refieren que sólo se logró generar 34 kWh (Cohen, 1982).

En una publicación de Vega, en agosto del 2007, se exponen algunas pautas que son tomadas como normas en relación a las plantas OTEC. En primer lugar, los costos de instalación \$/kW van disminuyendo a medida que la potencia de generación es mayor (Figura 4.3). Él indica que el tiempo de construcción de estas instalaciones es de alrededor de 3 años. En tercer lugar, insiste en que las plantas ubicadas en tierra firme sean construidas hasta una potencia de generación de 50 MW, y para potencias mayores, se ubiquen en plataformas flotantes o sobre barcos diseñados para estos propósitos. Hasta este momento, el máximo de potencia posible es 100 MW (Vega, 2007).

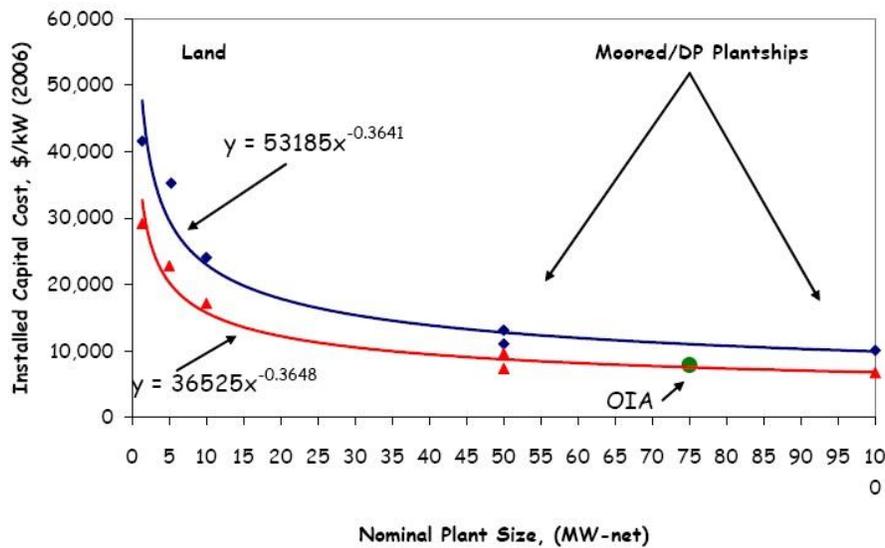


Figura 4.3 Estimados del costo de capital, extrapolaciones de los valores mayores y de los menores (Vega, 2007)

Vega indica que las inversiones de este tipo tienen un periodo de recuperación de alrededor de 15 años con intereses del 8%.

Fernández Díez, de la Universidad de Cantabria, España, en el 2009, publica online una serie de libros sobre energía alternativa, entre ellas dedica uno a la energía maremotérmica "Termicamarina". En este documento se analiza, no sólo las características y requerimientos para la generación de energía, sino que también se abordan algunos temas económicos y se reafirman algunos conceptos expuestos por Vega con anterioridad como es la ubicación de plantas con potencias de generación hasta 50 MW en tierra firme, mientras que con potencias mayores y hasta 100 MW en plataformas flotantes mar adentro (Figura 4.4). Se realiza en este trabajo un desglose del presupuesto estimado en % del sistema a instalar.

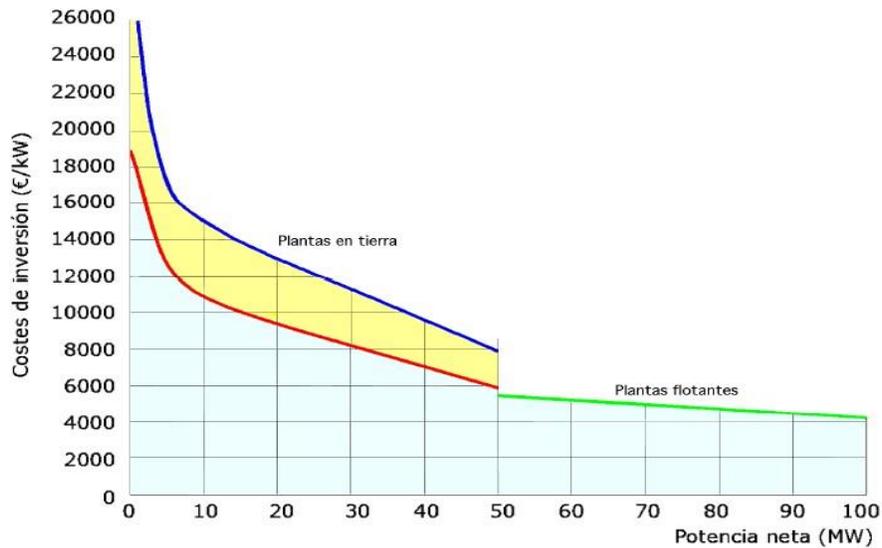


Figura 4.4 Estimados del costo de capital, extrapolaciones de los valores mayores y de los menores (Fernández Díez, 2009)

En el trabajo de Fernández Díez se presenta la Tabla XVII, con los costos de construcción estimados de una planta flotante de potencia de generación de 100 MW. Igualmente se aclara que los costos de mantenimiento anual se encuentran en el orden del 1,75 % del costo total de la inversión.

Tabla XVII. Costos estimados de una planta maremotérmica flotante de 100MW (Fernández Díez, 2009)

Distancia a la costa, km	Costos de capital, Dólares/kW	Costo de la energía, Dólares/kWh
10	4.200,00	0,07
50	5.000,00	0,08
100	6.000,00	0,1
200	8.100,00	0,13
300	10.200,00	0,17
400	12.300,00	0,22

Se estima que el costo de capital de una central eléctrica de ciclo cerrado OTEC en el rango de 100 MWe, ubicada en tierra, es del orden de \$ 6 500 a \$ 8 000 / kWe, en función de una serie de factores específicos del sitio y de mercado. Esto se compara con los costos de capital estimados en el orden de los \$ 7 000 / kWe o más de la energía nuclear, y aproximadamente US \$ 2 200 / kWe para las plantas de combustible fósil convencional, con costos de capital mucho mayor para las plantas de nuevos fósiles que incorpora la captura y secuestro de carbono.

Se presentó un análisis de sensibilidad del efecto de la tasa de interés y plazo de amortización que se llevó a cabo para una planta en plataforma de potencia de 75 MW. Para ella, el costo de la energía por kWh varió desde un mínimo de menos de \$ 0,10 (con un tipo de interés del 3% y 25 años de



período de amortización), a máximos de más de \$ 0,18 (con la tasa de interés del 8% y 15 años de período de amortización) (Martí, 2011).

En agosto del 2012, Vega publica un nuevo artículo “Ocean thermal energy conversion”, en el que realiza una actualización de sus trabajos anteriores en Hawaii. Entre los aspectos que refiere incluye que la OTEC resulta competitiva una vez que se le adiciona el valor agregado de la producción de agua desalinizada.

Se presenta una nueva gráfica del costo de inversión estimado para plantas maremotérmicas (Figura 4.5), con valores menores a los enunciados en el 2007. Se comenta que el tiempo de construcción de estas plantas es de alrededor de 3 años, que estos proyectos cuentan con intereses del 8%, que amortiza la inversión en 15 años, que el estimado anual en materia de mantenimiento se encuentra en el orden del 1,75 % de la inversión inicial, que el costo de generación se encuentre en los 0,14 \$/kWh y que la vida útil de estas instalaciones es de 40 a 50 años, en dependencia de las características del lugar de instalación (Vega, 2012).

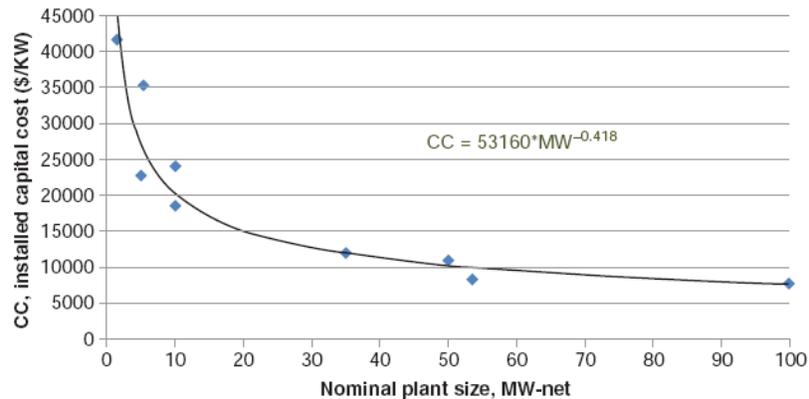


Figura 4.5 Costos de inversión estimados de plantas maremotérmicas (Vega, 2012)

En este documento, Vega recomienda que las primeras plantas de producción de energía maremotérmica comerciales deben tener una potencia generadora entre 50 y 100 MW. Argumenta que las reservas de petróleo, carbón y gas natural del planeta podrán sustentar la producción energética y consumo mundial por los próximos 50, 100 y 120 años, respectivamente. Se conoce que una nueva tecnología para obtener energía tarda varias décadas en madurar lo suficiente para ser comercial, por lo que se recomienda comenzar a explotar la energía maremotérmica. En lo que se refiere a los impactos medioambientales de esta energía, comenta que hay variadas incógnitas, que no podrán esclarecerse hasta que se construya la primera central comercial de su tipo.

Tras analizar el comportamiento histórico reflejado por distintos autores para realizar un análisis económico teórico, en la presente investigación se emplearán los datos brindados por Vega en el 2012, con lo que aplicando la fórmula mencionada en la figura 4.5, para una planta con potencia de 15 MW el costo de instalación sería de 17140 \$/KW.

Se toma de Martí y col. el estimado de obtención de agua por día por MW de potencia generadora (2 millones de litros o 2000 m³ de agua desalinizada).

La energía maremotérmica es predecible y estable. Emplear agua en lugar de un fluido térmico permite que los materiales usados sean económicos. Utiliza un recurso natural muy abundante: el agua, lo que hace que esta forma de energía sea limpia y renovable.

Un factor a analizar es el económico, las plantas maremotérmicas requieren de grandes inversiones de capital. La potencia máxima de generación para plantas ubicadas en tierra firme que se requiere en los territorios anteriormente descritos es de 15 MW. Esta produciría anualmente alrededor de 131,400.00 MWh y 10,950,000.00 m³ de agua.

En cuanto a los costos de instalación de la planta, con capacidad de potencia de 15 MW se encontrarían alrededor de los 17,140,000.00 dólares.

En el epígrafe anterior se especificó que se tomaría como el precio del metro cúbico de agua 18.5 pesos mexicanos. Lo que supondría anualmente (según la generación de agua anteriormente especificada) 202,575,000.00 pesos mexicanos.

Tomando el tipo de cambio del día 23 de junio del 2019, cuando 1 peso mexicano es igual a 0.0524 dólar estadounidense (Editorial Ecoprensa, S.A., s.f.), según este cambio la generación de agua anual está valorada en 10,614,930.00 dólares.

Comparando el costo de instalación de la planta y las ganancias que esta presenta por la generación de agua (sin incluir la generación eléctrica), se puede concluir que en menos de 5 años se recupera la inversión total, para unos 40 o 50 años de vida útil de la planta.

CONCLUSIONES

- Luego de analizar el potencial energético que se puede extraer de la zona de estudio se concluye que es posible aprovechar las descargas térmicas de la Central Termoeléctrica Presidente Juárez, ubicada en Rosarito, Baja California para la generación de electricidad mediante tecnologías CTEC.
- Las condiciones climáticas (temperatura y régimen de lluvias) y oceanográficas (temperatura, salinidad y densidad del agua de mar, así como las corrientes, mareas y oleaje) del área de estudio favorecen el emplazamiento de una CTEC en el municipio de Rosarito, Baja California. No siendo igualmente favorable la batimetría de la zona ya que, al presentarse una plataforma continental, el tubo de extracción de agua fría tendrá que ser de más de 7000 metros y eso encarece el proyecto.
- Del estudio realizado de los fluidos de trabajo que se pueden emplear para sistemas maremotérmicos los mejores resultados para todos los escenarios evaluados los da el R1270 y el actualmente más empleado R717 (Amoniaco).
- **Desde el punto de vista energético, el aprovechamiento de las descargas térmicas de la Central Termoeléctrica Presidente Juárez es factible**, por la generación de electricidad, a partir de tecnologías CTEC la cual presenta potencia neta de 10.83 MW, y por la generación de agua desalinizada como subproducto.
- Se recomienda que esté tipo de plantas se diseñe como ciclo cerrado para el aprovechamiento del agua desalinizada como subproductos, ya que, desde el punto de vista económico, únicamente con su valor monetario se podría recuperar la inversión en menos de 5 años.
- Como futura investigación se pretende realizar un diseño más específico de una planta de generación de CTEC que emplee el reaprovechamiento térmico, con modelaciones de eficiencia del sistema e inclusión de los datos reales de las posibles ubicaciones, analizando todas las locaciones que en México se pudiesen emplear.

BIBLIOGRAFÍA

1. Mitsubishi Heavy Industries group company, Italia, 2010. *TURBODEN clean energy ahead*. [Online]
Available at: <https://www.turboden.com/turboden-orc-technology/1062/the-orc-technology>
[Accessed 2018].
2. (NIOT), N. I. o. O. T., 2011. *Technology projects, desalination; Low temperature thermal desalination plant at Kavaratti..* [Online]
Available at: http://www.niot.res.in/projects/desal/desalination_landplant.php
[Accessed 2015].
3. A. Schuster, S. K. E. K. H. S., 2009. Energetic and economic investigation of Organic Rankine Cycle application. *Applied Thermal Engineering*, 29(8-9), pp. 1809-1817.
4. Air Liquide Communications (Corporate and R&D), 2018. *Gas Encyclopedia Air Liquide*. [Online]
Available at: <https://encyclopedia.airliquide.com>
[Accessed 07 12 2018].
5. Aljundi, I. H., 2011. Effect of dry hydrocarbons and critical point temperature on the efficiencies of organic Rankine cycle. *Renewable Energy*, 36(4), pp. 1196-1296.
6. American Society of Heating, 2009. *Refrigerating and Air-Conditioning Engineers*. s.l.:Atlanta, GA : American Society of Heating, Refrigeration and Air-Conditioning Engineers, ©2009..
7. anonimo, 2015. *WikiHow*. [Online]
Available at: <https://es.wikihow.com/calcular-la-presi%C3%B3n-del-vapor>
[Accessed 21 12 2018].
8. Anonimo, 2018. *Alibaba.com*. [Online]
Available at:
https://www.alibaba.com/premium/refrigerant.html?src=sem_ggl&cmpgn=992215105&adgrp=52650634969&fditm=&tgt=kwd-12716086&locintrst=&locphyscl=1010043&mtchtyp=b&ntwrk=s&device=c&dvcmdl=&creative=238869349387&plcmnt=&plcmntcat=&p1=&p2=&aceid=&position=1t1&gcl
[Accessed 25 12 2018].
9. Avery, W. H. y. W. C., 1994. *Renewable energy from the ocean: a guide to OTEC..* s.l.:Oxford University Press. Research Triangle Institute..
10. Aviña Jimenes, H. M., 2007. *Factibilidad de instalar una planta OTEC en las costas de Mexico*, Ciudad de México: Tesis de Ingeniería Mecánica, Facultad de Ingeniería, Universidad Autonoma de México.

11. Badr, O., O'Callaghan, P. W. & Probert, S. D., 1990. Rankine-Cycle systems for Harnessing power. *Applied Energy*, 36(4), pp. 263-292.
12. BAJO CERO, C.A., 2015. *Bajocero*. [Online]
Available at: <http://www.bcbajocero.com/en/suva-123-r-123>
[Accessed 20 12 2018].
13. Bao, J. & Li, Z., 2013. A review of working fluid and expander selections for organic Rankine cycle. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18 April, Volume 24, pp. 325-342.
14. Bernal, M., 2016. *ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA PLANTA OTEC Y SUS USOS SECUNDARIOS EN MÉXICO*, Ciudad de México: s.n.
15. Borsukiewicz-Gozdur, A. & Nowak, W., 2007. Comparative analysis of natural and synthetic refrigerants in application to low temperature Clausius–Rankine cycle. *Energy*, 32(4), pp. 344-352.
16. British Ocenographic Data Centre, 2009. *General bathimetric chart of the oceans (GEBCO)*, s.l.: Edición centenaria en soporte digital.
17. British Ocenographic Data Centre, 2009. *General bathimetric chart of the oceans Edición centenaria en soporte digital (GEBCO)*, s.l.: s.n.
18. CANAME, 2013. <http://www.caname.org.mx/>. [Online]
Available at: <http://www.caname.org.mx/index.php/component/content/article?id=513>
[Accessed 2018].
19. Cerdeira-Estrada, S. R. M.-D. J. V. R. R., 2018. *Simar Conabio*. [Online]
Available at: <https://simar.conabio.gob.mx/>
20. Cerezo Acevedo, E. et al., 2017. *Línea Estratégica de Energía por Gradiente Térmico G-LE2*, s.l.: s.n.
21. Cisco de Ensenada, S.A. deC.V., 2001. *Manifestación de Impacto Ambiental CT PIIEE AES ROSARITO*, s.l.: s.n.
22. Clark & H., E., 2007. *TERRA Ecología Práctica*. [Online]
Available at: <https://www.terra.org/categorias/articulos/el-precio-del-agua-esta-aumentando-en-todo-el-mundo>
[Accessed 22 06 2019].
23. Climalife Groupe Dehon, 2009. *Climalife*. [Online]
Available at: <https://es.climalife.dehon.com/amaniaco>
[Accessed 20 12 2018].
24. Cohen, R., 1982. *Energy from the ocean*, Royal Society, London A 307: En:
<http://www.offinf.com/CohenEnergyFromOcean.pdf>.

25. CONABIO, 2014. *Portal de Geoinformación*. [Online]
Available at:
http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/?vns=gis_root/satpro/nsst/nsst10/
[Accessed 2013].
26. Corp Linares, S., 2002. La energía del mar (Tercera parte). *Energía y Tú*, septiembre.julio-septiembre(19).
27. Dai, Y., Wang, J. & Gao, L., 2009. Parametric optimization and comparative study of organic Rankine cycle (ORC) for low grade waste heat recovery. *Energy Conversion and Management*, 50(3), pp. 576-582.
28. Department of Ocean Development, 2011. *Pursuit and Promotion of Science: The Indian Experience*.. <http://www.iisc.ernet.in/insa/ch35.pdf> ed. s.l.:Capítulo XXXV Editorial INSA..
29. Desai, N. B. & Bandyopadhyay, S., 2009. Process integration of Organic Rankine Cycle. *Energy*, 34(10), pp. 1674-1686.
30. Dijoux, A. et al., 2017. *Working fluid selection general method and sensitivity analysis of an Organic Rankine Cycle (ORC): application to Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)*. [Online]
Available at: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01653074>
[Accessed 2018].
31. Drescher, U. & Brüggemann, D., 2007. Fluid selection for the Organic Rankine Cycle (ORC) in biomass power and heat plants. *Applied Thermal Engineering*, 27(1), pp. 223-228.
32. Editorial Ecoprensa, S.A., n.d. *elEconomista.es*. [Online]
Available at: <https://www.eleconomista.es/cruce/USDMXN>
[Accessed 23 06 2019].
33. El Chammas, R. & Clodic, D., 2005. Combined Cycle for Hybrid Vehicles.. *Society of Automotive Engineers (SAE)*.
34. Elsayed, A. et al., 2013. Thermodynamic performance of Kalina cycle system 11 (KCS11): feasibility of using alternative zeotropic mixtures. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 8(1), pp. 69-78.
35. Engineering ToolBox, 2003. *Engineering ToolBox*. [Online]
Available at: <https://www.engineeringtoolbox.com>
[Accessed 15 12 2018].
36. Espinosa Leal, L. L., 2014. *Variación estacional de los anfípodos hipéridos en la zona frente a Punta Eugenia - Punta Abreojos, Baja California durante un año frío*, ENSENADA, BAJA CALIFORNIA, MÉXICO: s.n.

37. Facão, J., Palmero-Marrero, A. & Oliveira, A. C., 2009. *Analysis of a solar assisted micro-cogeneration ORC system*. s.l., s.n.
38. Fernández Díez, P., 2002. *Energía del mar*, Santander: s.n.
39. Fernández Díez, P., 2009. *Biblioteca sobre ingeniería energética*. [Online]
Available at:
<http://files.pfernandezDíez.es/EnergiasAlternativas/mar/PDFs/06Termicamarina.pdf>
[Accessed 2012].
40. GAS-SERVEI S.A., 2018. *GAS SERVEI*. [Online]
Available at: <https://www.gas-servei.com/es>
[Accessed 20 12 2018].
41. Gómez Quiñones, J., 2005. *Tecnológico de Monterrey*. [Online]
Available at: <http://www.mty.itesm.mx/etie/deptos/ie/profesores/jgomez/ie/prodgen.pdf>
[Accessed 15 octubre 2017].
42. González García, P., 2016. *SAPAL*. [Online]
Available at: <http://www.sapal.gob.mx/noticia/223>
[Accessed 22 06 2019].
43. Google map, 2019. *Google map*. [Online].
44. Graniel, J. F., 2012. *Evaluación del potencial de conversión de energía renovable en el Mar Caribe Mexicano*, Ciudad de México: Universidad Autónoma de México.
45. Gu, W., Weng, Y., Wang, Y. & Zheng, B., 2009. Theoretical and experimental investigation of an organic Rankine cycle for a waste heat recovery system. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 223(5), pp. 523-533.
46. Hettiarachchi, M., Golubovic, M., Worek, W. M. & Ikegami, Y., 2007. Optimum design criteria for an Organic Rankine cycle using low-temperature geothermal heat sources. *Energy*, 32(9), pp. 1698-1706.
47. Ikegami, Y., Yasunaga, T. & Morisaki, T., 2018. Ocean Thermal Energy Conversion Using Double-Stage Rankine Cycle.. *Journal of Marine Science and Engineering*., Issue 6, p. 1:21.
48. Kobayashi, H., Jitsuhara, S. & Uehara, H., 2004. *The present status and features of OTEC and recent aspects of thermal energy conversion technologies*., HI, USA.: 24th Meeting of the UJNR Marine Facilities Panel, Honolulu..
49. Lemort, V., Cuevas, C., Lebrun, J. & Teodorese, I. V., 2007. *Contribution à l'étude des cycles de Rankine de récupération de chaleur*. Montreal, s.n., pp. 305-310.
50. Liu, B.-T., Chien, K.-H. & Wang, C.-C., 2004. Effect of working fluids on organic Rankine cycle for waste heat recovery. *Energy*, 29(8), pp. 1207-1217.

51. M. J. Lee, D. L. T. e. C. T. S., 1993. Thermophysical capability of ozone-safe working fluids for an organic Rankine cycle system. *Heat Recovery Syst. CHP*, 13(5), pp. 409-418.
52. Mago, P. J., Chamra, L. M., Srinivasan, K. & Somayaji, C., 2008. An examination of regenerative organic Rankine cycles using dry fluids. *Applied Thermal Engineering*, 28(8-9), p. 998*1007.
53. Maizza, V. & Maizza, A., 2001. Unconventional working fluids in organic Rankine cycles for waste energy recovery systems. *Applied Thermal Engineering*, 21(3), pp. 381-390.
54. Maldonado A., L. J., 1985. *Manejo de la Cubierta Vegetal en Zonas Áridas.*, Arica, Chile: s.n.
55. Martí, J. R. O. & L. M. y. P. T., 2011. *Viabilidad de la implementación comercial de la energía océano termal (OTEC) en un mundo post-Fukushima*, San Juan, Puerto Rico: s.n.
56. Mikielwicz, D. & Mikielwicz, J., 2010. A thermodynamic criterion for selection of working fluid for subcritical and supercritical domestic micro CHP. *Applied Thermal Engineering*, 30(16), pp. 2357-2362.
57. Mitrani Arenal, I., 2008. *METEOROLOGÍA MARINA*. La Habana: s.n.
58. Mitsui, T., Ito, F. & Seya, Y. y. N. Y., 1983. *Outline of the 100 kW OTEC pilot plant in the republic of Nauru.*, En: <http://library.greenocean.org/oteclibrary/otecdesigns/OTEC-nauru.pdf/view>: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 9. New York..
59. Moran, M. J. & Shapiro, H. N., 1999. *Fundamentos de la termodinámica técnica*. Barcelona: Editorial Reverté, S.A..
60. Mutair, S. & Ikegami, Y., 2010. Experimental investigation on the characteristics of flash evaporation from superheated water jets for desalination. *Desalination*, 251(1-3), pp. 103-111.
61. Nihous, G. & Rajagopalan, K., 2013. Estimates of global Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) resources using an ocean general circulation model. *Renewable Energy*, Volume 50, pp. 532-540.
62. Nihous, G. C., 2018. *OES Ocean Energy Systems*. [Online] Available at: <https://www.ocean-energy-systems.org/what-is-ocean-energy/ocean-thermal-energy/technological-challenges/> [Accessed 2019 06 13].
63. Osorio Arias, A. F. & A. S. O. A., 2006. *Introducción a la ingeniería de Costas.* Medellín: Universidad Nacional de Colombia..
64. Peris, B., Navarro-Esbrí, J., Molés, F. & Mota-Babiloni, A., 2015. MODELADO DEL CICLO RANKINE ORGÁNICO (ORC) A PARTIR DE DATOS EXPERIMENTALES. In: *IX Congreso*

- Nacional de Ingeniería Termodinámica : libro de actas..* Cartagena: Universidad Politécnica de Cartagena, Servicio de Documentación, pp. 36-44 de 1432.
65. Quoilin, S., Declaye, S., Tchanche, B. F. & Lemort, V., 2011. Thermo-economic optimization of waste heat recovery Organic Rankine Cycles. *Applied Thermal Engineering*, 31(14-15), pp. 2885-2893.
66. Research University Paris, 2015. *Uehara cycle*. [Online]
Available at: <http://dirensmines-paristech.fr/Sites/Thopt/en/co/cycle-uehara.html>
67. Saleh, B., Koglbauer, G., Wendland, M. & Fischer, J., 2007. Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles. *Energy*, 32(7), pp. 1210-1221.
68. SENER, Secretaria de Energía de México, 2016. *Balance Nacional de Energía 2015*. [En línea]
Available at:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/248570/Balance_Nacional_de_Energ_a_2015_2_.pdf
[Último acceso: 15 octubre 2017].
69. SENER, 2017. <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/estadisticas-del-sector-electrico-e-indicadores-de-cfe>. [Online]
Available at: <http://egob2.energia.gob.mx/portal/electricidad.html>
[Accessed 2018].
70. Soto, R. & Vergara, J., 2014. Thermal power plant efficiency enhancement with Ocean Thermal Energy Conversion. *Applied Thermal Engineering*, 62(1), pp. 105-112.
71. Tchanche, B. F., Papadakis, G., Lambrinos, G. & Frangoudakis, A., 2009. Fluid selection for a low-temperature solar organic Rankine cycle. *Applied Thermal Engineering*, 29(11-12), pp. 2468-2476.
72. *The development on OTEC pilot plan*. 1981. [Film] Directed by Toshiba Corporation. Subido por bjelkeman el 19/07/2007. Licencia de YouTube estándar.: t Documental en YouTube 2011, LLC. Titulado OTEC in Nauru, part 1 .
73. Uehara, H., Miyara, A., Ikegami, Y. & Nakaoka, T., 1990. *Performance Analysis of an OTEC Plant and a Desalination Plant Using an Integrated Hybrid Cycle*. Seoul, Korea., s.n.
74. Van Ryzin, J., 2010. *OTEC Ongoing Engineering Effort in Hawaii*, s.l.: s.n.
75. Vega, L. A., 1992. Ocean Energy Recovery: The State of the Art. In: s.l.:The American Society of Civil Engineers (ASCE), pp. pp 152-181.
76. Vega, L. A., 2003. Marine Technology Society. *Journal*, 6(4 Winter 2002/2003), pp. 25-35.
77. Vega, L. A., 2007. *OTEC Economics*, s.l.: s.n.

78. Vega, L. A., 2012. Ocean Thermal Energy Conversion. In: *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, Springer. s.l.:s.n., pp. 7296-7328.
79. Yañez, G., 2010. *El Standard 34 de ASHRAE. Junio 2016, de Mundo HVAC&R*. [Online] Available at: <https://www.mundohvacr.com.mx/2008/01/el-standard-34-de-ashrae-nomenclatura-de-los-gases-refrigerantes/> [Accessed 20 11 2018].

ANEXO A

Posibles candidatos para fluidos de trabajo adaptados de (Bao & Li, 2013), donde P_c es Presión crítica y T_c temperatura crítica.

Categoría y Nombre	Nomenclatura	P_c (bar)	T_c (°C)
Hidrocarburos (HCs)			
Etano	R-170	48.7	32
Propeno	R-1270	45.3	91
Propano	R-290	41.8	96
Ciclopropano	HC-270	54.8	124
Propino	-	56.3	129
Isobutano	R-600a	36.4	135
Isobuteno	-	39.7	144
N-butano	R-600	37.9	152
Neopentano	-	31.6	160
Isopentano	R-601a	33.7	187
N-pentano	R-601	33.6	196
Isohexano	-	30.4	225
N-hexano	-	30.6	235
N-heptano	-	27.3	267
Ciclohexano	-	40.7	280
N-octano	-	25	296
N-nonano	-	22.7	321
N-decano	-	21	345
N-dodecano	-	17.9	382
Benceno	-	48.8	298
Tolueno	-	41.3	319
p-Xileno	-	34.8	342
Etilbencina	-	36.1	344
N-propilbencino	-	32	365
N-butilbenceno	-	28.9	388
Perfluorocarbonos (PCFs)			
Tetrafloruro de carbono	R-14	36.8	-46
Hexafluoroetano	R-116	30.5	20
Octafluoropropano	R-218	26.8	73
Perfluoro-N-pentano	PF-5050	20.2	149
Decafluorobutano	R-3-1-10	23.2	113
Dodecafluoropentano	R-4-1-12	20.5	147
Clorofluorocarbonos (CFCs)			
Triclorofluorometano	R-11	43.7	197
Diclorodifluorometano	R-12	39.5	111
Triclorotrifluoroetano	R-113	33.8	213
Diclorotetrafluoroetano	R-114	32.4	145

Cloropentafluoroetano	R-115	30.8	79
Hidrofluorocarbonos (HFCs)			
Trifluorometano	R-23	48.3	26
Difluorometano	R-32	57.4	78
Fluorometano	R-41	59	44
Pentafluoroetano	R-125	36.3	66
1,1,1,2-Tetrafluoroetano	R-134a	40.6	101
1,1,1-Trifluoroetano	R-143a	37.6	73
1,1-Difluoroetano	R-152a	44.5	112
1,1,1,2,3,3,3-Heptafluoropropano	R-227ea	28.7	101
1,1,1,3,3,3-Hexafluoropropano	R-236fa	31.9	124
1,1,1,2,3,3-Hexafluoropropano	R-236ea	34.1	139
1,1,1,3,3-Pentafluoropropano	R-245fa	36.1	153
1,1,2,2,3-Pentafluoropropano	R-245ca	38.9	174
Octafluorociclobutano	RC-318	27.8	114
1,1,1,2,3,3,3,4-Octafluorobutano	R-338mccq	27.2	159
1,1,1,3,3-pentafluorobutano	R-365mfc	32.7	187
Hidrofluoroolefinas (HFOs)			
2,3,3,3-tetrafluoropropeno	HFO-1235yf	33.8	94.7
Hidroclorofluorocarbonos (HCFCs)			
Diclorofluorometano	R-21	51.8	178
Clorodifluorometano	R-22	49.9	96
1,1-dicloro-2,2,2-trifluoroetano	R-123	36.6	183
2-cloro-1,1,1,2-tetrafluoroetano	R-124	36.2	122
1,1-Dicloro-1-fluoroetano	R-141b	42.1	204
1-cloro-1,1-difluoroetano	R-142b	40.6	137
Siloxanos			
Hexametildisiloxano	MM	19.1	245
Octametiltrisiloxano	MDM	14.4	291
Decametiltetrasiloxano	MD2M	12.2	326
Dodecametilpentasiloxano	MD3M	9.3	354
Octametilciclotetrasiloxano	D4	13.1	312
Decametilciclopentasiloxano	D5	11.6	346
Dodecametilciclohexasiloxano	D6	9.5	371
Alcoholes			
Metanol	-	81	240
Etanol	-	40.6	241
Éteres fluorados			
Éter dimetílico de Pentafluoro	RE125	33.6	81
Bis-difluorometil-éter	RE134	42.3	147
2-Difluorometoxi-1,1,1-trifluoroetano	RE245	34.2	170
Pentafluoro Metoxietano	RE245mc	28.9	134
Heptafluoropropil-metil-éter	RE347mcc	24.8	165
Éteres			

Dimetil éter	RE170	53.7	127
Éter dietílico	R-610	36.4	193
Inorgánicos			
Amoniaco	R-717	113.3	132
Agua	R-718	220.6	374
Dioxido de Carbono	R-744	73.8	31

ANEXO B

Tabla con los 50 refrigerantes disponibles en el EES, que se analizan como fluidos de trabajo para una central maremotérmica. Se incluyen los valores de ODP, GWP y presión de vapor a 15.56 °C, para realizar la primera decantación.

Fluido	ODP	GWP	Presión de vapor a 15.56 °C (kPa)
Amonio	0	1	742.500
Amonio_mh	0	1	744.200
Dióxido de Carbono (R744)	0	1	5156.000
Ciclohexano	0	3	8.373
Etano (R170)	0	20	3416.000
Etanol			4.469
FC72			19.440
HFE7100	0	480	18.270
Hielo			1.768
Isobutano (R600a)	0	20	263.300
Isopentano (R601a)	0	20	64.890
Metanol			9.956
n-butano	0	0.01	179.800
n-heptano	0	4	3.733
n-hexano	0	4	13.290
n-octano	0	4	1.052
n-pentano	0	0.01	47.950
Propano (R290)	0	20	742.900
Propano_mh	0	20	746.900
Propileno (R1270)	0	0	907.300
R11	1000	4750	74.980
R113	0.85	6130	30.330
R114	0.58	9180	155.500
R12	0.82	10900	499.100
R123	0.01	77	63.590
R125	0	3420	1066.000
R13	100	14400	2865.000
R134a	0	1370	497.500
R134a_mh	0	1370	497.500
R141b	0.04	717	54.530
R143a	0.04	4180	979.400
R152a	0	133	447.100
R22	0	1790	802.500
R22_mh	0	1790	801.500
R23	0	14200	3726.000
R32	0	712	1302.000
R404A	0	4700	961.800

R407C	0	1700	755.900
R410A	0	2100	1269.000
R500	0.605	8100	587.900
R502	0.311	4600	903.800
R507A	0	3800	996.600
R600	0	20	179.800
R600A	0	20	264.300
R717	0	1	742.500
R718	0	1	1.768
R744	0	1	5156.000
RC318	0	10300	228.400
SF6	0	23900	1884.000
SO2	0	0	7881.000