

UNIVERSIDAD RAFAEL LANDÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA
LICENCIATURA EN INGENIERÍA MECÁNICA INDUSTRIAL

**"ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDIANTE EL APROVECHAMIENTO DEL GRADIENTE TÉRMICO ENTRE LAS AGUAS
SUPERFICIALES Y LAS PROFUNDAS DE LA ZONA MARÍTIMA EXCLUSIVA DE GUATEMALA"**
TESIS DE GRADO

DIEGO ALEJANDRO MONROY MARQUEZ
CARNET 11940-11

GUATEMALA DE LA ASUNCIÓN, MAYO DE 2017
CAMPUS CENTRAL

UNIVERSIDAD RAFAEL LANDÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA
LICENCIATURA EN INGENIERÍA MECÁNICA INDUSTRIAL

**"ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDIANTE EL APROVECHAMIENTO DEL GRADIENTE TÉRMICO ENTRE LAS AGUAS
SUPERFICIALES Y LAS PROFUNDAS DE LA ZONA MARÍTIMA EXCLUSIVA DE GUATEMALA"**
TESIS DE GRADO

TRABAJO PRESENTADO AL CONSEJO DE LA FACULTAD DE
INGENIERÍA

POR
DIEGO ALEJANDRO MONROY MARQUEZ

PREVIO A CONFERIRSELE
EL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO INDUSTRIAL EN EL GRADO ACADÉMICO DE LICENCIADO

GUATEMALA DE LA ASUNCIÓN, MAYO DE 2017
CAMPUS CENTRAL

AUTORIDADES DE LA UNIVERSIDAD RAFAEL LANDÍVAR

RECTOR:	P. MARCO TULIO MARTINEZ SALAZAR, S. J.
VICERRECTORA ACADÉMICA:	DRA. MARTA LUCRECIA MÉNDEZ GONZÁLEZ DE PENEDO
VICERRECTOR DE INVESTIGACIÓN Y PROYECCIÓN:	ING. JOSÉ JUVENTINO GÁLVEZ RUANO
VICERRECTOR DE INTEGRACIÓN UNIVERSITARIA:	P. JULIO ENRIQUE MOREIRA CHAVARRÍA, S. J.
VICERRECTOR ADMINISTRATIVO:	LIC. ARIEL RIVERA IRÍAS
SECRETARIA GENERAL:	LIC. FABIOLA DE LA LUZ PADILLA BELTRANENA DE LORENZANA

AUTORIDADES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA

VICEDECANA:	MGTR. KAREN GABRIELA MORALES HERRERA DE ZUNIGA
SECRETARIA:	MGTR. MARYA ALEJANDRA ORTIZ PATZAN
DIRECTOR DE CARRERA:	ING. CARLOS ENRIQUE GARCÍA BICKFORD

NOMBRE DEL ASESOR DE TRABAJO DE GRADUACIÓN

ING. JACOBO ESTUARDO PONCE CHAVARRÍA

TERNA QUE PRACTICÓ LA EVALUACIÓN

ING. GUSTAVO EDUARDO CHANG QUAN
ING. JOSE ISMAEL VELIZ PADILLA
ING. SERGIO ROBERTO SOTO GALLARDO

Guatemala, 5 de septiembre de 2 016

Ingeniera
Karen Morales
Secretaria de Facultad
Facultad de Ingeniería

Estimada Inga. Morales:

Por este medio me es grato saludarle y desearle de éxitos en sus labores diarias.

El motivo de la presente es para informarle que he revisado el informe final del Trabajo de Graduación titulado: **"ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE EL APROVECHAMIENTO DEL GRADIENTE TÉRMICO DE LAS AGUAS SUPERFICIALES Y LAS PROFUNDAS DE LA ZONA MARÍTIMA EXCLUSIVA DE GUATEMALA"**. Del estudiante **Diego Alejandro Monroy Márquez** quien se identifica con número de carné **11940-11**. Después de haber revisado el informe final y de acuerdo con los requerimientos establecidos por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Rafael Landívar doy como aprobado dicho trabajo.

Sin otro particular, me suscribo de Ud.

Atentamente,



Ing. Jacobo Ponce Chavarría
Asesor

Orden de Impresión

De acuerdo a la aprobación de la Evaluación del Trabajo de Graduación en la variante Tesis de Grado del estudiante DIEGO ALEJANDRO MONROY MARQUEZ, Carnet 11940-11 en la carrera LICENCIATURA EN INGENIERÍA MECÁNICA INDUSTRIAL, del Campus Central, que consta en el Acta No. 02246-2017 de fecha 3 de marzo de 2017, se autoriza la impresión digital del trabajo titulado:

**"ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDIANTE EL APROVECHAMIENTO DEL GRADIENTE TÉRMICO ENTRE LAS AGUAS
SUPERFICIALES Y LAS PROFUNDAS DE LA ZONA MARÍTIMA EXCLUSIVA DE
GUATEMALA"**

Previo a conferírsele el título de INGENIERO MECÁNICO INDUSTRIAL en el grado académico de LICENCIADO.

Dado en la ciudad de Guatemala de la Asunción, a los 5 días del mes de mayo del año 2017.



MGTR. MARYA ALEJANDRA ORTIZ PATZAN, SECRETARIA
INGENIERÍA
Universidad Rafael Landívar

Resumen ejecutivo

Un gradiente térmico no es más que la diferencia entre dos temperaturas; en el caso de la conversión de la energía térmica oceánica —conocida también como OTEC, por sus siglas en inglés, o como energía maremotérmica u oceanoterma— son las temperaturas de la superficie del océano y del fondo del mismo —a aproximadamente 1 000 metros de profundidad—. Esta variación permite la generación de potencia eléctrica neta —ya sea mediante un ciclo abierto, cerrado, o una combinación de ambos, denominado ciclo híbrido— por medio de cinco componentes principales, en su disposición básica: bomba del fluido de trabajo —que suele ser un fluido que se evapora a bajas temperaturas—, evaporador, condensador, turbina, y generador.

En Guatemala, no existía antecedente alguno que ayudase a comprobar la factibilidad de las energías provenientes de recursos oceánicos —en las que se incluyen, además de la maremotérmica, las energías undimotriz, mareomotriz, de corrientes marinas, y osmótica—. No obstante, gracias a la *política energética* y a la *ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable*, los últimos años han sido favorables para tecnologías de generación no convencionales (p. ej. solar y eólica), las cuales se han ido incorporando de manera lenta en el mercado eléctrico al lado de centrales hidroeléctricas y geotérmicas.

Es por ello que mediante el presente trabajo de investigación se buscaba, no solo servir como introducción para la generación de energía oceanoterma, sino también dar los primeros pasos hacia la determinación de la factibilidad de un proyecto que involucre esta tecnología. Y para ello, se hizo uso de diferentes recursos que ayudaron a determinar la viabilidad total del proyecto a través de tres estudios: mercadológico, técnico y económico financiero; mismos que condujeron a determinar si es posible o no llevar a cabo un proyecto de este tipo en Guatemala.

En el primero de los análisis, el estudio de mercado, se explica cómo está segmentado el subsector eléctrico; se detalla la demanda, tanto actual como potencial, de energía eléctrica, de Guatemala y de los países a los cuales les es exportado este recurso: El Salvador y Honduras; se abarca sobre la matriz de generación energética de estos países y cómo están distribuidas; se tabulan todas aquellas plantas generadoras de energía renovable y no renovable que forman parte del mercado de energía eléctrica de Guatemala, y sus capacidades instaladas, con el fin de demostrar cuál es la oferta de energía eléctrica real; y se especifican aquellos proyectos, concernientes a la energía maremotérmica, desarrollados en diferentes partes del mundo.

En el estudio técnico se detalla el proceso que ocurre en una planta de este tipo, así como los procedimientos a seguir para la instalación, la operación, el mantenimiento, y el posible desmantelamiento o reubicación de cada uno de sus componentes; abarcando luego, las necesidades de desarrollo que existen aún para estos. También se analizan los aspectos técnicos necesarios para la generación de energía maremotérmica, y mediante las condiciones reales en una ubicación propuesta, junto con el modelo termodinámico desarrollado por Charles R. Upshaw en el año 2 012 —que permite analizar las diversas variables físicas en una configuración en cascada—, se incurre en determinar la factibilidad

técnica de una planta de acuerdo a los parámetros asumidos a partir de referencias literarias del tema.

Por último, en el análisis económico financiero, se hizo uso nuevamente del modelo desarrollado por Upshaw, pero esta vez para determinar el costo normalizado de la electricidad, el capital de inversión, y los costos de operación y mantenimiento, y tener así, un punto de comparación con los otros métodos de generación existentes en Guatemala y en el resto del mundo.

Todas estas variables fueron la base de este trabajo de investigación para determinar la prefactibilidad en el desarrollo de una planta de generación de energía oceanotermal en la zona marítima exclusiva de Guatemala.

Índice

Introducción	11
Lo escrito sobre el tema.....	12
Resumen crítico del marco teórico.....	13
Historia	13
La ciencia detrás del funcionamiento de una planta de conversión de energía térmica oceánica.....	13
Clasificación de las masas de agua en los océanos.....	13
Circulación termohalina y la formación del agua profunda.....	15
Ciclo termodinámico de Ideal Rankine	16
Funcionamiento de una central de conversión de energía térmica oceánica	17
Ubicación de una planta de conversión de energía térmica oceánica.....	24
Tierra firme o zona cercana a la costa.....	24
Montadas en plataformas continentales	24
Flotantes o amarradas en profundas aguas oceánicas.....	25
Zona económica exclusiva	26
Planteamiento del problema	27
Preguntas de investigación.....	27
Justificación.....	27
Viabilidad de la investigación.....	28
Consecuencias de la investigación.....	28
Objetivos.....	28
Objetivo general	28
Objetivos específicos.....	28
Hipótesis.....	29
Método	29
Alcances y limitaciones.....	30
Aporte.....	30
1 Naturaleza del proyecto.....	31
2 Estudio de mercado	33
2.1 Características del segmento del mercado	33
2.1.1 Marco de política eléctrica.....	33
2.1.2 Marco institucional	35
2.1.3 Marco regulatorio	36

2.1.4	Mercado eléctrico y sistema eléctrico.....	36
2.2	Análisis de la oferta y la demanda de energía eléctrica en Guatemala.....	37
2.2.1	Demanda actual.....	37
2.2.2	Proyección de la demanda.....	42
2.2.3	Oferta actual.....	44
2.2.4	Proyección de la oferta.....	51
2.3	Análisis de la oferta y la demanda de energía eléctrica en El Salvador y Honduras 53	
2.3.1	Demanda actual.....	53
2.3.2	Proyección de la demanda.....	56
2.3.3	Oferta actual.....	58
2.3.4	Proyección de la oferta.....	60
2.4	Plantas de conversión de energía térmica oceánica en la actualidad.....	64
2.4.1	Universidad de Saga.....	64
2.4.2	Akuo Energy.....	65
2.4.3	Makai Ocean Engineering.....	65
2.5	Conclusiones del estudio de mercado.....	68
2.6	Precio del servicio.....	73
3	Estudio técnico.....	74
3.1	Generalidades.....	74
3.2	Descripción del proceso y equipo necesario.....	78
3.3	Instalación.....	88
3.4	Operación y Mantenimiento.....	97
3.5	Desmantelamiento y reubicación.....	99
3.6	Desarrollo de la tecnología.....	100
3.7	Ubicación de la planta.....	101
3.8	Aspectos técnicos.....	106
3.9	Conclusiones del estudio técnico.....	109
4	Estudio económico financiero.....	110
4.1	Costo normalizado de electricidad.....	110
4.1.1	Gastos de capital.....	110
4.1.2	Factor de recuperación de capital.....	112
4.1.3	Gastos operativos.....	112
4.1.4	Factor de capacidad.....	113

4.2	Cálculo del costo normalizado de electricidad y comparación con los costos de generación y de inversión de otras tecnologías utilizadas en Guatemala	114
4.3	Cálculo de la tasa mínima atractiva de retorno, el valor presente neto, la tasa interna de retorno y el período de recuperación del capital.....	117
4.4	Conclusiones del estudio económico financiero.....	118
5	Conclusiones.....	119
6	Recomendaciones.....	120
7	Referencias bibliográficas	122
8	Anexos	133
8.1	Nomenclatura	133
	Abreviaturas, siglas y acrónimos	133
	Símbolos del subsistema del ciclo de potencia	134
	Símbolos del subsistema del intercambiador de calor	135
	Símbolos del subsistema de bombeo del agua oceánica.....	135
	Símbolos del análisis económico.....	135
8.2	Glosario.....	137
8.3	Factor de capacidad de los diferentes tipos de tecnología de generación en el mundo ¹⁴⁴	
8.4	Suposiciones del modelo termodinámico de Upshaw	145
8.4.1	Generales (Upshaw, 2012)	145
8.4.2	Específicas (Upshaw, 2012).....	145
8.5	Inferencias del análisis termodinámico de Charles R. Upshaw	148
8.6	Tasa de interés activa en moneda extranjera de los últimos diez años.....	159
8.7	Cálculo de los costos para la nómina teórica sugerida	159
8.8	Ajuste tarifario para el consumidor final	160
8.8.1	Tarifa social.....	160
8.8.2	Tarifa no social.....	160
8.8.3	Desagregación de las tarifas no sociales en sus componentes de costo de Mayo, 2013 a Mayo, 2015	160
8.9	Diferentes estimaciones del costo normalizado de electricidad para plantas de conversión de energía térmica oceánica.....	161
8.10	Código de MATLAB.....	162

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Perfil de temperatura dependiente de la profundidad del océano.....	14
Ilustración 2: Clasificación de las masas de agua en los océanos.	14
Ilustración 3: Circulación Termohalina ejemplificada a través del modelo de cinta transportadora mundial.	15
Ilustración 4: Diagrama conceptual de un ciclo Rankine ideal simple.....	16
Ilustración 5: Gráfica de temperatura versus entropía de un ciclo Rankine ideal simple. .	17
Ilustración 6: Diagrama conceptual de una central de OTEC de ciclo abierto.	18
Ilustración 7: Diagrama conceptual de una central de OTEC de ciclo cerrado.	19
Ilustración 8: Diagrama de fases de la mezcla amoniaco-agua.....	20
Ilustración 9: Gráfica de temperatura versus entropía del ciclo Kalina.	20
Ilustración 10: Diagrama conceptual de un ciclo Kalina.	21
Ilustración 11: Diagrama de flujo de un ciclo Kalina.	21
Ilustración 12: Diagrama conceptual del ciclo Uehara.....	22
Ilustración 13: Diagrama conceptual de una central de OTEC de ciclo híbrido.	23
Ilustración 14: Proyecto piloto de la compañía estadounidense Makai Ocean Engineering, montado sobre la playa costera del distrito Kona, Hawái.	24
Ilustración 15: Diseño conceptual de una instalación de OTEC montada sobre una plataforma continental.....	25
Ilustración 16: Reproducción virtual del proyecto NEMO.	25
Ilustración 17: Líneas imaginarias que delimitan la zona marítima exclusiva de Guatemala.	26
Ilustración 18: Distribución de los recursos térmicos en los océanos.	27
Ilustración 19: Marco institucional del subsector eléctrico de Guatemala.....	36
Ilustración 21: Planta de OTEC piloto de la Universidad de Saga, Japón.	64
Ilustración 22: Esquema operacional del proyecto NEMO.	65
Ilustración 23: Planta piloto de la empresa Makai Ocean Engineering.	66
Ilustración 24: Línea de tiempo de los análisis termodinámicos realizados sobre la tecnología OTEC más relevantes.	74
Ilustración 25: Diagrama de T-s de un ciclo de Carnot de diferentes etapas.....	76
Ilustración 26: Diagrama de componentes del modelo termodinámico de Upshaw.	77
Ilustración 27: Diagrama del ciclo de potencia del modelo termodinámico de Upshaw. ...	78
Ilustración 28: Diagrama de componentes del modelo termodinámico de Upshaw por etapas.....	82
Ilustración 29: Planta de OTEC del tipo semisumergible.....	89
Ilustración 30: Esquema de una planta de OTEC del tipo monocasco y su sistema amarre.	89
Ilustración 31: Esquema de una planta de OTEC del tipo pértiga.	89
Ilustración 32: Esquema de las partes del sistema de amarre de una planta del tipo monocasco.	90
Ilustración 33: Configuraciones de intercambiadores de calor de concha y tubos.....	91
Ilustración 34: Esquema del funcionamiento de un intercambiador de calor de placas y armazón.....	91
Ilustración 35: Intercambiador de calor de aletas de aluminio.	92
Ilustración 36: Capas de un cable de transmisión submarina de corriente directa.	93
Ilustración 37: Impulsores de bomba de flujo axial.....	94

Ilustración 38: Bomba de flujo axial.....	94
Ilustración 39: Núcleo de una tubería de agua fría.....	95
Ilustración 40: Sistema de control electrónico para la inspección de la tubería de agua fría.	95
Ilustración 41: Ejemplo del ensamblaje completo de una tubería de agua fría.....	96
Ilustración 42: Ejemplo de crecimiento biológico en un cable de potencia sumergido.....	98
Ilustración 43: Equipo de medición sumergible CTD.....	101
Ilustración 44: Mapa de batimetría mundial.....	102
Ilustración 45: Mapeo de la batimetría de las zonas marítimas exclusivas de Guatemala.	102
Ilustración 46: Profundidad del agua fría en la zona marítima exclusiva de Guatemala.	104
Ilustración 47: Gradiente térmico de la zona marítima exclusiva de Guatemala.....	104
Ilustración 48: Potencia neta extraíble (MW) de la zona marítima exclusiva de Guatemala.	104
Ilustración 49: Estimaciones de la distancia entre dos plantas ubicadas plantas en la zona marítima exclusiva de Guatemala.....	104
Ilustración 50: Temperatura superficial promedio (°C) en la zona marítima exclusiva de Guatemala.....	104
Ilustración 51: Posibles ubicaciones de OTEC en la zona marítima exclusiva de Guatemala.	104

Índice de tablas

Tabla 1: Objetivos, metas y acciones propuestas por la Política Energética, y que son relevantes para la tecnología OTEC.	34
Tabla 2: Escenarios del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación realizado en el año 2 016.	42
Tabla 3: Potencia teórica y ubicación de las centrales hidroeléctricas de Guatemala.	46
Tabla 4: Potencia teórica y ubicación de las centrales térmicas de Guatemala.....	47
Tabla 5: Potencia teórica y ubicación de las centrales geotérmicas de Guatemala.....	48
Tabla 6: Potencia teórica y ubicación de las centrales solares de Guatemala.....	48
Tabla 7: Potencia teórica y ubicación de las centrales eólicas de Guatemala.	49
Tabla 8: Potencia teórica y ubicación de los generadores distribuidos renovables de Guatemala.	49
Tabla 9: Aumentos en la capacidad instalada de los tres escenarios del plan de expansión indicativo del sistema de generación 2 008 – 2 022.	51
Tabla 10: Proyecciones de la demanda de energía y potencia eléctricas de Honduras y El Salvador.	56
Tabla 11: Proyección de la adición y retiro de capacidad instalada para el sistema eléctrico hondureño por tipo de tecnología, para los años 2 016 – 2 024.	60
Tabla 12: Pronóstico de ventas de energía eléctrica en Honduras.....	61
Tabla 13: Proyección de la adición de capacidad instalada para el sistema eléctrico salvadoreño por tipo de tecnología, para los años 2 016 – 2 022.....	62
Tabla 14: Pronóstico de la distribución de la generación de la energía eléctrica de El Salvador para los años 2 016 – 2 026.	62
Tabla 15: Proyectos de OTEC en diferentes partes del mundo.....	66
Tabla 16: Costos de capital estimados para plantas de generación de energía oceanotermal.....	71
Tabla 17: Ejemplo de un plan de mantenimiento para un módulo de 10 MW de potencia neta.	98
Tabla 18: Parámetros provenientes de varios diseños reales de plantas de 10 MW , utilizados para asumir valores que serán utilizados como variables de entrada en el análisis termodinámico.	106
Tabla 19: Resultados obtenidos del análisis termodinámico realizado a partir de las condiciones asumidas de la planta de demostración propuesta.....	107
Tabla 20: Estimaciones de costos de cada componente de una planta OTEC.....	111
Tabla 21: Resultados obtenidos de las variables del análisis económico.....	114
Tabla 22: Costos variables por tipo de tecnología de generación en Guatemala.	114
Tabla 23: Costos de operación y mantenimiento de diversos tipos de tecnología de generación.....	116
Tabla 24: Precio de compra de la energía eléctrica generada en Honduras.	117

Índice de gráficos

Gráfico 1: Proporción de las fuentes del consumo energético de Guatemala para el año 2 015.....	37
Gráfico 2: Proporción del consumo de leña en Guatemala para el año 2 015.	38
Gráfico 3: Proporción del consumo de energía eléctrica en Guatemala para el año 2 015.	38
Gráfico 4: Proporción del consumo energético de Guatemala en la industria para el año 2 015.....	38
Gráfico 5: Proporción del consumo energético de Guatemala en viviendas para el año 2 015.....	38
Gráfico 6: Variación de la demanda máxima de potencia del SNI de los años 2 005 al 2 015.	39
Gráfico 7: Variación del consumo de energía del SNI de los años 2 005 al 2 015.	40
Gráfico 8: Distribución del consumo total de la energía producida en Guatemala.	40
Gráfico 9: Demanda semanal máxima de potencia del SNI en el año 2 015 de acuerdo al monitoreo semanal.	41
Gráfico 10: Demanda de energía para los años 2 016 al 2 031 de acuerdo a los tres escenarios establecidos por el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación.	43
Gráfico 11: Demanda de potencia para los años 2 016 al 2 031 de acuerdo a los tres escenarios establecidos por el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación.	43
Gráfico 12: Proporción de la oferta energética en Guatemala por tipo de recurso.	44
Gráfico 13: Proporción de la oferta de energía eléctrica en Guatemala, por tipo de recurso.	45
Gráfico 14: Proporción de los métodos de energía renovable y no renovable que conforman la matriz de generación eléctrica, para los años 2 011 al 2 015.....	45
Gráfico 15: Matriz energética resultante de cada uno de los escenarios planteados a través del plan de expansión 2 008 – 2 022.....	51
Gráfico 16: Variación de la demanda máxima de potencia de El Salvador de los años 2 005 al 2 015.....	53
Gráfico 17: Variación del consumo de energía de El Salvador de los años 2 005 al 2 015.	53
Gráfico 18: Variación de la demanda máxima de potencia de Honduras de los años 2 005 al 2 015.....	54
Gráfico 19: Variación del consumo de energía de Honduras de los años 2 005 al 2 015.	55
Gráfico 20: Relación entre la energía eléctrica importada y el consumo total para Guatemala, Honduras, y El Salvador.	56
Gráfico 21: Pronóstico del consumo de energía eléctrica de Honduras para los años 2 016 al 2 030.....	57
Gráfico 22: Pronóstico de la potencia eléctrica máxima de Honduras para los años 2 016 al 2 030.....	57
Gráfico 23: Pronóstico del consumo de energía eléctrica de El Salvador para los años 2 016 al 2 026.....	57
Gráfico 24: Pronóstico de la potencia eléctrica máxima de El Salvador para los años 2 016 al 2 026.....	57

Gráfico 25: Distribución de los métodos de generación de energía eléctrica de Honduras, para el año 2 015.	58
Gráfico 26: Distribución de la generación de energía eléctrica mensual de Honduras, para el año 2 015.	59
Gráfico 27: Distribución de los métodos de generación de energía eléctrica de El Salvador.	59
Gráfico 28: Pronóstico de ventas internas totales de energía eléctrica en Honduras, para los años 2 016 – 2 030.	61
Gráfico 29: Pronóstico de la distribución de la generación de la energía eléctrica de El Salvador para los años 2 016 – 2 026.	63
Gráfico 30: Pronóstico de oferta y demanda de la energía eléctrica en Guatemala para los años 2 016 al 2 022, y la oferta efectiva actual.	69
Gráfico 31: Pronóstico de la demanda de la energía eléctrica en Guatemala para los años 2 023 al 2 030, oferta proyectada para el año 2 022, y oferta efectiva actual.	69
Gráfico 32: Pronósticos de oferta y demanda de la energía eléctrica en Honduras, para los años 2 016 – 2 030.	70
Gráfico 33: Relación de la potencia de salida y la longitud de la tubería de agua fría de la planta de demostración especificada, cuando se utiliza amoniaco como fluido de trabajo.	108
Gráfico 34: Costos variables de generación en Guatemala y los calculados para la OTEC en el análisis económico.	115
Gráfico 35: Costos de operación y mantenimiento por tipo de tecnología de generación.	116

Introducción

Durante el último siglo, la emisión de gases de efecto invernadero por la quema excesiva de combustibles fósiles para la realización de las actividades diarias del ser humano, ha repercutido fuertemente sobre el planeta Tierra, generando un deterioro progresivo que a lo largo de los años continúa afectando los ecosistemas y a sus habitantes, dañando la capa de ozono y ocasionando, por ello, condiciones de vida cada vez más insalubres e inseguras.

Es por ello que cada día se hace más importante la investigación de nuevas tecnologías que ayuden al desarrollo y la implementación de métodos alternativos de generación de electricidad; energías limpias, renovables y sostenibles, que permitan disminuir, y en un largo plazo, contrarrestar totalmente la tasa actual de utilización de gas, carbón o petróleo como fuentes de energía, que en Guatemala representan más del 30 % de la producción total (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2014).

Estas energías renovables, con tecnologías relativamente nuevas que en algunas ocasiones aún se encuentran en plena fase de pruebas, tienen diversas fuentes para su generación, que van desde el uso de las corrientes de aire, pasando por el calor interior de la Tierra, hasta el aprovechamiento de la radiación electromagnética proveniente del Sol. Sin embargo, son los océanos los que conforman el mayor potencial para la generación de energía limpia.

Esto se debe a que la Tierra está cubierta en más de dos tercios de su superficie por masas de agua, que contienen a su vez, una gran cantidad de energía extraíble por diversos recursos tecnológicos que han ido avanzando en las últimas décadas. Sistemas que aprovechan, la energía cinética proveniente tanto de olas y mareas, la diferencia de densidad entre mares y ríos, o el gradiente de temperaturas entre las diferentes capas oceánicas, han ido surgiendo con mayor auge debido a la increíble oferta de energía que en ellos se presenta de forma natural.

Y es en ese último método en el que se enfoca el presente trabajo, aquel que convierte la energía térmica de los océanos en energía eléctrica limpia y sin emisiones de gas invernadero o cualquier otro subproducto que pueda alterar la vida circundante a las instalaciones. Denominada energía oceanotermal o maremotérmica, es un recurso que ha ido creciendo en demanda gracias a la implementación de proyectos pilotos en diferentes partes del mundo, que ayudan en el desarrollo y la mejora de las tecnologías disponibles para este tipo de generación, y que permiten presentar una alternativa factible en la obtención y el aprovechamiento de la energía proporcionada por el océano.

Lo que se busca es presentar una nueva oportunidad para Guatemala mediante diversos estudios de carácter teórico, que presenten un punto de partida prácticamente desde cero para la conversión de la energía térmica oceánica, y que con ello se logre, junto con las instalaciones hidroeléctricas y geotérmicas existentes y, las relativamente nuevas, plantas de energía eólica y solar, poder disminuir los gases de efecto invernadero que tanto afectan el cambio climático actual en el mundo entero. Logrando así, un cambio en la filosofía, no solo del país, sino de la región centroamericana.

Lo escrito sobre el tema

La Agencia Internacional de Energía Renovable —IRENA, por sus siglas en inglés— ha emitido diversos informes y estudios sobre este tipo de conversión de energía, siendo el principal de ellos, el informe titulado *Conversión de la Energía Térmica Oceánica: Informe de Tecnología*, de junio de 2 014, en el que se detallan diversos factores concernientes a este tipo de generación de energía renovable: estado de los procesos y de las tecnologías existentes, rendimiento, costos, alcances y limitaciones.

Además, dicha organización también realiza reportes anuales, como el emitido en enero de 2 015, *Costos de Generación de la Energía Renovable en 2 014*, que consiste en un análisis tanto de mercado, como económico, de los diferentes métodos alternativos de generación de energía, incluida la energía oceanotermal.

Por último, también cabe destacar el reporte *Energía del Océano: Disponibilidad de la Tecnología, Patentes, Estado de la Implementación y Perspectivas* de agosto de 2 014, el cual es un estudio más técnico que el mencionado con anterioridad, en donde se revisan las patentes actuales, se clasifican las diferentes tecnologías de energía oceánica y se dan a conocer las barreras técnicas, económicas, medioambientales, sociales y de infraestructura, de todos los métodos de conversión de la energía proveniente del océano.

Todos los informes antes mencionados que, junto con otros, se abarcarán más a fondo a continuación, han sido realizados desde un nivel macro, desde una perspectiva mundial. Sin embargo, desde el punto de vista nacional, Guatemala aún no cuenta con un estudio detallado para este tipo de energía.

Resumen crítico del marco teórico

Historia

El principio relativo a la conversión de energía térmica oceánica —OTEC, por sus siglas en inglés— fue propuesto en el año 1 881 por el físico francés Jacques Arsene d'Arsonval (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013).

El proceso de una planta de energía maremotérmica, también denominada oceanotermal, consiste en el aprovechamiento de la diferencia de temperaturas —gradiente térmico— entre la superficie del mar y aquellas masas de agua ubicadas a aproximadamente 1 000 metros de profundidad (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009).

La primera planta de este tipo, fue construida en Cuba en el año 1 930 por Georges Claude, estudiante de d'Arsonval. Dicho sistema era capaz de producir 22 kilovatios de electricidad utilizando una turbina de baja presión. Cuatro años después, Claude construyó una segunda planta en la costa de Brasil. Sin embargo, debido a las inclemencias del clima y a la agresividad del mar, ambas plantas fueron destruidas antes de que se convirtieran en generadores de energía neta (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013).

A partir de ahí, han existido diferentes avances tecnológicos en las centrales OTEC, que serán discutidos en la continuación de este trabajo.

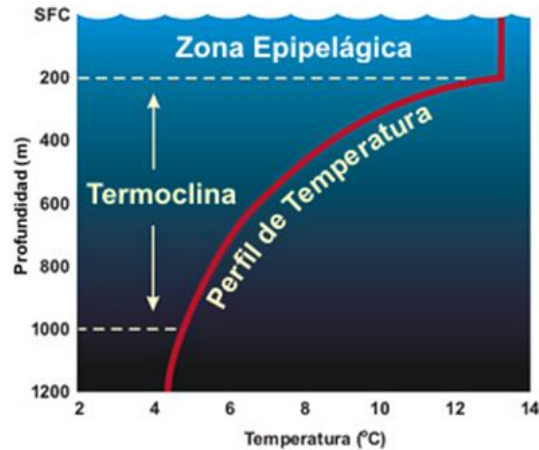
La ciencia detrás del funcionamiento de una planta de conversión de energía térmica oceánica

Antes de exponer la base en el funcionamiento de una central de OTEC, es necesario abarcar algunos aspectos concernientes a la oceanografía, con los cuales se pretende explicar la formación del agua profunda, que expone a la vez, el porqué de la diferencia existente de temperaturas entre esta y el agua de la superficie marina.

Clasificación de las masas de agua en los océanos

Las masas de agua se dividen en zona superior y zona profunda, la primera de las cuales comprende desde la superficie del mar hasta la base de la termoclina, la cual es la «Capa de transición entre el agua caliente de la superficie del océano y el agua más fría del fondo» (National Ocean Service, s.f.) «...que algunas veces se caracteriza por un descenso brusco de la temperatura y con mayor frecuencia por un cambio gradual» (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009, pág. 656), y que se encuentra entre los 200 y los 1 000 metros de profundidad, como se muestra en la siguiente imagen.

Ilustración 1: Perfil de temperatura dependiente de la profundidad del océano.



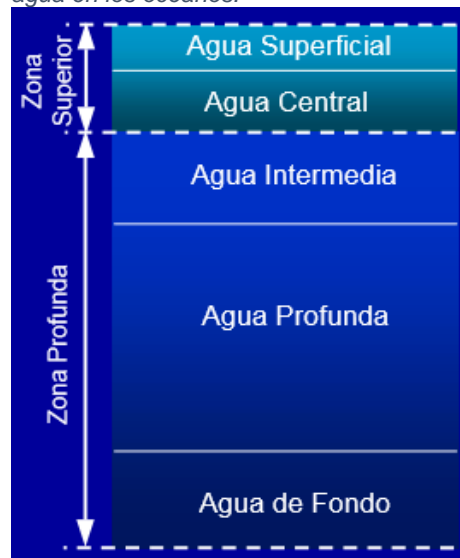
(Servicio Nacional de Meteorología, 2008).

La zona superior se subdivide en agua superficial y agua central. La primera, también es denominada zona epipelágica y, como indica la anterior ilustración, abarca desde la superficie del océano hasta los 200 metros de profundidad. Debajo de esta, y hasta el límite inferior de la termoclina, corresponde al agua central.

La zona profunda, por su parte se divide en agua intermedia, hasta los 1 500 metros de profundidad; agua profunda, hasta los 4 000 metros de profundidad; y agua de fondo, que como su nombre lo indica, se encuentra en contacto con el fondo oceánico (Universidad de Las Palmas de Gran Canaria).

La siguiente ilustración ejemplifica la clasificación de las masas de agua en los océanos:

Ilustración 2: Clasificación de las masas de agua en los océanos.



(Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, s.f.).

Circulación termohalina y la formación del agua profunda

El movimiento oceánico puede ser clasificado en tres tipos:

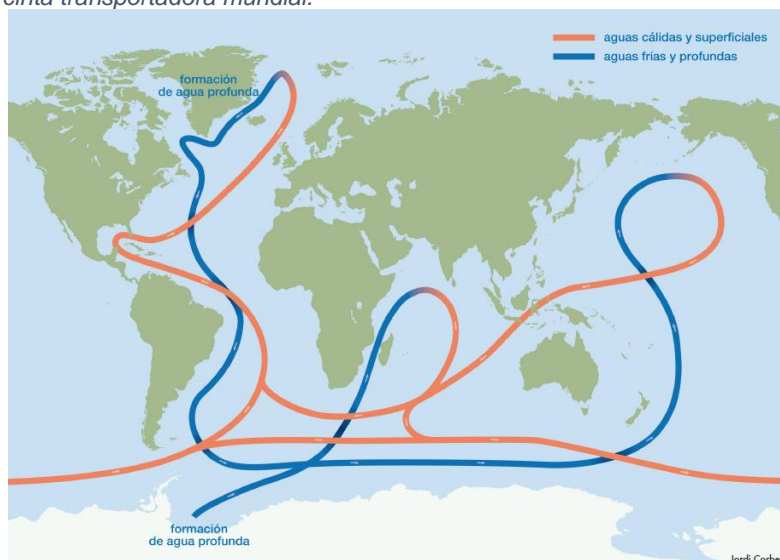
- Mareas.
- Olas.
- Corrientes marinas.

Los primeros dos son ocasionados por la fuerza gravitacional de la Luna o del Sol (Sirtoli, 2005) y por la transferencia de energía del viento a la superficie oceánica (Abulhab, 2015). respectivamente. Mientras que las corrientes marinas son causadas por un movimiento denominado circulación Termohalina, y son las que influyen en el cambio de la temperatura del agua en la zona profunda, respecto del agua en la superficie del océano.

Esta circulación se da por un cambio en la densidad del agua del océano, que es causado a su vez, por cambios en su temperatura y salinidad (Universidad de Las Palmas de Gran Canaria). Comienza en dos puntos de formación, uno cerca de Groenlandia y el otro en el mar de Wedell, en la Antártida (Institut de Ciències del Mar), en donde el agua del océano se enfría, formando el denominado hielo marino (National Ocean Service, s.f.). Las sales provenientes de la formación del mismo y las bajas temperaturas de la región, ocasionan un aumento de la densidad, y por lo tanto, el hundimiento del agua de mar que lo rodea. Esta es sustituida por agua superficial menos densa que viaja a través de corrientes superficiales provocadas por el viento y que, eventualmente, atravesará el mismo proceso anteriormente descrito (National Ocean Service, s.f.) —patrón que tarda aproximadamente un milenio en completarse (Institut de Ciències del Mar).

Este tipo de movimiento oceánico se ejemplifica a través de un modelo denominado cinta transportadora mundial, el cual es ilustrado en la siguiente imagen.

Ilustración 3: Circulación Termohalina ejemplificada a través del modelo de cinta transportadora mundial.



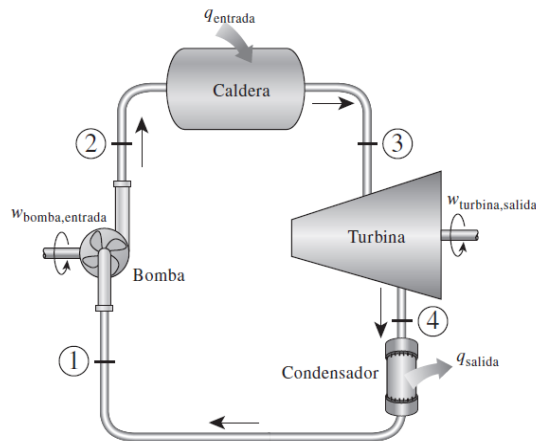
(Corbera, s.f.).

A continuación, ya habiendo abarcado los aspectos oceanográficos más importantes, se presentan aquellos de materia termodinámica que conforman la base del funcionamiento de una central OTEC o planta de generación de energía maremotérmica u oceanotermal. Cabe destacar el hecho que no se precisarán detalles técnicos, ya que estos serán comprendidos más adelante, en la sección correspondiente al Estudio Técnico.

Ciclo termodinámico de Ideal Rankine

Las centrales de OTEC utilizan, en principio, un ciclo termodinámico conocido como Ciclo de Rankine, el cual es el ciclo ideal para los ciclos de potencia de vapor. El diagrama de un ciclo Rankine ideal simple es el que se muestra a continuación:

Ilustración 4: Diagrama conceptual de un ciclo Rankine ideal simple.



(Çengel & Boles, 2012).

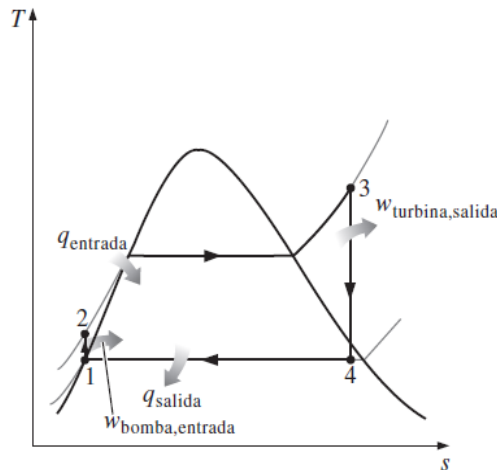
Siguiendo con la numeración del diagrama anterior, se puede establecer el proceso que se lleva a cabo en un ciclo Rankine ideal simple. El cuál es el siguiente:

1. El fluido de trabajo entra a la bomba como un líquido saturado, que es básicamente un «líquido que está a punto de evaporarse» (Çengel & Boles, Termodinámica, 2012, pág. 114), en donde sufre una disminución en su volumen, e idealmente, se mantiene su entropía constante, la cual es la «medida del desorden molecular, o aleatoriedad molecular» (Çengel & Boles, Termodinámica, 2012, pág. 346).
2. En la caldera se le adiciona calor a presión constante en una caldera para la generación de vapor sobrecalentado, que es el «vapor que no está a punto de condensarse» (Çengel & Boles, Termodinámica, 2012, pág. 114).
3. El vapor que sale de la caldera entra a la turbina en donde se expande, es decir, se incrementa el valor de su volumen, manteniéndose de nuevo la entropía constante. Esto produce trabajo a la salida del eje de la turbina, el cual se encuentra conectado a un generador eléctrico.
4. El vapor que sale de la turbina ha sufrido un decremento en su presión y temperatura, por lo que a la entrada del condensador se tiene una mezcla de vapor y líquido, conocida como vapor húmedo. En el condensador se da un rechazo de calor a presión constante, para que en su salida se tenga de nuevo líquido saturado. Este paso

es necesario para evitar el fenómeno conocido como cavitación, el cual es básicamente la implosión de burbujas de vapor dentro de un líquido, que provocarían la erosión en las paredes de la bomba (Uralita, s.f.).

El proceso anterior se puede ejemplificar de manera gráfica como se muestra en la siguiente figura:

Ilustración 5: Gráfica de temperatura versus entropía de un ciclo Rankine ideal simple.



(Çengel & Boles, 2012).

Cabe mencionar que en el proceso básico del ciclo Rankine se requiere utilizar combustible en un generador de vapor (ej. caldera), para obtener mediante ello, un gradiente de temperatura. Sin embargo, en el océano, como ya se explicó con anterioridad, ya existe esta diferencia de forma natural, que debe ser de al menos 20°C, e idealmente, mayor que 30 o 40°C (Woodford, 2016). A continuación se explica a fondo cómo es el funcionamiento de una central de OTEC.

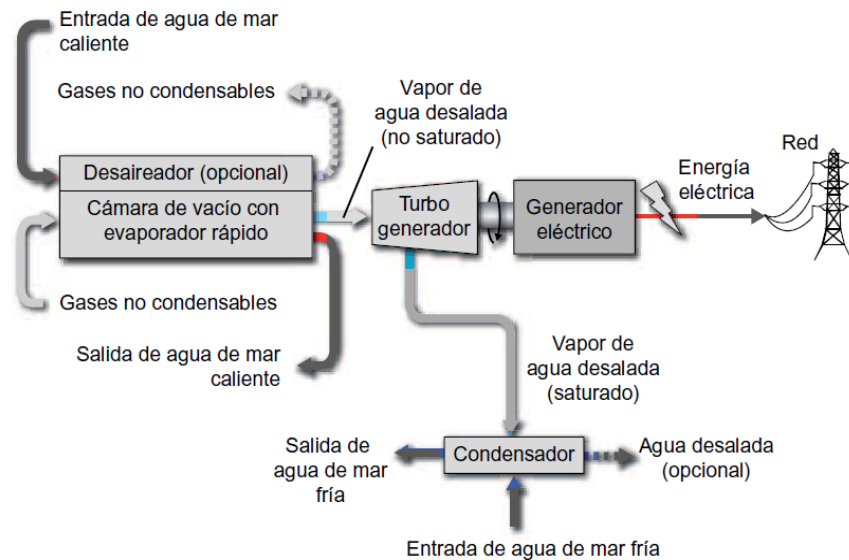
Funcionamiento de una central de conversión de energía térmica oceánica

Una planta de energía oceanotermal puede operar en tres sistemas: ciclo abierto, ciclo cerrado y ciclo híbrido, cada una con sus variaciones, que son explicadas a continuación.

Ciclo abierto

En este, también denominado ciclo de Claude (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009), el agua del océano hace la función del fluido de trabajo. El agua superficial hierve en un contenedor de baja presión en el que quedan atrás las sales, y se obtiene por ello, agua casi pura y fresca. Luego se utiliza para hacer girar la turbina y se condensa en su salida, utilizando el agua de las profundidades como refrigerante (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013).

Ilustración 6: Diagrama conceptual de una central de OTEC de ciclo abierto.



(Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009).

Ciclos de elevación de niebla (*mist lift*) y de elevación de espuma (*foam lift*)

Ambos ciclos se derivan del ciclo de Claude, pero a diferencia de este, utilizan una turbina hidráulica en lugar de una turbina de baja presión (Engineering Department of the University of Strathclyde, 2016).

Su funcionamiento se basa en un sistema de bombeo patentado por el ingeniero estadounidense Earl J. Beck en el año de 1976 (OTEC Beck, s.f.), que se encarga de generar una mezcla de líquido-vapor de dos fases que se produce a través de evaporación flash del agua de la superficie, que es la «evaporación súbita de un líquido debido a una caída de presión» (Bilicki, 2011). Dicha mezcla se presenta ya sea en forma de niebla —pequeñas gotas de líquido suspendidas en vapor— o en forma de espuma —burbujas de vapor contenidas en una fase continua de líquido (Masutani & Takahashi, 2001).

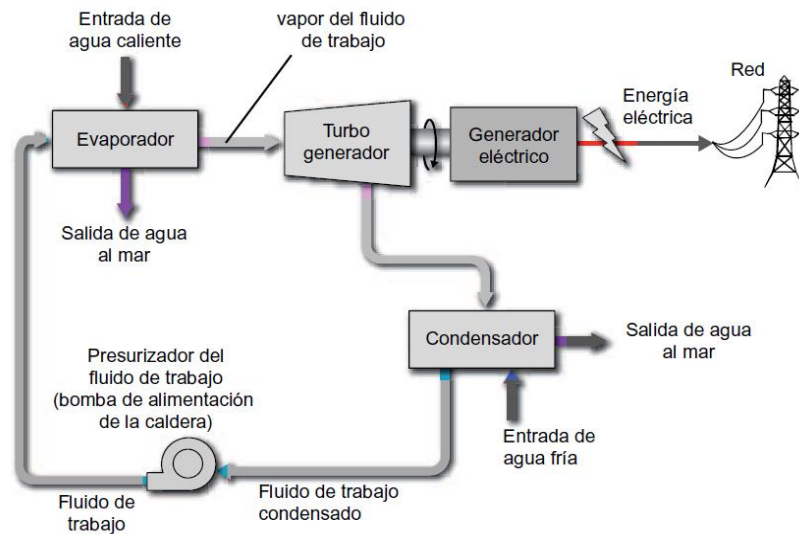
Luego, la parte líquida de la mezcla se encarga de conducir la turbina, mientras que el vapor es condensado mediante la utilización del agua fría del fondo del océano.

Como desventajas en un proceso de ciclo abierto se puede mencionar que se utiliza en el bombeo del agua de las profundidades y para el accionamiento de la bomba de vacío, aproximadamente entre un 20 y 30 % de la potencia eléctrica generada. Además, debido a la temperatura relativamente baja del agua de la superficie del mar y a la poca diferencia de temperatura entre esta y el agua de las profundidades, el rendimiento en un sistema trabajando en este régimen es de alrededor de 7 %. Por último, también se requiere diseñar turbinas específicas, de grandes dimensiones, para soportar las bajas presiones del vapor (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009).

Ciclo cerrado

Se dice que una central de OTEC trabaja en ciclo cerrado o ciclo de Anderson (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009), cuando el fluido de trabajo se mantiene circulando durante el proceso y nunca sale del mismo. Y a diferencia del ciclo abierto, se emplea, en lugar de agua, un fluido con un bajo punto de ebullición (ej. amoníaco, freón, propano), el cual pasa a través de un evaporador —que hace la función de la caldera del diagrama de la ilustración 7— en donde se le transfiere el calor del agua de la superficie del océano, para la generación del vapor que se encargará de hacer girar la turbina. Luego, la mezcla a la salida de la turbina es condensada por medio de otro intercambiador de calor en donde el agua de las profundidades oceánicas gana el calor del fluido de trabajo para generar líquido saturado (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013). Este proceso es básicamente el explicado a través del ciclo Rankine ideal simple y es idéntico al utilizado en una central térmica convencional, con la diferencia que al tener un gradiente de temperatura menor, su rendimiento también es más bajo (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009).

Ilustración 7: Diagrama conceptual de una central de OTEC de ciclo cerrado.

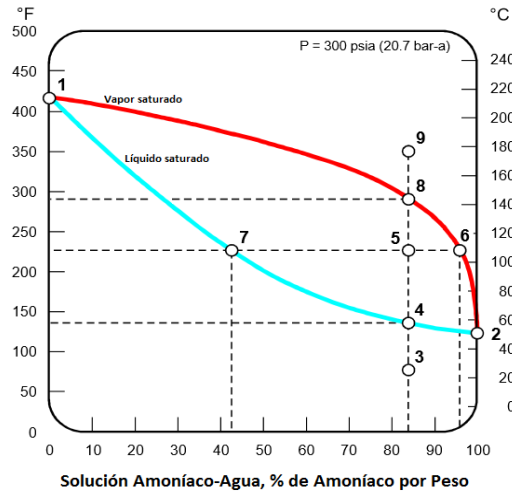


(Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009).

Ciclo Kalina

Desarrollado alrededor del año 1990 (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009); es una variación del ciclo cerrado —y por ende, del ciclo Rankine— en donde se utiliza como fluido de trabajo una mezcla de amoníaco y agua, la cual carece de punto de ebullición per se, presentando en su lugar, un rango de temperaturas a las cuales se evapora (Kempener & Neumann, 2014), como se observa en su diagrama de fases, gráfica que «...resume las condiciones en las cuales una sustancia existe como sólido, líquido o gas» (Chang, 2010, pág. 498), dependiente de la relación agua-amoniaco, mostrado en la siguiente figura.

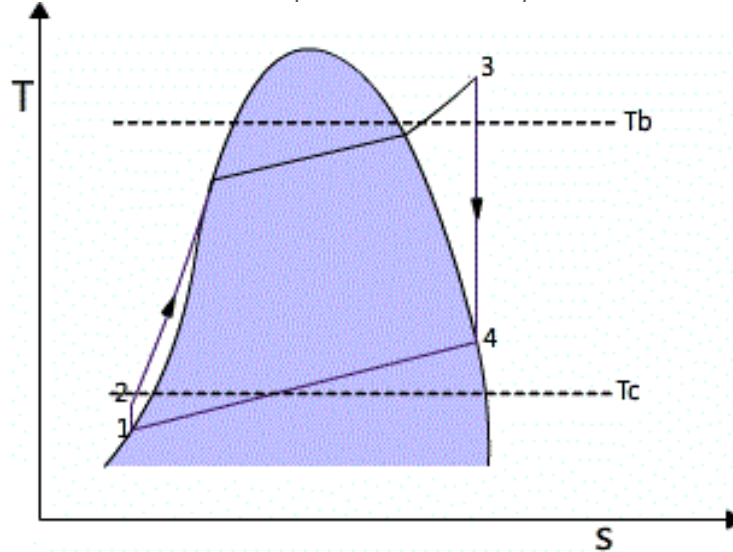
Ilustración 8: Diagrama de fases de la mezcla amoníaco-agua.



(Macwan, 2013).
Traducción: Monroy.

Este cambio en el fluido de trabajo provoca que en este ciclo exista, a diferencia del ciclo Rankine, una variación en la temperatura tanto en la adición como en el rechazo de calor; que ocasiona un incremento en la eficiencia térmica (Learn Engineering, s.f.). Este fenómeno se observa en la siguiente gráfica.

Ilustración 9: Gráfica de temperatura versus entropía del ciclo Kalina.

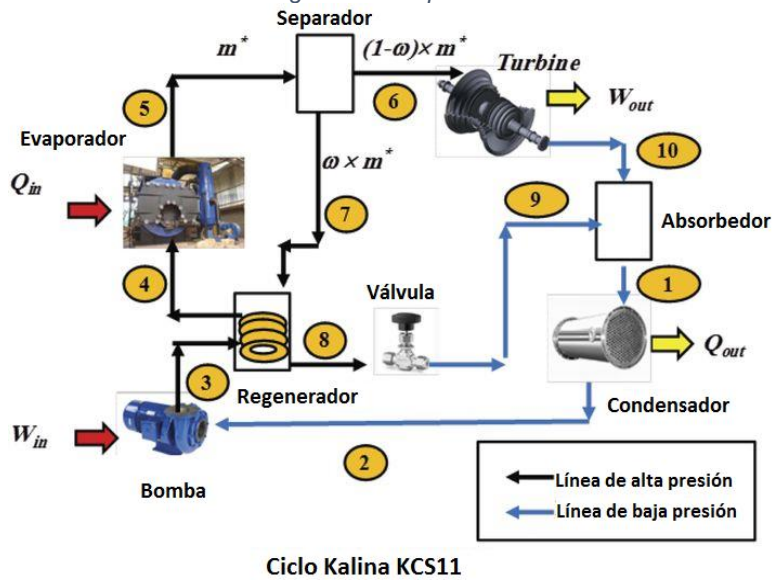


(Learn Engineering, s.f.).

Y como se puede observar en el diagrama que a continuación se presenta, este ciclo, además de los componentes ya mencionados en el ciclo Rankine, también tiene un separador y un recuperador o regenerador. El primero tiene la función de separar cualquier líquido presente en la mezcla amoníaco-agua, luego de su paso por el evaporador, y así, evitar la corrosión en los álabes de la turbina; mientras que el segundo, que es básicamente un intercambiador de calor, se encarga de precalentar el fluido que se dirige al evaporador

gracias a la transferencia de calor proveniente del vapor a la salida de la turbina (Enhanced Systems Technologies, 2012), tal y como se observa en la figura.

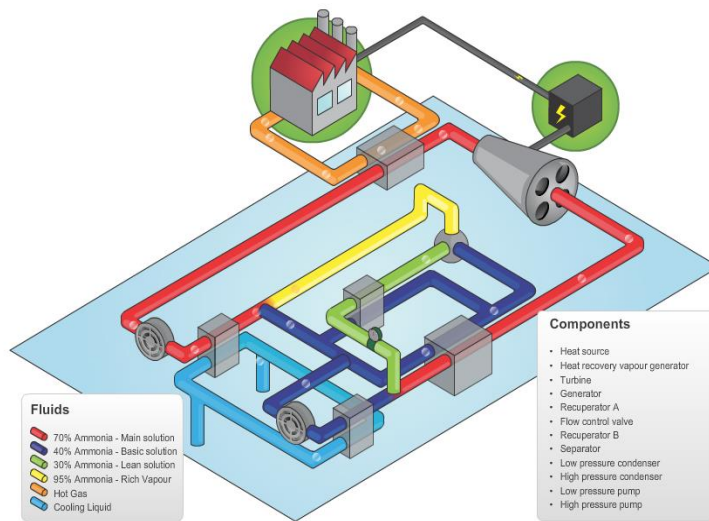
Ilustración 10: Diagrama conceptual de un ciclo Kalina.



(Elsayed, Embaye, Al-Dadah, Mahmoud, & Rezk, 2013).
Traducción: Monroy.

En la siguiente ilustración también se muestran las relaciones de amoníaco y agua que se utilizan en cada parte del proceso para la optimización basada en un sistema de temperaturas (Engineering Department of the University of Strathclyde, 2016).

Ilustración 11: Diagrama de flujo de un ciclo Kalina.



(Global Geothermal, 2016).

Estos equipos térmicos añadidos al ciclo, permiten un aumento en la eficiencia y una mejor conservación de la energía, en comparación con el ciclo Rankine: *Wasabi New*

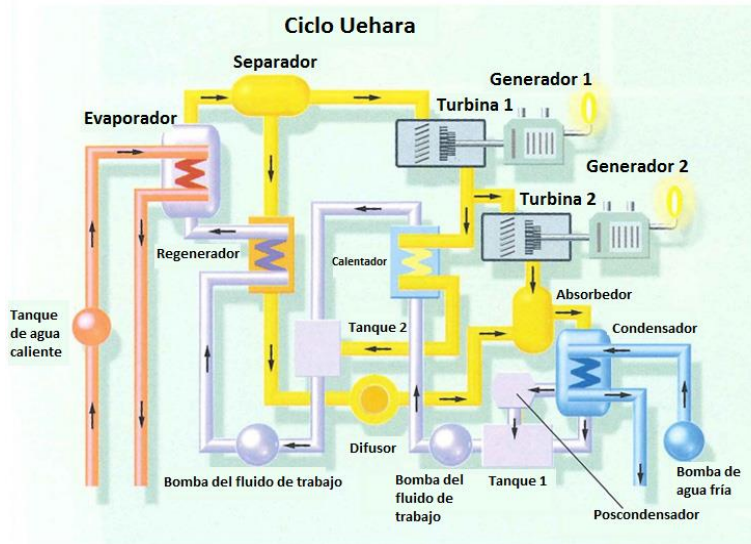
Energy Asia, la compañía poseedora de las patentes relacionadas a las tecnologías concernientes al ciclo Kalina, bajo su división *Enhanced Systems Technologies Limited*, asegura que su eficiencia térmica aumenta de 10 a 50 % respecto del ciclo convencional, dependiendo de la aplicación para la que se utilice (*Enhanced Systems Technologies Limited*, 2016).

Por otro lado, el ciclo Kalina presenta también ciertas desventajas: requiere una mayor inversión para el equipo adicional y puede representar una mayor exigencia en el evaporador y el condensador, reduciendo su desempeño; el aumento de la eficiencia conlleva a un requerimiento de coeficientes y áreas de transferencia de calor mayores y un incremento en el caudal del agua oceánica necesario (*Masutani & Takahashi*, 2001).

Ciclo Uehara

Este ciclo, ideado en 1994 por Haruo Uehara y Yasuyuki Ikegami de la Universidad Saga, Japón, corrige algunas de las deficiencias del ciclo Kalina antes descritas, al añadir una segunda turbina, un calentador, un difusor, un absorbedor —del inglés *absorber*— y un poscondensador, y lograr con ello, aumentar la eficiencia del proceso (*Organization for Promotion of Ocean Thermal Energy Conversion (OPOTEC)*, s.f.). El diagrama del mismo se muestra a continuación.

Ilustración 12: Diagrama conceptual del ciclo Uehara.



(GEC Co. Ltd., s.f.).
Traducción: Monroy.

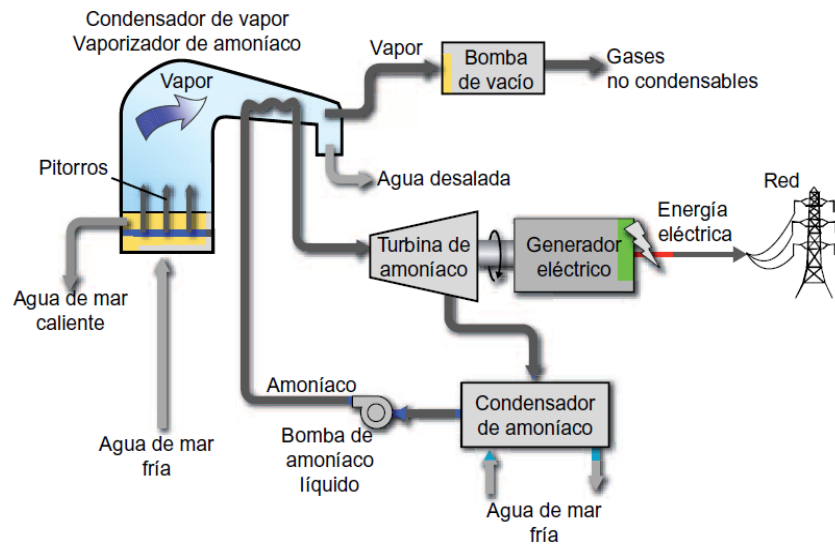
Como puede observarse en la anterior ilustración, el proceso del ciclo Uehara hasta antes de la primera turbina es idéntico al del ciclo Kalina. Sin embargo, a diferencia de este, en la salida de la turbina, la mezcla de líquido-vapor es extraída y trasladada a un intercambiador de calor denominado calentador, que se encarga de aumentar la temperatura del fluido de trabajo en la entrada del recuperador. La otra proporción de la mezcla es enviada a la segunda turbina, que cumpliendo el mismo propósito, gira mediante la expansión del fluido de trabajo para producir electricidad por medio de un generador.

El líquido apartado por el separador de la mezcla amoníaco-agua es enviado a un difusor y posteriormente a un absorbedor en el que, como su nombre lo indica, absorbe la mezcla líquido-vapor saliente de la segunda turbina; que es luego condensada para comenzar de nuevo el ciclo (Engineering Department of the University of Strathclyde, 2016).

Ciclo híbrido

Esta configuración presenta, como su nombre lo indica, características de ambas configuraciones presentadas con anterioridad. En este, de manera similar al proceso realizado en el ciclo abierto, y por medio de una cámara de vacío, se produce vapor flash. El cual es utilizado para evaporar a su vez el fluido de trabajo que circula en un ciclo cerrado y se encarga de hacer girar la turbina.

Ilustración 13: Diagrama conceptual de una central de OTEC de ciclo híbrido.



(Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009).

Ubicación de una planta de conversión de energía térmica oceánica

Existen tres diferentes opciones en las cuales puede ser construida una planta de energía oceanotermal, las cuales son:

Tierra firme o zona cercana a la costa

Una instalación de este tipo, a diferencia de las otras dos, no requiere de amarres a la base del océano. Además, por estar en o cerca de la costa, tampoco necesita de cables largos para el transporte de la electricidad generada. Y por último, se evitan los mantenimientos asociados a los entornos de mar abierto (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009).

Ilustración 14: Proyecto piloto de la compañía estadounidense Makai Ocean Engineering, montado sobre la playa costera del distrito Kona, Hawái.



(Makai Ocean Engineering, 2013).

Montadas en plataformas continentales

Similares a las plataformas utilizadas para la extracción de petróleo, conllevan las mismas desventajas: dificultad en el transporte de la electricidad producida, que se traduce en extenso uso de cables; y exposición a los peligros del oleaje y las condiciones climáticas del mar abierto. Sin embargo, presentan la ventaja respecto a las instalaciones en tierra firme de estar más cerca de las aguas más profundas (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009).

Ilustración 15: Diseño conceptual de una instalación de OTEC montada sobre una plataforma continental.

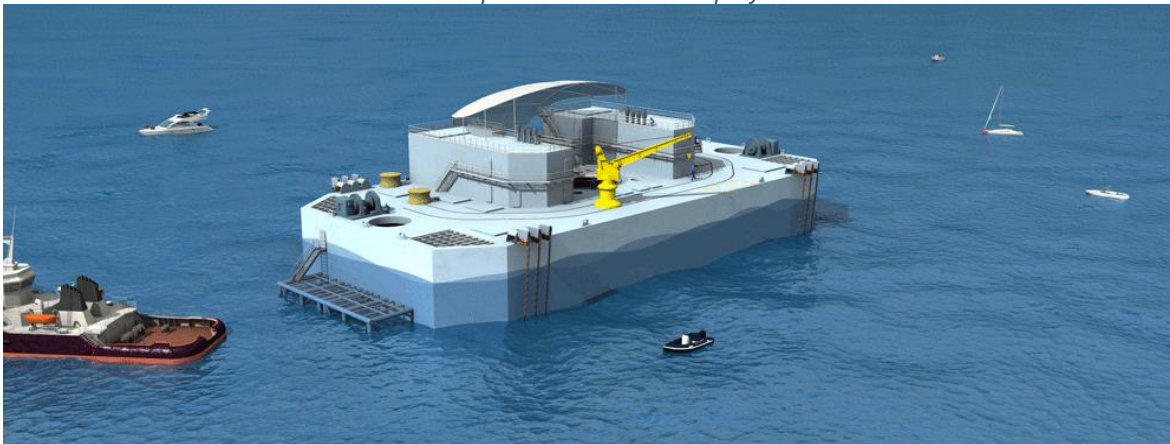


(Lockheed Martin Corporation, 2016).

Flotantes o amarradas en profundas aguas oceánicas

Instalaciones difíciles de estabilizar y sujetas a un requerimiento de sistemas complejos de amarre. Al igual que las montadas en plataformas continentales, son susceptibles a las condiciones adversas del océano y del clima (Carta González, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009).

Ilustración 16: Reproducción virtual del proyecto NEMO.



(DCNS, 2014).

Las centrales de OTEC montadas en plataformas y las flotantes, deben ser instaladas dentro de la zona económica exclusiva, concepto a continuación explicado.

Zona económica exclusiva

También llamada zona marítima exclusiva, está comprendida en la quinta parte, artículos del 55 al 75, de la *Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar* (CONVEMAR, 1982). Y la define como «un área situada más allá del mar territorial y adyacente a éste» (Artículo 55) en la que «el Estado ribereño tiene derechos de soberanía para los fines de exploración, explotación, conservación y administración de los recursos naturales [...] con respecto a otras actividades con miras a la exploración y explotación económicas de la zona, tal como la producción de energía derivada del agua, de las corrientes y de los vientos» (Artículo 56, inciso 1a), y por lo tanto, el Estado ribereño también tiene el derecho al «establecimiento y la utilización de [...] instalaciones y estructuras» (Artículo 56, inciso 1b, i). Por último, también se establece en la Convención, que «la zona marítima exclusiva no se extenderá más allá de 200 millas marinas contadas desde las líneas de base a partir de las cuales se mide la anchura del mar territorial». Con Estado ribereño se refiere al «Estado que tiene costa marina y que ejerce derecho sobre los recursos que en ella se encuentran» (Cifuentes Lemus, Torres García, & Frías, *El Océano y sus Recursos* XII. *El Futuro de los Océanos*, s.f.).

En la siguiente imagen se ilustran las zonas económicas exclusivas de Guatemala:

Ilustración 17: Líneas imaginarias que delimitan la zona marítima exclusiva de Guatemala.



(National Renewable Energy Laboratory, s.f.).

Planteamiento del problema

Preguntas de investigación

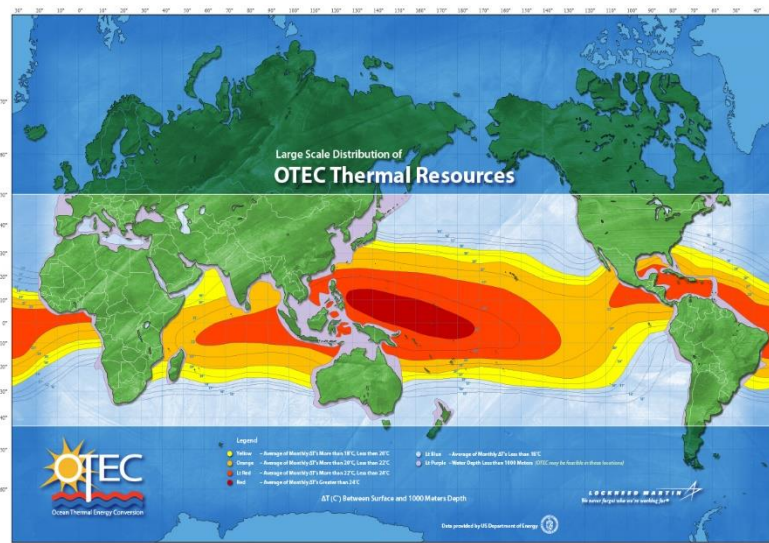
- ¿Qué proceso se lleva a cabo en una central OTEC?
- ¿Puede una planta de energía oceanotermal ser incorporada en el mercado guatemalteco de la energía eléctrica?
- ¿Qué tipos de tecnologías existen actualmente para una central de OTEC?
- ¿Será viable económicamente la implementación de un plan piloto de energía maremotérmica en Guatemala?
- ¿Qué ventajas presenta frente a los métodos de generación de energía eléctrica ya existentes en Guatemala?

Justificación

La energía oceanotermal es un tipo de energía que tiene el potencial teórico de producir globalmente, de acuerdo al informe de tecnología emitido por la Agencia Internacional de Energía Renovable —IRENA—, un estimado de 30 teravatios (TW) de electricidad, sin afectar la estructura térmica del océano (Kempener & Neumann, 2014).

Además, IRENA también menciona en el mismo informe que se han identificados hasta el momento 98 naciones y territorios con acceso a recursos térmicos en los cuales pueden ser construidas centrales de energía maremotérmica, sin embargo, Guatemala no se encuentra entre estas oportunidades identificadas, a pesar de que se cree que en su zona marítima exclusiva se reúnen las características técnicas necesarias y los requerimientos mínimos en cuanto a gradiente de temperatura, como se puede observar en la siguiente imagen. Esto se debe a que en ningún país de la región centroamericana han sido realizados los estudios pertinentes que permitan asegurar la factibilidad de los datos correspondientes a este tipo de tecnología.

Ilustración 18: Distribución de los recursos térmicos en los océanos.



(Lockheed Martin Corporation, 2016).

Viabilidad de la investigación

La investigación no pretende ir más allá del análisis teórico y el estudio de las posibilidades mercadológicas, técnicas, financieras, económicas y legales para que este nuevo tipo de generación de energía renovable sea incorporado en el mercado guatemalteco de la energía eléctrica; no se busca con el mismo diseñar una planta de energía oceanotermal o crear un modelo a escala. Es por ello que no requiere de ninguna inversión monetaria, sino solo de tiempo, que junto con la utilización de diversos recursos académicos disponibles en medios físicos y electrónicos, pueda conducir a la concepción de conclusiones coherentes con el tema de estudio.

Consecuencias de la investigación

De igual forma, la investigación no repercutirá de manera negativa en ninguna área de estudio pertinente, ni causará controversia, ya que es un estudio con el que se quiere dar a conocer este tipo de energía relativamente nuevo en cuanto a implementación.

Es más, se piensa que este trabajo traerá diversas ventajas al abarcar un recurso renovable totalmente nuevo y parcialmente desconocido para Guatemala, que se cree llevará en el futuro cercano, a una investigación más profunda o un proyecto de mayor calibre en la región.

Objetivos

Objetivo general

Analizar las posibilidades del desarrollo de una planta de generación de energía maremotérmica –también denominada oceanotermal– en las aguas oceánicas guatemaltecas, aprovechando la diferencia de temperatura existente entre la superficie y el fondo de las mismas.

Objetivos específicos

- Ampliar el concepto de la conversión de energía térmica oceánica (OTEC) y detallar ventajas y desventajas conocidas.
- Determinar la demanda potencial de energía eléctrica a través de un estudio de mercado e identificar el sector en el que se podría aplicar este tipo de generación alternativo.
- Por medio de un estudio técnico analizar las tecnologías disponibles para el proceso, las especificaciones y detallar las capacidades que se podrían alcanzar en cuanto a generación de energía eléctrica se refiere.
- Estudiar la viabilidad financiera del proyecto, sus alcances económicos y el tiempo de recuperación de la inversión.
- Comparar este método de generación de energía con los que se utilizan en la actualidad en Guatemala, así como las aplicaciones en donde se emplean, y analizar ventajas y desventajas frente a los mismos.

Hipótesis

Guatemala, en su zona marítima exclusiva, cumple con los requerimientos mínimos de batimetría (profundidad) y de gradiente de temperatura entre la zona superficial y la profunda; convirtiéndola en territorio factible para el desarrollo e implementación de pruebas piloto de plantas que aprovechen dichas condiciones para la conversión de energía térmica oceánica.

Dichas instalaciones pueden ser construidas en cualquiera de sus tres configuraciones: en la zona costera, en la plataforma continental o de forma flotante, siempre dentro de la zona que le corresponde al país para explotar los recursos naturales que, en teoría, le pertenecen.

Método

El presente trabajo cumplirá con un método de investigación hipotético-deductivo, es decir, se realizarán diferentes estudios teóricos con el fin de verificar, mediante conclusiones particulares y concernientes a cada uno de los mismos, la veracidad de la hipótesis antes presentada. Para cada uno de ellos se tomarán diferentes fuentes, tanto físicas como de medios electrónicos recientes, disponibles sobre cada uno de los temas a tratar.

Para el estudio de mercado se utilizarán reportes e informes estadísticos provenientes de instituciones nacionales relacionadas con el mercado de energía eléctrica, tales como la Comisión Nacional de Energía Eléctrica —CNEE—, el Ministerio de Energía y Minas —MEM— o la Administración de Mercado Mayorista —AMM—. También servirán como comparación los estudios realizados por estas u otras organizaciones en los métodos de generación ya existentes en Guatemala (plantas geotérmicas, hidroeléctricas, eólicas, solares, etc.).

Para el estudio técnico serán utilizados como fuentes de investigación los diversos informes y estudios ya referidos anteriormente de instituciones internacionales, tales como la Agencia Internacional de Energía Renovable —IRENA— o el Laboratorio Nacional de Energía Renovable —NREL—, así como también los análisis realizados en plantas pilotos actuales, tanto en sus tecnologías, como en su implementación, mantenimiento y demás partes concernientes a las mismas.

En la parte de la batimetría, para determinar la ubicación de la posible planta, se utilizarán mapas proporcionados tanto por el NREL, como por la Administración Nacional de la Aeronáutica y el Espacio —NASA—, debido a que en Guatemala no se cuentan con dispositivos de medición que alcancen las profundidades mínimas requeridas en los océanos. Sin embargo, dichas fuentes son consideradas confiables y seguras en cuanto a la obtención de dichas mediciones.

De igual manera, cabe mencionar que lo que sea especificado en este trabajo no es un dictamen del todo final, sino que faltaría ser analizado y probado exhaustivamente en la práctica, ya que solo se presentarán análisis y comparaciones con tecnologías existentes, y se deducirá a partir de datos teóricos, la factibilidad en la construcción de una central de energía oceanotermal en Guatemala.

Alcances y limitaciones

Lo que se pretende con el presente estudio es verificar, para Guatemala, la viabilidad mercadológica, técnica, económica, y financiera, junto con aspectos legales, fiscales, y medioambientales, de una central de energía oceanotermal ya previamente diseñada. Más adelante se especificarán detalles técnicos como materiales, partes del proceso, requerimientos, etc. Sin embargo, este trabajo no constituye un proyecto de ingeniería, es decir, no se intenta construir o presentar un nuevo diseño para estos sistemas, sino que se abarcarán los más recientes avances tecnológicos en centrales maremotérmicas, con sus ventajas y desventajas, mismos que han sido instalados en diferentes partes del mundo.

Además, siguiendo con la línea antes mencionada, cabe destacar que la mayoría de las centrales que emplean este tipo de energía para la generación de potencial eléctrico y que ya se encuentran trabajando, no son diseños finales, sino proyectos pilotos. Por lo que se posee esta limitante debido a que, por ser un método alternativo de conversión de la energía relativamente nuevo, se carece de experiencia en la construcción de plantas a escala real, por lo tanto se sigue investigando acerca de la mejor forma de mejorarlas e implementarlas.

Aporte

La energía maremotérmica es un tipo de recurso que de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía Renovable, IRENA, tiene el mayor potencial a nivel mundial dentro de la clasificación de energías provenientes del océano. Sin embargo, como ya se mencionó con anterioridad en el Planteamiento del Problema, son solamente 98 países y territorios los que han sido identificados viables para una planta de este tipo. Y Guatemala no está incluida entre ese casi centenar de oportunidades reconocidas, debido a que no han sido realizado los estudios correspondientes, pero el país sí cuenta con el potencial técnico para llevar un proyecto de estas características.

Es eso lo que se busca sea el aporte de la presente investigación: proporcionar, mediante los diversos estudios ya mencionados, el comienzo hacia una búsqueda más exhaustiva de oportunidades para este tipo de tecnología en Guatemala.

1 Naturaleza del proyecto

Este trabajo de investigación nace con la idea de fomentar la utilización de los recursos energéticos provenientes del océano para la generación de energía limpia, logrando a partir de ello, contrarrestar los efectos negativos sobre el medioambiente, que han sido causados por la quema indiscriminada de combustibles fósiles a lo largo de las últimas décadas.

La naturaleza del proyecto se crea a partir de la intención de analizar las oportunidades para la generación de potencia eléctrica neta a partir de la conversión de energía térmica oceánica en la zona económica exclusiva de Guatemala; que a grandes rasgos cuenta con la disponibilidad técnica, pero que necesita de varios estudios y una mayor profundización, para lograr complementar esta respuesta, y así, determinar las posibilidades, no solo presentes, sino también futuras para la construcción de una planta de energía oceanotermal.

Esta alternativa de generación es relativamente nueva, por lo que necesita aún de investigación y desarrollo. No obstante, en los últimos 40 años se han realizado avances tecnológicos que permitirían la construcción de plantas de pequeñas capacidades instaladas —en comparación con otros métodos de generación— pero que, además de ayudar a satisfacer la demanda de energía eléctrica, ayudarían a la indagación de nuevos métodos especializados que permitan la mejora de la tecnología utilizada en este tipo de instalaciones.

La energía maremotérmica ofrece diversas ventajas, al ser comparada incluso con tipos de generación de energía renovable —dígase eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, entre otras—. Una de las mismas es que su recurso es prácticamente infinito y aprovechable durante cualquier época del año, debido a que el gradiente térmico entre superficie y fondo oceánicos es dependiente no solo de la temperatura superficial, sino también de la circulación Termohalina que permite el movimiento del agua fría, y la cual es un ciclo que vuelve a comenzar cada cien años.

Además, la conversión de energía térmica oceánica tiene una capacidad comparable con la energía nuclear, ya que el factor de planta de la misma ronda alrededor de 85 al 95 %, es decir, el tiempo de producción de energía eléctrica es casi por completo a su máxima capacidad instalada (véase el anexo 8.3 para los factores de capacidad de los otros tipos de generación).

Obviamente, esta tecnología también trae consigo desventajas. La más grande de ellas es el poco desarrollo de las tecnologías disponibles, que aunque estas se encuentran comercialmente disponibles, carecen de estudios que avalen y mejoren los procedimientos llevados a cabo en una planta de este tipo, lo que ocasiona que el costo de los equipos, su operación, mantenimiento, e instalación, sea alto en comparación con otras formas de tecnología. Por otro lado, las plataformas dispuestas en el mar abierto traen repercusiones medioambientales y alteraciones no solo en los hábitats, sino también en las actividades humanas.

Todas estas consideraciones, y algunas otras que no han sido mencionadas en esta sección, fueron tomadas en cuenta para determinar si el despliegue de una planta de conversión de energía térmica oceánica en la zona marítima exclusiva de Guatemala es mercadológica, técnica, económica y financieramente factible.

Por último, es necesario reiterar que el presente estudio no pretende llevar a cabo el diseño exacto de una planta de generación de este tipo, sino, la intención de este es dar los primeros pasos a la consideración de un nuevo tipo de generación de energía eléctrica en Guatemala, y que así, el mismo, sirva para futuras referencias.

2 Estudio de mercado

2.1 Características del segmento del mercado

El subsector de energía eléctrica de Guatemala, de acuerdo al Ministerio de Energía y Minas, está conformado de la siguiente manera (Ministerio de Energía y Minas, 2012):

2.1.1 Marco de política eléctrica

En este marco son definidos las regulaciones, las normas y los principios que se deben considerar, como bien indica el organismo gubernamental antes mencionado, al momento de realizar cualquier acción (institucional, regulatoria o evolutiva del mercado y del sistema eléctrico, pública o privada, subsidiaria o empresarial) que tenga como finalidad fortalecer al subsector eléctrico.

En el año 2012 se actualizó una nueva política energética —que involucra a ambos subsectores, eléctrico y de hidrocarburos— con la intención que sea la utilizada en los subsiguientes 15 años, y le permita al país mejorar las oportunidades en la utilización y la explotación de los recursos disponibles, haciéndolo así, más competitivo, eficiente y sostenible. Esta «prioriza la utilización de energías limpias, amigables con el medio ambiente» (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2014).

Dicha política, en su marco estratégico, se centra en cinco ejes en los que se guiarán tanto el Ministerio de Energía y Minas, como el resto de instituciones del sector energético, para cumplir con las metas propuestas (Ministerio de Energía y Minas, 2012):

1. «Seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos.
2. »Seguridad del abastecimiento de combustibles a precios competitivos.
3. »Exploración y explotación de las reservas petroleras con miras al autoabastecimiento nacional.
4. »Ahorro y uso eficiente de la energía.
5. »Reducción del uso de leña en el país».

En el primero de los mismos, se hace mención de diversos objetivos —junto con sus metas a largo plazo, las acciones a seguir para cumplir con cada uno de ellos y las instituciones involucradas— que son concernientes al objeto de estudio del presente trabajo. A continuación se tabula un resumen de los mismos:

Tabla 1: Objetivos, metas y acciones propuestas por la Política Energética, y que son relevantes para la tecnología OTEC.

Objetivos	Metas	Acciones
«Diversificar la matriz de generación de energía eléctrica mediante la priorización de fuentes renovables».	«Alcanzar un 80 % de la generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables».	«Actualizar los estudios sobre el potencial de recursos energéticos renovables del país. »Impulsar la energía hidroeléctrica, geotérmica, solar, eólica, biomásica [sic], así como otras fuentes nuevas y renovables de energía. »Promover la innovación tecnológica y [la] tecnificación del capital humano del sector energético».
«Ampliar el sistema de generación y transmisión de energía eléctrica».	«Promover la inversión en generación de 500 MW de energía renovable. «Incrementar la red en 1 500 km de líneas de transmisión de diferentes niveles de voltaje que faciliten el abastecimiento de la demanda y permitan aprovechar los recursos renovables».	«Desarrollar de manera continua planes indicativos de expansión de los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica. »[...] Elaborar Planes Maestros del potencial energético del país en energía renovable. »Realizar los procesos de licitación para implementar proyectos de expansión del sistema de transporte de electricidad».
«Ampliar la cobertura eléctrica a nivel nacional».	«Alcanzar un 95 % de índice de cobertura eléctrica».	«[...] Desarrollar programas de electrificación rural que utilicen opciones de suministro a sistemas aislados y en los cuales se prioricen energías renovables».

(Ministerio de Energía y Minas, 2012).

2.1.2 Marco institucional

Está conformado por tres entidades: Ministerio de Energía y Minas —MEM—, Comisión Nacional de Energía Eléctrica —CNEE— y el Administrador del Mercado Mayorista —AMM—; que son los entes rector, regulador y operador del sistema eléctrico y del mercado eléctrico, respectivamente (Ministerio de Energía y Minas, 2012).

Las responsabilidades y atribuciones de la CNEE y del AMM son señaladas en el Decreto No. 93 – 96 del Congreso de la República de Guatemala, denominado *Ley General de Electricidad*. En donde, en el *Título I, Capítulo II, Artículo 4* de dicha legislación, se establecen las funciones correspondientes a la Comisión, las cuales son (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2013):

- a) «Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores;
- b) »Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias;
- c) »Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas;
- d) »Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo;
- e) »Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas;
- f) »Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en esta ley y su reglamento».

En el Artículo 5 del mismo capítulo, se mencionan los requisitos necesarios para pertenecer a la Comisión, sin embargo, al no competir los mismos al presente trabajo, no serán mencionados.

De igual manera, en el *Título III, Capítulo I, Artículo 44* se hace mención de las tareas asignadas al AMM, que son (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2013):

- a) «La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores,
- b) »Establecer precios de mercado de corto plazo para la transferencia de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados,
- c) »Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica».

Ilustración 19: Marco institucional del subsector eléctrico de Guatemala.



(Ministerio de Energía y Minas, 2012).

2.1.3 Marco regulatorio

Aparte de la ya mencionada *ley general de electricidad*, el marco regulatorio también está conformado por la *ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable*, los acuerdos ministeriales emitidos por el Ministerio de Energía y Minas, y las normas y resoluciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Administrador del Mercado Mayorista (Ministerio de Energía y Minas, 2012). Los estatutos relevantes para este proyecto de investigación serán detallados más adelante en la sección correspondiente a la Organización, y más específicamente, en los Aspectos Legales a Considerar.

2.1.4 Mercado eléctrico y sistema eléctrico

El mercado eléctrico es la herramienta mediante la cual se llevan a cabo la compra y venta de potencia y energía eléctrica del subsector eléctrico. Determina, de manera cuantitativa, la dimensión del sistema eléctrico. Está conformado por empresas generadoras, comercializadoras, transportistas y distribuidoras, grandes usuarios y usuarios regulados (Ministerio de Energía y Minas, 2012).

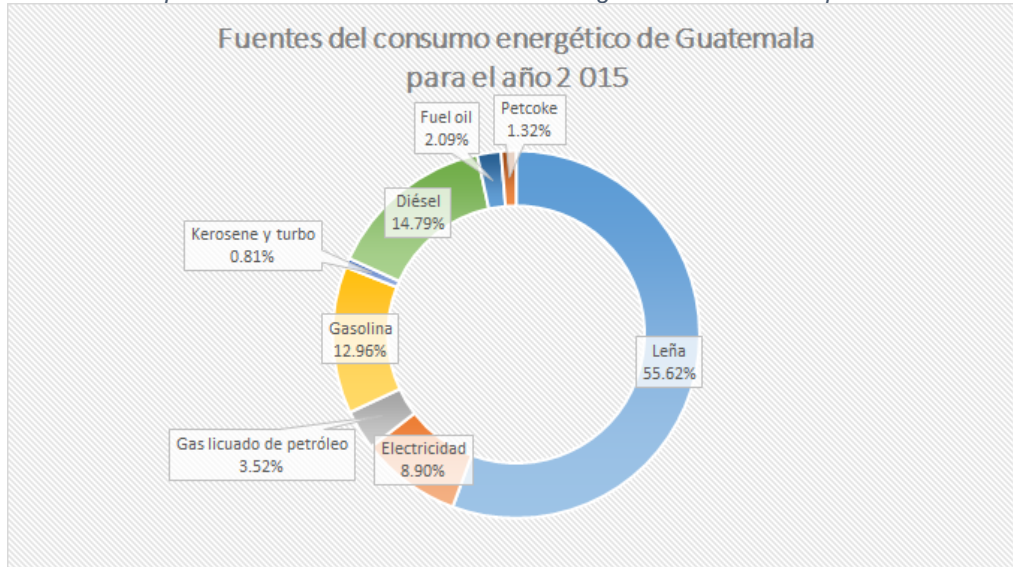
El sistema eléctrico, por su parte, es la infraestructura física en la cual se lleva a cabo, de manera cuantitativa y cualitativa, el suministro de energía eléctrica. Está constituido por el sistema generador, el sistema de transporte —líneas de transmisión y subestaciones de potencia— y el sistema de distribución —líneas y subestaciones de distribución— (Ministerio de Energía y Minas, 2012). Los niveles de voltaje, que son clasificados como en alta, media, y baja tensión, son 230, 138, y 69 kV, respectivamente.

2.2 Análisis de la oferta y la demanda de energía eléctrica en Guatemala

2.2.1 Demanda actual

Para el año 2015, la cobertura eléctrica del país para usuarios residenciales fue determinada igual a 91,96 % (Ministerio de Energía y Minas, 2016), sin embargo, la energía eléctrica solamente representa un 8,90 % del consumo energético total, como se expresa en el siguiente gráfico.

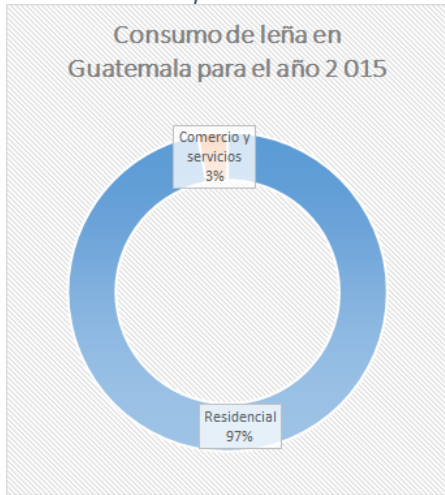
Gráfico 1: Proporción de las fuentes del consumo energético de Guatemala para el año 2015.



(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

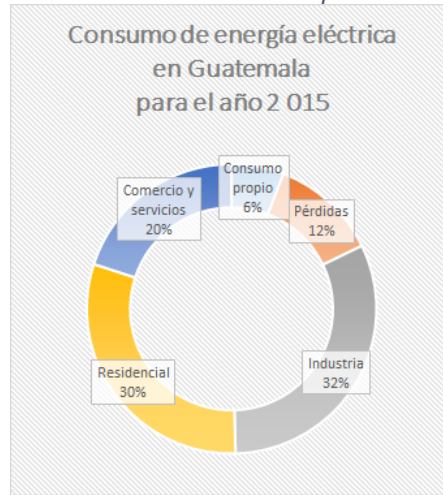
Y como puede observarse, la leña constituye un 55,62 % de la demanda de energía en todas sus formas, de la cual un 97 % es utilizado en viviendas, mientras que el resto se consume en el área de comercio y servicios. La energía eléctrica, por otro lado, es demandada en un 30 % en hogares, 32 % en industrias, 20 % en comercio y servicios, y el resto es establecido como consumo propio o debido a pérdidas en el sistema. Este comportamiento, que busca ser mejorado en los años siguientes mediante el quinto enfoque de la *Política Energética* antes presentada, se presenta en los siguientes gráficos.

Gráfico 2: Proporción del consumo de leña en Guatemala para el año 2 015.



(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

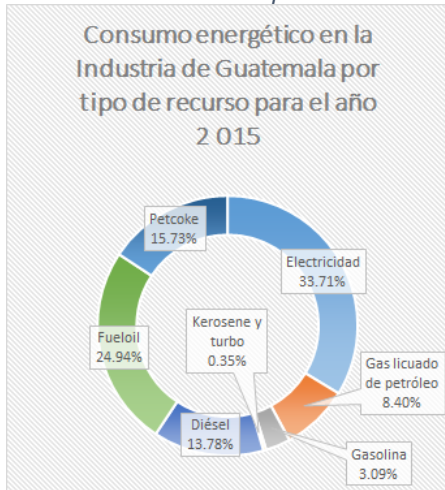
Gráfico 3: Proporción del consumo de energía eléctrica en Guatemala para el año 2 015.



Lo anterior es un indicativo de que el país es todavía bastante dependiente de la leña para generar energía en hogares: en el año 2 015 se consumieron aproximadamente 43 millones de barriles equivalentes de petróleo en la utilización de este recurso, contra los seis millones consumidos a través de la generación o importación de energía eléctrica. Siendo esto perjudicial para el medioambiente debido a la tala indiscriminada de bosques y a la generación de gases de efecto invernadero.

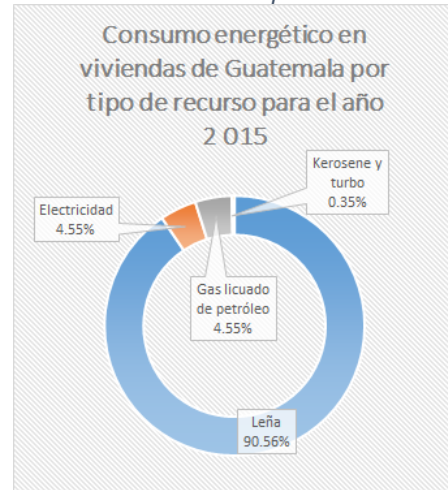
Por otro lado, la utilización de energía eléctrica en la industria —que como se denotó con anterioridad, representa un 32 % del total consumido— ocupa una mayor proporción del conjunto, cuando se le compara con el uso de la misma en el área residencial. Esto es perceptible mediante las siguientes gráficas.

Gráfico 4: Proporción del consumo energético de Guatemala en la industria para el año 2 015.



(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

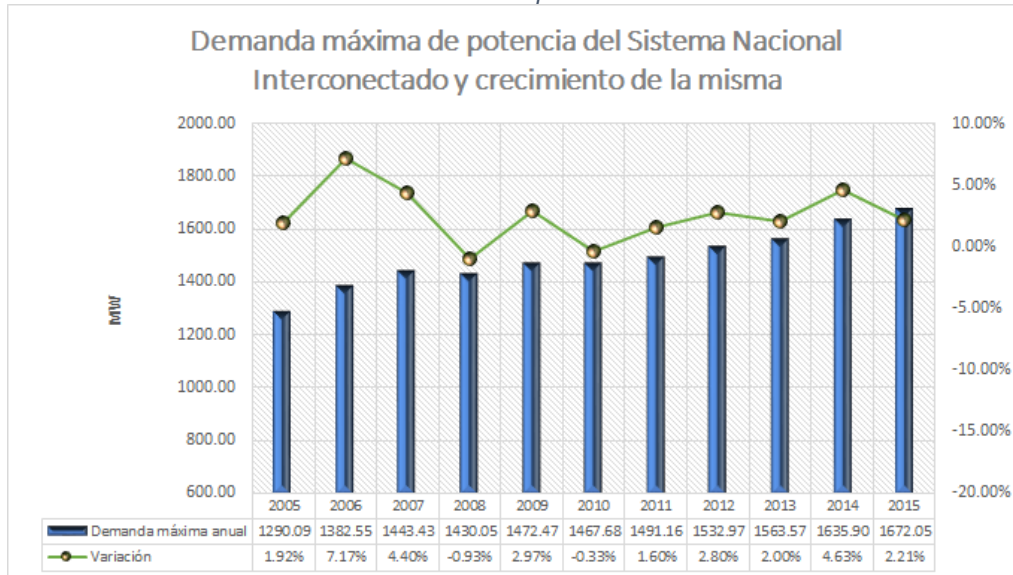
Gráfico 5: Proporción del consumo energético de Guatemala en viviendas para el año 2 015.



Ahora, refiriéndose propiamente a la demanda de potencia del Sistema Nacional Interconectado —SIN; el cual es la parte del sistema eléctrico que se encuentra comunicado entre sí—, la siguiente gráfica muestra el aumento de los valores máximos de la misma, así

como la variación porcentual de cada uno de estos, respecto del año anterior. Como se puede observar, en el año 2 015 se presentó la mayor demanda máxima de potencia de los últimos diez años, siendo esta de 1 672,05 MW; mientras que en el año 2 014 se presentó la mayor variación porcentual con respecto al año anterior, con un 4,63 %, más del doble de la variación interanual anterior. En total, en los últimos diez años, la demanda máxima ha aumentado en un 30 %.

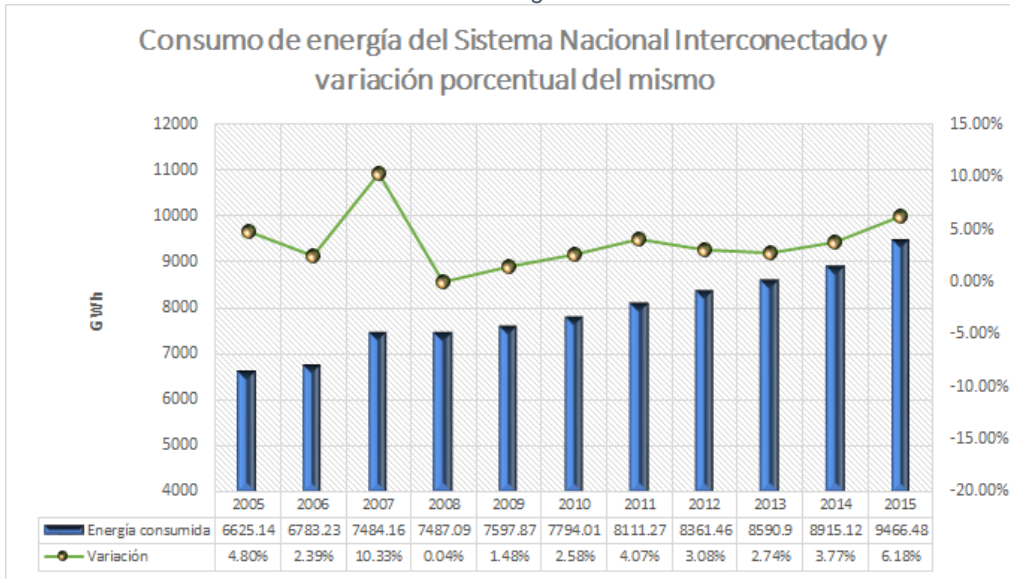
Gráfico 6: Variación de la demanda máxima de potencia del SNI de los años 2 005 al 2 015.



(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

La siguiente gráfica muestra la tendencia que se dio, desde el año 2 005 y en los diez años posteriores, del consumo de energía del SNI. Como se puede observar, entre los años 2 006 y 2 007, se dio la mayor variación, completamente alejada de la tendencia, con 10,33 %; de acuerdo a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, las variaciones, tanto de la demanda de potencia como del consumo de energía del SNI, se deben a diversos factores económicos. La Comisión menciona como ejemplo: «la estabilidad en el nivel general de precios, estabilidad del tipo de cambio, fortalecimiento del mercado interno, desempeño de la política fiscal, precio internacional del petróleo, precios de los combustibles y los niveles de tasas de interés (internas y externas)» (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2014). El consumo de energía aumentó en un 43 % desde el año 2 005.

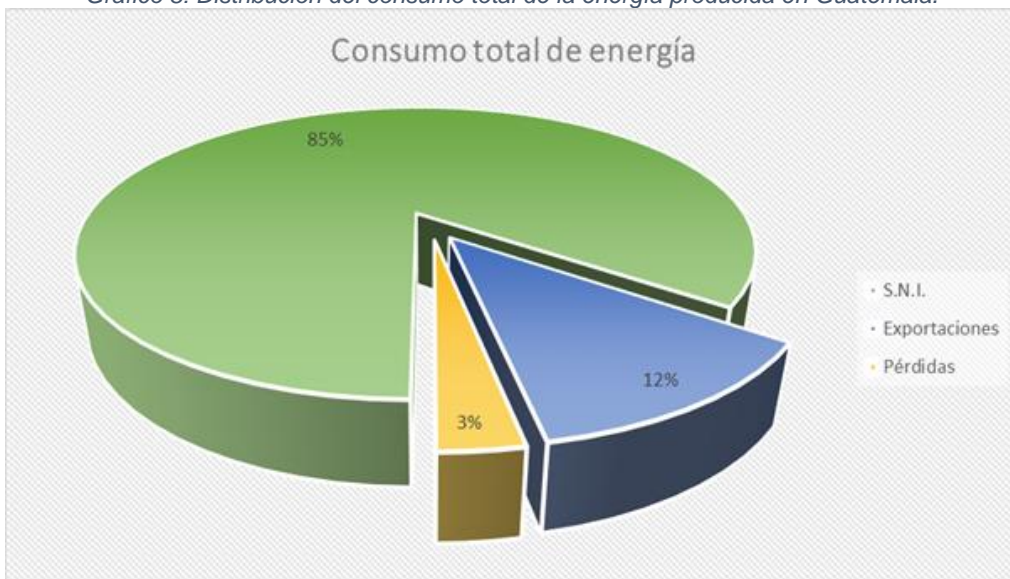
Gráfico 7: Variación del consumo de energía del SNI de los años 2005 al 2015.



(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

El consumo de energía del SNI representa un 85 % del total de la energía eléctrica producida; un 12 % corresponde a la exportación en el Mercado Eléctrico Regional —que es la integración de los diferentes sistemas de transmisión de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá—, específicamente a Honduras y El Salvador; y el resto es atribuido a pérdidas en el sistema, tal y como se representa en el siguiente gráfico.

Gráfico 8: Distribución del consumo total de la energía producida en Guatemala.



(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

La siguiente gráfica, por otro lado, permite observar el comportamiento de la demanda de potencia del SNI, en intervalos semanales correspondientes al año 2015. La misma muestra un comportamiento variable sin tendencia alguna. La demanda de potencia, por obvias razones, depende del día y la hora en la que se recopilen los datos.

Gráfico 9: Demanda semanal máxima de potencia del SNI en el año 2015 de acuerdo al monitoreo semanal.



(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

2.2.2 Proyección de la demanda

El Administrador del Mercado Mayorista está obligado a realizar cada dos años, un pronóstico del crecimiento de la demanda de potencia y del consumo de energía, para cubrir un horizonte de 10 años. El mismo, titulado *Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación*, se establece en el *Artículo 15 Bis*. del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, modificado mediante el *Acuerdo Gubernativo 69 – 2007*, que dicta lo siguiente:

El Ministerio [de Energía y Minas], a través de un Órgano Técnico especializado, con participación de las instituciones que intervienen en el mercado eléctrico nacional, incluyendo a la Comisión [Nacional de Energía Eléctrica], elaborará el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación, utilizando criterios de eficiencia económica y de garantía de suministro.

...Para la elaboración del referido Plan, se contará con la asesoría técnica del Administrador del Mercado Mayorista, la que consistirá en realizar los estudios técnicos y proporcionar la información necesaria que se le solicite para analizar el comportamiento del Mercado Mayorista y del Sistema Nacional Interconectado, con el objetivo de identificar las necesidades de generación para el cubrimiento de la demanda del sistema.

(Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2013).

Los planes correspondientes para el año 2 016 al 2 030, se muestran en la siguiente tabla:

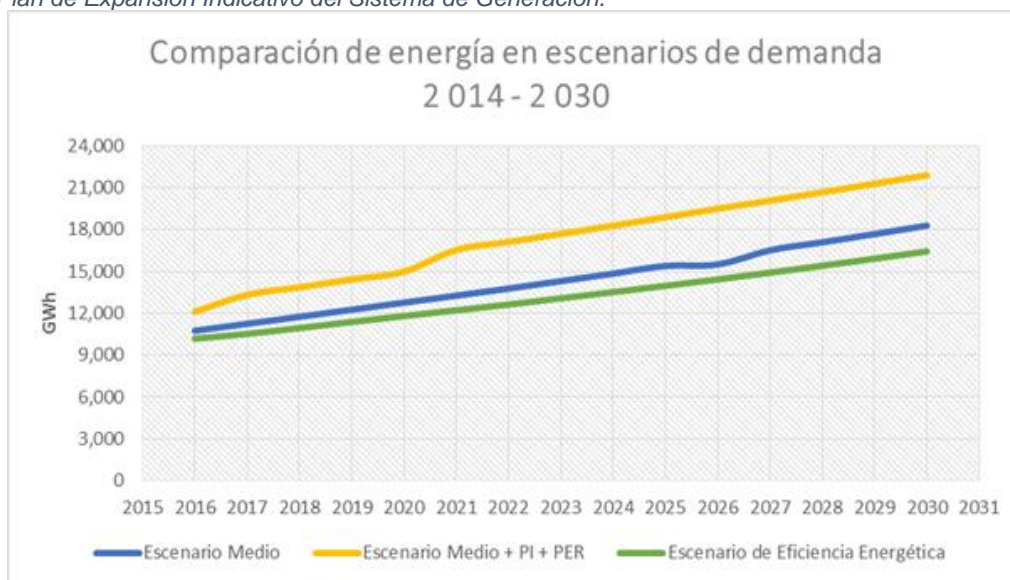
Tabla 2: Escenarios del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación realizado en el año 2 016.

Año	Escenario Medio		Escenario Medio + PI + PER		Escenario de Eficiencia Energética	
	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2 016	10 742	1 790	12 102	1 996	10 176	1 726
2 017	11 241	1 871	13 308	2 163	10 517	1 788
2 018	11 737	1 949	13 854	2 253	10 938	1 858
2 019	12 247	2 031	14 414	2 346	11 371	1 931
2 020	12 755	2 112	14 972	2 439	11 796	2 003
2 021	13 254	2 192	16 528	2 644	12 203	2 072
2 022	13 767	2 273	17 095	2 738	12 620	2 143
2 023	14 297	2 357	17 679	2 834	13 066	2 216
2 024	14 833	2 442	18 268	2 931	13 509	2 290
2 025	15 385	2 528	18 874	3 030	13 961	2 366
2 026	15 492	2 615	19 484	3 129	14 420	2 442
2 027	16 503	2 704	20 063	3 222	14 904	2 524
2 028	17 079	2 794	20 657	3 316	15 400	2 606
2 029	17 669	2 887	21 273	3 415	15 907	2 690
2 030	18 269	2 981	21 880	3 513	16 426	2 776

(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

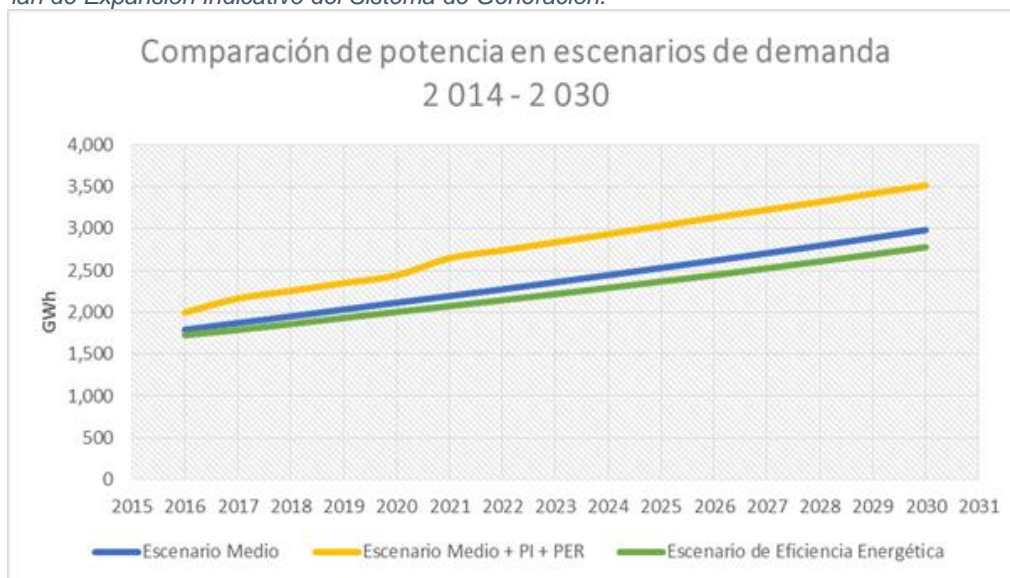
El primero de los escenarios planteados, denominado escenario medio, corresponde a un pronóstico simple basado en el crecimiento de la demanda de potencia y del consumo de energía de los últimos años; para conformar el total del segundo escenario, se le añade al escenario medio los proyectos industriales y los de electrificación rural; mientras que el tercer y último escenario considera las medidas de eficiencia energética establecidas en el cuarto eje de la *Política Energética 2013 – 2027* ya mencionada con anterioridad. Estos tres escenarios pueden ser comparados en las siguientes gráficas.

Gráfico 10: Demanda de energía para los años 2016 al 2031 de acuerdo a los tres escenarios establecidos por el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación.



(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

Gráfico 11: Demanda de potencia para los años 2016 al 2031 de acuerdo a los tres escenarios establecidos por el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación.

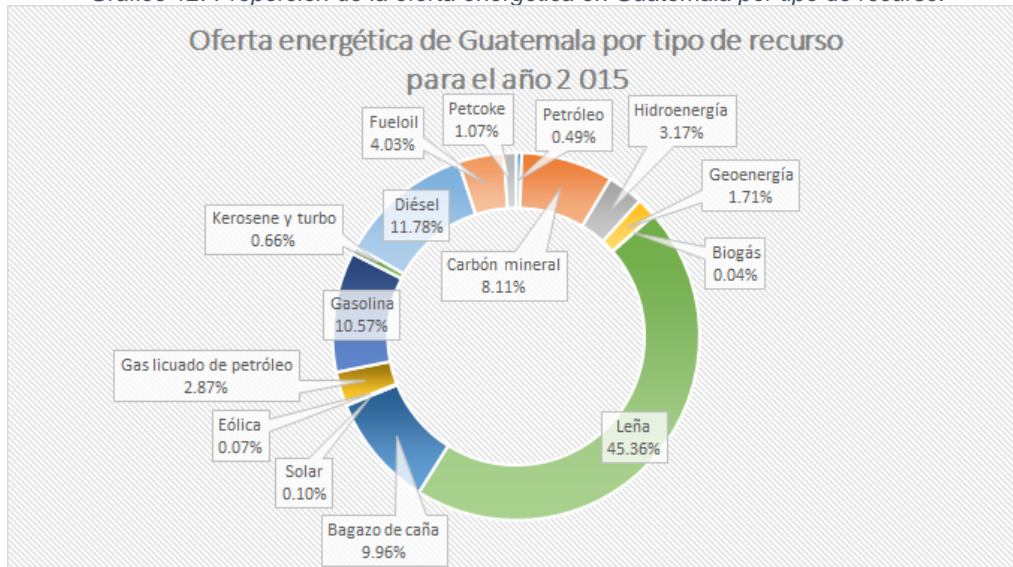


(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

2.2.3 Oferta actual

La oferta energética actual —incluyendo los diversos métodos generadores de energía eléctrica— por tipo de recursos se condensa en el siguiente gráfico. Como se puede apreciar, solamente el 15 % se realiza con métodos alternativos de generación (hidroeléctrica, geotérmica, bagazo de caña, biogás, solar, y eólica), mientras que el resto se lleva a cabo a través de procesos productores de gases de efecto invernadero.

Gráfico 12: Proporción de la oferta energética en Guatemala por tipo de recurso.

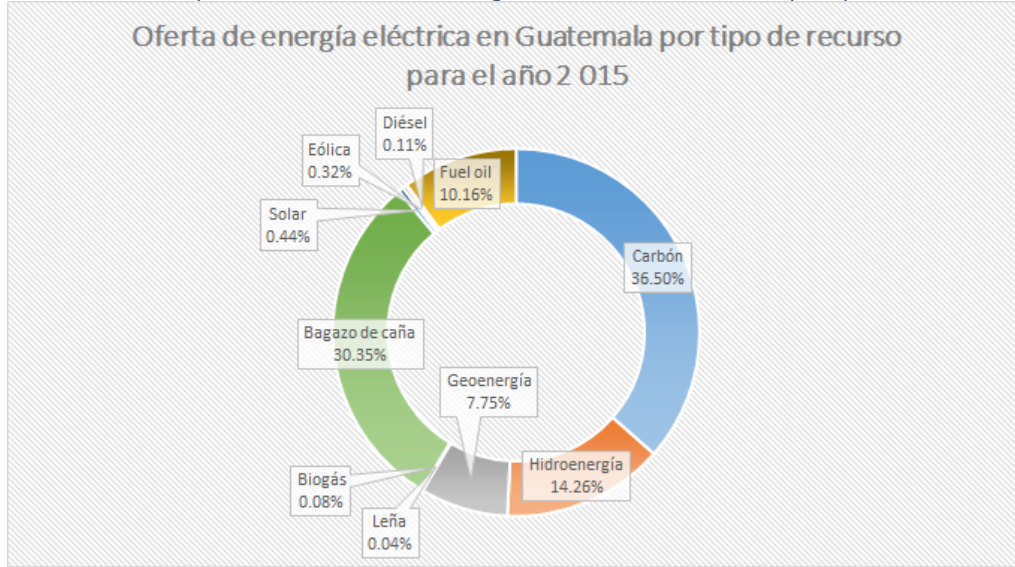


(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

En cuanto a la oferta propiamente de energía eléctrica, el gráfico siguiente muestra la distribución de la misma, y la dependencia, en un más de 65 %, que tiene el Sistema Eléctrico Nacional de dos recursos: bagazo de caña y carbón; el primero de los mismos — el cual es un método de generación de energía renovable— es explotado únicamente en la época seca, es decir, durante una de las mitades del año. En la otra mitad, la época lluviosa, el recurso hídrico es el que se ve incorporado en la matriz energética, que ocupa un 14,26 % del total de la misma.

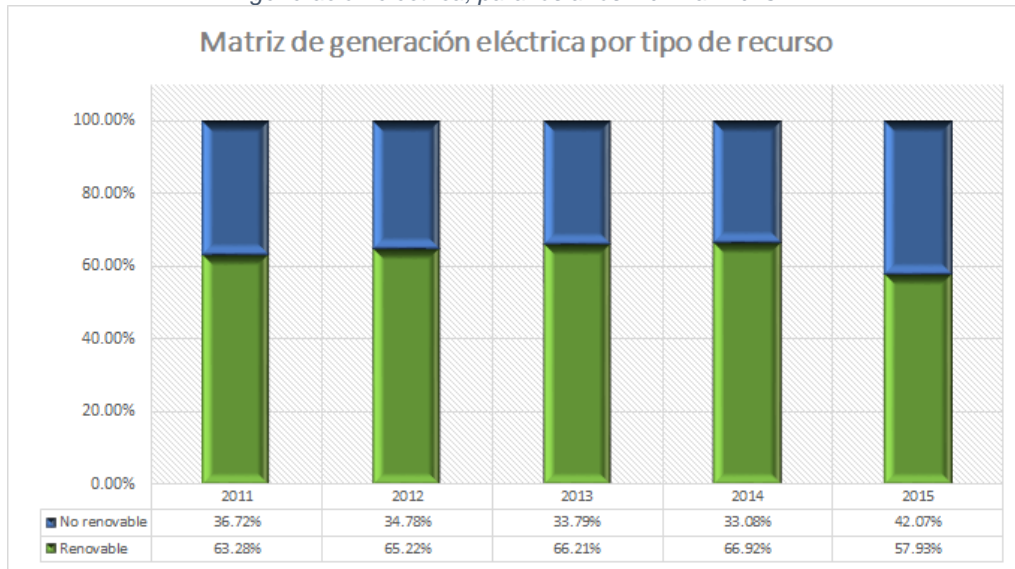
Los otros métodos de generación por medio de recursos renovables ocupa un poco más del 8 % de la matriz energética, mientras que el resto es generado a partir de combustibles productores de gases de efecto invernadero. Esta proporción de ambos tipos de recursos se vio incrementada en el año 2015, a favor de los recursos no renovables, respecto del año anterior, tal y como se logra apreciar en la siguiente gráfica. Sin embargo, todavía se sigue generando más de la mitad de la energía demandada por el país por medio de métodos generadores de energía renovable.

Gráfico 13: Proporción de la oferta de energía eléctrica en Guatemala, por tipo de recurso.



(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

Gráfico 14: Proporción de los métodos de energía renovable y no renovable que conforman la matriz de generación eléctrica, para los años 2011 al 2015.



(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

A continuación se tabulan las plantas generadoras de energía eléctrica que conforman esta matriz de generación eléctrica, a través del Sistema Eléctrico Nacional —cuyas capacidades instalada y efectiva son de 3 950 (Ministerio de Energía y Minas, 2016) y 3 170 MW, respectivamente—, junto con algunos datos de utilidad. Se enlistan de acuerdo al diferente tipo de tecnología aplicada para la generación: hidroeléctricas, térmicas, motores de combustión interna, ingenios azucareros, geotérmicas, solar fotovoltaica y eólicas. Además, también se presentan en una tabla aparte aquellas pertenecientes al Generador

Distribuido Renovable, al cual pertenecen, las que como su nombre lo indica, generan energía eléctrica a través de recursos renovables, pero que su potencia teórica no es mayor a los 5 MW (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2014).

Tabla 3: Potencia teórica y ubicación de las centrales hidroeléctricas de Guatemala.

Hidroeléctricas			
Plantas generadoras	Potencia teórica (MW)	Ubicación	Combustible
Chixoy	300,00	San Cristóbal, Alta Verapaz	-
Hidro Xacbal	94,00	Chajul, Quiché	-
Palo Viejo	85,00	San Juan Cotzal, Quiché	-
Aguacapa	90,00	Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa	-
Jurún Marinalá	60,00	Palín, Escuintla	-
Renace 1	68,10	San Pedro Carchá, Alta Verapaz	-
El Canadá	48,10	Zunil, Quezaltenango	-
Las Vacas	39,00	Chinautla, Guatemala	-
El Recreo	26,00	El Palmar, Quetzaltenango	-
Secacao	16,50	Senahú, Alta Verapaz	-
Los Esclavos	15,00	Cuilapa, Santa Rosa	-
Montecristo	13,50	Zunil, Quetzaltenango	-
Pasabien	12,75	Río Hondo, Zacapa	-
Matanzas	12,00	San Jerónimo, Baja Verapaz	-
Poza Verde	12,51	Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa	-
Rio Bobos	10,00	Quebradas, Morales, Izabal	-
Choloma	9,70	Senahú, Alta Verapaz	-
Santa Teresa	17,00	Tucurú, Baja Verapaz	-
Panán	7,32	San Miguel Panán, Suchitepéquez	-
Santa María	6,00	Zunil, Quezaltenango	-
Palín 2	5,80	Palín, Escuintla	-
Candelaria	4,60	Senahú, Alta Verapaz	-
San Isidro	3,93	San Jerónimo, Baja Verapaz	-
El Capulín	3,50	Siquinalá, Escuintla	-
El Porvenir	2,28	San Pablo, San Marcos	-
El Salto	2,00	Escuintla, Escuintla	-
Chichaíc	0,60	Cobán, Alta Verapaz	-
San Jerónimo	0,25	San Jerónimo, Baja Verapaz	-
Vision De Águila	2,07	Cobán, Alta Verapaz	-
El Manantial 1	3,78	Nuevo San Carlos, Retalhuleu	-
El Manantial 2	27,42	El Palmar, Quetzaltenango	-
El Cobano	11,00	Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa	-
Oxec	26,10	Cahabón, Alta Verapaz	-

(Administrador del Mercado Mayorista, 2016).

Tabla 4: Potencia teórica y ubicación de las centrales térmicas de Guatemala.

Térmicas			
Plantas generadoras	Potencia teórica (MW)	Ubicación	Combustible
Turbinas de Vapor			
San José	139,00	Masagua, Escuintla	Carbón
La Libertad	20,00	Villa Nueva, Guatemala	Carbón
Arizona Vapor	12,50	Puerto San José, Escuintla	-
Las Palmas II	83,00	Escuintla, Escuintla	Carbón
Generadora Costa Sur	30,20	Guanagazapa, Escuintla	Carbón
Jaguar Energy	300,00	Masagua, Escuintla	Carbón
Turbinas de Gas			
Tampa	80,00	Escuintla, Escuintla	Diésel
Stewart & Stevenson	51,00	Escuintla, Escuintla	Diésel
Escuintla Gas 3	35,00	Escuintla, Escuintla	Diésel
Escuintla Gas 5	41,85	Escuintla, Escuintla	Diésel
Laguna Gas 1	17,00	Amatitlán, Guatemala	Diésel
Laguna Gas 2	26,00	Amatitlán, Guatemala	Diésel
Motores de Combustión Interna			
Arizona	160,00	Puerto San José, Escuintla	Búnker
Poliwatt	129,36	Puerto Quetzal, Escuintla	Búnker
Darsa	5,00	Santa Lucía Cotzumalguapa/Tululá, Escuintla/Suchitepéquez	Biogás/Búnker
Puerto Quetzal Power	59,00	Puerto Quetzal, Escuintla	Búnker
Las Palmas	66,80	Escuintla, Escuintla	Búnker
Genor	46,24	Puerto Barrios, Izabal	Búnker
Sidegua	44,00	Escuintla, Escuintla	Búnker
Industria Textiles Del Lago	70,00	Amatitlán, Guatemala	Búnker
Generadora Progreso	21,97	Sanarate, El Progreso	Búnker
Electro Generación	15,75	Amatitlán, Guatemala	Búnker
Gecsa	15,74	Chimaltenango, Chimaltenango	Búnker
Gecsa 2	37,80	Chimaltenango, Chimaltenango	Búnker
Coenesa	10,00	El Estor , Izabal	Diésel
Electro Generación Cristal Búnker	10,00	Santa Elena , Petén	Búnker
Inteccsa Búnker	3,00	Santa Elena , Petén	Búnker
Inteccsa Diésel	6,40	Santa Elena , Petén	Diésel
Genosa	18,60	Puerto San José, Escuintla	Búnker
Ingenios Azucareros			
Magdalena	110,00	La Democracia, Escuintla	Biomasa/Búnker
Magdalena Excedentes	35,00	La Democracia, Escuintla	Biomasa
Biomass	119,00	La Democracia, Escuintla	Biomasa/Carbón
Pantaleón	46,50	Siquinalá, Escuintla	Biomasa/Búnker
Pantaleón Excedentes	22,00	Siquinalá, Escuintla	Biomasa
La Unión	68,50	Santa Lucía Cotzumalguapa, Escuintla	Biomasa/Búnker

Térmicas			
Plantas generadoras	Potencia teórica (MW)	Ubicación	Combustible
<i>La Unión Excedentes</i>	10,00	Santa Lucía Cotzumalguapa, Escuintla	Biomasa
<i>Santa Ana Bloque 1</i>	40,00	Escuintla, Escuintla	Biomasa/Búnker
<i>Santa Ana Bloque 2</i>	64,20	Escuintla, Escuintla	Biomasa/Carbón
<i>Madre Tierra</i>	28,00	Santa Lucía Cotzumalguapa, Escuintla	Biomasa/Búnker
<i>Concepción</i>	27,50	Escuintla, Escuintla	Biomasa/Búnker
<i>Tululá</i>	31,00	Cuyotenango, Suchitepéquez	Biomasa/Búnker
<i>Tululá 4</i>	19,00	Cuyotenango, Suchitepéquez	Biomasa
<i>Trinidad</i>	21,00	Masagua, Escuintla	Biomasa
<i>Trinidad 3</i>	19,80	Masagua, Escuintla	Biomasa/Búnker
<i>Trinidad 4</i>	46,00	Masagua, Escuintla	Biomasa/Carbón
<i>San Diego</i>	5,00	Escuintla, Escuintla	Biomasa
<i>El Pilar</i>	10,50	San Andrés Villa Seca, Retalhuleu	Biomasa/Búnker
<i>El Pilar 3</i>	22,85	San Andrés Villa Seca, Retalhuleu	Biomasa/Búnker
<i>Palo Gordo</i>	30,90	San Antonio Suchitepéquez, Suchitepéquez	Biomasa/Carbón
<i>Palo Gordo Bloque 2</i>	46,00	San Antonio Suchitepéquez, Suchitepéquez	Biomasa/Carbón
<i>Generadora Santa Lucía</i>	44,00	Santa Lucía Cotzumalguapa, Escuintla	Biomasa/Carbón

(Administrador del Mercado Mayorista, 2016).

Tabla 5: Potencia teórica y ubicación de las centrales geotérmicas de Guatemala.

Geotérmicas			
Plantas generadoras	Potencia teórica (MW)	Ubicación	Combustible
<i>Orzunil</i>	24,00	Zunil, Quezaltenango	-
<i>Ortitlán</i>	25,20	San Vicente Pacaya, Escuintla	-

(Administrador del Mercado Mayorista, 2016).

Tabla 6: Potencia teórica y ubicación de las centrales solares de Guatemala.

Solar Fotovoltaica			
Plantas generadoras	Potencia teórica (MW)	Ubicación	Combustible
<i>Horus 1</i>	50,00	Chiquimulilla, Santa Rosa	-
<i>Horus 2</i>	30,00	Chiquimulilla, Santa Rosa	-

(Administrador del Mercado Mayorista, 2016).

Tabla 7: Potencia teórica y ubicación de las centrales eólicas de Guatemala.

Eólicas			
Plantas generadoras	Potencia teórica (MW)	Ubicación	Combustible
San Antonio El Sitio	52,80	Villa Canales, Guatemala	-
Viento Blanco	23,10	San Vicente Pacaya, Escuintla	-

(Administrador del Mercado Mayorista, 2016).

Tabla 8: Potencia teórica y ubicación de los generadores distribuidos renovables de Guatemala.

Generador Distribuido Renovable			
Plantas generadoras	Potencia teórica (MW)	Ubicación	Combustible
Hidroeléctrica Santa Elena	0,56	Escuintla, Escuintla	-
Kaplan Chapina	2,00	Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa	-
Hidroeléctrica Cueva María 1 y 2	4,95	Cantel, Quetzaltenango	-
Hidroeléctrica Los Cerros	1,25	San José El Rodeo, San Marcos	-
Hidroeléctrica Covadonga	1,60	Nuevo San Carlos, Retalhuleu	-
Hidroeléctrica Jesbon Maravillas	0,75	Malacatán, San Marcos	-
Central Generadora El Prado (San Antonio Morazán)	0,50	Colomba, Quetzaltenango	-
Hidroeléctrica Finca Las Margaritas	0,44	San Francisco Zapotitlán, Suchitepéquez	-
Hidropower SDMM	2,16	Escuintla, Escuintla	-
Hidroeléctrica La Perla	3,70	San Miguel Tucurú, Alta Verapaz	-
Hidroeléctrica Sac-Ja	2,00	Purulhá, Baja Verapaz	-
Hidroeléctrica San Joaquín	0,95	San Cristóbal Verapaz, Alta Verapaz	-
Hidroeléctrica Luarca	0,51	Mazatenango, Suchitepéquez	-
Hidroeléctrica Finca Las Margaritas Fase 2	1,71	San Francisco Zapotitlán, Suchitepéquez	-
Palo Gordo	5,00	San Antonio Suchitepéquez, Suchitepéquez	Biomasa
Hidroeléctrica El Libertador	2,00	Chiquimulilla, Santa Rosa	-
Hidroeléctrica Las Victorias	1,20	Masagua, Escuintla	-
El Coralito	2,10	Santa Bárbara, Suchitepéquez	-
El Zambo	0,98	San Francisco Zapotitlán, Suchitepéquez	-
Generadora Del Atlántico Vapor	2,60	Morales, Izabal	Biomasa
Generadora Del Atlántico Biogás	1,30	Morales, Izabal	Biogás

Generador Distribuido Renovable			
Plantas generadoras	Potencia teórica (MW)	Ubicación	Combustible
<i>Hidroeléctrica Monte María</i>	0,69	Sacatepéquez, Sn Juan Alotenango	-
<i>Hidroeléctrica Hidroaguna</i>	2,00	Santa Lucía Cotzumalguapa, Escuintla	-
<i>Central Solar Fotovoltaica Sibo</i>	5,00	Estanzuela, Zacapa	Fotovoltaica
<i>Hidroeléctrica La Paz</i>	0,48	Masagua, Escuintla	-
<i>Hidroeléctrica El Ixtalito</i>	1,63	Nuevo Progreso, San Marcos	-
<i>Hidroeléctrica Guayacán</i>	2,90	Taxisco, Santa Rosa	-
<i>Hidroeléctrica Tuto Dos</i>	0,96	La Libertad, Huehuetenango	-
<i>Hidroeléctrica Santa Teresa</i>	1,90	San Lucas Tolimán, Sololá	-
<i>Hidroeléctrica El Panal</i>	2,50	Chiquimulilla, Santa Rosa	-
<i>Hidroeléctrica Pacayas</i>	2,50	San Cristóbal Verapaz, Alta Verapaz	-
<i>Biogás Vertedero El Trébol</i>	1,20	Guatemala, Guatemala	Biomasa
<i>Hidroeléctrica Samuc</i>	1,20	San Cristóbal Verapaz, Alta Verapaz	-
<i>Hidroeléctrica Concepción</i>	0,15	Nuevo San Carlos, Retalhuleu	-
<i>Gas Metano Gabiosa</i>	1,06	La Gomera, Escuintla	Biomasa
<i>Hidroeléctrica San José</i>	0,43	San Cristóbal Verapaz, Alta Verapaz	-
<i>Hidroeléctrica Peña Flor</i>	0,50	Pueblo Nuevo , Suchitepéquez	-
<i>Hidroeléctrica Santa Anita</i>	1,56	Villa Canales , Guatemala	-
<i>Hidroeléctrica Cerro Vivo</i>	2,40	Chinautla, Guatemala	-

(Administrador del Mercado Mayorista, 2016).

2.2.4 Proyección de la oferta

En el plan de expansión del sistema eléctrico del país, el Ministerio de Energía y Minas, con vista al aumento en la capacidad de la potencia eléctrica instalada, considera diversos proyectos —tanto de energías renovables, como no renovables— a ser tomados en cuenta para su incorporación al mercado eléctrico durante los años 2 008 y 2 022. Estos, de ser llevados a cabo, proveerían al Sistema Eléctrico Nacional de más de 4 300 MW para el último año de dicha proyección.

Sin embargo, no se tiene pensado que cada uno de estos proyectos sea desarrollado, sino son posibles candidatos con los cuales se espera poder satisfacer el potencial incremento de la demanda pronosticado para los años posteriores. De igual manera, el Ministerio de Energía y Minas tiene planificado el aumento de la potencia eléctrica en tres diferentes escenarios: bajo, medio, y alto, que varían básicamente en la relación entre la energía obtenida a través de métodos de energías renovables y no renovables, y aquella importada desde México. Estas estimaciones se resumen en la siguiente tabla:

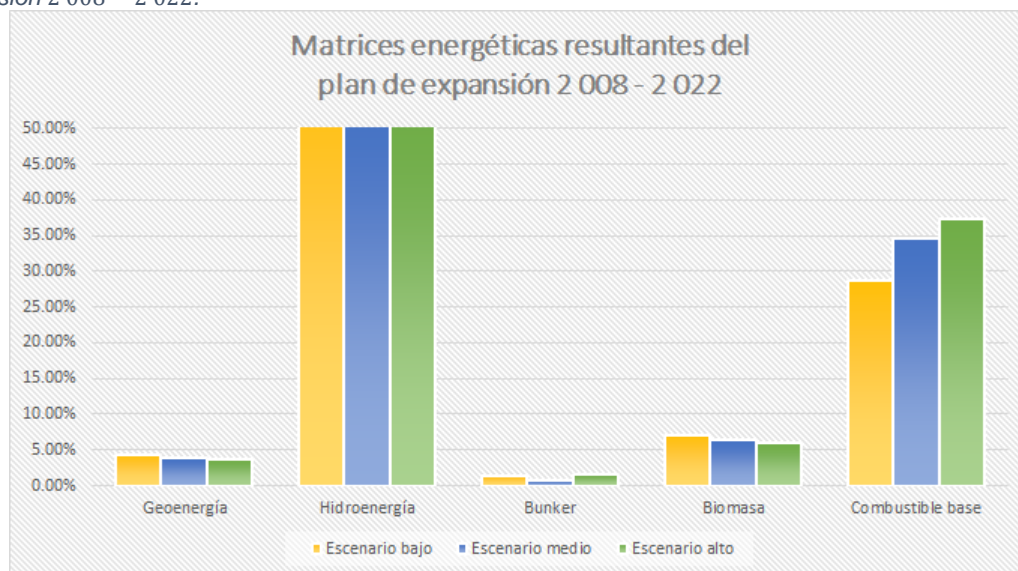
Tabla 9: Aumentos en la capacidad instalada de los tres escenarios del plan de expansión indicativo del sistema de generación 2 008 – 2 022.
(Todos los valores en MW).

Escenario	Bajo	Medio	Alto
<i>Energía renovable</i>	1 588	1 588	1 648
<i>Energía no renovable</i>	717	917	917
<i>Importación</i>	200	200	200
Aumento total en la capacidad instalada	2 504	2 704	2 764

(Ministerio de Energía y Minas, 2009).

La matriz energética resultante de cada escenario sería la plasmada en los siguientes gráficos, y tal y como puede observarse, la generación por medio de recursos hídricos sobrepasaría, en teoría, a aquellas conseguidas por medio bunker y de combustible base —que puede ser carbón, gas natural, o coque de petróleo (Ministerio de Energía y Minas, 2009)— en cualquiera de los tres escenarios.

Gráfico 15: Matriz energética resultante de cada uno de los escenarios planteados a través del plan de expansión 2 008 – 2 022.



(Ministerio de Energía y Minas, 2009).

Cada uno de los escenarios planteados por el Ministerio de Energía y Minas cuenta con la característica que no contempla métodos no convencionales de generación de energía renovable, específicamente la energía solar y la eólica. En el otro extremo, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica —CRIE—, emitió seis años después un documento titulado *Proyección de la Generación Intermittente en el Mercado Eléctrico Regional*, en el que se detallan los planes de los cinco países de Centroamérica y de Panamá, referentes a estos dos métodos de generación, entre los años 2 015 y 2 019.

En dicho documento, se presentan 12 proyectos —tres de energía eólica, y el resto de energía solar— que formarían parte del sistema eléctrico guatemalteco. De estos, nueve ya se encuentran operando, mientras que el resto se espera que sean desarrollados en los siguientes dos años, generando más de 80 MW, es decir, poco más del 3 % de la potencia generada por los métodos de energía renovable planteados en el plan de expansión del Ministerio de Energía y Minas para el año 2 019.

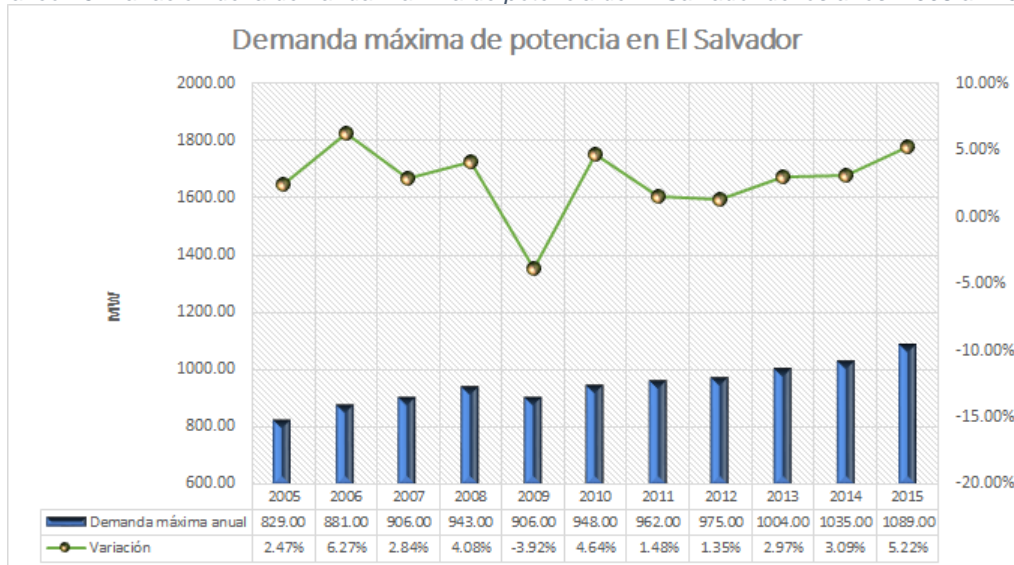
2.3 Análisis de la oferta y la demanda de energía eléctrica en El Salvador y Honduras

Como se mencionó con anterioridad, Guatemala exporta aproximadamente un 12 % de su energía eléctrica generada a dos países pertenecientes al Mercado Eléctrico Regional: El Salvador y Honduras. Es por ello que, con la intención de determinar la factibilidad de la venta de energía eléctrica a los mismos, a continuación se evaluará la oferta y la demanda de cada uno de sus mercados eléctricos.

2.3.1 Demanda actual

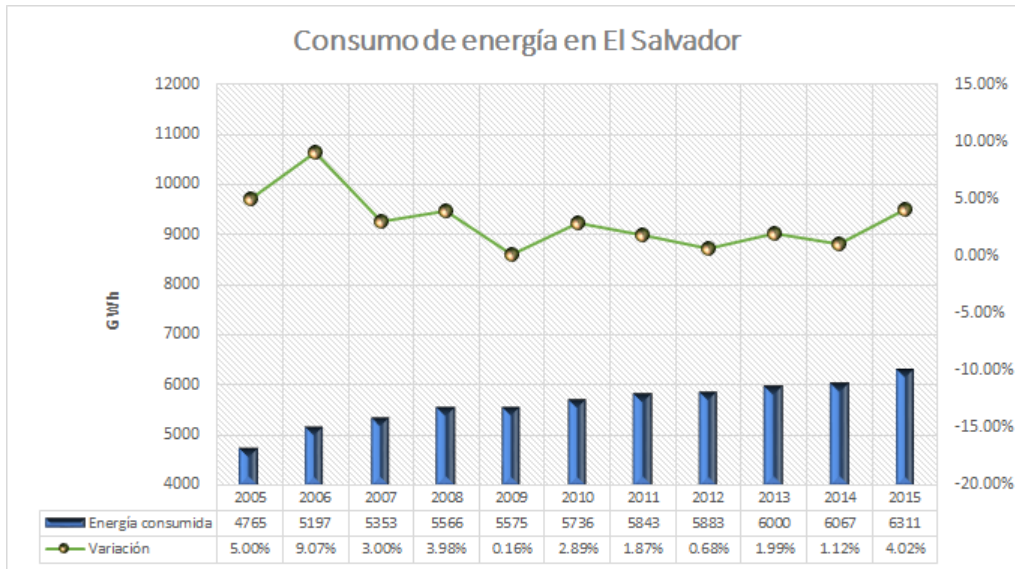
La gráfica siguiente muestra la demanda máxima y el consumo de energía anual para estos dos países. Como puede observarse, la demanda máxima ha incrementado en 260 MW y en 431 MW, es decir, 31 y 43 % para El Salvador y Honduras, respectivamente. Sin embargo, el consumo de energía eléctrica se ha visto acrecentado en cantidades similares para ambos países: aproximadamente 1 550 GWh desde el año 2 005, lo que significa que El Salvador ha visto un aumento del 32 % en su utilización de los recursos disponibles, a comparación del 37 % que se dio en el país con el que colinda en el norte.

Gráfico 16: Variación de la demanda máxima de potencia de El Salvador de los años 2 005 al 2 015.



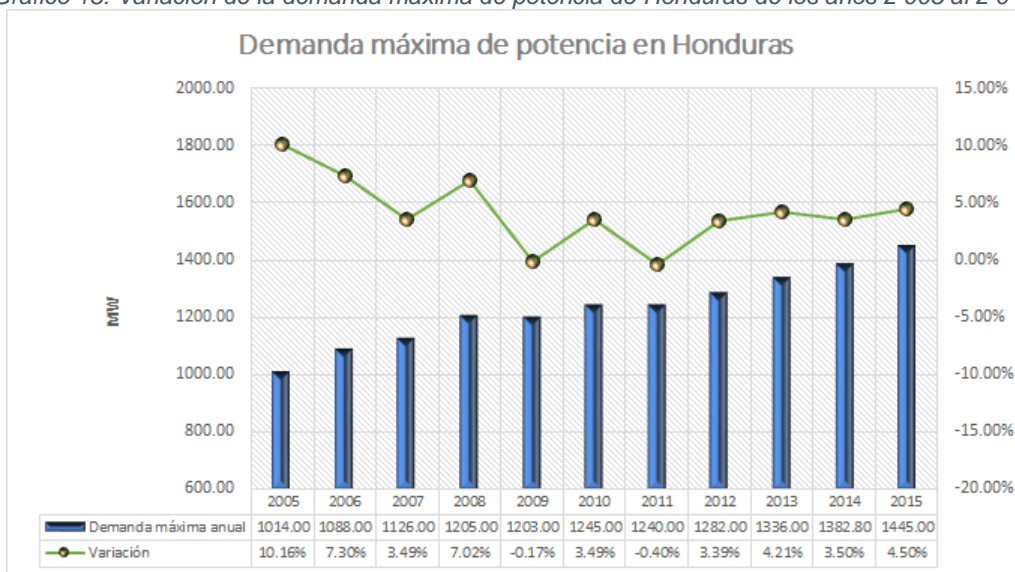
(Consejo Nacional de Energía, 2016).

Gráfico 17: Variación del consumo de energía de El Salvador de los años 2 005 al 2 015.



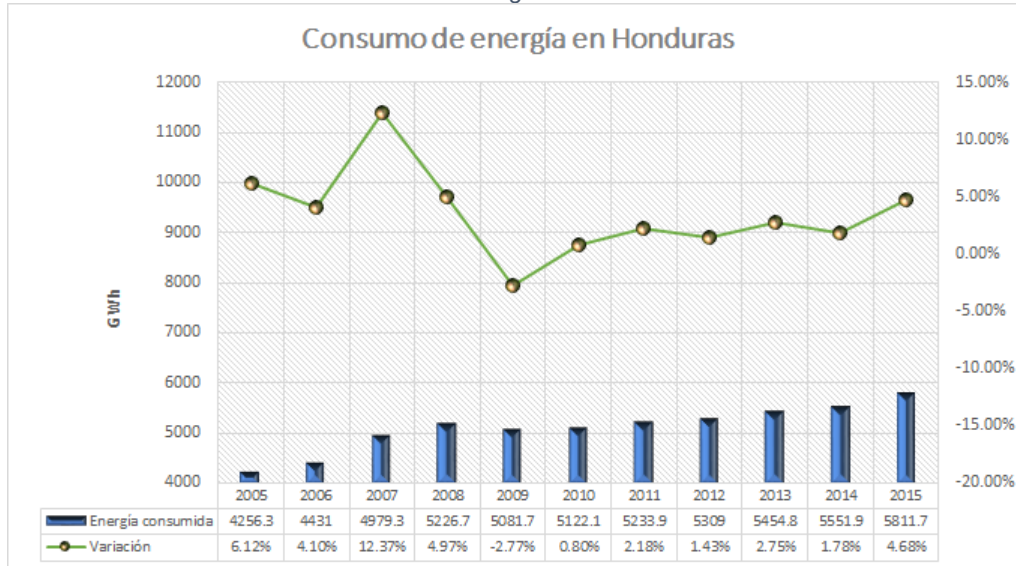
(Consejo Nacional de Energía, 2016).

Gráfico 18: Variación de la demanda máxima de potencia de Honduras de los años 2005 al 2015.



(Empresa de Energía Eléctrica, 2015).

Gráfico 19: Variación del consumo de energía de Honduras de los años 2 005 al 2 015.



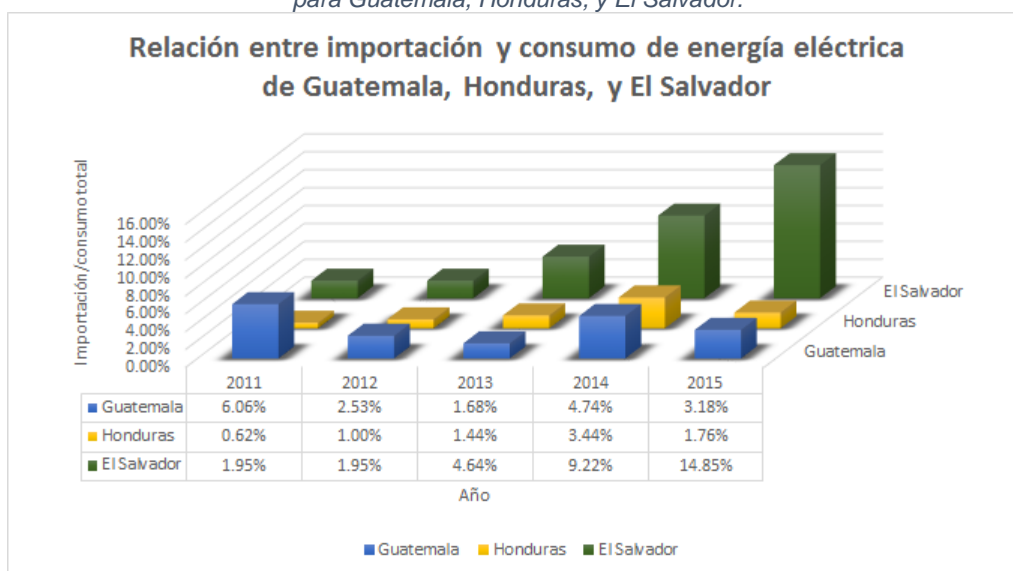
(Empresa de Energía Eléctrica, 2015).

A comparación de Guatemala, ambos países tienen un mayor incremento en la demanda máxima de potencia en el año, pero uno menor en cuanto a consumo de energía eléctrica. Sin embargo, la gran diferencia yace en la dependencia que estos tres países tienen de los recursos de energía eléctrica. Como muestra la siguiente gráfica, la mayor relación entre importación y consumo total de energía eléctrica de los últimos cinco años para Guatemala se dio en el 2011, cuando más del 6 % de la energía consumida provenía de la compra de la misma desde México, mientras que en los siguientes cuatro años se ha mantenido en valores menores al 5 %.

Honduras, por otro lado, tiene un porcentaje de importación menor que Guatemala, el cual sobrepasó un 2 % solamente una vez durante los años 2011 al 2015. Aunque también es preciso recordar que este país, como ya fue denotado en gráficas anteriores, consume menos cantidad de energía eléctrica que ambos países vecinos, a pesar de contar con una mayor extensión territorial.

Por último, como demuestra la gráfica, la dependencia de El Salvador de la energía eléctrica de importación se ha visto incrementada de dos a casi 15 puntos porcentuales durante los últimos cinco años.

Gráfico 20: Relación entre la energía eléctrica importada y el consumo total para Guatemala, Honduras, y El Salvador.



(Consejo Nacional de Energía, 2016; Empresa de Energía Eléctrica, 2015; Ministerio de Energía y Minas, 2016).

2.3.2 Proyección de la demanda

Los escenarios del pronóstico de la demanda máxima de potencia y del consumo de energía eléctrica para Honduras y El Salvador, planteados por sus respectivas entidades gubernamentales encargadas de regular y controlar su mercado eléctrico, se resumen y grafican a continuación.

Tabla 10: Proyecciones de la demanda de energía y potencia eléctricas de Honduras y El Salvador. (Los guiones denotan ausencia de información).

Año	Honduras		El Salvador	
	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2 016	9 446	1 553	6 718	1 120
2 017	9 853	1 615	6 889	1 148
2 018	10 282	1 680	7 091	1 182
2 019	10 715	1 747	7 232	1 206
2 020	11 139	1 811	7 404	1 234
2 021	11 598	1 881	7 576	1 263
2 022	12 072	1 953	7 747	1 292
2 023	12 560	2 028	7 919	1 320
2 024	13 063	2 104	8 091	1 349
2 025	13 581	2 183	8 262	1 377
2 026	14 116	2 264	8 469	1 412
2 027	14 678	2 349	—	1 447
2 028	15 258	2 437	—	1 484
2 029	15 856	2 528	—	—
2 030	16 473	2 622	—	—

(Consejo Nacional de Energía, 2016; Empresa de Energía Eléctrica, 2015).

Gráfico 21: Pronóstico del consumo de energía eléctrica de Honduras para los años 2 016 al 2 030.

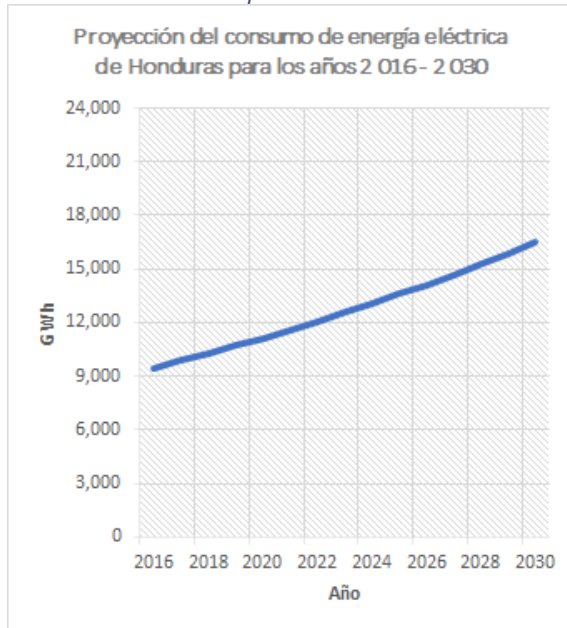
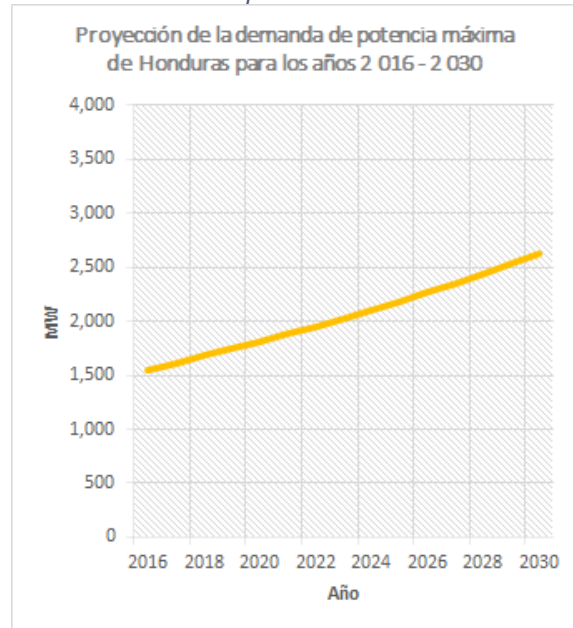


Gráfico 22: Pronóstico de la potencia eléctrica máxima de Honduras para los años 2 016 al 2 030.



(Empresa de Energía Eléctrica, 2015).

Gráfico 23: Pronóstico del consumo de energía eléctrica de El Salvador para los años 2 016 al 2 026.

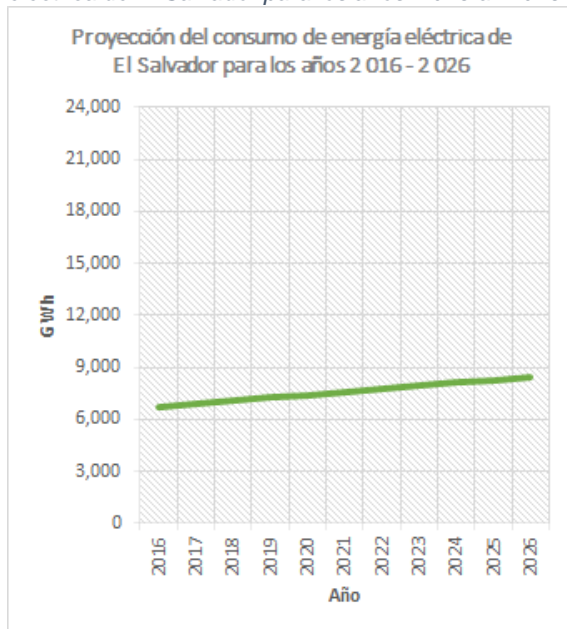
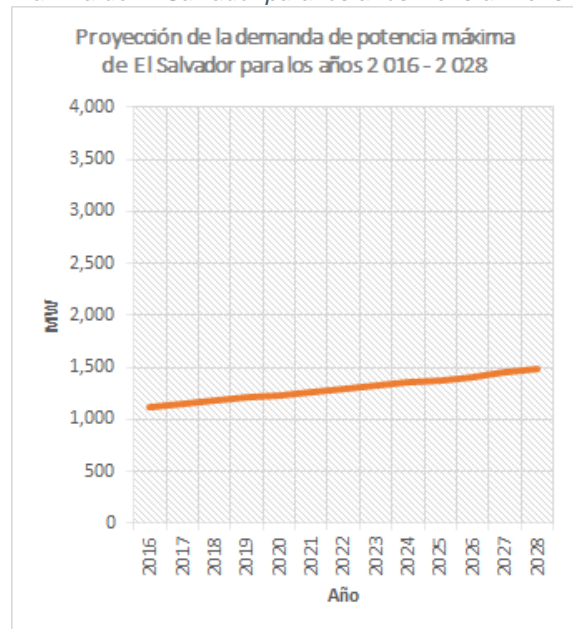


Gráfico 24: Pronóstico de la potencia eléctrica máxima de El Salvador para los años 2 016 al 2 026.

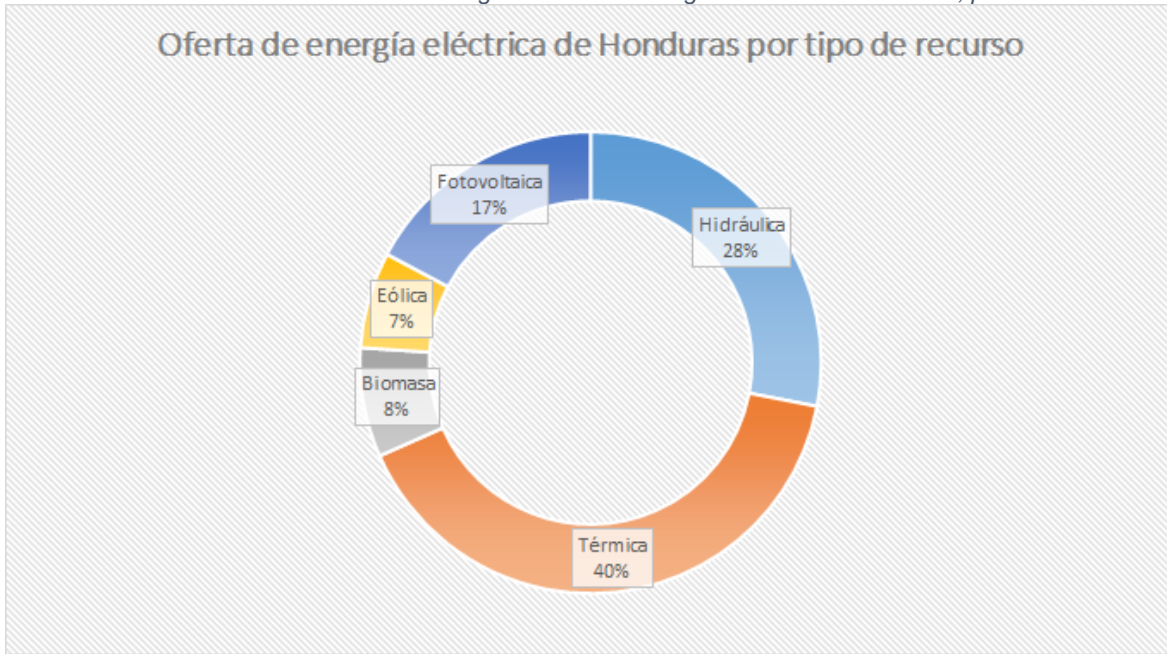


(Consejo Nacional de Energía, 2016).

2.3.3 Oferta actual

En la matriz energética de Honduras —que consiste de una capacidad de 2 253 MW instalada y 1 511 MW efectiva— las energías renovables representan el 60 % de la capacidad instalada en el país; con las energías no convencionales —eólica y solar fotovoltaica, específicamente— generando casi un cuarto de la energía eléctrica total.

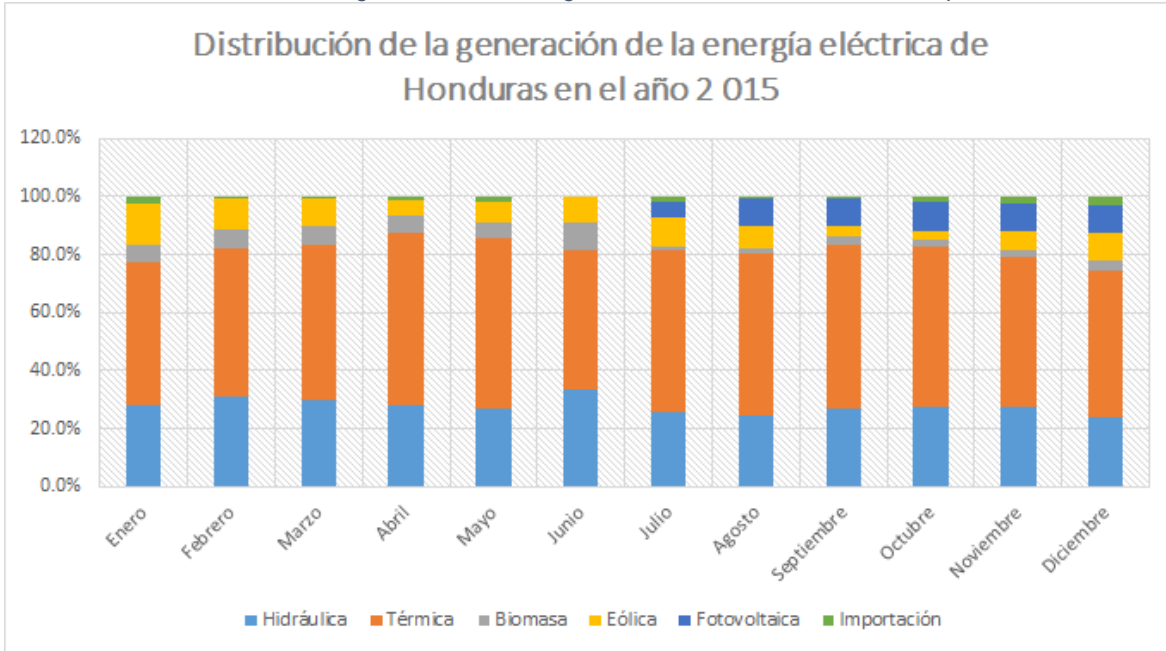
Gráfico 25: Distribución de los métodos de generación de energía eléctrica de Honduras, para el año 2 015.



(Empresa de Energía Eléctrica, 2015).

La distribución de la generación de cada uno de estos métodos se mantiene casi constante a lo largo del año, como muestra el siguiente gráfico. La energía eléctrica generada a partir del uso de biomasa es la que tiene un uso más variable, incrementándose en la época de zafra, que transcurre a través de la totalidad de la época seca y, de forma parcial, durante la época lluviosa. Por otro lado, en este mismo gráfico se puede observar cómo la energía solar fotovoltaica, desde su inclusión al mercado en el mes de julio, ha ayudado a diversificar la matriz energética y a disminuir el uso de fuentes térmicas para la generación de energía eléctrica.

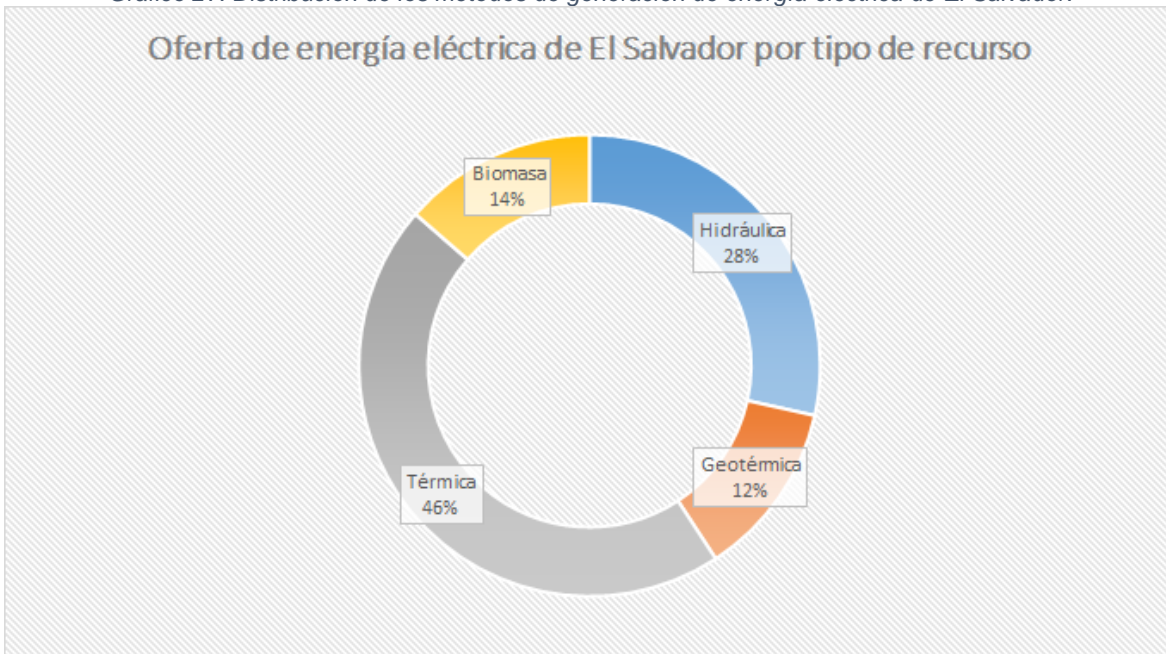
Gráfico 26: Distribución de la generación de energía eléctrica mensual de Honduras, para el año 2 015.



(Empresa de Energía Eléctrica, 2015).

En El Salvador, en comparación con Honduras y Guatemala, la matriz energética está aún menos diversificada. Como muestra el siguiente gráfico, la capacidad instalada — de 1 660 MW— está conformada únicamente por cuatro tipos de tecnologías de generación, siendo la térmica la de mayor representación en el mercado eléctrico, con un 46 %.

Gráfico 27: Distribución de los métodos de generación de energía eléctrica de El Salvador.



(Empresa de Energía Eléctrica, 2015).

2.3.4 Proyección de la oferta

Ambos países, al igual que Guatemala, tienen sus respectivos proyectos de expansión para la generación de energía eléctrica. Para Honduras, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica —que es la institución homóloga a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en Guatemala— emitió un plan de expansión para los años 2 008 al 2 022, mismo que no ha sido actualizado desde entonces. En este se considera tanto la adición como el retiro del mercado de diversas plantas generadoras, representando al final en una capacidad instalada total de 3 498 MW, es decir, en teoría sería aumentada en 1 245 MW en los siguientes seis años.

Sin embargo, el esquema de aumento más reciente de la oferta de generación para el país vecino viene dado por el Consejo de Electrificación de América Central —CEAC—, que en abril del 2 014, por medio de su Grupo de Trabajo de Planificación Regional —GTPIR—, emitió un documento titulado *Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica*. Las capacidades a instalar de los proyectos que conforman dicha expansión se resumen a continuación por tipo de tecnología a utilizar:

Tabla 11: Proyección de la adición y retiro de capacidad instalada para el sistema eléctrico hondureño por tipo de tecnología, para los años 2 016 – 2 024.

(Datos en MW; los números rojos entre paréntesis denotan retiros del mercado).

Año	Hidroeléctrica	Biomasa	Eólica	Geotérmica	Búnker	Diésel	Carbón	Total por año
2 016	77,27	2,04	97	12	(78,5)	(20)	90	179,81
2 017	132,96	35	–	23	–	–	–	190,96
2 018	187,26	25	–	40	233,4	–38	–	447,66
2 019	180,61	–	–	–	(140)	–	–	40,61
2 020	–	–	–	–	(55)	150	–	95
2 021	118	–	–	–	–	–	250	368
2 022	173	–	–	–	–	–	–	173
2 023	–	–	–	–	–	–	–	–
2 024	420	–	–	–	–	–	–	420
Total	1 211,83	60	97	63	38,4	112	250	1 735,23

(Consejo Nacional de Electrificación de América Central, 2012).

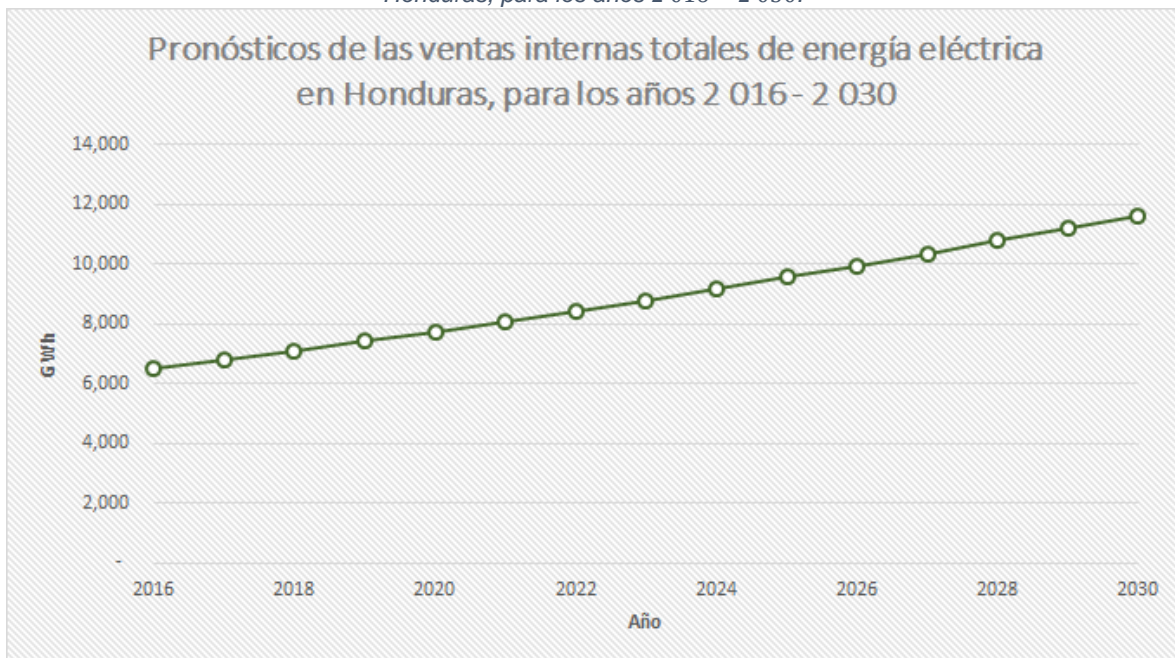
Asimismo, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, a pesar de no haber actualizado desde el año 2 007 su plan de expansión de la oferta de energía eléctrica, sí publicó junto con el pronóstico del consumo mostrado en la sección anterior, la proyección de las ventas que el sistema eléctrico sería capaz de conllevar a través de su generación interna. Esta se tabula y grafica a continuación:

Tabla 12: Pronóstico de ventas de energía eléctrica en Honduras.

Año	Ventas (GWh)
2 016	6 495
2 017	6 775
2 018	7 093
2 019	7 415
2 020	7 732
2 021	8 073
2 022	8 424
2 023	8 787
2 024	9 161
2 025	9554
2 026	9 943
2 027	10 359
2 028	10 789
2 029	11 205
2 030	11 636

(Empresa de Energía Eléctrica, 2015).

Gráfico 28: Pronóstico de ventas internas totales de energía eléctrica en Honduras, para los años 2 016 – 2 030.



(Empresa de Energía Eléctrica, 2015).

En el caso de El Salvador, fue emitido en el año 2 011 el *Plan de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2 012 – 2 026*, y posteriormente actualizado en agosto del año 2 016. En esta actualización se presentan, al igual que en los planes de sus países vecinos, las capacidades a instalar por año, segmentadas por el tipo de generación. Este se resume en la siguiente tabla:

Tabla 13: Proyección de la adición de capacidad instalada para el sistema eléctrico salvadoreño por tipo de tecnología, para los años 2 016 – 2 022.

(Datos en MW; los números rojos entre paréntesis denotan retiros del mercado).

	Hidroeléctrica	Biomasa	Eólica	Geotérmica	Gas natural licuado	Solar	Total por año
2 016	80	–	–	6	–	–	86
2 017	–	–	–	8	–	114	122
2 018	–	–	–	16	–	14,2	30,2
2 019	65,7	–	–	–	380	100	545,7
2 020	–	–	70	92	–	–	162
2 021	–	–	–	–	–	–	0
2 022	–	65	–	–	–	–	65
Total	145,7	65	70	122	380	228	1 010,9

(Consejo Nacional de Energía, 2016).

Y al igual que con Honduras, el Consejo Nacional de Energía también emitió en este mismo documento, un pronóstico de la energía eléctrica total que serían capaces de generar, a través de los proyectos planeados y los actuales, durante el mismo periodo de tiempo. Estos datos se tabulan y grafican a continuación.

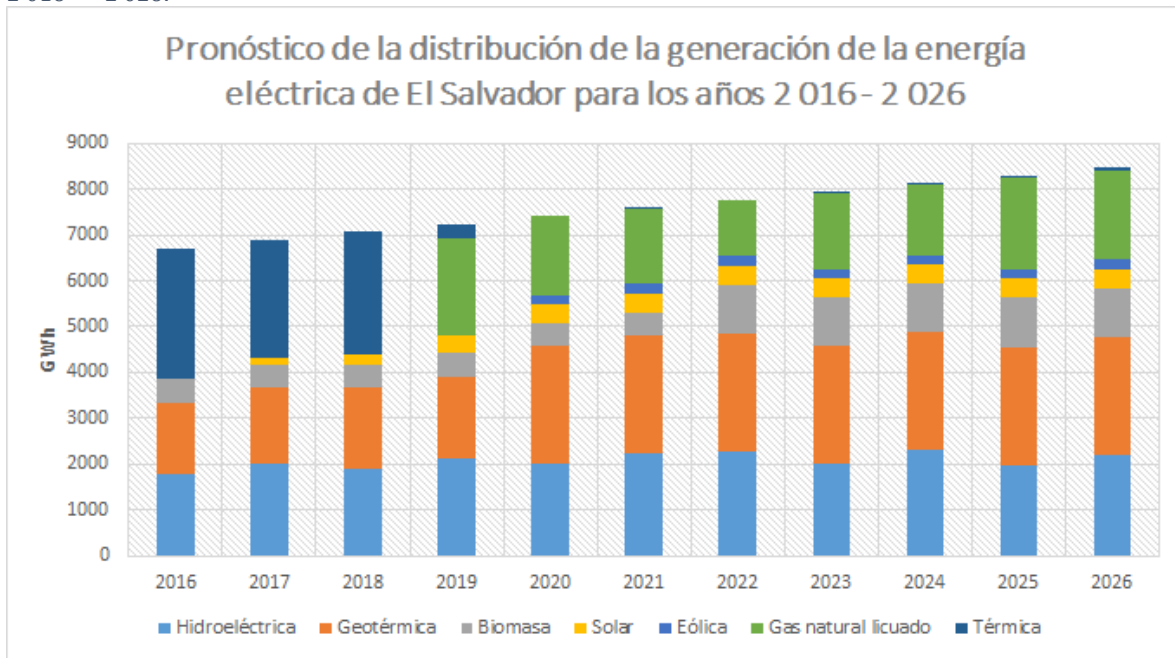
Tabla 14: Pronóstico de la distribución de la generación de la energía eléctrica de El Salvador para los años 2 016 – 2 026.

(Datos en GWh).

Año	Hidroeléctrica	Geotérmica	Biomasa	Solar	Eólica	Gas natural licuado	Térmica	Total
2 016	1 792	1 557	495	0	0	0	2 874	6 718
2 017	1 998	1 670	495	142	0	0	2 584	6 889
2 018	1 882	1 796	495	221	0	0	2 696	7 092
2 019	2 117	1 800	495	402	0	2 100	318	7 233
2 020	1 999	2 574	495	417	176	1 741	0	7 402
2 021	2 238	2 571	495	417	206	1 641	7	7 576
2 022	2 277	2 572	1 065	417	206	1 210	0	7 748
2 023	1 997	2 574	1 065	417	206	1 638	21	7 919
2 024	2 297	2 568	1 065	417	206	1 536	2	8 091
2 025	1 978	2 580	1 065	417	206	1 995	20	8 263
2 026	2 205	2 577	1 065	417	206	1 924	75	8 469

(Consejo Nacional de Energía, 2016).

Gráfico 29: Pronóstico de la distribución de la generación de la energía eléctrica de El Salvador para los años 2016 – 2026.



(Consejo Nacional de Energía, 2016).

2.4 Plantas de conversión de energía térmica oceánica en la actualidad

Los proyectos de OTEC alrededor del mundo más importante actualmente, son los siguientes:

2.4.1 Universidad de Saga

En 1973, la Universidad de Saga, Japón, comenzó con estudios de investigación acerca de la tecnología OTEC. En el año 1985, luego de diversos ensayos, completó la construcción de una planta experimental de 75 kW. Y en las últimas dos décadas han realizado pruebas mediante los ciclos Kalina y Uehara, logrando en el 2003 la construcción de una planta OTEC multipropósito en Imari, en la Prefectura de Saga, al sur del país asiático. Seis años después, fue capaz de generar, a través de una mezcla de agua y amoníaco como fluido de trabajo, una potencia neta de 20,5 kW, representando cerca del 70 % de la potencia total generada (Ikegami & Mutair, 2013).

En el primer trimestre del año 2013, por medio del Instituto de Investigación de Aguas Oceánicas Profundas, se completó la que hasta ese momento era la única planta completamente operacional de OTEC (Martin, 2015). La misma, con una potencia de 1 MW, es capaz de satisfacer las necesidades de energía eléctrica de alrededor 2 000 instalaciones circundantes (Xenesys, s.f.). Y aunque, actualmente, solamente se utiliza para pruebas de demostración, se planea para el año 2020 aumentar la capacidad de generación a 10 MW, implementarla domésticamente e iniciar su comercialización; y para el año 2030, generando cerca de 50 MW, venderla a mercados internacionales (Ikegami & Mutair, 2013).

Ilustración 20: Planta de OTEC piloto de la Universidad de Saga, Japón.

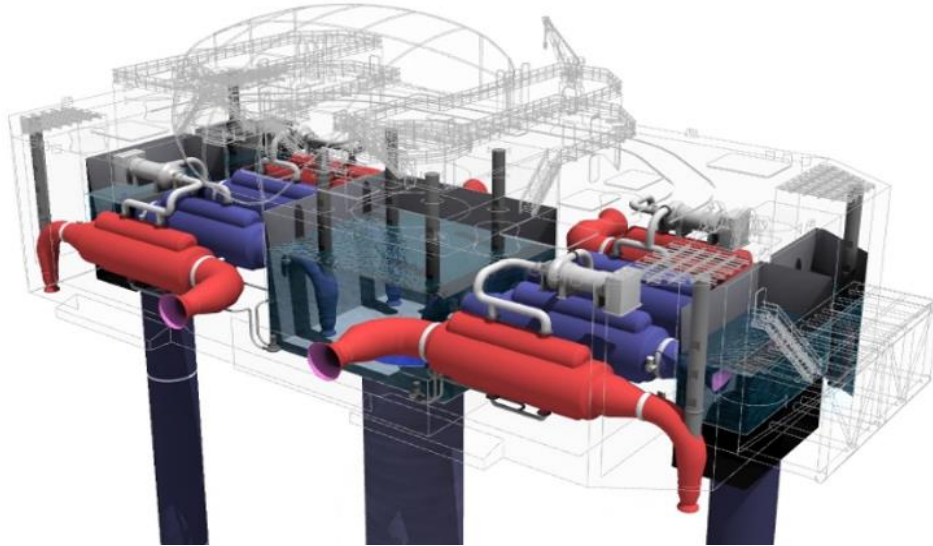


(Martin, 2015).

2.4.2 Akuo Energy

El proyecto de Nueva Energía para Martinica y el Extranjero —NEMO, por sus siglas en inglés— fue anunciado por la compañía francesa Akuo Energy en julio de 2 014 (DCNS, 2014). El mismo, que se desarrollará junto al grupo de defensa naval DCNS, se espera esté operando para 2 019 (Brochard, 2015), y consistirá de una plataforma flotante lejos de la costa perteneciente a la isla, anclada en la base marítima que generará 10,7 MW (Akuo Energy, s.f.) [16 MW brutos (DCNS, 2014)] de potencia neta, suficiente para satisfacer la demanda energética de 35 000 hogares.

Ilustración 21: Esquema operacional del proyecto NEMO.



(Akuo Energy, s.f.).

2.4.3 Makai Ocean Engineering

El Laboratorio de Energía Natural de la Autoridad de Hawái —NELHA— estableció un área de pruebas, denominada parque HOST, para la investigación, el desarrollo y la demostración de proyectos de energías renovables; incluyendo, desde 1 974, ensayos de tecnologías de conversión de energía térmica oceánica, tanto de ciclo abierto como de ciclo cerrado, así como estructuras ubicadas en tierra firme y mar abierto (Hawaii Ocean Science & Technology Park, 2016).

En dicho parque tomó lugar la primera planta de OTEC productora de potencia neta, instalada en el año 1 979, la cual todavía se encuentra en operación; y también, en la última década del siglo pasado, operó del año 1 993 a 1 998 (Kempener & Neumann, 2014) una segunda planta que producía 250 kW de potencia. Y más recientemente, en el año 2 011 mediante *Makai Ocean Engineering*, se completó la construcción de una instalación para pruebas de intercambiadores de calor y, en agosto de 2 015, fue inaugurada una planta piloto generadora de 105 kW de potencia neta, con la que es capaz de abastecer de energía eléctrica a 120 hogares (Owano, 2015).

Ilustración 22: Planta piloto de la empresa Makai Ocean Engineering.



(Owano, 2015).

A continuación se muestra una tabla resumen actualizada al año 2014 de los proyectos desarrollados a lo largo de la historia. Desde el instalado en Hawái en 1979, hasta los que se encuentran en proceso de ser construidos a futuro (Kempener & Neumann, 2014):

Tabla 15: Proyectos de OTEC en diferentes partes del mundo.

Ubicación	Potencia de salida planeada	Información disponible	Desarrollador
Hawái, Estados Unidos	103 kW	Ciclo cerrado. Instalada en 1979.	Laboratorio de Energía Natural de la Autoridad de Hawái (NELHA)
	1 MW	Planta instalada en tierra firme, de ciclo abierto, operacional durante los años 1993 a 1998. Diseñada para la generación de potencia, pero también enfocada en el uso del agua para acuicultura.	NELHA y OTEC International LLC
	10 MW	Ciclo cerrado, plataforma cerca de la costa. Planeado para estar funcionando en el año 2013, pero puesto en pausa. Con la intención de servir también como un piloto de instalación militar remota.	Lockheed Martin
Nauru, Japón	120 kW	Ciclo cerrado, operacional en los años 1982 y 1983 para investigaciones científicas; el 90 % de la potencia producida se utilizaba para bombeo y para operar la planta.	Instituto Japonés para la Investigación de Energía Oceánica
Imari, Japón	30 kW	Planta de demostración, parte de un parque multipropósito.	Universidad de Saga

Ubicación	Potencia de salida planeada	Información disponible	Desarrollador
<i>Okinawa, Japón</i>	50 kW	Completada el 16 de junio de 2013. Planta instalada en tierra firme que sirve para demostración, investigación y desarrollo. Aparte de generar electricidad, también sirve para otras aplicaciones de OTEC, acuicultura, agricultura, y refrigeración. La empresa desarrolladora estima que con los recursos con los que se cuenta en el área de ubicación, puede ser realizada una ampliación de la tecnología para alcanzar una potencia neta de salida de hasta 125 MW.	Xenesys Incorporated, IHI y Yokogawa
<i>Tuticorin, India</i>	1 MW	Planta flotante de ciclo cerrado con amoníaco como fluido de trabajo. Su construcción fue comenzada en el año 2000, pero no se finalizó debido a problemas con la tubería de bombeo del agua marina.	Gobierno indio y el Instituto Indio de Tecnología
<i>Al sur de China</i>	10 MW	Planta instalada en tierra firme, actualmente en construcción después del acuerdo firmado entre ambas empresas desarrolladoras.	Lockheed Martin, Reignwood Group
<i>Bellefontaine, Martinica</i>	10 MW	Planta flotante planeada originalmente para operar en el año 2016.	DCNS France
<i>Corea del Sur</i>	20 kW	Instalada en el año 2013.	KISOT
<i>Hotel Baha Mar, Bahamas</i>	N/A	Proyecto de \$ 104 000 000 que funcionará como parte del sistema de enfriamiento del hotel. El proceso de construcción fue detenido por problemas medioambientales y permisos infraestructurales.	Corporación de OTEC
<i>Hotel Bora Bora</i>	N/A	Planta instalada en tierra firme. Utilizada solamente para aire acondicionado.	Hotel Bora Bora Internacional
<i>Tetiaroa</i>	N/A		Hotel Brando, Tetiaroa

(Kempener & Neumann, 2014).

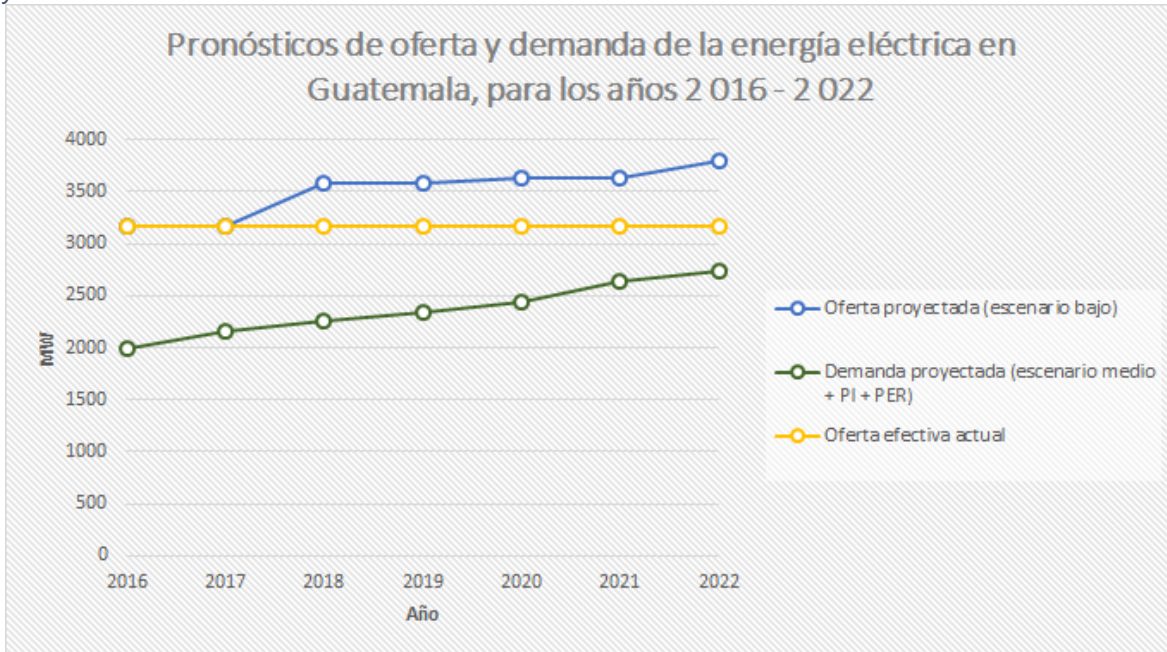
2.5 Conclusiones del estudio de mercado

El mercado del sector energético de Guatemala se está adecuando cada vez más a las nuevas tecnologías de energía renovable. Con la nueva *Política Energética* del Ministerio de Energía y Minas queda claro el hecho que se quiere priorizar en la generación por medio de este tipo de recursos, frente a aquellos que utilizan la quema de combustible. Además, también existe un compromiso por parte de las entidades gubernamentales a expandir el Sistema Nacional Interconectado ya existente, para llegar a aquellas áreas del país en las que aún no se cuenta con este servicio.

Por otra parte, el *Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación* también realizado por el Ministerio, y partiendo del dato proporcionado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica que indica que no todo el consumo de la energía eléctrica producida actualmente se utiliza en un nivel interno, dan un indicativo que la demanda potencial de los siguientes 15 años, podría ser cubierta con los proyectos actuales y con los que podrán surgir eventualmente con tecnologías ya conocidas, ya que la mayor demanda de potencia proyectada para el año 2030 es de 3 513 *MW* y la capacidad instalada actual es de 3 950 *MW*. Obviamente, dicha capacidad es el límite teórico alcanzable y se incluyen métodos dependientes de combustibles fósiles, sin embargo, el potencial de energía extraíble en Guatemala por medios hidroeléctricos y geotérmicos es de 6 000 y 1 000 *MW*, respectivamente, por lo que la demanda podría ser abastecida, en teoría, solamente con estos dos tipos de generación de energía renovable.

Para denotar el comportamiento futuro de la oferta y la demanda, la siguiente gráfica muestra el pronóstico de esta última para los años 2016 al 2022 —en su escenario más pesimista— presentada al principio del presente capítulo, en donde se consideran los proyectos industriales y los de electrificación rural; la oferta en su proyección más baja, emitida a través del informe del Ministerio de Energía y Minas —excluyendo los proyectos de las energías solar y eólica pendientes, y ajustada con el factor de capacidad del año 2015, correspondiente al 80 % de la capacidad instalada—; así como la oferta efectiva actual.

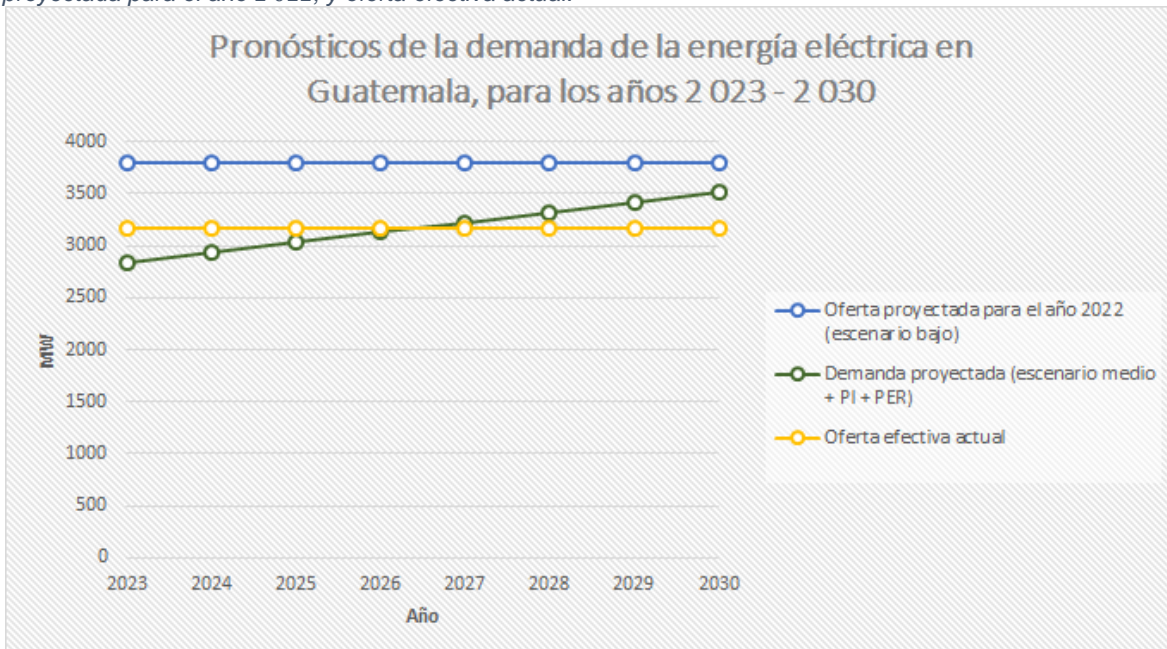
Gráfico 30: Pronóstico de oferta y demanda de la energía eléctrica en Guatemala para los años 2 016 al 2 022, y la oferta efectiva actual.



(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

Como puede observarse, inclusive con la oferta efectiva actual se alcanza a satisfacer la demanda futura. Esto sucede hasta el año 2 026, como se detalla en la siguiente gráfica, en donde se muestra que manteniendo durante los siguientes ocho años la oferta proyectada para el año 2 022 —siempre en el escenario bajo—, se logran cumplir los futuros requerimientos de potencia eléctrica.

Gráfico 31: Pronóstico de la demanda de la energía eléctrica en Guatemala para los años 2 023 al 2 030, oferta proyectada para el año 2 022, y oferta efectiva actual.



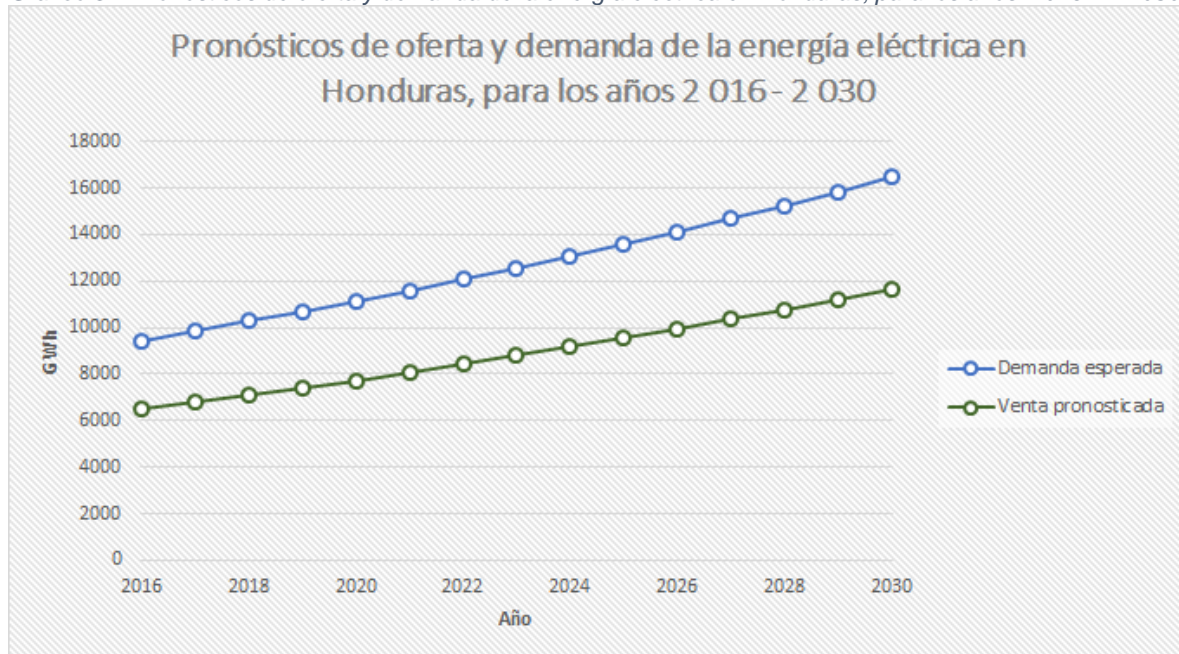
(Ministerio de Energía y Minas, 2016).

No obstante, es importante mencionar que la matriz energética actual, en cuanto a oferta de energía eléctrica se refiere, depende en más del 40 % de recursos no renovables, productores de gases de efecto invernadero; y el resto a métodos alternativos, de los cuales más del 80 % está constituido por dos recursos utilizados en diferentes épocas: las centrales hidroeléctricas, en la época lluviosa; y el bagazo de caña, en la época seca. Por lo que resultaría conveniente que la matriz energética sea diversificada, para que de esta manera, no sea dependiente en gran medida de una sola fuente de generación durante la mitad del año.

Por otro lado, actualmente el porcentaje de la capacidad instalada en Guatemala correspondiente a aquellas tecnologías que utilizan la quema de algún tipo de combustible (sea búnker, diésel o biomasa) para la generación, es de casi un 65 %; el 30 % pertenece a las hidroeléctricas; y solamente un 4 % a métodos alternativos no utilizados con anterioridad —como lo son celdas solares fotovoltaicas y molinos eólicos, cuya incursión al mercado se dio en el último año—. Relaciones que dan a entender que de las energías renovables, la energía hídrica extraída de los ríos es la que está siendo más utilizada, y por ende, en donde se invierte en mayor cantidad. Esto, obviamente, por su potencial antes mencionado.

En cuanto a sus países vecinos —de los cuales Guatemala es exportadora de energía eléctrica—, se observa una oportunidad de venta en Honduras. Esto debido a la incapacidad de dicho país para poder satisfacer su demanda en el corto, mediano, y largo plazo. El comportamiento de sus proyecciones puede ser observado en el siguiente gráfico, en el que se compara la demanda de energía esperada, contra la venta o generación pronosticada para dicho país.

Gráfico 32: Pronósticos de oferta y demanda de la energía eléctrica en Honduras, para los años 2 016 – 2 030.



(Empresa de Energía Eléctrica, 2015).

El Salvador, por otro lado, carece de déficit para satisfacer la demanda de energía eléctrica interna, de acuerdo a la actualización del informe emitido por el Consejo Nacional de Energía; quien, como pudo observarse en los valores anteriormente tabulados de pronósticos de demanda y de venta de energía eléctrica, sí logra satisfacer las necesidades del mercado eléctrico.

Por lo tanto, a diferencia de Guatemala y El Salvador, una planta de conversión de energía térmica oceánica podría incorporarse en la red eléctrica centroamericana, con la intención de que la energía eléctrica generada por la misma, sea exportada al mercado eléctrico hondureño en un mediano o largo plazo, cuando la tecnología concerniente a la misma haya avanzado técnicamente, y por ende, reduzcan los costos de generación.

Sin embargo, en el corto plazo, una planta de demostración —con componentes no diseñados a escala, pero de pequeñas capacidades— sería un modelo más factible. Ya que como pudo observarse en la sección en la que se abarcan los proyectos actuales y futuros, y como ya fue mencionado con anterioridad, la energía maremotérmica no se encuentra dispuesta tecnológicamente en su totalidad, es decir, aún no pueden ser construidas plantas cuyas capacidades logren competir en el mercado, frente a las ya desarrolladas.

Es por ello, que mediante este trabajo de investigación y como resultado del presente Estudio de Mercado, se propone la construcción de una planta piloto de 10 MW, que permita la investigación y el desarrollo de los componentes, parámetros y variables, pertenecientes a este tipo de generación. Valor de potencia neta que fue escogido en base al reporte emitido por Luis A. Vega, en el que se recopilan los costos de capital en los que se incurrirían para la construcción de diversos proyectos, dependiendo de sus capacidades. Esta tabla se muestra a continuación, y como puede observarse, los costos de capital para proyectos de pequeñas capacidades —menores o igual a la anteriormente establecida, e ideales para plantas de demostración— rondan entre los \$ 58 186 800 y los \$ 240 710 000, para proyectos de tierra firme de 1,4 y 10 MW, respectivamente; y entre los \$ 186 756 100 para un proyecto en mar abierto de 5,3 MW y los \$ 186 000 000 para un proyecto de las mismas características pero del doble de capacidad.

Tabla 16: Costos de capital estimados para plantas de generación de energía oceanotermal.

Capacidad nominal (MW)	Costo de capital (\$/kW)	Plataforma (tierra firme/flotante)	Fuente
1,4	41 562	T	Vega, 1 992
5	22 812	T	Jim Wenzel, 1 995
5,3	35 237	F	Vega, et al., 1 995
10	24 071	T	Vega, 1 992
10	18 600	F	Vega, 2 010
35	12 000	F	Vega, 2 010
50	11 072	F	Vega, 1 992
53,5	8 430	F	Vega, 2 010
100	7 900	F	Vega, 2 010

(Vega L. A., Economics of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC): An Update, 2010).

El proyecto en tierra firme de menor capacidad es tres veces menos costoso que el proyecto en mar abierto de mayor capacidad, sin embargo, generaría siete veces menos energía eléctrica. Además, este último, como se explicará más adelante, permitiría la fácil expansión del sistema mediante módulos de iguales capacidades dispuestos en paralelo, si la viabilidad determinada en un largo plazo así lo requiriese.

En resumen, idealmente, en Guatemala se cuenta con el apoyo del gobierno y las entidades correspondientes para la incursión al mercado de nuevos métodos de generación de energía renovable que ayuden a diversificar la matriz energética; sin embargo, además de que el cambio a los mismos se está dando aún en una pequeña escala, también se tiene una proyección de la demanda y la oferta que indica que las necesidades de energía eléctrica podrían satisfacerse en los siguientes 10 años con los recursos en la actualidad disponibles, y con proyectos futuros de tecnologías ya de sobra conocidas. Aun así, no se descarta que en la zona marítima exclusiva y/o en la costa de Guatemala sea técnica y económicamente factible llevar a cabo un proyecto precomercial de demostración de 10 *MW* o menos, en el fin de contribuir en el perfeccionamiento de los métodos correspondientes a la misma, y que en un largo plazo, funja como planta exportadora de energía eléctrica a los países colindantes, especialmente a Honduras, cuya capacidad instalada no es suficiente para abastecer a sus hogares e industrias, y tampoco lo sería en el corto y mediano plazo.

2.6 Precio del servicio

Para obtener el precio al cual se podría vender un servicio proporcionado por una empresa generadora de energía eléctrica, se requiere de un análisis completo de costo de generación, que es dependiente de varios factores. El Administrador del Mercado Mayorista es el encargado de calcular dicho costo para cada unidad generadora, y en el Título *III*, Capítulo *I*, Artículo 44 del Reglamento de dicha organización, se establece la forma de cálculo (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2013):

- a) «Para cada unidad térmica, los costos deberán estar asociados al combustible, al costo de operación y mantenimiento, al costo de arranque y parada de las máquinas, así como a su eficiencia.
- c) »...Para centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos, el costo variable será como mínimo sus respectivos costos de operación y mantenimiento. El Administrador del Mercado Mayorista optimizará el uso de recursos renovables disponibles».

Sin embargo, es preciso recordar que si se tuviese como objetivo la construcción de una planta de demostración, la energía eléctrica generada no sería para la venta en el corto plazo. Este asunto se abarcará con más detalle en el Estudio Económico Financiero.

3 Estudio técnico

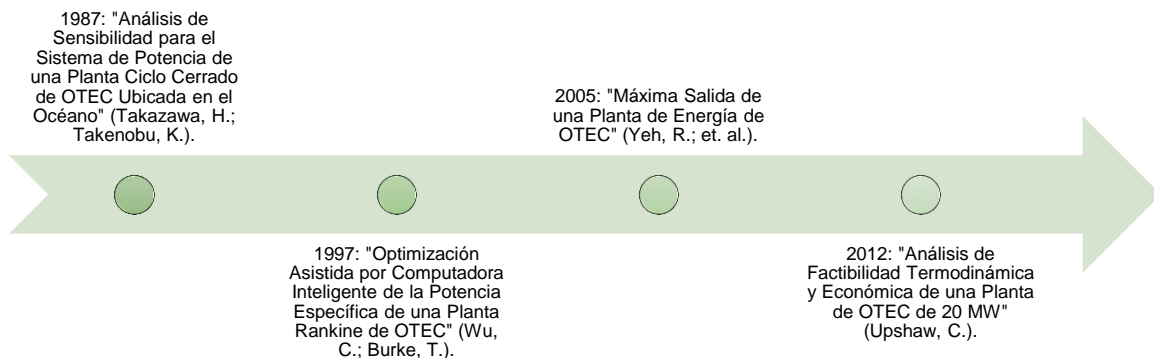
Siguiendo con los objetivos del presente trabajo de investigación, se debe aclarar primero que el propósito de este estudio técnico no es otro sino determinar la factibilidad teórica del proceso mediante las características oceánicas conocidas de la zona marítima exclusiva de Guatemala y los aspectos técnicos más relevantes. Entonces, a continuación se presentan los componentes necesarios para una planta de conversión de energía térmica oceánica real, el proceso en el que ella incurre, un análisis termodinámico que detalla las diferentes variables de las que depende, y por último, una posible ubicación en la que, hipotéticamente, se podría establecer un proyecto real. Sin embargo, lo mostrado en seguida no debe ser contemplado como el planteamiento de un diseño exacto, sino más bien, como un estudio previo en el que se dictan las bases a seguir.

3.1 Generalidades

El proceso de una planta de conversión de energía térmica oceánica sigue básicamente los principios de un ciclo termodinámico de Rankine, el cual fue abarcado, en su forma ideal, en el Resumen Crítico del Marco Teórico del presente trabajo de investigación.

A lo largo de los últimos treinta años han sido desarrollados diversos modelos que buscan analizar y mejorar, el proceso ocurrido en una planta generadora de este tipo. La siguiente figura muestra las publicaciones más relevantes que han abarcado este aspecto.

Ilustración 23: Línea de tiempo de los análisis termodinámicos realizados sobre la tecnología OTEC más relevantes.



(Monroy, 2016).

El modelo de Takazawa y Takenobu permitió conocer los efectos que presentan las temperaturas del agua de mar y sus flujos máxicos, en un ciclo de potencia de una sola etapa con amoníaco como fluido de trabajo (Hiroyuki, Takenobu, & Akinobu, 1987).

Diez años después, Wu y Burke, publicaron un trabajo investigativo enfocado primordialmente en la optimización de la presión en ambos intercambiadores de calor y las consecuencias de esta en el ciclo de potencia, con el fin de maximizar la generación de energía eléctrica por unidad de área de estos componentes (Wu & Burke, 1997).

Mientras que el modelo llevado a cabo en el año 2 005 por Rong-Hau Yeh es un análisis completo de una planta con amoníaco como fluido de trabajo. En este, se abarcan

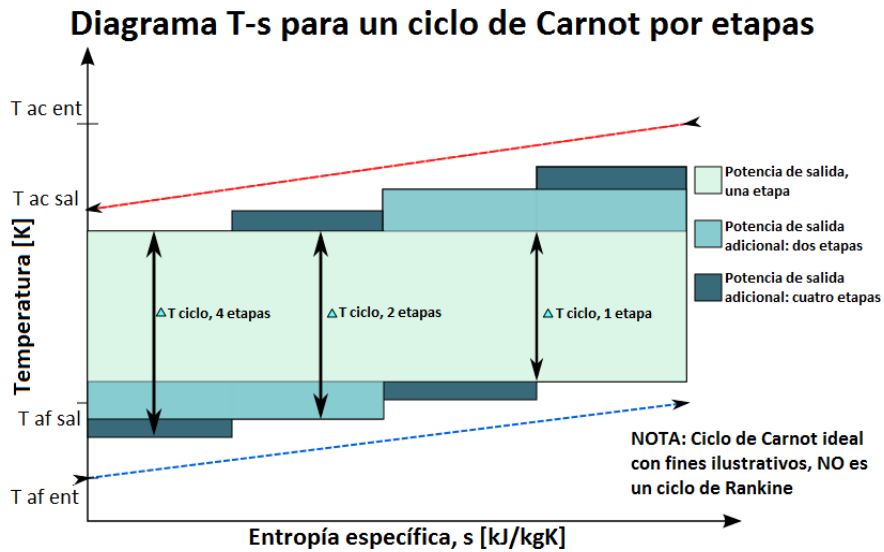
además del ciclo de potencia, los sistemas de bombeo y los intercambiadores de calor (Yeh, Su, & Yang, 2004).

Por último, Charles R. Upshaw realizó un modelo base para un análisis termodinámico, en el que es posible llevar a cabo el estudio de un ciclo de potencia por etapas —es decir con los componentes trabajando en serie—, en conjunto con los sistemas de bombeo del agua de mar y del fluido de trabajo. Este, aunque no es tan representativo de una planta real como el desarrollado por Yeh, es más flexible en el análisis de los intercambiadores de calor, al utilizar un coeficiente de transferencia a escala, respecto de la velocidad del agua. Además, ofrece asunciones fundamentadas mediante criterios válidos (Upshaw, 2012). De igual forma, Upshaw también diseñó un programa en la herramienta de software matemático MATLAB, que acorde con su modelo, permite la reevaluación de resultados, mediante el cambio de variables de entrada, logrando así, la iteración de las mismas.

En la sección actual de este Estudio Técnico se entrará en detalle sobre el proceso ocurrido en una planta de energía maremotérmica de ciclo cerrado, haciendo uso del modelo desarrollado por Upshaw. La elección de este diseño sobre el de ciclo abierto, nace del hecho de que el primero de ellos se considera más factible debido a que presenta mayor disponibilidad tecnológica (Anderson J. H., 1985; Vega L. A., 2002); una mejor eficiencia, debido a que en un ciclo abierto se necesita bombear mucha más agua para generar cantidades similares de electricidad a las producidas por un sistema de ciclo cerrado, lo que resulta a su vez en una menor producción neta de energía eléctrica; y por último, debido al factor económico: un estudio de factibilidad previo llevado a cabo para una misma capacidad de generación en ambos diseños, dio como resultado que la generación por medio del ciclo cerrado es aproximadamente 22 % más barata que la efectuada mediante el ciclo abierto (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

Por otro lado, la elección de utilizar el modelo termodinámico desarrollado por Upshaw se debe a que, como muestra el siguiente diagrama de temperatura versus entropía para un ciclo de Carnot, la eficiencia del mismo se ve incrementada al aumentar el número de etapas; en esta gráfica las áreas sombreadas representan la cantidad de energía que puede ser convertida dado el diferencial de temperatura. Sin embargo, es importante recalcar que esta ilustración no es una representación exacta del ciclo Rankine, ya el ciclo mencionado es una idealización que consta de compresión y expansión isoentrópicas, y adición y rechazo de calor reversibles; aun así, establece los límites teóricos que podría alcanzar un ciclo Rankine con el recurso disponible.

Ilustración 24: Diagrama de T-s de un ciclo de Carnot de diferentes etapas.

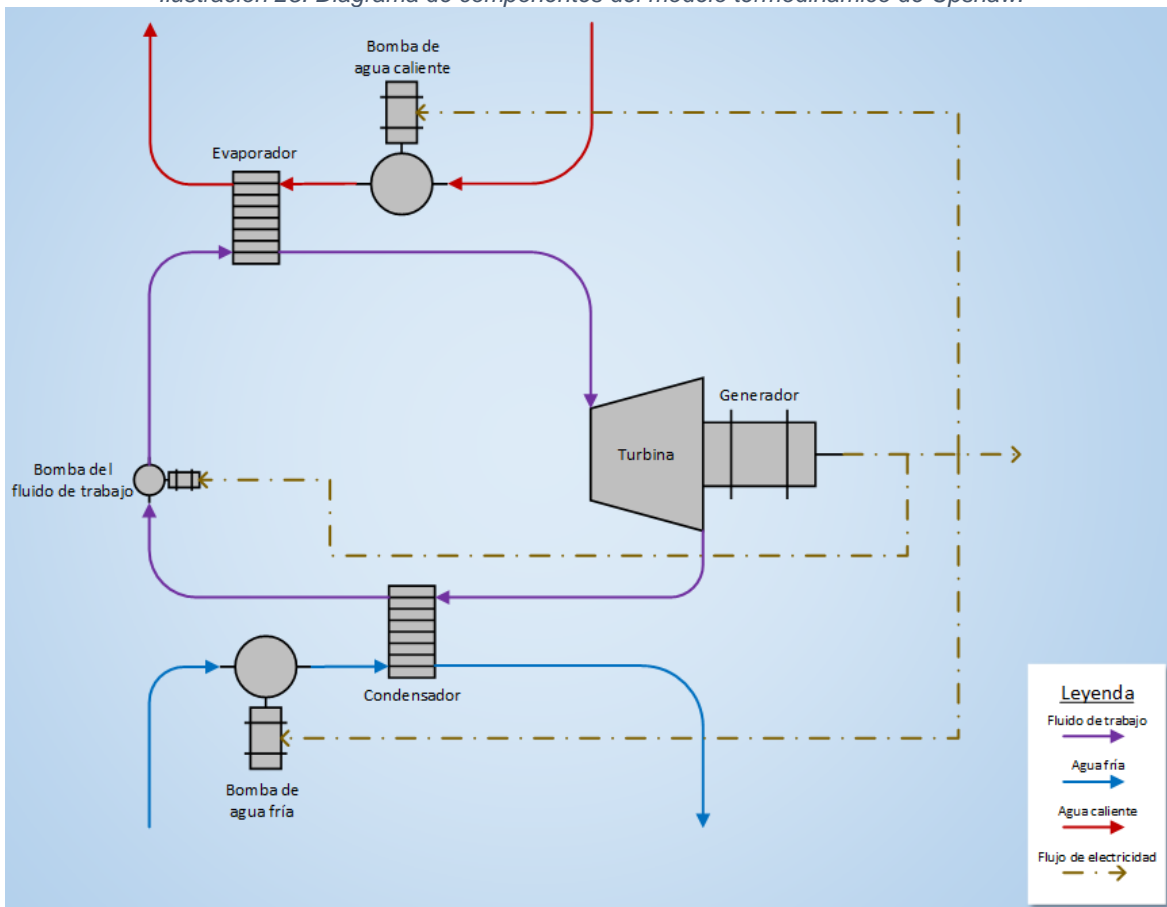


(Upshaw, 2012).
Traducción: Monroy.

El modelo de Upshaw, cuyo diagrama se muestra en la siguiente ilustración, tiene como objetivo realizar una representación idealizada y de estado estable de la termodinámica involucrada en una planta de energía oceanotermal. Y como indica su autor, representa «...una investigación de las relaciones generales entre un determinado diseño y [sus] variables de operación, y el rendimiento de la planta» (Upshaw, 2012, págs. 29-30) con el fin de brindar un enfoque que ayude a determinar si ciertos parámetros de operación y diseño son viables, y es por ello que sigue ciertas suposiciones (las cuales se muestran en el anexo 0).

El modelo de Upshaw establece tres subsistemas principales: ciclo de potencia (turbina, condensador, bomba del fluido de trabajo, y evaporador), sistemas de agua fría y agua caliente, e intercambiadores de calor; y los evalúa para ayudar a comprender los impactos subyacentes que se obtienen a partir de las interacciones entre ellos (Upshaw, 2012).

Ilustración 25: Diagrama de componentes del modelo termodinámico de Upshaw.



(Monroy, 2016).

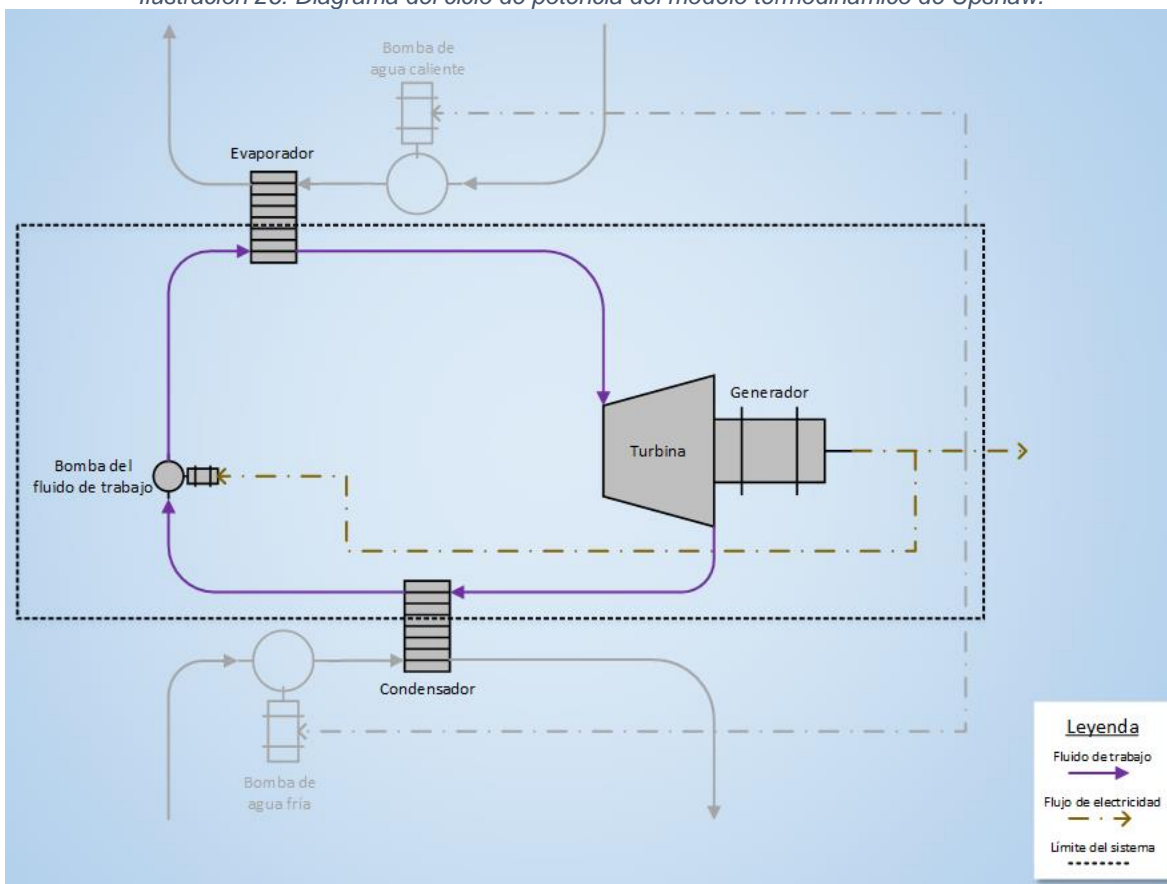
3.2 Descripción del proceso y equipo necesario

Para el equipo necesario se hizo uso del informe titulado *Disponibilidad Técnica de la Conversión de Energía Térmica Oceánica* («*Technical Readiness of Ocean Thermal Energy Conversion*»), emitido en noviembre del año 2 009 por la Administración Oceánica y Atmosférica Nacional —NOAA, por sus siglas en inglés— del Departamento de Comercio de los Estados Unidos, en colaboración con el Centro de Investigación de Respuesta Costera —CRRC—. En este se recopilan los últimos avances tecnológicos para los equipos y componentes principales de las plantas OTEC, que son básicamente, las conclusiones a las que se llegaron a partir de varios talleres realizados con diferentes instituciones expertas en desarrollo de este tipo de tecnología, con respecto a la posibilidad de construir una planta que genere más de 100 MW (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

Una planta de conversión de energía térmica oceánica que trabaja en un ciclo cerrado básico, como ya fue señalado, cumple con los preceptos establecidos por el ciclo termodinámico de Rankine, en el cual la generación de energía eléctrica se da a través del aprovechamiento de un gradiente de temperaturas, que en el caso de una planta de este tipo, se da entre la superficie y el fondo del océano.

El proceso principal del ciclo Rankine de una planta de energía oceanotermal ocurre en el denominado ciclo de potencia, el cual se ilustra a continuación.

Ilustración 26: Diagrama del ciclo de potencia del modelo termodinámico de Upshaw.



(Monroy, 2016).

El ciclo se denomina *cerrado* debido a que el fluido de trabajo nunca abandona el sistema, es decir, se conserva cuando la operación se realiza en estado estacionario, de acuerdo a la *Ley Cero de la Termodinámica*. El valor del flujo másico del fluido de trabajo \dot{m}_{ft} , es entonces, constante en toda la planta, y por ende, en cualquier etapa del ciclo de potencia. Esta conservación es representada por la siguiente ecuación:

$$\dot{m}_{ft,ent} \left[\frac{kg}{s} \right] = \dot{m}_{ft,sal} = \dot{m}_{ft} = constante$$

El fluido de trabajo comienza por ser bombeado a la salida del condensador, estado en el que la energía del mismo es menor, y en el que se encuentra como un líquido a baja presión. La bomba hidráulica se encarga de aumentar su presión y entalpía, y moverlo hacia el evaporador. La potencia de dicho componente $\dot{W}_{B_{ft}}$, es determinada mediante el producto del flujo másico \dot{m}_{ft} , y el diferencial de entalpías entre ambos estados, h_1 y h_2 :

$$\dot{W}_{B_{ft}} = \frac{\dot{m}_{ft}(h_{2s} - h_1)}{\eta_B}$$

Basándose en la suposición de que el fluido es incompresible, el cambio de entalpía puede aproximarse al producto entre el volumen específico a la entrada y el cambio de presión entre los dos estados:

$$\dot{W}_{B_{ft}} = \frac{\dot{m}_{ft}v_1(p_2 - p_1)}{\eta_B}$$

La eficiencia de la bomba η_B , permite que el cálculo isoentrópico de la potencia de la misma, sea ajustado al requerimiento real de potencia. El valor de esta ronda entre 87 % y 92 % (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

La bomba hidráulica se encarga de mover el fluido de trabajo hacia el evaporador, que es básicamente un intercambiador de calor en el que se transfiere la energía térmica del agua bombeada desde la superficie del océano, al fluido de trabajo; permitiendo que ocurra un cambio de fase al aumentar su temperatura hasta el valor de saturación a la presión dada. Esta adición de calor es igual al cambio de entalpía entre estos estados, h_3 y h_2 , y es expresada por unidad de tiempo de la siguiente manera:

$$\dot{Q}_{ent} = \dot{m}_{ft}(h_3 - h_2)$$

en donde h_3 es la entalpía del vapor de fluido de trabajo a la salida del intercambiador de calor; y debido a que se asume que no existe sobrecalentamiento (se tiene vapor saturado), dicho valor puede ser expresado como la suma de la entalpía del líquido saturado, $h_{3,f}$, y el calor latente o entalpía de vaporización —energía necesaria para evaporar el líquido saturado—, $h_{3,fg}$, a las mismas condiciones de temperatura y presión:

$$\dot{Q}_{ent} = \dot{m}_{ft}(h_{3,fg} + h_{3,f} - h_2)$$

De acuerdo a la Administración Oceánica y Atmosférica Nacional, los fluidos de trabajo más apropiados para aplicaciones de OTEC son el propileno y el amoníaco, con énfasis en el segundo por sus propiedades termodinámicas y la vasta experiencia adquirida a

través de las últimas décadas debido a su utilización en aplicaciones similares (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

La evaporación del fluido de trabajo se logra a relativamente tan bajas temperaturas [para la zona económica exclusiva de Guatemala, la temperatura superficial del océano anual promedio se encuentra aproximadamente entre 26 y 27 °C (National Renewable Energy Laboratory, s.f.)] debido a que este presenta bajísimos puntos de ebullición —siendo de −33,3 °C para el amoníaco, a la presión atmosférica.

Luego de cambiar de fase, el fluido de trabajo es trasladado a la turbina, en donde se expande (aumenta su volumen), generando una salida de potencia mecánica $\dot{W}_{turbogenerador}$, la cual puede ser expresada como el producto entre la eficiencia de la turbina, el flujo másico del fluido de trabajo, y la diferencia entre la entalpía del estado tres y la entalpía isoentrópica del estado cuatro.

$$\dot{W}_{turbogenerador} = \eta_T \dot{m}_{ft} (h_3 - h_{4s})$$

Esta última entalpía se refiere al valor que se alcanzaría si la turbina fuese 100 % eficiente. Y de ser así, la expansión del vapor se llevaría a cabo de manera reversible, es decir, el valor de la entropía no cambiaría de un estado a otro:

$$s_3 = s_4 = \text{constante}$$

La anterior relación permite obtener el valor de la entalpía isoentrópica del estado cuatro, calculando la calidad isoentrópica de la mezcla obtenida en la salida de la turbina x_{4s} , y utilizando la siguiente fórmula:

$$h_{4s} = x_{4s} h_g + h_f (1 - x_{4s})$$

con la cual se puede determinar, posteriormente, la entalpía real en esta parte del proceso:

$$h_{4a} = h_{4s} + h_3 (1 - \eta_T)$$

La expansión del fluido de trabajo en la turbina permite mover los álabes de la misma, generando trabajo mecánico. Y debido a que los ejes de esta y del generador se encuentran unidos, el movimiento rotacional de la turbina permite la generación de energía eléctrica, la cual es trasladada a través de cableado submarino a una subestación en la costa.

Para plantas de energía oceanotermal de 10 MW de potencia neta, la Administración Oceánica y Atmosférica Nacional recomienda turbinas de flujo radial, las cuales están disponibles comercialmente, siendo Toshiba, GE Rotoflow, Mitsubishi, Elliott Turbomachinery, y Hitachi, algunos de los fabricantes recomendados (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009), y acero, acero al carbono, y cromo, los materiales adecuados.

En cuanto a los intercambiadores de calor, los tres diseños más adecuados y que se encuentran actualmente disponibles para plantas de este tipo son: de concha y tubos, de placas y armazón, y de aletas de aluminio (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

Por último, la mezcla a la salida de la turbina pasa por el condensador, intercambiador de calor en donde el agua del fondo del océano se encarga de que el vapor restante del fluido de trabajo pierda su energía latente para que sea posible obtener nuevamente líquido saturado en el estado uno. Este rechazo de calor \dot{Q}_{sal} , puede ser expresado como el producto entre el flujo másico del fluido de trabajo, y el diferencial de entalpías entre los estados cuatro y uno:

$$\dot{Q}_{sal} = \dot{m}_{ft}(h_{4a} - h_1)$$

Luego, a la salida del condensador, el fluido de trabajo vuelve a comenzar el proceso.

Ambos valores de adición y de rechazo de calor, \dot{Q}_{ent} y \dot{Q}_{sal} , permiten obtener la relación entre estos y la potencia neta generada $\dot{W}_{neta,ciclo}$. Dependencia que es representada a través de la *Primera Ley de la Termodinámica*, por la siguiente ecuación:

$$\dot{Q}_{ent}[kW] - \dot{Q}_{sal}[kW] = \dot{W}_{neta,ciclo}[kW] + \sum Pérdidas [kW]$$

en donde la sumatoria de pérdidas es básicamente, como su nombre lo indica, el total de cada una de las mermas en ineficiencias de cada uno de los componentes que conforman el ciclo de potencia (turbina, generador, bomba, y motor), y se representa de la siguiente manera:

$$\sum Pérdidas [kW] = (1 - \eta_G) \times \dot{W}_{turbogenerador}[kW] + (1 - \eta_M) \times \dot{W}_{B_{ft}}[kW]$$

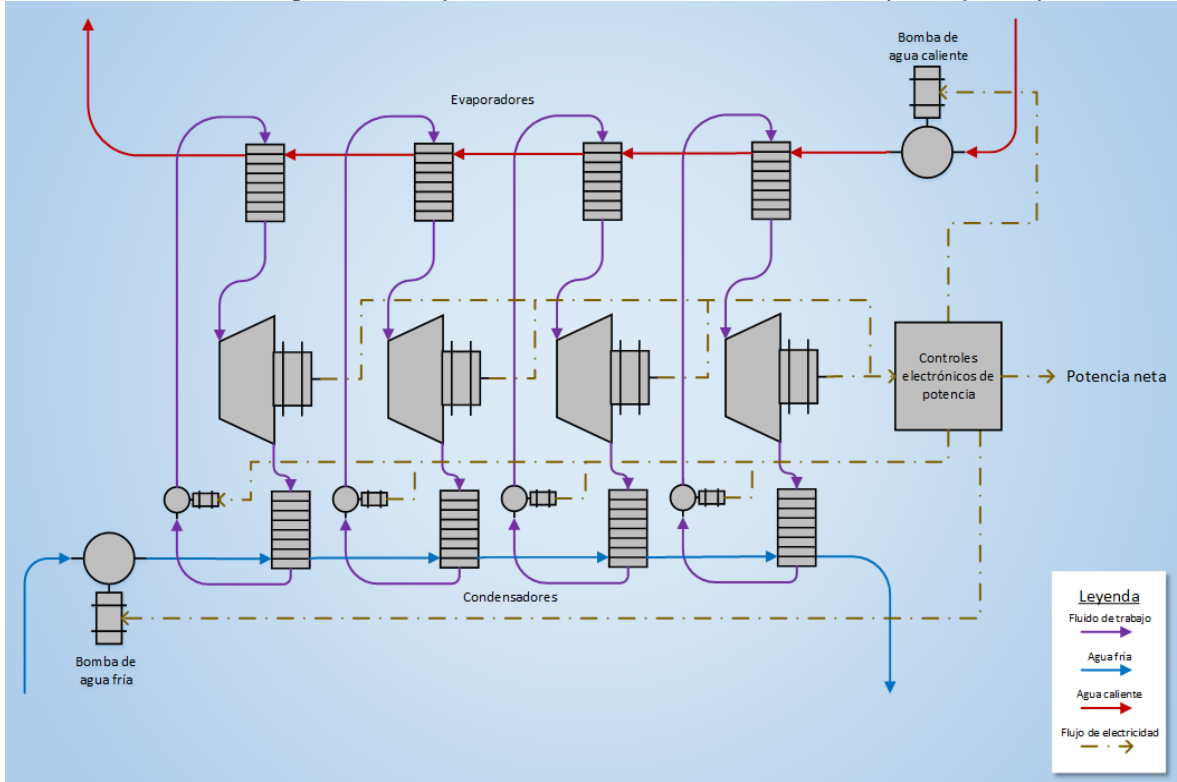
En la ecuación anterior, η_G y η_M representan los valores de la eficiencias con las cuales son convertidos el trabajo a la salida de la turbina en potencia eléctrica, y viceversa, la potencia eléctrica en trabajo en la salida del motor de la bomba hidráulica del fluido de trabajo. Esta última relación se realiza de esa manera con el propósito de denotar que el ciclo de potencia genera también energía eléctrica para hacer trabajar a los motores de las bombas.

Por otra parte, la diferencia entre las expresiones de la potencia generada en el conjunto turbina-generador y la potencia necesaria por el motor de la bomba del fluido de trabajo, dan como resultado la potencia neta del ciclo, como bien se expresa a continuación:

$$\dot{W}_{neta,ciclo}[kW] = \dot{W}_{turbogenerador}[kW] - \dot{W}_{B_{ft}}[kW]$$

El proceso detallado puede ser llevado a cabo en un ciclo de potencia por etapas, en el cual los componentes son instalados en cascada o en serie, incrementando consigo, el diferencial operacional de temperatura y la eficiencia termodinámica (Upshaw, 2012). Este modelo, correspondiendo al análisis de Upshaw, se ilustra a continuación.

Ilustración 27: Diagrama de componentes del modelo termodinámico de Upshaw por etapas.



(Monroy, 2016).

Cuando el ciclo de potencia es analizado en etapas, el flujo másico y el diferencial de temperatura a través de cada etapa i , son funciones del número total de etapas n :

$$\dot{m}_{ft,i} = \frac{\dot{m}_{ft,total}}{n_{etapas}}$$

$$\Delta T_{af,i} = \frac{\Delta T_{af,total}}{n_{etapas}}$$

$$\Delta T_{ac,i} = \frac{\Delta T_{ac,total}}{n_{etapas}}$$

Para efectos de análisis, tanto en el condensador como en el evaporador, se asumen diferenciales de temperatura terminal TTD , los cuales son gradientes entre las temperaturas del agua y del fluido de trabajo, a la salida de los mismos. Dicho valor permite el cálculo de las temperaturas de evaporación y de condensación en cada una de las etapas, haciendo uso del valor conocido de la temperatura de entrada del agua oceánica, y de las siguientes ecuaciones:

$$T_{af,sal,i} = \sum_1^i \Delta T_{af,i} + \Delta T_{af,ent}$$

$$T_{ac,sal,i} = \Delta T_{ac,ent} - \sum_1^i \Delta T_{ac,i}$$

$$\Delta T_{C,i} = T_{af,sal,i} + TTD_C$$

$$\Delta T_{E,i} = T_{ac,sal,i} - TTD_E$$

Como se puede observar en las últimas dos fórmulas, la temperatura de condensación y de evaporación de cada etapa dependen del diferencial de temperatura terminal y de las temperaturas de salida del agua caliente y del agua fría. Además, en el ciclo de potencia por etapas, la temperatura de salida de cada intercambiador de calor no es igual a la temperatura de salida de la planta, lo que aumenta la temperatura de evaporación y disminuye la temperatura de condensación, y por consiguiente, consigue un incremento de la eficiencia de cada etapa, y por ende, de la del proceso en su conjunto, como ya se había ilustrado al inicio de la presente sección en el diagrama de temperatura versus entropía de un ciclo Carnot por etapas.

Para poder comparar los límites teóricos que se pueden alcanzar con la eficiencia del referido ciclo Carnot, es necesario calcular la eficiencia térmica del ciclo, la cual está definida como el cociente entre la potencia neta del ciclo y el calor de entrada. La potencia neta también puede ser determinada mediante la diferencia del calor de entrada y el calor de salida. Las ecuaciones de ambas eficiencias se muestran a continuación:

$$\eta_{térmica} = \frac{W_{neta,ciclo}}{\dot{Q}_{ent}} = \frac{\dot{Q}_{ent} - \dot{Q}_{sal}}{\dot{Q}_{ent}} = 1 - \frac{\dot{Q}_{sal}}{\dot{Q}_{ent}}$$

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{\dot{Q}_{sal,reversible}}{\dot{Q}_{ent,reversible}} = 1 - \frac{T_L(\Delta S_{1-2})}{T_H(\Delta S_{4-3})} = 1 - \frac{T_L}{T_H}$$

Para el cálculo del flujo másico del agua caliente extraída de la superficie del océano \dot{m}_{ac} , se hace uso del balance de energía entre el fluido de trabajo y el agua en el evaporador, en donde al primero le es transferida la energía en forma de calor del segundo, para generar vapor. Por lo tanto, asumiendo que no existen pérdidas en los alrededores, y que el agua caliente se comporta como un fluido incompresible con una capacidad calorífica constante —suposición comúnmente utilizada para cálculos en líquidos que involucran cambios pequeños de temperatura (Upshaw, 2012)—, la expresión matemática para dicha relación en la etapa i , sería la siguiente:

$$\dot{m}_{ft}(h_3 - h_2) = \dot{Q}_{ent} = \dot{m}_{ac}C_{ac}\Delta T_{ac,i}$$

Y debido a que el calor de entrada es un valor conocido luego de haberlo calculado en el subsistema del ciclo de potencia, de la ecuación anterior se puede despejar el flujo másico del agua caliente:

$$\dot{m}_{ac} = \frac{\dot{Q}_{ent}}{C_{ac}\Delta T_{ac,i}}$$

Para el flujo másico del agua fría se realiza el mismo análisis, pero esta vez en el condensador, dando como resultado la siguiente ecuación:

$$\dot{m}_{af} = \frac{\dot{Q}_{sal}}{C_{af}\Delta T_{af,i}}$$

En un intercambiador de calor de flujo cruzado, la razón de transferencia de calor \dot{Q} , se puede calcular a través del método de la *LMTD*, en donde está dada por el producto del coeficiente de transferencia de calor U , el área superficial del intercambiador de calor A_s , y la diferencia de temperatura media logarítmica ΔT_{ml} , como se muestra a continuación:

$$\dot{Q} = UA_s \Delta T_{ml}$$

en donde

$$\Delta T_{ml} = \frac{(T_{H,ent} - T_{L,sal}) - (T_{H,sal} - T_{L,ent})}{\ln \frac{T_{H,ent} - T_{L,sal}}{T_{H,sal} - T_{L,ent}}}$$

Y, resolviendo para el área, se tiene:

$$A_s = \frac{\dot{Q}}{U \Delta T_{ml}}$$

Para obtener el valor correspondiente al coeficiente de transferencia de calor, es necesario calcular las resistencias respectivas a la transferencia de calor mediante convección en el lado del agua y del fluido de trabajo, de las incrustaciones, y de la pared de la tubería, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$UA = (R_{agua} + R_{agua,incrustación} + R_{pared tubería} + R_{ft,incrustación} + R_{ft})^{-1}$$

$$UA = \left[\frac{1}{(\eta_0 \bar{h}A)_{agua}} + \frac{R''_{agua,incrustación}}{A_{lado del agua}} + \frac{t_{pared tubería}}{(kA)_{pared tubería}} + \frac{R''_{ft,incrustación}}{A_{lado del ft}} + \frac{1}{(\eta_0 \bar{h}A)_{ft}} \right]^{-1}$$

en donde el factor de resistencia de incrustación $R''_{agua,incrustación}$, es considerado constante; y el valor de $R_{pared tubería}$ asume una transferencia de calor a través de placas planas de espesor t y conductividad k . Esta suposición podría ser reemplazada mediante una ecuación que considere una transferencia a través de paredes cilíndricas (concha y tubos), sin embargo, la razón de error al considerar estas condiciones es menor al 10 %, además de que este tipo de cálculo brinda una mayor flexibilidad para comparar diferentes tipos de intercambiadores de calor (Upshaw, 2012).

El flujo dentro del intercambiador de calor puede ser considerado turbulento, lo que facilita el cálculo para el coeficiente de transferencia de calor mediante convección \bar{h} en el lado del agua, el cual estaría dado por la siguiente ecuación:

$$\bar{h} = \frac{Nu_{D_h} k}{D_h}$$

en donde el número de Nusselt Nu_{D_h} depende de las geometrías del flujo y del intercambiador de calor. Este puede ser calculado a través de la ecuación de Colburn mostrada a continuación, que aunque no es completamente precisa, es una aproximación válida al ser utilizada para rangos de temperatura similares a los de una planta de energía maremotérmica.

$$Nu_{D_h} = 0.023(Re_{D_h})^{\frac{4}{5}}(Pr)^{\frac{1}{3}}$$

La ecuación de Colburn asume tuberías de paredes lisas. Suposición que no es fiel a las condiciones reales de un intercambiador de calor, ya que a estos le son realizadas mejoras superficiales para optimizar la transferencia de energía, sin embargo, sí brinda una representación razonable de las dependencias generales (Upshaw, 2012).

El diámetro hidráulico D_h es una aproximación utilizada en ductos cuyas secciones transversales no son circulares, y depende directamente del área transversal A_c , e inversamente del perímetro mojado p , el cual es la medida de longitud de la parte del ducto que se encuentra en contacto con el fluido:

$$D_h = \frac{4A_c}{p}$$

Idealmente, se debe determinar la correlación para la configuración geométrica del ducto, no obstante, al utilizar el diámetro hidráulico se obtiene una aproximación razonable al mismo tiempo que ofrece facilidades en la comparación de intercambiadores de calor de diferentes disposiciones (Upshaw, 2012).

Upshaw, con intención de mantener el análisis de los intercambiadores de calor de la manera más flexible posible, evitó el uso de ecuaciones más complejas para el cálculo de los coeficientes de transferencia de calor, las cuales dependerían de la geometría de los dispositivos, de las velocidades del fluido de trabajo, y de la temperatura superficial; y en su lugar, asumió convección interna forzada al utilizar las ecuaciones anteriormente presentadas, y también, compiló coeficientes de transferencia de calor conocidos, de diversos recursos literarios, a fin de establecer un rango general de valores esperados (Upshaw, 2012).

Por último, para los cálculos de los sistemas de bombeo del agua del fondo y del agua de la superficie del océano —que constan de bombas hidráulicas con un impulsor de flujo axial (Upshaw, 2012), fabricadas principalmente con acero al carbono, acero inoxidable, o cobre, junto con un material aislante (Upshaw, 2012) —, se lleva a cabo el mismo procedimiento basado en la caída de presión del sistema. La ecuación que a continuación se muestra representa la potencia necesaria para llevar a cabo esta tarea:

$$\dot{W}_{B_{af/ac}} = \dot{m}_{agua} \left(\frac{\Delta p}{\rho} + \frac{\Delta v^2}{2} + g\Delta z + \sum h_{pérdidas} \right)$$

Debido a que se asume que la velocidad es constante a través de la longitud de la tubería, y que la presión de entrada es igual a la presión de salida debido a que ambas conectan con el mar abierto, se puede suponer entonces que ambos gradientes de presión y de velocidad son iguales a cero. Por lo tanto, las bombas de ambos fluidos deben ser únicamente capaces de superar la caída de presión ocasionada en los intercambiadores de calor y también, en un menor nivel, la causada por la tubería misma y por los acoples de esta.

Por otro lado, en el balance de energía correspondiente a la bomba encargada de mover el líquido de menor temperatura, se debe tomar en cuenta la cabeza de presión

debida a la diferencia de densidades dentro y fuera de la tubería. Este valor se representa de la siguiente manera:

$$\Delta z_{B_{af}} \approx L_{taf} \left(\frac{\rho_{af} - \rho_{prom,océano}}{\rho_{af}} \right)$$

en donde L_{taf} es la longitud total de la tubería de agua fría; y ρ_{af} y $\rho_{prom,océano}$ son las densidades del agua fría dentro de la tubería y la promedio del agua oceánica fuera de esta, respectivamente.

Las pérdidas a tomar en cuenta en el sistema de bombeo son aquellas debidas a la pérdida de presión en el intercambiador de calor —denotadas con el subíndice HX —, en la tubería, en la entrada y en los acoples.

$$\sum h_{pérdidas} = h_{pérdidas,HX} + h_{pérdidas,tubería} + h_{pérdidas,entrada} + \sum h_{pérdidas,acoples}$$

Por otra parte, el resto de pérdidas en el sistema de bombeo son las ocasionadas por la fricción en la tubería, en la entrada de la misma y en los acoples —válvulas, bridas, codos, etcétera—, y se representan algebraicamente de la siguiente manera:

$$h_{pérdidas,tubería} = f \frac{L}{D_h} \frac{v^2}{2}$$

$$h_{pérdidas,entrada} = K_{entrada} \frac{v^2}{2}$$

$$h_{pérdidas,acoples} = f \frac{v^2}{2} \sum K_{acoples}$$

en donde f es el factor de fricción.

Las pérdidas de presión debidas a los accesorios son dependientes del diseño exacto de la planta. Sin embargo, para mantener la flexibilidad del análisis, Upshaw realizó una última suposición en este sistema y consideró dicho valor mediante la sumatoria de constantes de proporcionalidad de los acoples presentada anteriormente, que equivale a aquella longitud que causaría una caída de presión igual a la causada por los accesorios de la tubería, y que es calculada de la siguiente manera:

$$\sum K_{acoples} = 200 + 20n_{etapas}$$

El valor de las pérdidas de presión debida a los acoples de la tubería es mínimo en comparación con el de los intercambiadores de calor, por lo que un error en la fórmula anterior tiene un efecto despreciable en el análisis de este subsistema (Upshaw, 2012).

Ya habiendo descrito como funciona una planta de energía maremotérmica idealmente, es importante hacer notar las diferencias que existen con el ciclo Rankine real, en donde tanto la compresión como la expansión del fluido de trabajo en la bomba y la turbina, respectivamente, no se hace de forma isoentrópica, sino que existe un aumento irreversible en el desorden de las moléculas, ocasionando que exista un incremento en el trabajo de bomba y una disminución de la energía generada por la turbina. Esto último debido a la presencia de pequeñas gotas de fluido de trabajo no condensado en el vapor que sale del

primer intercambiador de calor, las cuales pueden provocar, a su vez, problemas de picadura y corrosión en los álabes de la turbina. Este inconveniente puede ser mitigado mediante la adición de un componente especializado para esta tarea: en el ciclo Kalina, como ya fue mencionado, se utiliza un separador, que es básicamente un filtro que impide el paso de fluido de trabajo en estado líquido.

De igual forma, en el ciclo Kalina, se añade un recuperador, que es, al igual que el evaporador y el condensador, un intercambiador de calor, cuya función consiste en transferir energía del fluido de trabajo que se encuentra como mezcla entre líquido y vapor a la salida de la turbina, hacia el líquido en la entrada del evaporador. Logrando con ello, una mejor conservación de la energía, y por lo tanto, un aumento en la eficiencia; además que facilita el trabajo del condensador, evitando la ya mencionada cavitación en las paredes de la bomba.

3.3 Instalación

La instalación de una planta de conversión de energía térmica oceánica, como ya se mencionó, puede ser llevada a cabo en la costa o mar adentro. Para esta última disposición existen tres diseños que han sido comprobados como los más factibles para las aplicaciones de OTEC, y que han sido implementados con éxito en otras industrias (p. ej. en la extracción de petróleo y en granjas eólicas), por lo que no requieren cambios significativos adicionales, en términos de manufactura, operación o despliegue, para su aplicación en plantas de energía oceanotermal (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009). Estos son:

- Semisumergible: los procedimientos llevados a cabo en construcción de estas plataformas siguen estándares ya conocidos para fabricaciones similares de perforación marina.
- Monocasco: también conocida como plataforma en forma de barco. Requiere, para su construcción, de unidades específicas dedicadas a la flotación, la producción, el almacenamiento y la descarga.
- De pértiga: nombre traducido del inglés *spar*, que significa literalmente «vara». Estas presentan, en comparación con las dos anteriores, mayor dificultad en cuanto a su operación e instalación; lo último debido al trabajo en aguas profundas.

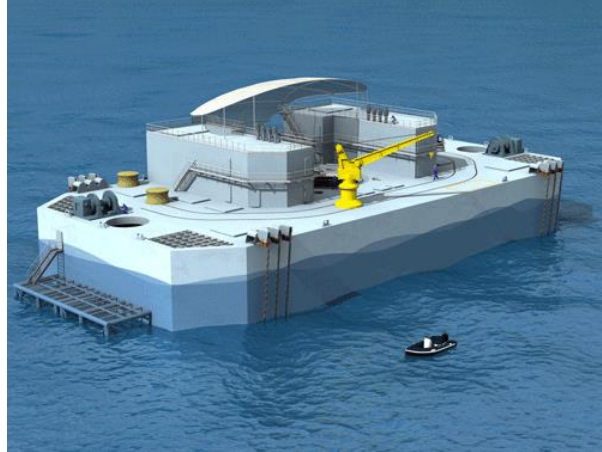
Los sistemas de amarre de las plataformas pueden alcanzar los 3 000 *m* de profundidad. Los avances en desarrollo de software han permitido crear modelos más precisos que facilitan la optimización de sistemas de amarre de plataforma; también el uso extendido de sistemas de posicionamiento global (GPS) y sistemas acústicos submarinos, permiten una colocación más precisa (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

Por ello, y asumiendo que los sistemas de amarre de plataformas OTEC serían similares a los utilizados en plataformas oceánicas utilizadas para la extracción de petróleo, este aspecto se cree que está bastante avanzado y ha sido comprobado en ambientes más hostiles y más demandantes, los cuales varían dependiendo del suelo marino, las cargas y el diseño de la plataforma. Y por otro lado, también se presenta como desafío adicional, a los sistemas ya existentes, el hecho que se debe combinar el amarre de la plataforma con el cableado que transporta la energía eléctrica generada hasta una subestación ubicada en la orilla costera (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

Acerca del diseño de la interfaz entre plataforma y tubería, el informe tecnológico realizado por la NOAA especifica tres que son generalmente aceptados: un tubo *flex* unido a una boya de superficie, una interfaz fija, y una interfaz con un cardán (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009). Los sistemas, a la fecha utilizados en instalaciones extractoras de petróleo ubicadas en altamar y que utilizan varias tuberías de ascensión, pueden ser fácilmente adaptados para instalaciones de OTEC.

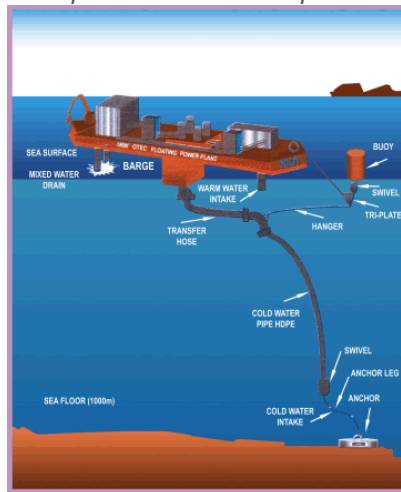
Las interfaces con cardán y las fijas son más fáciles de diseñar y de fabricar y tienen una mayor escalabilidad que las interfaces con tubo *flex*, las cuales dependen de mayores diámetros de tubería para generar la misma potencia neta que sus similares (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

Ilustración 28: Planta de OTEC del tipo semisumergible.



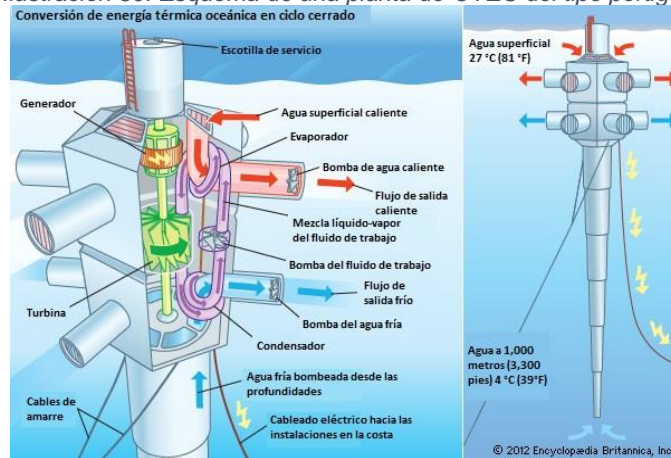
(DCNS, 2014).

Ilustración 29: Esquema de una planta de OTEC del tipo monocasco y su sistema amarre.



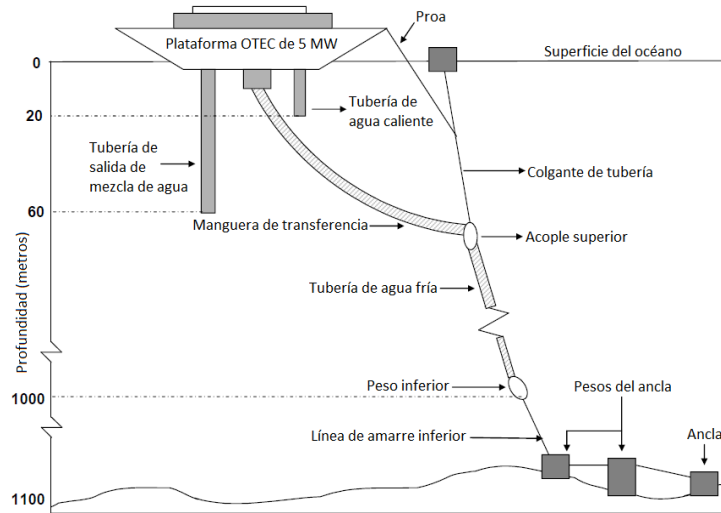
(Centro de Ciencia y Tecnología de Antioquía, s.f.).

Ilustración 30: Esquema de una planta de OTEC del tipo pértiga.



(Encyclopædia Britannica, s.f).
Traducción: Monroy.

Ilustración 31: Esquema de las partes del sistema de amarre de una planta del tipo monocasco.



(Magesh, 2010).
Traducción: Monroy.

La construcción para cualquier diseño de interfaz no es técnicamente demandante y puede ser llevada a cabo de manera rápida, sin embargo, tanto la movilización como el despliegue son difíciles de realizar y ha sido el punto en el que fallan varios proyectos de OTEC; el esfuerzo requerido y la probabilidad de éxito dependerán del tamaño de la tubería de agua fría y del diseño de la plataforma y su interfaz. La experiencia en tuberías mayores al metro de diámetro prácticamente no existe, por lo que no se tienen bien establecidos los problemas o requerimientos a tener en cuenta. Las interfaces construidas verticalmente son más fáciles de desplegar que las horizontales, las cuales son más difíciles de adaptar a las interfaces fijas y de cardán. Además, la habilidad que se requiere para separar la tubería de agua fría añade complejidad y costo a la interfaz (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

En cuanto a los intercambiadores de calor, se es dependiente del diseño a utilizar. Para intercambiadores de calor de concha y tubo, la construcción se realiza normalmente utilizando titanio, acero al carbono, acero inoxidable, aleación de cobre y níquel, o aluminio. La complejidad, el diseño y el costo de la instalación de los mismos puede variar dependiendo del esquema de la plataforma, aunque normalmente es menor en comparación con las otras dos alternativas; un diseño integrado a la misma es necesario que se lleve a cabo mientras esta está siendo construida. El tamaño de estos componentes es de igual importancia debido al espacio tan limitado en una instalación de OTEC. El de mayor capacidad, encontrado en la actualidad, resultaría en una generación de 5 MW netos de potencia eléctrica, sin embargo, estos pueden ser instalados en módulos, logrando una conversión de energía aún mayor. Y debido a que estos son fabricados en tierra y luego transportados a la planta en mar abierto, pueden presentarse dificultades en el transporte debido al tamaño de los mismos, por lo que es necesario de un equipo especial.

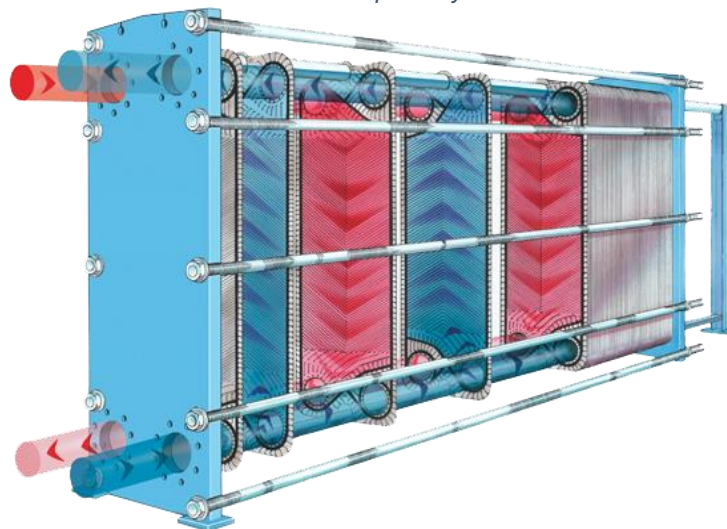
Ilustración 32: Configuraciones de intercambiadores de calor de concha y tubos.



(Tranter, s.f.).

Los intercambiadores de calor de placas y armazón, por otro lado, son normalmente contruidos de acero inoxidable o titanio. Su fabricación es fácil debido a que consiste en un proceso de soldadura completamente automatizado. Una desventaja que se presenta es que este tipo de intercambiadores de calor deben ser de mayor tamaño para aplicaciones de OTEC. Añadiendo esto al hecho de que utiliza un complejo sistema de tuberías y un costoso sistema de válvulas, la instalación se dificulta. Estos son transportados a la plataforma; son menos flexibles que los de concha y tubos debido a que requieren de una mayor ventilación, sin embargo, son menos costosos. Mientras que los costos de los sistemas de tuberías y colectores de ambos tipos de intercambiadores son equivalentes (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

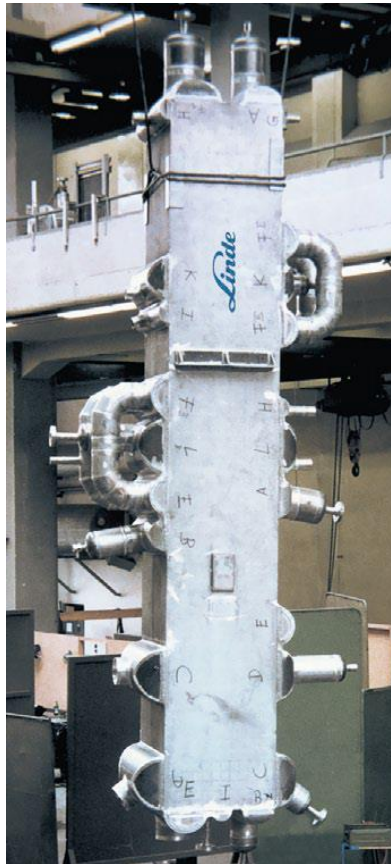
Ilustración 33: Esquema del funcionamiento de un intercambiador de calor de placas y armazón.



(Tranter, s.f.).

Por último, los intercambiadores de calor de aletas de aluminio, que son fabricados con aluminio para soldadura fuerte y son ampliamente usados en las industrias de criogenia y de gas natural licuado, tienen un diseño modular similar al utilizado en los intercambiadores de calor de concha y tubos, pero con una salida de potencia menor por módulo. Debido, en parte, a las limitaciones de la razón entre el área superficial y el volumen, cada módulo tiene un límite efectivo máximo de aproximadamente $2 MW$ de potencia neta, requiriendo de múltiples módulos para plantas generadoras de mayor salida. El costo de instalación es menor, comparado al de las otras dos alternativas, debido a que las unidades pueden ser ensambladas in situ y ser transportadas en un contenedor estándar (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

Ilustración 34: Intercambiador de calor de aletas de aluminio.



(Linde AG).

En otro aspecto, la tecnología adecuada para crear sistemas de cableado eléctrico para plantas de energía oceanotermal sí están disponibles pero con varias limitaciones. La más notable es que mientras los cables están disponibles hasta los $500 kV$, existe una mayor variedad en cables de voltajes menores a los $100 kV$, por lo que los diseños de las plantas OTEC podrían verse limitados por la disponibilidad de cable. Cables menores a los $20 mi$ ($32 km$) son posiblemente cables de corriente alterna (CA) monofásicos mayores a los $69 kV$ o trifásicos menores a los $69 kV$. Mientras que los cables mayores a la distancia indicada, son cables de corriente directa (CD), a fin de reducir pérdidas; sin embargo, esto

puede significar que se necesite una conversión de CA a CD, y viceversa, en ambos extremos del cableado submarino, que conllevaría a una pérdida de la energía producida. Existen códigos y estándares para la construcción del cableado, incluyendo los emitidos por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos —IEEE, por sus siglas en inglés—, la Comisión Internacional Electrotécnica —IEC—, y el Instituto Americano de Petróleo —API—. Para proteger el cable durante la instalación y a través de sus 30 años de vida útil esperada, debe tener un blindaje de acero, añadiendo una cantidad significativa de peso y esfuerzo a la tensión (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

Ilustración 35: Capas de un cable de transmisión submarina de corriente directa.



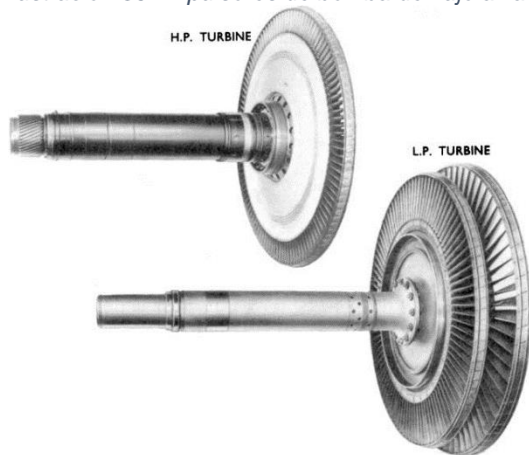
(Zaccone, 2009).

El diseño y la fabricación de cables de voltajes menores a los 500 kV , fueron identificados por el grupo encargado de realizar el informe emitido por la NOAA, ya sea, como disponibles, o requiriendo de personalizaciones mínimas. No obstante, para voltajes mayores a los indicados, los cables no están disponibles con tanta facilidad, por lo que se debe realizar un esfuerzo para el diseño y la fabricación del elemento apropiado. El mayor desafío técnico en este componente se encuentra únicamente en plantas de energía oceanotermal que generen más de 10 MW , ya que se requiere de un diseño y una fabricación de la terminación del cable en el lado de la plataforma, llevados a cabo de manera especializada. La movilización y el despliegue del cable, aunque bien establecidos, conllevan dificultades en donde interfieren factores como las características del lecho marino, la profundidad del mismo, el peso del cable, y la ruta que se debe seguir (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

Las turbinas y las bombas, comparadas con el resto del equipo, son los componentes que más avanzados se encuentran en cuanto a disponibilidad técnica. Existen prácticas bastante bien establecidas para la fabricación de turbinas de entre 5 y los 10 MW (p. ej. forja, mecanizado y fundición). Estas son suficientemente adaptables a un ambiente en plataforma y pueden ser integradas de manera fácil a un sistema de OTEC. Las turbinas

para las cuales se utiliza amoníaco como fluido de trabajo son confiables, pero existen pocos datos con los que comparar su desempeño a las escalas con las que se trabaja en esta industria en específico, debido a que la mayoría de los fabricantes de este tipo de turbinas se dedican a la refrigeración. El plazo de espera para las mismas es de 18 a 24 meses (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009), y de 12 a 18 meses para las bombas hidráulicas, cuyas configuraciones de diseño disponibles varían de acuerdo al proveedor.

Ilustración 36: Impulsores de bomba de flujo axial.



(Marcel Dekker, Inc, s.f.).

Ilustración 37: Bomba de flujo axial.



(Flygt, s.f.).

Por último, para el apartado de la tubería de agua fría, actualmente los materiales utilizados constan de una mezcla de fibra de vidrio tipo R (vidrio de aluminio-silicato sin óxido de magnesio ni óxido de calcio) y éster de vinilo, plástico reforzado con fibra de vidrio, y compuesto de fibra de carbono; y han sido desarrollado diseños patentados que incluyen un núcleo hueco de plástico reforzado con fibras de vidrio cubiertas con resina. La fabricación de las tuberías para el agua fría incluirá probablemente un proceso denominado moldeo por transferencia de resina asistido por vacío —VARTM— o moldeo por inyección al vacío —VIM—, y procesos grandes de protrusión. El segundo de los métodos de moldeo permite la fabricación del núcleo de plástico reforzado que se encuentra dentro de las dos capas del material compuesto. El proceso de protrusión, por su parte, permite la manufactura del núcleo hueco que ayuda a mitigar los problemas de presión que se puedan dar en aguas profundas. Existen también mejoras en herramientas computacionales y el monitoreo estructural de las tuberías de agua fría (p. ej. sensores, cámaras y dispositivos robóticos) (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

Ilustración 38: Núcleo de una tubería de agua fría.



(Lockheed Martin Corporation, 2016).

Ilustración 39: Sistema de control electrónico para la inspección de la tubería de agua fría.



(Lockheed Martin Corporation, 2016).

Tanto el diseño, como la construcción y el despliegue de una tubería para agua fría a utilizar en una planta productora de menos de 10 MW de potencia neta, están muy bien entendidos, sin embargo, solamente han sido llevados a cabo con éxito para proyectos cuya potencia es menor a la unidad —al momento de redactado el informe de la NOAA—, en donde el diámetro de la tubería es menor a los dos metros. Los métodos de fabricación requeridos para la construcción de una tubería de agua fría para una planta de 10 MW se encuentran disponibles en la actualidad. Este componente puede ser desplegado en el sitio con una fabricación por etapas o como un solo conducto; si se realiza de la segunda manera, debe ser fabricada en tierra y posteriormente ser remolcada a la plataforma (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

La tubería de agua fría, puede ser el único de los componentes sobrediseñado, instalado con el propósito que en el futuro se siga utilizando para plantas de mayores capacidades (Uphsaw, 2016).

Ilustración 40: Ejemplo del ensamblaje completo de una tubería de agua fría.



(Lockheed Martin Corporation, 2016).

3.4 Operación y Mantenimiento

En la siguiente tabla se enlistan aquellos procedimientos relevantes para la operación y el mantenimiento de cada uno de los componentes de una planta de conversión de energía térmica oceánica.

Componente	Procedimientos de operación y mantenimiento
Plataforma (cualquier diseño)	Remoción de crecimiento biológico en las secciones sumergidas.
Sistema de amarre de la plataforma	Mitigación del crecimiento biológico y reemplazo o reparación de los sistemas de los instrumentos de monitoreo electrónico.
Interfaz entre plataforma y tubería	Las interfaces dispuestas en diseño de cardán requieren de lubricación y limpieza periódica, y las de tubo <i>flex</i> de una reparación frecuente en sus conexiones y puntos de fatiga.
Intercambiadores de calor: <ul style="list-style-type: none"> • De concha y tubos • De placas y armazón • De aletas de aluminio 	<p>Pequeñas reparaciones para controlar la degradación de los materiales debida a la corrosión y a la picadura. Inspección visual para prevenir filtraciones. Utilización de detectores para alertar sobre la presencia de fluido de trabajo en el agua en la descarga. Para los evaporadores, se requiere de una cloración para disminuir el crecimiento biológico en las porciones por las que pasa el agua caliente.</p> <p>La mayoría de pasos a seguir son los mismos que los de concha y tubos. Sin embargo, existen algunas dificultades añadidas, debido a que no pueden ser sumergidos porque las juntas no están completamente soldadas y tienen que permanecer secas. Estos pueden ser reparados al reemplazar las placas individuales.</p> <p>Similares a los de concha y tubos, y a los de placas y armazón. Las prácticas que son únicas para este diseño incluyen: monitoreo para prevenir la corrosión del aluminio y la necesidad de realizar reparaciones fuera de sitio.</p>
Bombas y turbinas	<p>Inspección de rutina previniendo la fuga del fluido de trabajo y reparaciones periódicas.</p> <p>El acceso a las bombas en una plataforma de OTEC puede complicar e incrementar los costos de operación y mantenimiento debido a que algunos diseños de plantas son sumergidos. Es de vital importancia tener disponible bombas de reemplazo para aquellas que mueven el fluido de trabajo. La eficiencia de la planta en su totalidad yace en la correcta operación de las bombas y las turbinas.</p> <p>La vida útil de las bombas y las turbinas para una planta de energía oceanotermal es de aproximadamente 30 años.</p>
Cableado eléctrico	Remoción periódica de crecimiento biológico, inspección completa, y un mantenimiento anual de subestaciones en donde se requiere de un equipo de buceo y, en algunas partes del mismo, un vehículo sumergible operado a distancia. En el caso de ser descubiertos daños en el cableado, la reparación es posible en aguas profundas menores a los 500 <i>ft</i> (152 <i>m</i>); de lo contrario, este debe ser reemplazado. Por otro lado, El cableado también resulta afectado por el sistema de amarre de la plataforma; por lo que porciones individuales del cable de amarre pueden requerir diferentes sistemas de cableado eléctrico.
Tubería para el agua fría	A diferencia del cableado eléctrico, en este componente el crecimiento biológico no impactaría en el desempeño de la planta de manera significativa. Además, las superficies suaves en el interior de la misma, que se obtienen a través de revestimiento y aditivos, mitigan este problema. La tubería de agua fría está diseñada para tener la misma vida útil que la instalación en conjunto, que puede llegar a los 30 años. Instalación de fibra óptica debe ser utilizada para monitorear el desempeño de la tubería y detectar cualquier daño en esta, además de otros sistemas de inspección que permitan analizar la edad, la saturación y la fatiga de estos conductos.

(National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

Ilustración 41: Ejemplo de crecimiento biológico en un cable de potencia sumergido.



(Orange, 2016).

Para poder llevar a cabo las tareas tabuladas con anterioridad, es necesario, como en cualquier otro proceso perteneciente a la ingeniería, detallar un plan de mantenimiento, como el que se muestra a continuación, el cual pertenece a un módulo de 10 MW de potencia neta, diseñado por la empresa TRW, Inc.

Tabla 17: Ejemplo de un plan de mantenimiento para un módulo de 10 MW de potencia neta.

Procedimientos de monitoreo de plan diario	Mantenimiento preventivo periódico (cada 200 horas de operación)
Registrar los valores correspondientes a las presiones, las temperaturas, los voltajes, corrientes, y otros parámetros principales del proceso. Realizar análisis de vibraciones y sonidos. Verificar los niveles de los fluidos utilizados por la maquinaria y mantenerlos según los requisitos del fabricante. Inspeccionar de manera visual las juntas, conexiones, tubería, tanques, y otros elementos encapsulados, en busca de fugas o filtraciones Verificar la correcta operación de válvulas, y evaluar cualquier evidencia de bloqueo o filtración de fluidos. Inspeccionar las superficies de los materiales.	Inspeccionar el desgaste en los cojinetes de partes y componentes rotativos, o en superficies de contacto directo. Inspeccionar el sellado de todos los puntos y conexiones, y en caso de fugas, reemplazar siguiendo las recomendaciones del fabricante. Verificar la correcta respuesta de todas las válvulas. Inspeccionar los contenedores de fluido de trabajo en caso de filtraciones o deterioro. Examinar todos los componentes eléctricos en busca de cualquier señal de deterioro del material aislante, falsos contactos o desempeño incorrecto.

(TRW, Inc., 1978).

3.5 Desmantelamiento y reubicación

La siguiente tabla muestra algunos aspectos concernientes al desmantelamiento y la reubicación de una planta de energía oceanotermal.

Componente	Aspectos a considerar para el desmantelamiento y la reubicación
Plataforma	<p>Las plataformas de pértiga presentan la más compleja reubicación, ya que requieren ser desensambladas para su traslado al nuevo sitio. Aunque presentan la ventaja que el acople para la tubería del agua fría presenta un menor movimiento respecto a la unión.</p> <p>El desmantelamiento en cualquiera de los diseños no presenta mayores desafíos, al ser un procedimiento llevado a cabo con regularidad en otras industrias.</p>
Sistema de amarre de la plataforma	Trabajo de rutina, técnicamente factible, pero que requiere de un trabajo intensivo y de un costo elevado.
Intercambiadores de calor (cualquier diseño)	<p>Requiere de un extenso trabajo y existen riesgos medioambientales asociados con la liberación de fluido de trabajo al océano, los cuales pueden ser mitigados al seguir normas ya existentes para dicha labor.</p> <p>El metal utilizado para la fabricación de estos puede ser reciclado.</p>
Bombas y turbinas	<p>Trabajo sencillo, debido a que existen protocolos y procedimientos a seguir.</p> <p>Además, entre el 85 y el 90 % de los materiales pueden ser reciclados.</p>
Tubería para el agua fría	<p>El diseño debe incluir la habilidad para desacoplar la misma desde la plataforma ante un evento de perturbación del ambiente (p. ej. tormenta) a fin de prevenir daños o pérdidas. Esto complica el diseño de la interfaz entre plataforma y tubería y aumenta la complejidad y el costo de estos componentes. La recuperación y el desmantelamiento (ya sea eliminación o reciclaje) de la tubería de agua fría puede seguir procedimientos bien establecidos utilizados en proyectos anteriores de OTEC, así como en la industria petrolera, y no debería presentar mayores retos tecnológicos.</p>

(National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

3.6 Desarrollo de la tecnología

El informe presentado por la Administración Oceánica y Atmosférica Nacional llegó a las siguientes conclusiones en cuanto a las necesidades que se presentan en la investigación y el desarrollo del equipo utilizado en plantas dedicadas a la conversión de energía térmica oceánica, las cuales pueden representar algunos de los desafíos técnicos que la planta de demostración ubicada en la zona marítima exclusiva de Guatemala puede ayudar a afrontar.

Componente	Necesidades de desarrollo
Plataforma	Técnicas de manufactura de bajo coste (p. ej. innovación, control de calidad). Desarrollar estándares para la OTEC basados en la relación entre costo y riesgo.
Sistema de amarre de plataforma	Investigar o ser flexible ante los nuevos paradigmas y diseños relevantes a las necesidades de la energía oceanotermal. Optimizar los sistemas de amarre de plataforma para las necesidades de la OTEC. Investigar sistemas de anclaje efectivos para roca volcánica. Investigar técnicas que requieran de equipo de amarre mínimo y la instalación del cableado eléctrico. Investigar sistemas de amarre efectivos en lechos oceánicos con grandes pendientes. Adaptar códigos y estándares para que se reflejen en los sistemas de energía maremotérmica.
Interfaz entre plataforma y tubería	Desarrollar flotabilidad de bajo coste. Simulación analítica específica para la OTEC. Encontrar y adaptar tecnologías existentes y herramientas de análisis para la simulación y el análisis de estructuras. Mejorar el modelado de modos de falla.
Intercambiadores de calor	Mejorar la transferencia de calor a través del incremento del área superficial y control de la turbulencia, combinados a un desempeño validado sin caída de presión. Avances en materiales (aleaciones de aluminio, plásticos, titanio de bajo coste). Técnicas mejoradas de fabricación (soldadura, extrusión, etc.).
Bombas y turbinas	Vapor de baja presión para ciclo abierto. Disminuir el costo de compresores centrífugos, utilizados para mantener vacío. Detección del mantenimiento basado en condiciones y optimización del rendimiento de las turbinas. Detección del mantenimiento basado en condiciones para bombas.
Cableado eléctrico	Desarrollar un cable dinámico mayor a los 30 MW eléctricos. Desarrollar una interfaz entre cable y plataforma que pueda resistir una flexión continua y tener mejores capacidades dieléctricas. Conductores y blindajes más ligeros.
Tubería para el agua fría	Mejorar la efectividad del costo de materiales y equipo. Demostrar de forma completa la producción, entrega e instalación de la tubería. Compilar estándares de otras industrias y adaptarlas a la conversión de energía térmica oceánica.

(National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009).

3.7 Ubicación de la planta

La localización geográfica de una planta de conversión de energía térmica oceánica depende de cuatro factores técnicos: la ya mencionada zona económica (o marítima) exclusiva; la profundidad a la que se encuentre el relieve oceánico; la distancia entre este punto y la costa; y por último, el diferencial térmico entre las aguas en la superficie y en el lecho marino.

La temperatura del agua en el fondo del océano dependerá de la distancia entre esta y el agua superficial: será más fría a mayores profundidades, por lo que se obtendrá un mayor gradiente térmico, sin embargo, esto también contribuirá a una mayor demanda de potencia eléctrica por parte del sistema de bombeo, lo que contrarrestará a la generación de energía. Es por ello que ambos factores deben ser equilibrados, es decir, se debe encontrar la menor temperatura a la menor profundidad posible.

Idealmente, deben ser llevados a cabo estudios marítimos con equipo especializado, como el mostrado en la siguiente imagen, el cual es un instrumento de medición de conductividad, temperatura y profundidad —también denominado CTD por sus siglas en inglés— y que permite la obtención de información relevante para la determinación técnica de una planta de energía maremotérmica.

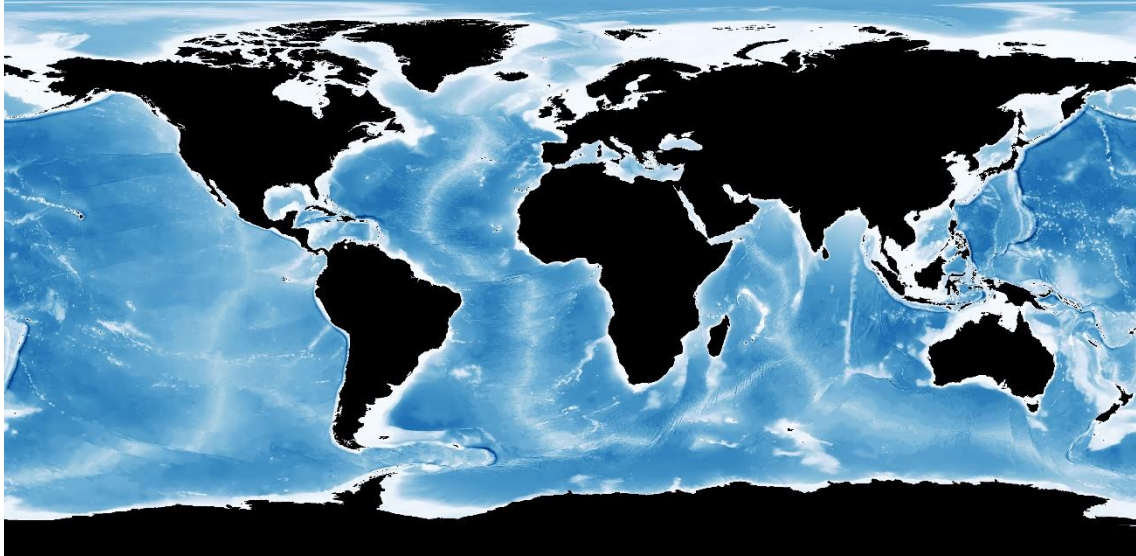
Ilustración 42: Equipo de medición sumergible CTD.



(Goodwin, s.f.).

Sin embargo, los resultados de estas características oceánicas ya han sido recopilados por diversas organizaciones. Como prueba de ello, en la siguiente ilustración se muestra el mapa de batimetría realizado en conjunto entre la Administración Nacional de la Aeronáutica y el Espacio —NASA— y la Administración Oceánica y Atmosférica Nacional —NOAA—.

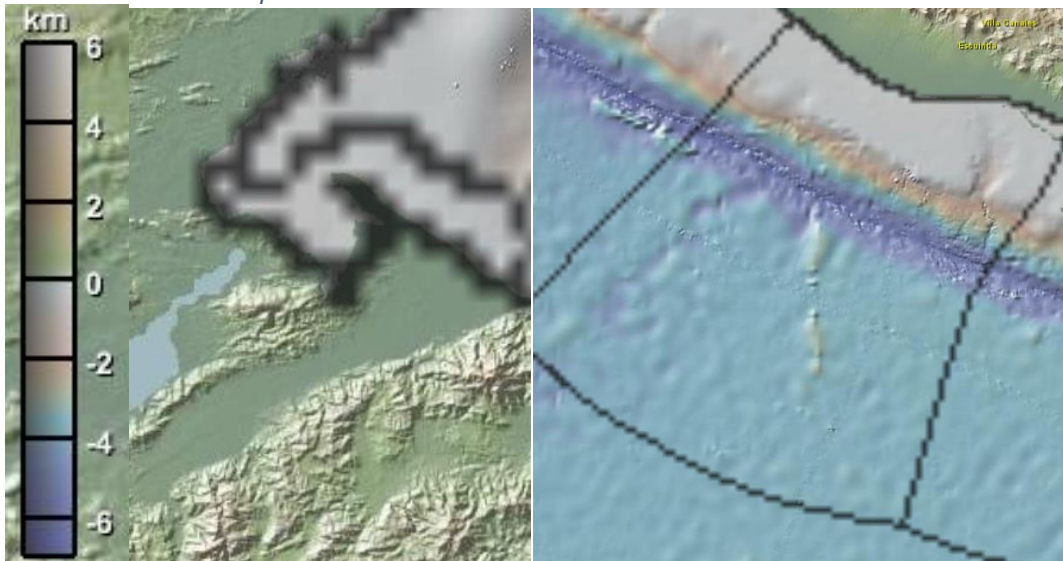
Ilustración 43: Mapa de batimetría mundial.



(National Aeronautics and Space Administration, 2002).

Adicionalmente, el Observatorio Terrestre Lamont-Doherty —LDEO— de la Universidad de Columbia, como parte del Sistema de Datos de las Ciencias Marinas de la Tierra —MGDS—, desarrolló una aplicación de mapeo global, tanto de la batimetría de los océanos, como de la altimetría de los terrenos. Mediante esta herramienta, y como se muestra en las siguientes imágenes correspondientes a la distancia de las profundidades marinas de ambas zonas económicas exclusivas, de acuerdo a la escala presentada en el lado izquierdo, la zona perteneciente a Guatemala en el océano atlántico, no cumple con el criterio de profundidad necesario para la extracción de energía eléctrica por medio del aprovechamiento térmico.

Ilustración 44: Mapeo de la batimetría de las zonas marítimas exclusivas de Guatemala.



(Marine Geoscience Data System, Lamont-Doherty Earth Observatory, Columbia University, 2016).

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable —NREL—, por otro lado, desarrolló el Atlas de Marina e Hidrocinética —MHK Atlas, en inglés—, el cual permite observar las características del océano relevantes a diversos tipos de energías del mar; entre los cuales se encuentra la conversión de energía térmica oceánica, cuyos datos observables son los siguientes:

- Profundidad del agua fría
- Gradiente térmico
- Puntos posibles de ubicación
- Potencia neta
- Estimaciones de la distancia entre plantas
- Zonas económicas exclusivas
- Temperatura de la superficie
- Distancia a la que se encuentra el agua de mar que puede ser utilizada para sistemas de refrigeración

De acuerdo a dicho medio, la mejor ubicación para una planta de OTEC dentro de la zona económica exclusiva de Guatemala, sería aproximadamente en la latitud 12,8 grados Norte y la longitud $-90,5$ grados Oeste; ya que aquí se encuentra el mayor potencial neto extraíble (entre 120 y 130 *MW* al año), dentro del mayor gradiente térmico de la zona marítima exclusiva (entre 23 y 24 °C).

Este punto es el que presenta las mejores características en cuanto a la extracción de energía del mar a partir de una planta de energía maremotérmica, sin embargo, prácticamente cualquier localización aproximada entre las latitudes de 13,6 y 12,8 grados Norte y las longitudes $-92,3$ y $-90,5$ grados Oeste, e incluso cualquier planta ubicada dentro de la zona económica exclusiva de Guatemala, idealmente debería permitir la extracción de al menos 100 *MW* de potencia neta, con un gradiente térmico de al menos 20 °C. Obviamente, actualmente sería muy difícil llevar a cabo la construcción de una planta que funcione para generar tal capacidad, haciéndose necesario un diseño modular que permita la adición total de varios ciclos de potencia dispuestos en una configuración en paralelo.

La información recopilada para la zona marítima exclusiva sur de Guatemala, se muestra en las imágenes obtenidas a través del Atlas MHK.

Ilustración 45: Profundidad del agua fría en la zona marítima exclusiva de Guatemala.



Ilustración 46: Gradiente térmico de la zona marítima exclusiva de Guatemala.

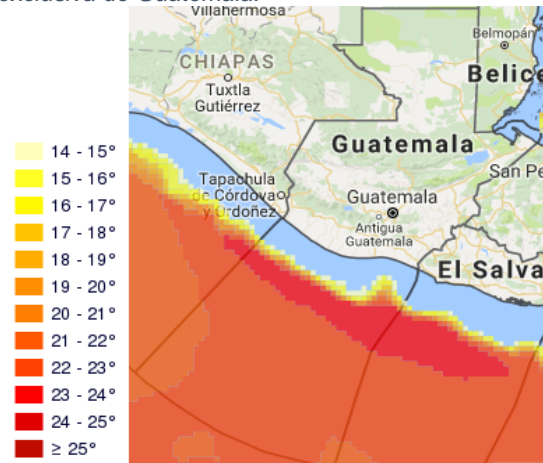


Ilustración 47: Potencia neta extraíble (MW) de la zona marítima exclusiva de Guatemala.

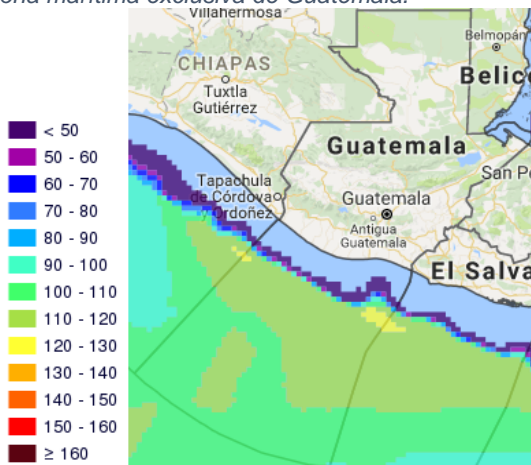


Ilustración 48: Estimaciones de la distancia entre dos plantas ubicadas plantas en la zona marítima exclusiva de Guatemala.

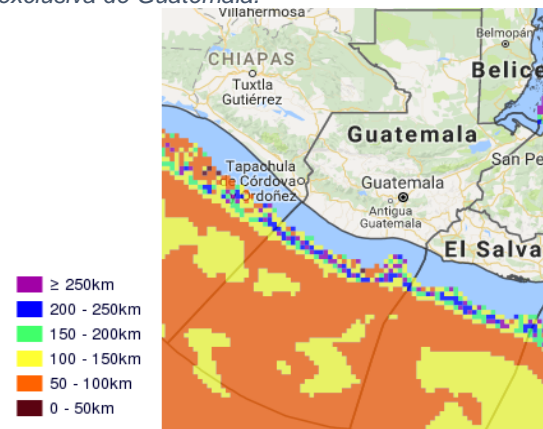


Ilustración 49: Temperatura superficial promedio (°C) en la zona marítima exclusiva de Guatemala.

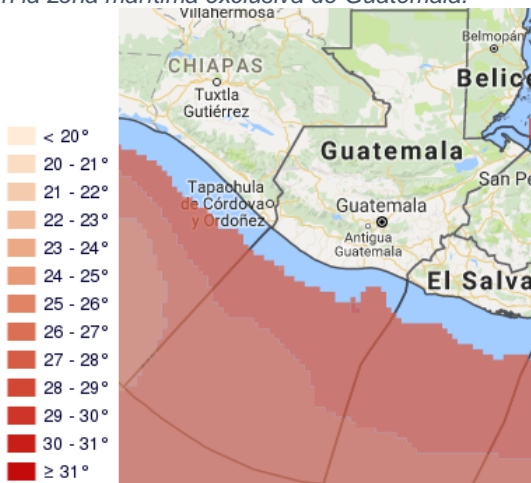


Ilustración 50: Posibles ubicaciones de OTEC en la zona marítima exclusiva de Guatemala.



(National Renewable Energy Laboratory, s.f.).

En otro aspecto, a partir de las ubicaciones proporcionadas anteriormente, también se puede concluir que una planta de energía oceanotermal ubicada en la costa quedaría totalmente descartada ya que la distancia entre esta y el punto de extracción del agua fría estaría ubicado a más de 100 *km* de distancia. Esta conclusión nace a partir de la inferencia proporcionada por el modelo termodinámico de Upshaw (ver anexo 0), sin embargo, la misma se profundiza y comprueba en la siguiente sección.

Y finalmente, al igual que la aplicación del Observatorio Terrestre de la Universidad de Columbia, el atlas del NREL también permite descartar una planta ubicada en la zona marítima exclusiva de Guatemala perteneciente al océano Atlántico, debido a que en términos generales se indica que en esta área no se alcanzan los requerimientos mínimos para el aprovechamiento del gradiente térmico oceánico (p. ej. no cumple con la profundidad necesaria para la obtención de agua fría).

3.8 Aspectos técnicos

En el anexo 0 se muestran las inferencias alcanzadas por Charles R. Upshaw a través de su modelo termodinámico; algunas de estas —aquellas que son relativas a la ubicación de la planta, y que no son necesariamente dependientes del equipo a utilizar— servirán como base para determinar la factibilidad de la planta de demostración precomercial de 10 MW, que aprovecha el gradiente térmico entre el agua en la superficie y en el fondo del océano de la zona marítima exclusiva de Guatemala.

Upshaw indica que un diseño eficiente se logra a partir del trabajo con gradientes térmicos mayores a los 22 °C, ya que de esta manera se produce la máxima salida de energía neta posible (inciso IV del anexo 0); y la longitud de la tubería de agua fría debe ser menor de 28 km, esto debido a se pierden 0,8 kW de potencia neta por cada metro de tubería (inciso V del anexo 0). Obviamente ambos valores fueron extraídos de su análisis, cuyas variables de entrada eran diferentes a las encontradas a la zona económica exclusiva de Guatemala, y la generación de potencia neta de su propuesta duplicaba a la que se tiene como objetivo en el presente estudio. No obstante, ambos factores anteriormente presentados se cumplen en el territorio oceánico guatemalteco, siempre y cuando la instalación se realice mar adentro —es por esto que una planta en la costa fue descartada en la sección anterior—, aspectos que de igual forma, fueron comprobados haciendo uso del modelo en MATLAB de Upshaw (Upshaw, 2012) (en el anexo 0 se encuentra el código del mismo).

Las variables de entrada ingresadas en el programa de MATLAB fueron referidas de diversos diseños reales, extraídos de las actas de la Sexta Conferencia de Conversión de Energía Térmica. Los datos de las mismas se condensan en la siguiente tabla, en la cual se muestra, en su última columna, el valor asumido para la determinación de la factibilidad de la planta de demostración propuesta.

Tabla 18: Parámetros provenientes de varios diseños reales de plantas de 10 MW, utilizados para asumir valores que serán utilizados como variables de entrada en el análisis termodinámico.

Parámetro	Símbolo	Fuente				Valor asumido
		Miller, Gertz, Cunninghis	Bakstad, Pearson	Denton, Bakstad, McIlroy	Olmsted, Mann, Yang	
Fluido de trabajo	–	Amoniaco			R22	Amoniaco R134a
Flujo másico fluido de trabajo (amoniaco)	\dot{m}_{ft} [kg/s]	378	366~600	–	–	260
Flujo másico fluido de trabajo (R134a)		–	–	–	–	1680
Flujo másico agua fría	\dot{m}_{af} [kg/s]	33 137	31 978	46,493	–	Variable dependiente
Flujo másico agua caliente	\dot{m}_{ac} [kg/s]	38 429	34 459	43 962	–	
Flujo volumétrico agua fría	\dot{V}_{af} [m ³ /s]	–	31,18	42,88	–	
Flujo volumétrico agua caliente	\dot{V}_{ac} [m ³ /s]	–	33,73	45,54	–	
Temperatura del agua fría en la salida	$T_{af,sal}$ [°C]	7,85	–	6,77	–	9,00
Temperatura del agua caliente en la salida	$T_{ac,sal}$ [°C]	23,65	–	25,51	–	24,00
Diferencia de temperatura del agua fría entre la entrada y la descarga	ΔT_{af} [°C]	3,40	–	–	–	5,00
Diferencia de temperatura del agua caliente entre la entrada y la descarga	ΔT_{ac} [°C]	3,00	–	–	–	4,00

Parámetro	Símbolo	Fuente				Valor asumido
		Miller, Gertz, Cunningshis	Bakstad, Pearson	Denton, Bakstad, McIlroy	Olmsted, Mann, Yang	
Diferencia de temperatura terminal condensador	TTD_C [°C]	–	2,11	3,95	–	3,00
Diferencia de temperatura terminal evaporador	TTD_E [°C]	–	2,27	3,17	–	3,00
Diámetro tubería de agua fría	D_{taf} [m]	–	4,66	–	–	5,00
Diámetro tubería de agua caliente	D_{tac} [m]	–	4,84	–	–	4,00
Eficiencia turbina	η_T	0,79	0,85	0,89	0,89	0,90
Eficiencia generador	η_G	–	–	0,97	0,97	0,97
Eficiencia bomba del fluido de trabajo	η_{Bft}	0,75	–	0,80	0,85	0,85
Eficiencia bombas de agua oceánica	$\eta_{Baf/ac}$	0,67	0,87	0,87	–	0,85
Eficiencia motor de bomba	η_M	–	0,924	0,90~0,924	–	0,90
Velocidad del agua fría	v_{af} [m/s]	1,71	1,77	1,84	1,21	1,80
Velocidad del agua caliente	v_{ac} [m/s]	1,68	2,01	1,96	1,13	2,00
Coefficiente de transferencia de calor del condensador	U_C [$\frac{kW}{m^2K}$]	2,61	–	3,53	2,95	3,00
Coefficiente de transferencia de calor del evaporador	U_E [$\frac{kW}{m^2K}$]	3,68	–	4,65	3,45	4,00
Área de transferencia de calor del condensador	A_C [m ²]	57 879	–	22 286	27 042	30 000
Área de transferencia de calor del evaporador	A_E [m ²]	35 562	–	22 286	19 227	35 000
Caída de presión dentro del condensador	ΔP_C [psi]	3,72	3,61	2,44	–	3,50
Caída de presión dentro del evaporador	ΔP_E [psi]	2,90	4,12	2,56	–	3,00

(Actas de la Sexta Conferencia de Conversión de Energía Térmica Oceánica, organizada por el Laboratorio de Físicas Aplicadas de la Universidad John Hopkins, 1979).

Mediante los parámetros asumidos, se obtuvieron los resultados en cuanto a la potencia demandada por el sistema de bombeo, potencia bruta, y potencia neta, mostrados en la siguiente tabla. Y como puede observarse, los valores obtenidos para ambos fluidos de trabajo son similares.

Tabla 19: Resultados obtenidos del análisis termodinámico realizado a partir de las condiciones asumidas de la planta de demostración propuesta.

Variable	Símbolo	Resultado Amoniaco
Potencia demandada por el sistema por el sistema de bombeo de agua fría	\dot{W}_{Baf} [kW]	999
Potencia demandada por el sistema por el sistema de bombeo de agua caliente	\dot{W}_{Bac} [kW]	366
Potencia demandada por el sistema por el sistema de bombeo del fluido de trabajo	\dot{W}_{Bft} [kW]	168
Potencia bruta	$\dot{W}_{turbogenerador}$ [kW]	11 572
Potencia neta	\dot{W}_{neta} [kW]	10 039

(MATLAB, 2016).

En otro aspecto, en los siguientes gráficos se expone la dependencia de la demanda del sistema de bombeo y de la potencia de salida de la planta, respecto de la longitud de la

tubería de agua fría. Como puede observarse, y como ya había sido comprobado por Upshaw en su análisis (ver anexo 0), la demanda del sistema de bombeo de agua fría es directamente proporcional a la longitud de la tubería, y al mantenerse constantes los valores de la demanda del sistema de bombeo de agua caliente y la potencia bruta, entonces la potencia neta es también proporcional, pero de manera inversa.

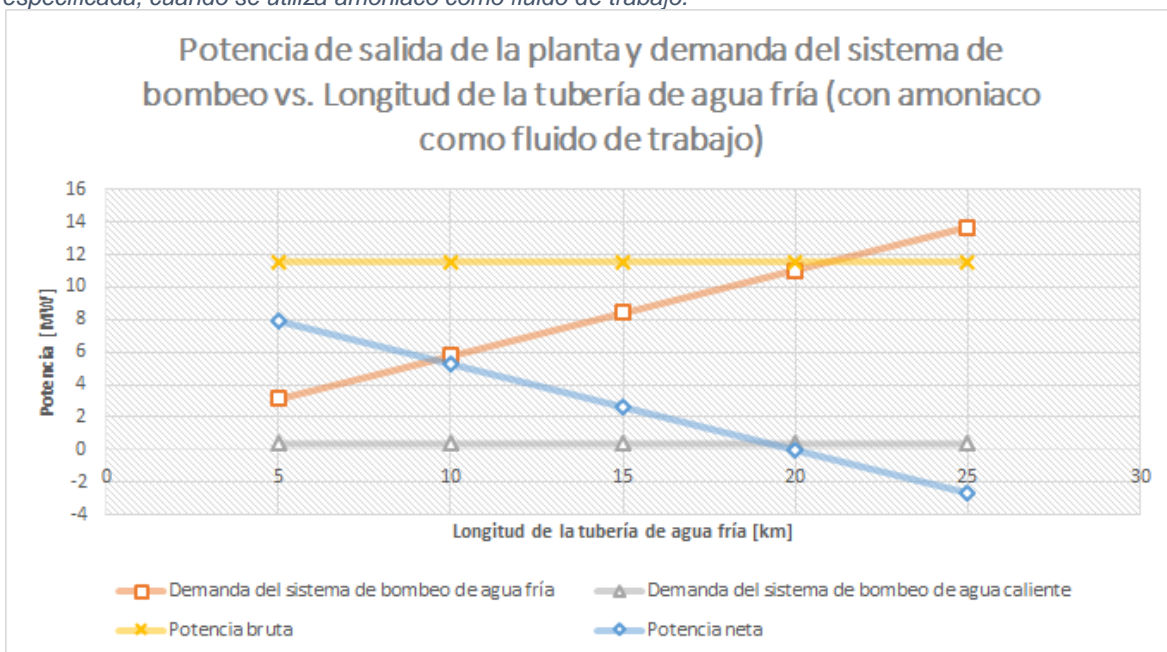
Debido a que este comportamiento se da de manera lineal, pueden ser obtenidas las ecuaciones que expresen dicha tendencia. Las cuales se muestran a continuación:

$$\dot{W}_{neta,amoniac} [MW] = -0.5291L_{taf} [km] + 10.566$$

Los coeficientes que acompañan a la longitud variable de la tubería de agua fría, indican que por cada kilómetro adicional de tubería, se pierden 0,52 MW de potencia neta, en el caso específico en el que el sistema utiliza amoniac como fluido de trabajo.

Con estas expresiones puede ser determinada, entonces, la distancia en la que se deja de generar potencia neta alguna —siendo esta aproximadamente de 20 km—, y la posible potencia neta de una planta ubicada en la costa sur de Guatemala. Por lo tanto, utilizando una distancia de 111 km al punto de extracción del agua fría —esto debido a que este punto está a alrededor de 100 km de distancia al nivel de la superficie del océano, y a 1 km de profundidad—, los valores obtenidos son -48,16 y -50,29 MW utilizando amoniac y R134a, respectivamente. Los signos negativos expresan pérdidas de energía, por lo que Esto confirma lo ya establecido con anterioridad: una planta ubicada en tierra firme no es técnicamente factible y queda totalmente descartada en las posibilidades de generación de energía maremotérmica.

Gráfico 33: Relación de la potencia de salida y la longitud de la tubería de agua fría de la planta de demostración especificada, cuando se utiliza amoniac como fluido de trabajo.



(MATLAB, 2016).

3.9 Conclusiones del estudio técnico

Técnicamente, la zona marítima exclusiva de Guatemala ubicada en el océano pacífico, proporciona los principales aspectos técnicos de una planta de demostración precomercial con una capacidad instalada de 10 *MW*, diseñada en ciclo cerrado, y ubicada en el mar abierto —a más de 100 *km* de la línea costera—. Esta aprovecharía un gradiente térmico de al menos 23 °C para la conversión de energía térmica oceánica a potencia eléctrica neta, y su máximo alcance teórico sería de 130 *MW*.

Una planta de ciclo híbrido o de ciclo abierto no queda totalmente descartada, pero no fueron consideradas debido a que son diseños que se encuentran aún en una fase temprana de desarrollo, y cuyos costos son mayores, al ser comparados con una disposición de ciclo cerrado. Mientras que una planta ubicada en la costa o del lado correspondiente al océano atlántico sí estaría totalmente descartada; en el primer caso se debe a que las largas distancias utilizadas en las tuberías provocarían que el sistema de bombeo demande más potencia de la que se puede generar —con las especificaciones presentadas, se pierden más de 500 *kW* de potencia neta por cada metro de tubería añadido—, resultando con ello, que se tengan pérdidas de energía; y en el segundo de los casos se debe a que la zona marítima exclusiva de Guatemala en el lado de Izabal no cuenta con las disposiciones técnicas suficientes para la generación de energía maremotérmica, debido a que la corta extensión de superficie marítima perteneciente al país no brinda la profundidad necesaria, y por lo tanto, no sería posible la extracción de agua fría en este punto.

La factibilidad de la planta se determinó por medio de un rango de parámetros posibles para las diferentes variables involucradas en el sistema. Dichos valores fueron obtenidos de cuatro diseños reales de plantas de la misma capacidad instalada. Por medio de estas, y haciendo uso del modelo termodinámico de Upshaw —y su programa en MATLAB— se llegó a la conclusión que una planta de demostración precomercial sí es técnicamente realizable en la zona marítima exclusiva de Guatemala. Se hizo uso del mencionado modelo, debido a que cuenta con la posibilidad de analizar el proceso diseñado en cascada o por etapas, lo que aumenta la eficiencia final del mismo.

Por último, cabe destacar, como ya ha sido enunciado, que mucha de la tecnología actualmente disponible para la construcción de una planta de energía oceanotermal se encuentra aún en fase de investigación y desarrollo, cuyas necesidades requerirán de algunos años más de avances y pruebas para que sean totalmente viables y seguras para la generación de grandes cantidades de potencia neta, sin embargo, se considera que mediante la tecnología actual es factible técnicamente desarrollar un proyecto de este tipo en el límite exterior del mar territorial de Guatemala. Mismo que contribuiría a la investigación de los nuevos métodos y procesos relativos a esta ciencia de la ingeniería.

4 Estudio económico financiero

Ya habiendo determinado las posibilidades que la conversión de energía oceánica térmica presenta en la zona económica exclusiva de Guatemala, tanto desde el punto de vista mercadológico, como técnico, corresponde ahora determinar la viabilidad económica y financiera de un proyecto de demostración precomercial de 10 MW. Para la primera fue determinado el Costo Normalizado de Electricidad —LCOE, por sus siglas en inglés—, el cual establece un punto de comparación conveniente para diversas tecnologías de generación; y para el segundo, se hizo uso del capital de inversión —mismo que se utiliza para el cálculo del LCOE— y se obtuvo el tiempo en el que teóricamente sería recuperado el mismo.

Para el cálculo de ambas variables, se hizo uso del mismo programa desarrollado en MATLAB por Charles Robert Upshaw que se utilizó en el Estudio Técnico, el cual es dependiente de las magnitudes que fueron presentadas en dicho estudio y de otras que a continuación serán detalladas (el código del mismo puede ser encontrado en el anexo 8.10).

4.1 Costo normalizado de electricidad

Este factor está conformado por los costos de capital anualizados y los costos de operación anuales, divididos por la cantidad de energía eléctrica —en kWh— que la planta es capaz de producir en un año (Upshaw, 2012). Representa el punto de equilibrio financiero para la venta de energía eléctrica generada mediante cualquier tipo de tecnología de generación. Para el presente análisis se utilizó una fórmula simplificada, que no considera los costos de asegurar la planta, los costos medioambientales, y otros elementos económicos. Cabe destacar, de igual manera, que la ecuación carece de impuestos debido a que la *Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable* favorece a los proyectos de energía limpia mediante la exención de tributaciones al Estado durante los años de construcción de la planta. La expresión matemática para el LCOE es la siguiente:

$$LCOE \left[\frac{\$}{kWh} \right] = \left(\frac{CAPEX \times FRC + OPEX}{W_{neta} \times 8760 \times FC} \right)$$

en donde *CAPEX* son los gastos de capital, expresados en dólares; *FRC* es el factor de recuperación del capital, expresado en $año^{-1}$; *OPEX* son los gastos operativos, expresados en dólares por año; la constante 8 760 es el número total de horas en un año regular —debido a que la generación de una planta OTEC es constante a lo largo del mismo—; y *FC* es el factor de capacidad. Todas estas variables y sus valores son detallados a continuación.

4.1.1 Gastos de capital

También abreviados como *CAPEX*, son los gastos asociados a la construcción de la planta. Incluyen materiales, manufactura e instalación de los componentes principales de la misma (Upshaw, 2012). Fue esta variable la utilizada para el análisis financiero.

Está conformada, como se muestra en la siguiente ecuación, por los costos totales de ambos intercambiadores de calor, del sistema de bombeo —tanto de agua fría, como de agua caliente—, del turbogenerador, de la plataforma, y del sistema de cableado.

$$CAPEX[\$] = K \left(C_{HX} + \sum C_{sistema\ de\ bombeo} + C_{TG} + C_{plataforma} + C_{sistema\ de\ cableado} \right)$$

en donde la constante K representa los costos para el equipo auxiliar, el presupuesto reservado para imprevistos, y otros costos no considerados en la ecuación. En el análisis se tomó un valor de K igual a 1,2, es decir, estos costos se consideran un 20 % adicional a los costos de capital (Upshaw, 2012).

Los costos de ambos intercambiadores de calor son dependientes de sus áreas de transferencia y de un factor de costo por unidad de área necesario para su fabricación. Mientras que para el cálculo del sistema de bombeo, se hace uso de la potencia demandada por el mismo y de un factor de costo por cada unidad de potencia necesaria para llevar a cabo esta operación. Y por último, el costo del turbogenerador se determina a través de la potencia bruta generada por la planta —aquella a la que no le ha sido restada la potencia demandada por el sistema de bombeo— y un factor de costo de dicha transformación de energía por unidad de potencia. Estas tres expresiones matemáticas se muestran a continuación.

$$C_{HX}[\$] = A_{total}[pie^2] \times c_{HX} \left[\frac{\$}{pie^2} \right]$$

$$\sum C_{sistema\ de\ bombeo} [\$] = C_{taf}[\$] + \sum \dot{W}_{Baf,ac} [kW] \times c_{sistema\ de\ bombeo} \left[\frac{\$}{kW} \right]$$

$$C_{TG}[\$] = \dot{W}_{bruta}[kW] \times c_{TG} \left[\frac{\$}{kW} \right]$$

Para los factores de costos —denotados con letras c minúsculas— de los cuales son dependientes las fórmulas anteriores, al igual que se hizo en el Estudio Técnico, fueron tomados como referencia los costos de diseños reales para plantas, cuya capacidad también es de 10 MW. Los valores de los mismos se muestran en la siguiente tabla clasificados en tres estimaciones diferentes: baja, media, y alta; los mismos fueron ajustados a la inflación, al mismo tiempo que les fue aplicada una reducción del 30 %, debido a que en los últimos años han sido desarrolladas mejoras en las tecnologías relativas a una planta de energía oceanotermal, conllevando con ello, una reducción de sus costos.

Tabla 20: Estimaciones de costos de cada componente de una planta OTEC.

Variables	Unidades	Baja	Media	Alta
Intercambiadores de calor	\$/pie ²	37,48	50,11	62,74
Turbogeneradores	\$/kW	2 368	3 108	3 679
Bombas del sistema de tubería de agua fría	\$/kW	2 185	2 220	2 255
Bombas del sistema de tubería de agua caliente	\$/kW	2 185	2 220	2 255
Tubería de agua fría	\$	20 134 939	22 148 433	24 161 927
Plataforma	\$	62 418 312	62 619 661	62 821 011
Sistema de cableado	\$	5 033 735	9 396 305	16 107 951
Otros costos	% del subtotal del costo de capital	20	20	20

(Actas de la Sexta Conferencia de Conversión de Energía Térmica Oceánica, organizada por el Laboratorio de Físicas Aplicadas de la Universidad John Hopkins, 1979).

Los costos para las áreas de transferencia de calor del evaporador y del condensador son considerados iguales. Acción que también se lleva a cabo para los costos de la potencia demandada por ambas bombas, de agua caliente y de agua fría. Esto debido a la falta de información detallada acerca de los costos específicos para estos componentes.

4.1.2 Factor de recuperación de capital

En los análisis económicos de Upshaw y de Vega se asume que el capital de inversión será pagado por medio de un préstamo —de 20 y 15 años de duración y con tasas de interés del 10 y del 8 %, respectivamente (Upshaw, 2012; Vega L. A., 2010) —. El factor de recuperación es básicamente la «fracción del costo de capital que debe ser pagado por cada año de vida [de dicho] préstamo» (Upshaw, 2012) o los costos anuales en los que se incurriría para llevar a cabo la construcción de la planta; este es función de la tasa de interés y de la duración del préstamo, y se expresa matemáticamente de la siguiente manera:

$$FRC = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Las tasas de interés y los periodos de duración del préstamo que se utilizaron para este análisis económico fueron de 6, 7, 8 %, y 30, 25, 20 años para los escenarios optimista, promedio y conservador, respectivamente. La menor tasa de interés corresponde al promedio de los valores correspondientes a las tasas de interés activas en moneda extranjera para el año 2015, los cuales no han variado drásticamente en los últimos años (en el anexo 8.6 se encuentran los valores de las mismas para los últimos 10 años). Mientras que la mayor duración del préstamo corresponde a la vida útil máxima de la planta.

4.1.3 Gastos operativos

Abreviados como *OPEX*, estos consisten en los costos anuales de la nómina (p. ej. salarios, bonificaciones, etc.), y los costos de operación y mantenimiento.

$$OPEX \left[\frac{\$}{\text{año}} \right] = C_{nómina} + C_{OyM}$$

Para la nómina, Upshaw asume un valor constante de \$ 1 000 000 al año para diez trabajadores (Upshaw, 2012), sin embargo, Vega recomienda que «para una planta de OTEC de operación continua [de aproximadamente 50 MW, se requiere] de un personal de 17 empleados de tiempo completo» (Vega L. A., Economics of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC): An Update, 2010, pág. 11): un administrador y dos turnos de ocho operarios cada uno, y asigna un valor al año equivalente a \$ 3 400 000. Por lo tanto, tomando como referencia el dato proporcionado por Vega, pero asumiendo salarios fijos para los puestos mencionados, el costo para mantener una nómina similar a la propuesta fue determinado, siendo este el siguiente (los cálculos se muestran en el anexo 8.7).

$$C_{nómina} = \$ 415 536/\text{año}$$

Ahora, en cuanto a los costos de operación y mantenimiento, Vega realizó una explosión de los costos de reparación y reemplazo de cada uno de los componentes de la planta (Vega L. A., 2010) —a la cual le estima una vida útil máxima de 30 años (para la plataforma, los controles eléctricos y electrónicos, y los sistemas de anclaje, de cableado y de tuberías, y 15 años para el resto de componentes), en concordancia con lo establecido

por el informe de disponibilidad técnica recopilado por la Administración Oceánica y Atmosférica Nacional (National Oceanic and Atmospheric Administration, 2009) —. Dichos costos —\$ 20,1 millones— son para una planta que en teoría generaría 53,5 MW de potencia eléctrica neta y representan aproximadamente un 5 % de la inversión total —\$ 451 millones.

Por otro lado, para los costos de operación y mantenimiento, Upshaw, al igual que con los costos de la nómina, también asume un valor constante, que el mismo reconoce es una «idealización, porque los costos para reparaciones y para el mantenimiento probablemente variarían año con año» (Upshaw, 2012, pág. 110), aunque también remarca que por la naturaleza de la planta, que evita que existan «costos de combustibles asociados a la operación [y debido a que] se espera que la potencia [generada] sea en su mayoría de carga base, es de esperarse que los costos de operación y mantenimiento sean aproximadamente constantes año con año, una vez que la planta ha estado funcionando por algunos años» (Upshaw, 2012, pág. 110). Con esta premisa, y con la idea que la vida útil de la planta será de 20 años, Upshaw asume que los costos anuales de operación y mantenimiento — que más bien, serían los costos de reemplazo— serán del 5 % del CAPEX, es decir, 1/20 del capital necesario para construir una nueva planta. Una asunción, que él mismo define como «conservadora» (Upshaw, 2012, pág. 110), pero que coincide con la estimación específica realizada por Vega. Es por ello, que fue esta misma suposición la utilizada en este reporte.

$$C_{OyM} = 0.05 \times CAPEX$$

4.1.4 Factor de capacidad

Este valor indica la «fracción del año [en la] que la planta produce energía en su potencia nominal» (Upshaw, 2012, pág. 111), es decir, «es la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima» (Intermoney Energía, s.f.). Para este, Upshaw en su análisis utilizó un rango que iba desde 70 hasta 90 %, sin embargo, de acuerdo a diversas fuentes, el factor de capacidad para una planta de conversión de energía térmica oceánica se encuentra en el rango entre 85 y 95 % (Blanchard; Laboy & Ruiz, 2016; Kempener & Neumann, 2014; Makai Ocean Engineering, 2016; OTEC International LLC, 2014), mismo que fue utilizado para el presente análisis.

4.2 Cálculo del costo normalizado de electricidad y comparación con los costos de generación y de inversión de otras tecnologías utilizadas en Guatemala

Como se mencionó anteriormente, para obtener los resultados del presente Estudio Económico se hizo uso del programa desarrollado por Upshaw en MATLAB (cuyo código modificado, junto con las variables de entrada utilizadas para este trabajo de investigación, se encuentra en el anexo 8.10). Estos se resumen a continuación.

Tabla 21: Resultados obtenidos de las variables del análisis económico.

Variables económicas de salida	Unidades	Estimaciones		
		Optimista	Promedio	Conservadora
CAPEX	\$	166 267 763	192 825 934	220 508 908
CAPEX por cada kW de potencia	\$/kW	16 566	19 212	21 970
LCOE	\$/MWh	261,00	311,90	381,60
OPEX	\$/año	7 030 016	8 136 606	9 290 064

(MATLAB).

Los resultados obtenidos son presentados en tres estimaciones, abarcando para cada una, un escenario diferente: optimista, promedio, y conservador (Upshaw, 2012). Los valores a los mismos corresponden a aproximaciones, es decir, no son necesariamente exactos, sino representan un rango de deducciones económicas posibles a obtener con una planta de estas especificaciones. A pesar de ello, los valores correspondientes al escenario promedio —cuya ocurrencia, a comparación de los otros dos, es más probable—, son consideradas estimaciones acertadas, al ser analizadas al lado de otras previamente realizadas por diferentes estudios (ver anexo 8.9).

En la tabla siguiente se muestran los costos variables de generación en Guatemala, dependientes del tipo de tecnología y/o combustible utilizado. Como puede observarse, las tres estimaciones calculadas resultan en el costo variable de generación mayor que cualquier otro método actual.

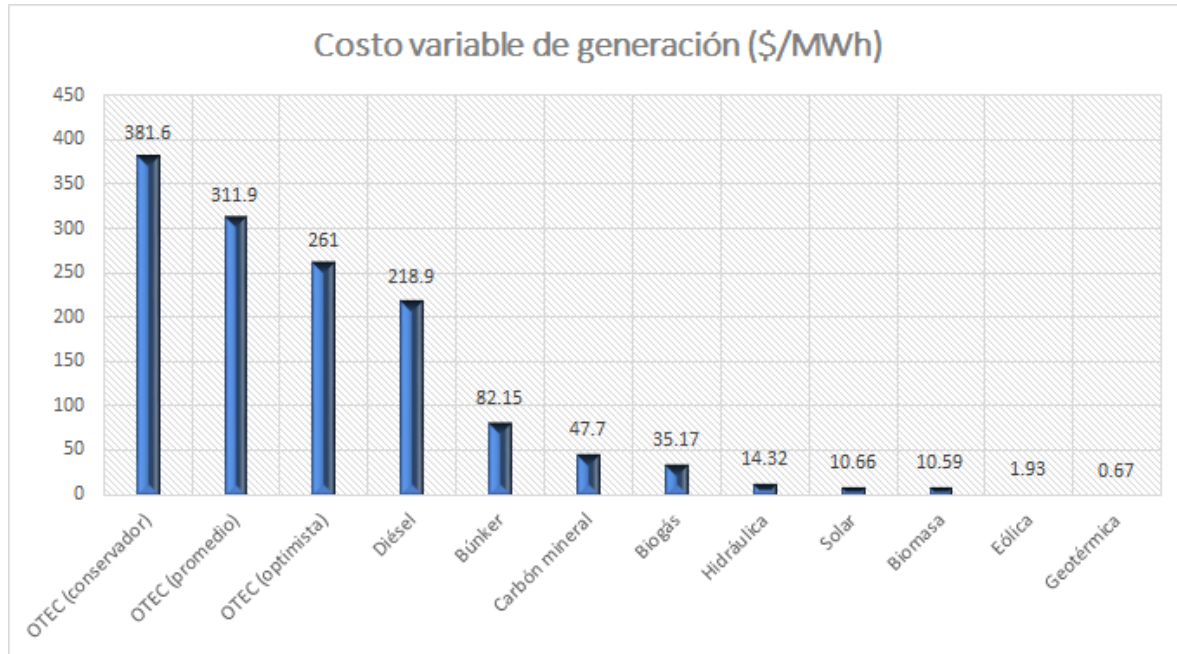
Tabla 22: Costos variables por tipo de tecnología de generación en Guatemala.

Tipo de tecnología de generación y/o combustible utilizado	Costo variable de generación (\$/MWh)
Diésel	218,9
Búnker	82,15
Carbón mineral	47,7
Biogás	35,17
Hidráulica	14,32
Solar	10,66
Biomasa	10,59
Eólica	1,93
Geotérmica	0,67

(Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2014).

A continuación se muestra una asistencia gráfica que permite observar la gran diferencia que existe entre los costos de generación de las tecnologías desarrolladas en Guatemala actualmente y las tres estimaciones de costos para conversión de energía térmica oceánica previamente calculadas.

Gráfico 34: Costos variables de generación en Guatemala y los calculados para la OTEC en el análisis económico.



(Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2014).

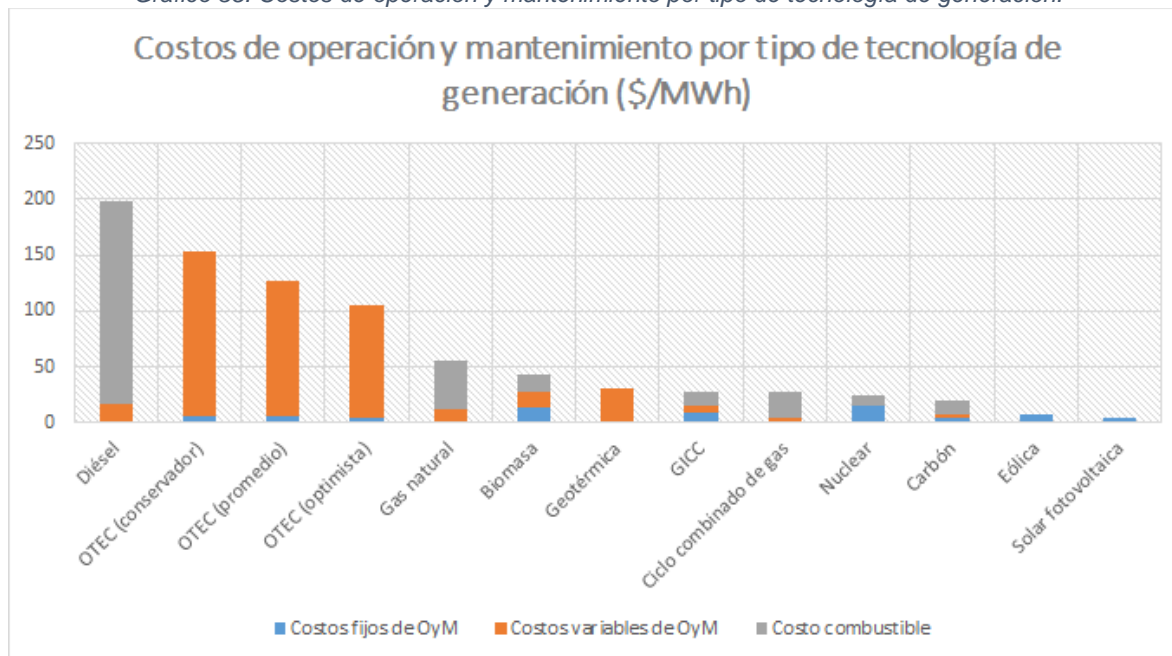
De la misma manera, a continuación se tabulan los costos de operación y mantenimiento fijos y variables, junto con el costo de combustible según corresponda, para diversos tipos de tecnologías de generación de energía eléctrica —aunque no necesariamente instalados en Guatemala—, y se comparan gráficamente con los de los tres escenarios anteriormente calculados. Y tal y como puede observarse, los costos variables de operación y mantenimiento de la planta de demostración de 10 MW propuesta son mayores que los de los otros métodos. En cuanto a los costos totales, estos son únicamente comparables con los del diésel, ya que se incluye el costo del combustible, aspecto en el que cualquier método de energía renovable presenta ventaja. Por último, los costos fijos de la generación de energía eléctrica por medios oceanotermiales se encuentran por debajo de otros métodos tales como la energía nuclear y la biomasa, y en el mismo rango que la energía solar fotovoltaica y la energía eólica.

Tabla 23: Costos de operación y mantenimiento de diversos tipos de tecnología de generación.

Tipo de tecnología de generación y/o combustible utilizado	Costos fijos (\$/MWh)	Costos variables (\$/MWh)	Costo de combustible (\$/MWh)
Biomasa	13	15	15
Carbón	5	2	13
Ciclo combinado de gas	1	4	22
Diésel	2	15	182
Eólica	7	0	0
Gas natural	2	10	44
Gasificación integrada en ciclo combinado	9	7	12
Geotérmica	0	30	0
Nuclear	15	1	9
Solar fotovoltaica	5	0	0

(Lazard, 2016).

Gráfico 35: Costos de operación y mantenimiento por tipo de tecnología de generación.



(Lazard, 2016).

En cuanto al capital de inversión necesario, el mismo varía entre los valores de \$ 166 267 763 —para el escenario optimista— y \$ 220 508 908 —para el escenario conservador (Tipo de cambio utilizado: \$ 1,00 = Q 7,70)—, haciendo que la tecnología utilizada para la conversión de energía térmica oceánica pueda ser de 40 a 55 veces mayor que la inversión necesaria para construir una hidroeléctrica de una capacidad instalada tres veces mayor —cuyo capital puede ser de tres a cuatro millones de dólares (Hidralia Energía de Guatemala, S.A., 2016).

4.3 Cálculo de la tasa mínima atractiva de retorno, el valor presente neto, la tasa interna de retorno y el período de recuperación del capital

Ninguno de los tres escenarios presentados en la sección anterior serviría para hacer un análisis financiero, debido a que la mayor tarifa promedio de los últimos dos años de las tres distribuidoras de Guatemala —Q 1,93 o \$ 0,25 por cada *kWh* consumido—, es menor que el costo normalizado de la estimación optimista —\$ 0,26/*kWh*.

Además, para seguir poniendo en perspectiva los elevados costos de generación de una planta de generación de energía maremotérmica, en la tabla que se muestra a continuación se despliegan los precios de compra de energía eléctrica por parte la Empresa Nacional de Energía Eléctrica —ente regulador del subsector eléctrico de Honduras—, de los diferentes métodos de generación con los que cuenta el país. Esta comparación se realiza debido a que, como se concluyó en el Estudio de Mercado, el país vecino es el que tiene una mejor disposición mercadológica, ya que en el mediano y largo plazo se prevé un déficit en su oferta de energía eléctrica.

Tabla 24: Precio de compra de la energía eléctrica generada en Honduras.

Tipo de generación	Precio (\$/<i>kWh</i>)
<i>Hidroeléctrica</i>	<i>N/A</i>
<i>Eólica</i>	0,14 – 0,16
<i>Solar</i>	0,15 – 0,18
<i>Biomasa</i>	0,10 – 0,15
<i>Térmica</i>	0,06 – 0,10

(Empresa de Energía Eléctrica, 2015).

Como se aprecia, el costo variable de generación para un proyecto de conversión de energía térmica oceánica en el escenario optimista, es \$ 0,08 mayor que el precio de compra del método de generación más caro en Honduras, por cada kilovatio-hora generado.

4.4 Conclusiones del estudio económico financiero

En Guatemala, la conversión de energía térmica oceánica no es factible desde el punto de vista económico financiero.

El primero de los análisis para comprobar la factibilidad de un proyecto de demostración de 10 *MW* ubicado en la zona marítima exclusiva de Guatemala, consistió en la determinación del costo normalizado de la electricidad, en el que se consideran gastos de capital, gastos operacionales, y los factores de recuperación del capital y de capacidad. En este último aspecto, la generación de energía oceanotermal presenta ventajas notables frente a cualquier otro tipo de tecnología disponible en Guatemala —con un máximo de 95 %, únicamente comparable con una planta de energía nuclear—, sin embargo, los altos costos de los componentes necesarios para una planta de este tipo hace que los costos se eleven por encima de los valores mostrados por el resto de métodos de generación.

Además, la inversión necesaria para el desarrollo de un proyecto de energía maremotérmica es elevada en comparación con otros métodos más comunes, por ejemplo, en contraste con una central de energía hidroeléctrica del triple de capacidad —que como ya se mencionó, posee un potencial en el país de 6 000 *MW*—, para esta se requiere de un capital en el orden de al menos 1: 40, es decir, con la misma inversión se podrían construir 40 centrales hidroeléctricas de 30 *MW* cada una. Obviamente, una planta OTEC presenta ciertas ventajas frente al mencionado método de generación —además del mencionado factor de capacidad, también dispone de recursos con una vida útil prácticamente infinita y con una mayor disponibilidad sin importar la época del año— y de acuerdo a Vega, los costos se verían reducidos en un 30 % al ser desarrollados más proyectos que permitan la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías y la mejora de las actuales (Vega L. A., 2010), sin embargo, existen otros tipos de tecnología de generación de energía renovable bastante bien establecidos en el país —energía hidráulica y energía geotérmica— u otros que están siendo desarrollados con éxito —energía solar fotovoltaica y energía eólica— que impedirían que la construcción de una planta OTEC tuviera una oportunidad de ingreso en el subsector eléctrico del país.

Por otro lado, un análisis financiero no pudo ser llevado a cabo debido a que el costo normalizado de electricidad, es decir, el precio de equilibrio de un proyecto de OTEC, es mayor —en cualquiera de las estimaciones presentadas— a la tarifa con la que se le vende la energía eléctrica al consumidor final, tanto en Guatemala como en Honduras, esto a pesar de que en Centroamérica los gastos operativos se pueden ver reducidos al emplearse salarios más bajos que en los países en los que esta tecnología ha sido desarrollada.

5 Conclusiones

La *Política Energética* establecida por el gobierno de Guatemala fue emitida en pos de la incorporación, al mercado del subsector eléctrico, de nuevos tipos de tecnologías que generen energía a partir de recursos renovables. Esto permite, en teoría, que se tenga un respaldo por parte de las distintas entidades gubernamentales concernientes, para su investigación y desarrollo. Sin embargo, la introducción de las mismas en los últimos años se ha hecho de forma paulatina; además, la confianza para satisfacer la demanda de potencia eléctrica del país, se apoya plenamente en métodos ya de sobra conocidos (p. ej. energía hidroeléctrica, geotérmica, etc.).

Es por lo anterior, que agregar una tecnología prácticamente nueva, como lo es la conversión de energía térmica oceánica, a la red eléctrica del país, sería una tarea sumamente difícil. Ya que esto supone un riesgo altísimo, no solo desde el punto de vista mercadológico, sino desde los enfoques económico y financiero, ya que los inversores preferirán transformar su capital en proyectos cuyos dividendos traigan mejores recompensas. Y esto, con justa razón, ya que como se pudo determinar en el último de los estudios del presente proyecto, los gastos de inversión para la planta de demostración de energía maremotérmica propuesta, son al menos —viéndolo desde el escenario optimista— 40 veces los necesarios para una planta hidroeléctrica de tres veces su capacidad instalada.

Por otro lado, si no se quisiera depender completamente de inversionistas del sector privado, el gobierno, a pesar de que por medio de la *Política Energética* muestra su respaldo, tampoco puede involucrarse de gran manera, al tener un presupuesto para proyectos tan bajo. Igualmente, es muy probable que las prioridades de investigación en Guatemala sean muy distintas que las de invertir en una tecnología prácticamente reciente para la generación de energía eléctrica. En este mismo aspecto, de la misma forma en que fue actualizada la estrategia para el mercado del subsector eléctrico, también deberían ser actualizadas las leyes que lo rigen.

Lejos de los aspectos mencionados, es importante destacar el hecho de que la tecnología para la conversión de energía oceanotermal —aunque fuera del alcance económico y financiero, al ser comparada con otros métodos de generación—, sí es técnicamente factible en la zona económica exclusiva de Guatemala, y trae consigo buenos resultados. Es por ello que no corresponde descartarla completamente, y debe seguir siendo considerada como una alternativa, que a largo plazo —e idealmente, luego de que ya hayan sido reducido los costos, producto de la investigación y desarrollo, de sus componentes y procesos— podría ser nuevamente analizada y estudiada a mayor profundidad, a fin de poder contrarrestar los efectos negativos que nacen de la quema de combustibles fósiles para la generación de la energía, y de la misma manera, apoyar a los otros métodos de energías limpias cuyos recursos no son infinitos.

No obstante, siguiendo con el aspecto técnico del proyecto, sí se descarta totalmente la posibilidad de construir una planta de conversión de energía térmica oceánica en tierra firme, esto debido a que el punto posible de extracción del agua fría se encuentra a más de 100 *km* de distancia; resultando por ello, en pérdidas de energía, al ser demandada más potencia por el sistema de bombeo, que la generada por el sistema. Y de la misma manera, una planta en la zona marítima exclusiva del lado del océano atlántico no es viable, debido a que los puntos de posible extracción del agua fría para una planta de energía oceanotermal, se encuentran fuera de los confines del territorio marítimo perteneciente al país.

6 Recomendaciones

Los resultados que se alcanzaron con el presente trabajo de investigación —especialmente, los presentados en el Estudio Económico Financiero— demuestran que la tecnología aún no ha sido lo suficientemente desarrollada ni siquiera para la implementación de una planta de demostración precomercial, en un mercado energético como el de Guatemala u Honduras, debido a que el alto capital de inversión necesario y lo costosa que resulta cada unidad de potencia producida, ocasionan que un proyecto de este tipo no sea rentable, cuando se compara con los métodos de generación ya establecidos en el país, y difícilmente lo sería en el mediano plazo, al verse diversificada la matriz energética de estos países, y por ende, reducidos los precios a los que se ofrece la energía al consumidor final. Y aunque, el objetivo principal de una planta de demostración no es la venta de energía, sino el desarrollo de nuevas tecnologías, sí se propone pensando en que en un futuro cercano pase a ser una planta completamente comercial.

Por otro lado, como se ha indicado con anterioridad, la producción de energía eléctrica a partir del gradiente térmico del océano no debe ser totalmente descartada —incluyendo pequeños planes piloto que no necesariamente generen dividendos económicos, sino que ayuden a contribuir con investigación y desarrollo— aunque estos no pudieran ampliarse en el mediano plazo.

Esta es la principal recomendación que surge del presente estudio, y nace a partir del Estudio Técnico realizado, con el que se ha determinado que Guatemala tiene un gran potencial para explotar este tipo de energía, al ser uno de los países ubicados cerca del ecuador y cuyos recursos de agua fría están relativamente cerca de la costa. Repitiendo lo ya enunciado: el mayor problema para desarrollar proyectos similares al propuesto, es el alto nivel de inversión. Y resulta obvio, por lo mismo, que este tipo de generación de energía no resulte atractivo para inversores del sector privado nacional, en lo absoluto. No obstante, los bajos gastos operativos que pueden ser alcanzados en el país, junto con la viabilidad técnica que es posible lograr, pueden atraer a inversionistas extranjeros, o incluso, instituciones de investigación científica, que consideren a Guatemala un país pertinente para el desarrollo de las nuevas tecnologías de OTEC, y que logren mediante ello, la reducción de costos a partir de la mejora de los diferentes métodos y componentes involucrados en ellas.

Es importante, entonces, que cuando se reevalúen las posibilidades que ofrece la energía oceanotermal en Guatemala, se lleve a cabo un análisis con mayor profundidad de todas las variables reales involucradas (mediciones de temperatura, cotizaciones del equipo específico a utilizar, condiciones medioambientales, etc.), y se abarquen además, aspectos en los que no se alcanza cobertura actualmente (leyes y reglamentos, cuestiones fiscales y sociales, etc.), ya que, como ha sido señalado en reiteradas ocasiones, los estudios presentados, aunque presentan valores cercanos a los exhibidos en diferentes fuentes literarias, no constituyen del todo un dictamen final y las condiciones in situ pueden presentar propiedades distintas a las aquí propuestas. Además, los futuros proyectos de OTEC que serán desarrollados en diferentes partes del mundo en los siguientes años, traerán consigo actualizaciones tecnológicas a mediano plazo, que ocasionarán que la información presente en este y otros estudios, quede obsoleta, siendo necesarios reajustes en los futuros estudios.

Por último, es de vital importancia para el país que se continúen proponiendo nuevas tecnologías de generación de energía limpia, y seguir promoviendo a las actuales, ya que la relación entre estas y las que dependen de combustibles fósiles, no se ha visto incrementada en los últimos años. Es por ello que, más allá de la *Política Energética* propuesta, también deben ser tomadas las acciones necesarias (p. ej. mejores oportunidades de financiamiento e inversión) que logren una mejor incorporación al mercado del subsector eléctrico de proyectos sostenibles que permitan la diversificación de la matriz energética, y que al mismo tiempo, no repercutan de manera negativa en el medioambiente.

7 Referencias bibliográficas

- Abulhab, Y. (2015). *Currents, Waves, and Tides: The Ocean in Motion*. Recuperado el 2016, de OceanPortal: <http://ocean.si.edu/ocean-news/currents-waves-and-tides-ocean-motion>
- Akuo Energy. (s.f.). *NEMO: La Puissance Tirée Des Profondeurs*. Recuperado el 2016, de [Akuoenergy.com](http://www.akuoenergy.com/nemo): <http://www.akuoenergy.com/nemo>
- Anderson, J. (21-23 de Diciembre de 2009). Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC): Choosing a Working Fluid. *ASME 2009 Power Conference*, 645-653. Albuquerque, Nuevo México, Estados Unidos: Power Division. doi:10.1115/POWER2009-81211
- Anderson, J. H. (1985). Ocean Thermal Power: The Coming Energy Revolution. (I. Sea Solar Power, Ed.) *Solar and Wind Technology*, 2. Recuperado el Septiembre de 2016
- Bakstad, P. J., & Pearson, R. O. (1979). Design of a 10-MWe(net) OTEC Power Module using Vertical Falling-Film Heat Exchangers. En G. L. Dugger (Ed.), *6th Ocean Thermal Energy Conversion Conference*, 1. Washington, D.C. Recuperado el Septiembre de 2016, de <http://babel.hathitrust.org/cgi/pt?id=uc1.31822009545088>
- Banco Mundial. (2016). *Guatemala Proyectos y Programas*. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.bancomundial.org/es/country/guatemala/projects>
- Bano Davivienda, S.A. (2016). *Informe Especial de Energía en Centroamérica*. Obtenido de <https://www.davivienda.com/wps/wcm/connect/ec2878b9-4f1c-433c-8b51-038296f7a362/Informe+especial+de+energ%C3%ADa+-+Julio+2016.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ec2878b9-4f1c-433c-8b51-038296f7a362>
- Barker, P., Cary, R., & Dobson, S. (1998). Concise International Chemical Assessment Document 11: 1,1,1,2-Tetrafluoroethane. Geneva, Suiza. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.who.int/ipcs/publications/cicad/en/cicad11.pdf>
- Bilicki, Z. (14 de Febrero de 2011). *Flashing Flow*. doi:10.1615/AtoZ.f.flashing_flow
- Blanchard, W. (s.f.). Ocean Thermal Energy Conversion Contribution to Energy. *Sustainable Oceans in the Context of the Green Economy and the Eradication of Poverty*. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.stakeholderforum.org/fileadmin/files/Energy-OTEC%20Contribution%20to%20Energy.pdf>
- Bluerise. (s.f.). *Ocean Thermal Energy Conversion - OTEC*. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.bluerise.nl/technology/ocean-thermal-energy-conversion/>
- Brochard, E. (2015). IRENA Island Energy Transitions Conference 2015, Martinique. *Renewable Project Development*. Recuperado el 2016, de <http://irena.org/EventDocs/S3%20Projects%2002%20DCNS%20Brochard%2020150622%20final.pdf>

- Cáliz, E., & Fernández, S. (10 de Julio de 2015). Proyección de la Generación Intermitente en el Mercado Eléctrico Regional Años 2015 a 2019. Obtenido de <http://crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2013/12/Proyecci%C3%B3n-de-generaci%C3%B3n-solar-y-e%C3%B3lica-2014-2019.pdf>
- Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M. A. (2009). *Centrales de Energías Renovables: Generación Eléctrica con Energías Renovables*. (M. Martín Romo, Ed.) Madrid, España: Pearson Educación, S.A.
- Carter, L., Burnett, D., Drew, S., Marle, G., Hagadorn, L., Bartlett-McNeil, D., & Irvine, N. (2009). Submarine Cables and the Oceans: Connecting the World. *UNEP-WCMC Biodiversity Series(31)*. Cambridge, Reino Unido. Recuperado el Agosto de 2016, de <https://www.iscpc.org/documents/?id=132>
- Çengel, Y., & Boles, M. (2012). *Termodinámica* (Séptima ed.). (P. Roig, Ed., & S. S. Virgilio González, Trad.) México, D.F., México: McGraw-Hill Educación.
- Çengel, Y., & Gahjar, A. (2011). *Transferencia de Calor y Masa: Fundamentos y Aplicaciones* (Cuarta ed.). (P. E. Roig, Ed., & E. J. Hernán D'Borneville, Trad.) México, D.F., México: McGraw Hill. Recuperado el Julio de 2016
- Chang, R. (2010). *Química* (Décima ed.). (M. Á. Toledo Castellanos, P. E. Roig V., A. L. Delgado Rodríguez, Edits., & E. J. Hernán D'Borneville, Trad.) México, D.F., México: McGraw-Hill Educación. Recuperado el 2016
- Cifuentes Lemus, J. L., Torres García, P., & Frías, M. (s.f.). *El Océano y sus Recursos XII. El Futuro de los Océanos*. Recuperado el 2016, de Glosario: http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/100/html/sec_17.html
- Coinnews Media Group LLC. (16 de Agosto de 2016). *US Inflation Calculator*. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.usinflationcalculator.com/inflation/historical-inflation-rates/>
- Comfort, C. (Diciembre de 2011). Ocean Thermal Energy Conversion: Potential Environmental Impacts and Fisheries. Manoa, Hawaii, Estados Unidos. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.soest.hawaii.edu/PFRP/dec11mtg/Comfort.pdf>
- Comisión Económica para América Latina y El Caribe. (2014). *Centroamérica: Estadísticas de Producción del Subsector Eléctrico, 2014*. Obtenido de repositorio.cepal.org: http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/38425/S1500581_es.pdf
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (27 de Agosto de 2002). Informe de Labores Enero-Junio 2002. Guatemala. Recuperado el 2016, de <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/informe-1semestre2002.pdf>
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (Agosto de 2013). Marco Legal del Sub Sector Eléctrico de Guatemala, Compendio de Leyes y Reglamentos. Guatemala. Recuperado el 2016, de <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>

- Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (2014). *Informe Estadístico de Mercado*. Informe estadístico, Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Departamento de Mercado, Ciudad de Guatemala. Recuperado el 2016, de <http://www.cnee.gov.gt/xhtml/memo/Informe%20estadistico%202015.pdf>
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica. (Septiembre de 2014). Preguntas Frecuentes Sobre Generador Distribuido Renovable -GDR-. Guatemala. Recuperado el 2016, de <http://www.cnee.gov.gt/pdf/normas/docs/GDR/FAQ-GDR.pdf>
- Consejo Nacional de Electrificación de América Central. (Octubre de 2012). Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Obtenido de http://www.ceaconline.org/documentos/Plan_Indicativo_Regional_de_Expansin_de_la_Generacin_2012_7.pdf
- Consejo Nacional de Electrificación de América Central. (Octubre de 2012). *www.ceaconline.org*. Obtenido de http://www.ceaconline.org/documentos/Plan_Indicativo_Regional_de_Expansin_de_la_Generacin_2012_7.pdf
- Consejo Nacional de Energía. (Septiembre de 2011). Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012-2016. El Salvador. Recuperado el Noviembre de 2016, de http://www.enteoperador.org/archivos/download/informe_plan_expansion_2012-2026.pdf
- Consejo Nacional de Energía. (2012). *Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012 - 2026*. San Salvador. Obtenido de http://www.enteoperador.org/archivos/download/informe_plan_expansion_2012-2026.pdf
- Consejo Nacional de Energía. (2014). *Informe Anual 2013 del Mercado Eléctrico de El Salvador*. Dirección del Mercado Eléctrico, San Salvador. Recuperado el Noviembre de 2016, de http://estadisticas.cne.gob.sv/images/boletines/Boletin_Mercado/Resumen_anual_mercado_electrico_2013.pdf
- Consejo Nacional de Energía. (2015). *Informe Anual 2014 del Mercado Eléctrico de El Salvador*. Dirección del Mercado Eléctrico, San Salvador. Recuperado el Noviembre de 2016, de http://estadisticas.cne.gob.sv/images/boletines/Boletin_Mercado/Resumen_anual_mercado_electrico_2014.pdf
- Consejo Nacional de Energía. (2016). *Informe Anual 2015 del Mercado Eléctrico de El Salvador*. Dirección del Mercado Eléctrico, San Salvador. Recuperado el Noviembre de 2016, de http://estadisticas.cne.gob.sv/images/boletines/Boletin_Mercado/Resumen_anual_mercado_electrico_2015.pdf
- Consejo Nacional de Energía. (2016). *Primera Actualización al Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012 - 2026*. San Salvador.

- CONVEMAR. (30 de Abril de 1982). 51-63. Nueva York, Estados Unidos. Recuperado el 2016, de http://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/convemar_es.pdf
- Corbera, J. (s.f.). Independiente, Barcelona, España. Recuperado el 2016, de <https://www.elmarafondo.com/documents/10180/15127/gu%C3%ADa+did%C3%A1ctica+agua+y+corrientes/d4394f5b-19ca-4663-8308-8faeac3b8cd1>
- DCNS. (7 de Septiembre de 2014). *Akuo Energy and DCNS Awarded European NER 300 Funding: A Crucial Step For The Marine Renewable Energy Sector*. Recuperado el 2016, de DCNSgroup.com: <http://en.dcnsgroup.com/news/akuo-energy-and-dcns-awarded-european-ner-300-funding-a-crucial-step-for-the-marine-renewable-energy-sector/>
- DCNS. (16 de Octubre de 2014). *Ocean Thermal Energy Conversion*. Recuperado el 2016, de DCNSgroup: <http://en.dcnsgroup.com/produit/ocean-thermal-energy-conversion/>
- Denton, J. W., Bakstad, P., & McIlroy, K. (1979). Design of a 0.2-MWe(net), Plate-Type, OTEC Heat Exchanger Test Article and a 10-MWe(net) Power Module. En G. L. Dugger (Ed.), *6th Ocean Thermal Energy Conversion Conference, 1*. Washington, D.C. Recuperado el Septiembre de 2016, de <http://babel.hathitrust.org/cgi/pt?id=uc1.31822009545088>
- E.I. du Pont de Nemours and Company. (12 de Junio de 2012). Product Safety Summary Sheet: 1,1,1,2-Tetrafluoroethane. Wilmington, Delaware, Estados Unidos. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.dupont.com/content/dam/assets/corporate-functions/our-approach/sustainability/commitments/product-stewardship-regulator/articles/product-stewardship/documents/1-1-1-2-Tetrafluoroethane-Product-Safety-Summary.pdf>
- Elsayed, A., Embaye, M., Al-Dadah, R., Mahmoud, S., & Rezk, A. (2013). *Thermodynamic Performance of Kalina Cycle System 11 (KCS11): Feasibility of Using Alternative Zeotropic Mixtures*. University of Birmingham, School of Mechanical Engineering. Edgbaston: Oxford University Press. doi:10.1093/ijlct/ctt020
- Empresa de Energía Eléctrica. (2015). Estadísticas Anuales 2014. Honduras. Recuperado el Noviembre de 2016, de http://www.enee.hn/planificacion/2015/EstadisticasAnuales2014/anuario_Estadistico2014/Cuadro1_2014.pdf
- Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (12 de Enero de 2016). Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015 - 2029. Panamá. Obtenido de https://www.etsa.com.pa/documentos/Plan_Expansion_2015-2029/Tomo_II_Plan_Indicativo_de_Generaci%C3%B3n_2015-2029.pdf
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (2012). Estadísticas 2011. Honduras. Obtenido de http://www.enee.hn/planificacion/estadisticas2004-2011/Estadisticas2011/estadisticasPDF_2011/Cuadro10_2011.pdf

- Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (2012). Informe Estadístico Año 2011. Honduras. Obtenido de <http://www.enee.hn/planificacion/estadisticas2004-2011/Estadisticas2011/index.html>
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (2015). Anuario Estadístico 2014. Honduras. Obtenido de http://www.enee.hn/planificacion/2015/EstadisticasAnuales2014/anuario_Estadistico2014/Cuadro1_2014.pdf
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (2016). Boletín Estadístico Diciembre 2015. Honduras. Obtenido de <http://www.enee.hn/planificacion/2016/Boletines/Boletin%20diciembre%202015.pdf>
- Engineering Department of the University of Strathclyde. (2016). *Ocean Thermal Energy Conversion Explained*. Obtenido de http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/02-03/ocean_thermal_energy/group%20project/exports/otecex.html
- Enhanced Systems Technologies. (10 de Mayo de 2012). Kalina Cycle Video. Recuperado el 2016, de <http://estl.com.au/kalina-cycle-video/>
- Enhanced Systems Technologies Limited. (2016). *Kalina Cycle®*. Recuperado el 2016, de Operations: <http://estl.com.au/operations/kalina-cycle/>
- GEC Co. Ltd. (s.f.). *OTEC Principle*. Recuperado el 2016, de OTEC.ws: http://www.otec.ws/otec_principle.html
- George, J. F. (1979). System Design Considerations for a Floating OTEC Modular Experiment Platform. En G. L. Dugger (Ed.), *6th Ocean Thermal Energy Conversion Conference, 1*. Washington, D.C. Recuperado el Septiembre de 2016, de <http://babel.hathitrust.org/cgi/pt?id=uc1.31822009545088>
- Global Geothermal. (2016). *Thermodynamic Kalina Cycle® Flow Diagram*. Recuperado el 2016, de Global Geothermal: <http://www.globalgeothermal.com/thermodynamic.aspx>
- Hawaii Ocean Science & Technology Park. (2016). *Energy Portfolio*. Recuperado el 2016, de hawaii.gov: <http://nelha.hawaii.gov/energy-portfolio/>
- Hidralia Energía de Guatemala, S.A. (Septiembre de 2016). Comunicación personal. Guatemala, Guatemala.
- Hiroyuki, T., Takenobu, K., & Akinobu, M. (Enero de 1987). Sensitivity analysis of ocean-based closed cycle OTEC power system. *Electrical Engineering in Japan, 107*(1), 68-78. doi:10.1002/eej.4391070108
- Ikegami, Y., & Mutair, S. (2013). The Future of OTEC - An New Step Towards Commercialization From Okinawa, Japan. *OTEC Africa Conference, University of Boras*. Boras, Suecia: Institute of Ocean Energy, Saga University, Japan. Recuperado el 2013, de http://www.otecnews.org/wp-content/uploads/2013/11/Ikegami_Mutair_Saga_University.pdf

- Institut de Ciéncias del Mar. (s.f.). El Agua de Mar y las Corrientes Marinas. *El Mar a Fondo*. Barcelona, España. Recuperado el 2016, de <https://www.elmarafondo.com/documents/10180/15127/gu%C3%ADa+did%C3%A1ctica+agua+y+corrientes/d4394f5b-19ca-4663-8308-8faeac3b8cd1>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (s.f.). *Axial Flow Pumps Information*. Recuperado el Agosto de 2016, de Engineering 360: http://www.globalspec.com/learnmore/flow_transfer_control/pumps/axial_flow_pumps
- Instituto Latinoamericano de la Comunicación Educativa. (s.f.). *El Océano y sus Recursos XII. El Futuro de los Océanos*. Recuperado el 2016, de Glosario: http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/100/html/sec_17.html
- Intermoney Energía. (s.f.). *Glosario: Definiciones Términos Energéticos*. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.imenergia.com/glosario.html>
- Kempener, R., & Neumann, F. (2014). *Ocean Thermal Energy Conversion*. Technology Brief, International Renewable Energy Agency, IRENA Innovation and Technology Centre, Abu Dhabi. Recuperado el 2016, de http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Ocean_Thermal_Energy_V4_web.pdf
- Laboy, M., & Ruiz, O. (2016). *SeaTechnology Magazine*. Recuperado el Agosto de 2016, de Commercial Implementation of Ocean Thermal Energy Conversion: https://www.sea-technology.com/features/2010/0410/thermal_energy_conversion.html
- Lazard. (Diciembre de 2016). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis*. Recuperado el Marzo de 2017, de Lazard: <https://www.lazard.com/media/438038/levelized-cost-of-energy-v100.pdf>
- Learn Engineering. (s.f.). *Kalina Cycle Power Plant*. Recuperado el 2016, de Learn Engineering: <http://www.learnengineering.org/2013/01/kalina-cycle-power-plant.html>
- Linde AG. (s.f.). Aluminum Plate-Fin Heat Exchangers. Tacherting, Alemania. Recuperado el Agosto de 2016, de http://www.linde-engineering.com.my/internet.le.le.mys/en/images/P_3_2_e_12_150dpi418_5772.pdf?v=4.0
- Lockheed Martin Corporation. (2016). *Ocean Thermal Energy Conversion*. Retrieved 2016, from Lockheed Martin: <http://www.lockheedmartin.com/us/products/otec.html>
- Luján, R. (2005). *Energía Mareomotriz, Presente y Futuro en Guatemala*. Tesis de pregrado, Universidad San Carlos de Guatemala, Escuela de Ingeniería Mecánica, Ciudad de Guatemala. Recuperado el 2016, de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0545_EA.pdf
- M. Conde Engineering. (Noviembre de 2014). Thermophysical Properties of {NH₃ + H₂O} Mixtures for the Industrial Design of Absorption Refrigeration Equipment. Zurich,

- Suiza. Recuperado el 2016, de <http://www.mrc-eng.com/Downloads/NH3%26H2O%20%20Props%20English.pdf>
- Macwan, S. (8 de Octubre de 2013). The Kalina Cycle®: A Major Breakthrough in Efficient Heat To Power Generation. Recuperado el 2016, de http://www.heatispower.org/wp-content/uploads/2013/11/Recurrent-Eng-macwan_chp-whp2013.pdf
- Magesh, R. (2010). OTEC Technology - A World of Clean Energy and Water. *World Congress on Engineering, II*. Londres. Recuperado el Agosto de 2016, de http://www.iaeng.org/publication/WCE2010/WCE2010_pp1618-1623.pdf
- Makai Ocean Engineering. (Mayo de 2013). *Makai to add 100-Kilowatt turbine generator to the Hawaii OTEC Facility in Kona*. Recuperado el 2016, de Makai.com: http://www.makai.com/makai-news/press-releases/2013_04_29_makai_100kw_otec_facility/
- Makai Ocean Engineering. (2016). *Frequently Asked Questions*. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.makai.com/faq/>
- Marcel Dekker Inc. (2003). Axial Flow and Radial Flow Gas Turbines. Recuperado el Agosto de 2016, de http://www.himech.files.wordpress.com/2010/02/dke672_ch7.pdf
- Martí, J. (Mayo de 2007). Overview of Environmental Effects: OTEC vs Other Power Generation Methods. San Juan, Puerto Rico. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://aceer.uprm.edu/pdfs/OTECEnvironmental2K7.pdf>
- Martin, B. (2015). *Deep Sea Water Research Institute*. Recuperado el 2016, de Kume Guide: <http://kumeguide.com/Industry/DeepSeaWater/ResearchInstitute/>
- Masutani, S. M., & Takahashi, P. K. (2001). *Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)*. Honolulu, Hawaii, United States: Academic Press. doi:10.1006/rwos.2001.0031
- Miller, A. (2011). *OTEC Advanced Composite Cold Water Pipe: Final Technical Report*. Informe técnico, Lockheed Martin Corporation. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.osti.gov/scitech/biblio/1024183>
- Miller, R. T., Gertz, J. J., & Cunninghis, S. (1979). Preliminary Designs of 10 MWe and 50 MWe Power Modules. En G. L. Dugger (Ed.), *6th Ocean Thermal Energy Conversion Conference, 1*. Washington, D.C. Recuperado el Septiembre de 2016, de <http://babel.hathitrust.org/cgi/pt?id=uc1.31822009545088>
- Ministerio de Energía y Minas. (Febrero de 2009). Planes de Expansión Sistema Eléctrico Guatemalteco. Guatemala, Guatemala. Recuperado el Noviembre de 2016, de <http://www.cnee.gob.gt/pet/Docs/PET%20esp.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (2012). Política Energética 2013-2027. Guatemala, Guatemala. Recuperado el 2016, de <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2013/02/PE2013-2027.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (2012). *Subsector Eléctrico de Guatemala*. Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Energía, Guatemala. Recuperado el 2016, de <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/04/Subsector-El%C3%A9ctrico-en-Guatemala.pdf>

- Ministerio de Energía y Minas. (Agosto de 2016). Estadísticas Subsector Eléctrico. Guatemala. Recuperado el Agosto de 2016, de http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/06/8._Estad%C3%ADsticas-Subsector-El%C3%A9ctrico.pdf
- Ministerio de Energía y Minas. (Mayo de 2016). Índice de cobertura eléctrica 2015. Guatemala. Recuperado el Octubre de 2016, de <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/05/Cobertura-Eléctrica-2015.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (2016). *Matriz de Generación Eléctrica 2011-2015*. Dirección General de Energía, Guatemala. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2015/06/Matriz-de-Generaci%C3%B3n-El%C3%A9ctrica-2011-2015.pdf>
- Morales, A., Álvarez, O., & Andrés, A. (s.f.). Energía Marina Renovable, de la Teoría a los Proyectos Reales. *Agua y Energía en Antioquía: Actualidad y Retos*. Medellín, Colombia. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://cta.org.co/images/PDF/Energia.pdf>
- National Aeronautics and Space Administration. (2002). *Bathymetry (GEBCO)*. Recuperado el Agosto de 2016, de NEO: http://neo.sci.gsfc.nasa.gov/view.php?datasetId=GEBCO_BATHY
- National Ocean Service. (s.f.). *Currents*. Recuperado el 2016, de National Oceanic And Atmospheric Administration: http://oceanservice.noaa.gov/education/tutorial_currents/05conveyor1.html
- National Ocean Service. (s.f.). *What Is A Thermocline?* Recuperado el 2016, de National Oceanic And Atmospheric Administration: <http://oceanservice.noaa.gov/facts/thermocline.html>
- National Oceanic and Atmospheric Administration. (s.f.). Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Environmental Impacts. Estados Unidos. Recuperado el Agosto de 2016, de <https://coast.noaa.gov/czm/media/environmentalfactsheet.pdf>
- National Oceanic and Atmospheric Administration. (1981). *Ocean Thermal Energy Conversion: Draft Environmental Impact Statement*. Estados Unidos. Recuperado el Agosto de 2016
- National Oceanic and Atmospheric Administration. (2009). *Technical Readiness of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)*. Informe técnico, National Ocean and Atmospheric Administration, Office of Ocean and Coastal Resource Management, New Hampshire. Recuperado el 2016, de https://coast.noaa.gov/czm/media/otec_nov09_tech.pdf
- National Oceanic and Atmospheric Administration. (s.f.). *CTD Images*. Recuperado el Agosto de 2016, de http://www.ecofoci.noaa.gov/cruiseWeb/Dyson_May2010/CTDImages.html
- National Refrigerants. (20 de Febrero de 2012). Safety Data Sheet: Refrigerant R134a. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.nationalref.com/pdf/4%20SDS134a.pdf>

- National Renewable Energy Laboratory. (s.f.). *MHK Atlas (beta release)*. Recuperado el 2016, de <https://maps.nrel.gov/mhk-atlas/#/?activeLayers=ckxDTB&baseLayer=groad&mapCenter=14.997851873680595%2C-88.2861328125&zoomLevel=6>
- National Research Council. (2002). *Acute Exposure Guideline Levels for Selected Airborne Chemicals: Volume 2. National Academies Press*. Washington, D.C., Estados Unidos. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK207609/>
- National Science Foundation. (2 de Febrero de 2014). *Marine Geoscience Data System*. Nueva York, Estados Unidos. Obtenido de www.virtualocean.org
- Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (16 de Agosto de 2013). *Ocean Thermal Energy Conversion Basics*. Recuperado el 2016, de [Energy.gov: http://energy.gov/eere/energybasics/articles/ocean-thermal-energy-conversion-basics](http://energy.gov/eere/energybasics/articles/ocean-thermal-energy-conversion-basics)
- Olmsted, M. G., Mann, M. J., & Yang, C. S. (1979). Optimizing Plant Design for Minimum Cost Per Kilowatt and Refrigerant-22 Working Fluid. En G. L. Dugger (Ed.), *6th Ocean Thermal Energy Conversion Conference, 1*. Washington, D.C. Recuperado el Septiembre de 2016, de <http://babel.hathitrust.org/cgi/pt?id=uc1.31822009545088>
- Orange. (2016). *Undersea cables: some green in the deep blue*. Recuperado el Agosto de 2016, de Orange.com: <http://www.orange.com/en/actus-courtes-tuelles/responsabilite/actions/Environnement/On-course-for-the-COP-episode-5>
- Organization for Promotion of Ocean Thermal Energy Conversion (OPOTEC). (s.f.). *Uehara Cycle*. Recuperado el 2016, de OPOTEC.jp: http://www.opotec.jp/english/uehara_cycle.html
- OTEC Beck. (s.f.). *The Steam Lift Pump*. Recuperado el 2016, de Ocean Thermal Energy Conversion - Earl J. Beck: <http://otecbeck.com/document2.html>
- OTEC International LLC. (2014). *Frequently Asked Questions*. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.oteci.com/faq/>
- Owano, N. (25 de Agosto de 2015). *Celebrating Hawaii Ocean Thermal Energy Conversion Power Plant*. Recuperado el 2016, de TechXplore: <http://techxplore.com/news/2015-08-celebrating-hawaii-ocean-thermal-energy.html>
- Plocek, T. J., Laboy, M., & Martí, J. A. (2009). Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC): Technical Viability, Cost Projections and Development Strategies. *Offshore Technology Conference*. Houston. doi:dx.doi.org/10.4043/19979-MS
- Rafferty, John; Mero, John. (22 de Abril de 2016). *Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC)*. Recuperado el Agosto de 2016, de Encyclopædia Britannica: <https://www.britannica.com/technology/ocean-thermal-energy-conversion>
- Real Academia Española. (2014). *Diccionario de la lengua española* (23a. ed.). Madrid, España. Recuperado el Agosto de 2016

- Scott, R. J. (1979). Conceptual Designs And Costs of OTEC 10/40 MW Spar Platforms. En G. L. Dugger (Ed.), *6th Ocean Thermal Energy Conversion Conference*, 1. Washington, D.C. Recuperado el Septiembre de 2016, de <http://babel.hathitrust.org/cgi/pt?id=uc1.31822009545088>
- Servicio Nacional de Meteorología. (1 de Enero de 2008). *Capas del Océano*. Recuperado el 2016, de National Oceanic And Atmospheric Administration: http://www.srh.noaa.gov/srh/jetstream_sp/oceano/capas_oceano.htm
- Sirtoli, P. (11 de Julio de 2005). *Tides and Centrifugal Force*. Recuperado el 2016, de Vialattea.net: <http://www.vialattea.net/maree/eng/index.htm>
- Sound & Sea Technology. (15 de Abril de 2010). Potential Environmental Effects of Ocean Thermal Energy Conversion. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.globalmarinerenewable.com/images/stories/2010Presentaions/meggitt.pdf>
- Tranter. (s.f.). *Intercambiadores de calor de carcasa y placas*. Recuperado el Agosto de 2016, de <https://www.tranter.com/es/products/shell-and-plate-welded-heat-exchangers/configurations>
- Tranter. (s.f.). *Intercambiadores de calor de placas*. Recuperado el Agosto de 2016, de <https://www.tranter.com/es/products/plate-heat-exchangers>
- TRW, Inc. (1978). *Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC). Power System Development: Preliminary Design Report, Final*. Redondo Beach, California, Estados Unidos. Obtenido de <https://books.google.com.gt/books?id=OIURAAAAYAAJ>
- U.S. Department of Health and Human Services. (Septiembre de 2004). Toxicological Profile For Ammonia. Estados Unidos. Recuperado el Agosto de 2016, de <https://www.atsdr.cdc.gov/toxprofiles/tp126.pdf>
- Universidad de Las Palmas de Gran Canaria. (s.f.). E Caracterización de las Aguas de los Océanos. *Introducción a la Oceanografía*. Las Palmas de Gran Canaria, Canarias, España. Recuperado el 2016, de http://www2.ulpgc.es/hege/almacen/download/15/15600/BloqueE_IOF_030.pdf
- Uphsaw, C. R. (29 de Septiembre de 2016). Comunicación personal. Recuperado el Septiembre de 2016
- Upshaw, C. R. (2012). *Thermodynamic and Economic Feasibility Analysis of a 20 MW Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Power Plant*. Master Degree Thesis, University of Texas at Austin, Faculty of the Graduate School, Austin, Texas. Recuperado el 2016, de <https://repositories.lib.utexas.edu/bitstream/handle/2152/ETD-UT-2012-05-5637/UPSHAW-THESIS.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Uralita. (s.f.). *La Cavitación En Sistemas De Tuberías*. Recuperado el 2016, de Agronomos.cat: http://www.agronoms.cat/media/upload/editora_24/Cavitacion%20espa%C3%B1ol%202_editora_241_90.pdf

- Vega, L. (2002). Ocean Thermal Energy Conversion Primer. *Marine Technology Society Journal*, 36, 25-35. Recuperado el Septiembre de 2016
- Vega, L. A. (2002). Ocean Thermal Energy Conversion Primer. *Marine Technology Society Journal*, 36, 25-35. Recuperado el Septiembre de 2016
- Vega, L. A. (2010). Economics of Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC): An Update. *Offshore Technology Conference*. Houston: National Marine Renewable Energy Center, University of Hawai'i. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://hinmrec.hnei.hawaii.edu/wp-content/uploads/2010/01/OTEC-Economics-2010.pdf>
- Woodford, C. (21 de Enero de 2016). *OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion)*. Recuperado el 2016, de ExplainThatStuff!: <http://www.explainthatstuff.com/how-otec-works.html>
- Wu, C., & Burke, T. (10 de Junio de 1997). Intelligent Computer Aided Optimization on Specific Power of an OTEC Rankine Power Plant. *Journal of Applied Thermal Engineering*, 5(18), 295-300. doi:10.1016/S1359-4311(97)00057-4
- Xenesys. (s.f.). *Basic Research On Deep Oceanwater/Multi-Utilization in Kumejima, Okinawa*. Recuperado el 2016, de Kumejima Official Site: <http://www.xenesys.com/english/common/pdf/kumejima.pdf>
- Yeh, R.-H., Su, T.-Z., & Yang, M.-S. (2 de Abril de 2004). Maximum Output of an OTEC Power Plant. *Ocean Engineering*, 32(5), 685-700. Taiwan: Department of Marine Engineering, National Taiwan Ocean University. doi:10.1016/j.oceaneng.2004.08.011
- Zaccone, E. (17-20 de Mayo de 2009). HVDC Transmission Cable Systems. Orlando, Florida, Estados Unidos. Recuperado el Agosto de 2016, de <http://www.pesicc.org/iccWebSite/subcommittees/C/Presentations/2009Spring/C-4-HVDCTransmissionCableSystems-Zaccone.pdf>

8 Anexos

8.1 Nomenclatura

Abreviaturas, siglas y acrónimos

<i>OTEC</i>	Conversión de energía térmica oceánica (del inglés <i>Ocean Thermal Energy Conversion</i>).
<i>ZEE</i>	Zona económica exclusiva (también denominada zona marítima exclusiva).
<i>MEM</i>	Ministerio de Energía y Minas.
<i>CNEE</i>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
<i>CNE</i>	Comisión Nacional de Energía (El Salvador).
<i>ENEE</i>	Empresa Nacional de Energía Eléctrica (Honduras).
<i>AMM</i>	Administrador del Mercado Mayorista.
<i>SNI</i>	Sistema Nacional Interconectado.
<i>NREL</i>	Laboratorio Nacional de Energía Renovable (del inglés <i>National Renewable Energy Laboratory</i>).
<i>NOAA</i>	Administración Oceánica y Atmosférica Nacional (del inglés <i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>).
<i>NASA</i>	Administración Nacional de la Aeronáutica y el Espacio (del inglés <i>National Aeronautics and Space Administration</i>).
<i>IRENA</i>	Agencia Internacional de Energía Renovable (del inglés <i>International Renewable Energy Agency</i>).
<i>m</i>	Metros.
<i>km</i>	Kilómetros ($1 \text{ km} = 1\,000 \text{ m}$)
<i>mm</i>	Milla marina ($1 \text{ mm} = 1\,852 \text{ km}$)
<i>W</i>	Vatios.
<i>TW</i>	Teravatios ($1 \text{ TW} = 1\,000\,000\,000\,000 \text{ W}$)
<i>GW</i>	Gigavatios ($1 \text{ GW} = 1\,000\,000\,000 \text{ W}$)
<i>MW</i>	Megavatios ($1 \text{ MW} = 1\,000\,000 \text{ W}$)
<i>kW</i>	Kilovatios ($1 \text{ kW} = 1\,000 \text{ W}$)
<i>CD</i>	Corriente directa.
<i>CA</i>	Corriente alterna.
<i>Pa</i>	Pascales ($1 \text{ Pa} = 1 \text{ N/m}^2$)
<i>kPa</i>	Kilopascales ($1 \text{ kPa} = 1\,000 \text{ Pa}$)
<i>psi</i>	Libra por pulgada cuadrada
$^{\circ}\text{C}$	Grado Celsius (centígrado)
$^{\circ}\text{F}$	Grafo Fahrenheit.
<i>kg</i>	Kilogramo ($1 \text{ kg} = 1\,000 \text{ g}$)
<i>ft</i>	Fluido de trabajo.
<i>af</i>	Agua fría.
<i>ac</i>	Agua caliente.
<i>ent</i>	A la entrada de un proceso.
<i>sal</i>	A la salida de un proceso.
<i>C</i>	Condensador.
<i>E</i>	Evaporador.
<i>f</i>	Líquido saturado.
<i>g</i>	Vapor saturado.

fg	Diferencia en una variable entre los valores de líquido saturado y de vapor saturado en un mismo punto de saturación.
$LCOE$	Costo normalizado de electricidad (del inglés <i>Levelized Cost of Electricity</i>).
$CAPEX$	Gastos de capital (del inglés <i>Capital Expenditures</i>).
$OPEX$	Gastos operativos (del inglés <i>Operational Expenditures</i>).
FRC	Factor de recuperación del capital.
FC	Factor de capacidad.
OyM	Operación y mantenimiento.
$TMAR$	Tasa mínima atractiva de retorno.
TIR	Tasa interna de retorno.
VPN	Valor presente neto.
FE	Flujo de efectivo.

Símbolos del subsistema del ciclo de potencia

\dot{m}	Flujo másico.
\dot{m}_{ft}	Flujo másico del fluido de trabajo.
$\dot{m}_{ft,i}$	Flujo másico del fluido de trabajo en la etapa i .
\dot{m}_{ac}	Flujo másico del agua caliente.
\dot{m}_{af}	Flujo másico del agua fría.
\dot{Q}	Tasa de calor, potencia térmica por unidad de tiempo.
\dot{Q}_{ent}	Calor que entra al evaporador.
\dot{Q}_{sal}	Calor que sale del condensador.
\dot{W}	Potencia eléctrica.
$\dot{W}_{neta,ciclo}$	Potencia neta a la salida del ciclo de potencia.
$\dot{W}_{turbogenerador}$	Potencia generada por la turbina.
$\sum Pérdidas$	Pérdidas de potencia debidas a ineficiencias del sistema.
$\dot{W}_{bomba,ft} [kW]$	Potencia demandada por el sistema de bombeo del fluido de trabajo.
η_T	Eficiencia de la turbina.
η_B	Eficiencia de la bomba.
η_M	Eficiencia del motor de la bomba.
η_G	Eficiencia del generador.
h	Entalpía específica.
v	Volumen específico.
s	Entropía específica.
x	Calidad de una mezcla.
$\Delta T_{af,total}$	Diferencia de temperatura total entre la salida y la entrada del agua fría.
$T_{af,i}$	Diferencia de temperatura entre la salida y la entrada del agua fría en la etapa i .
$\Delta T_{ac,total}$	Diferencia de temperatura total entre la salida y la entrada del agua caliente.
$\Delta T_{ac,i}$	Diferencia de temperatura entre la salida y la entrada del agua caliente en la etapa i .
n_{etapas}	Número de etapas del ciclo de potencia.
T_C	Temperatura del condensador. Temperatura de los estados 1 y 4.
T_E	Temperatura del evaporador. Temperatura del estado 3.

TTD_C	Diferencia de temperatura terminal del condensador.
TTD_E	Diferencia de temperatura terminal del evaporador.

Símbolos del subsistema del intercambiador de calor

ΔT_{ml}	Diferencia de temperatura logarítmica media.
U	Coficiente de transferencia de calor.
C_{af}	Calor específico del agua fría.
C_{ac}	Calor específico del agua caliente.
A_S	Área de transferencia de calor.
R	Resistencia térmica.
$R''_{incrustación}$	Resistencia térmica por unida de área debida a la incrustación en la superficie del intercambiador de calor.
η_0	Eficiencia de superficie del intercambiador de calor.
\bar{h}	Coficiente de convección para la transferencia de calor.
k	Conductividad térmica.
L	Longitud.
D_h	Diámetro hidráulico.
Re_{D_h}	Número de Reynolds para un ducto de diámetro D_h .
Nu_{D_h}	Número de Nusselt para un ducto de diámetro D_h .
Pr	Número de Prandtl.
A_c	Área transversal de un ducto.
p	Perímetro mojado de un ducto.

Símbolos del subsistema de bombeo del agua oceánica

$\dot{W}_{B_{af/ac}}$	Potencia demandada por los sistemas de agua fría o agua caliente.
Δp	Diferencia de presión del agua.
g	Gravedad.
Δz	Altura.
ρ_{af}	Densidad del agua fría.
$\rho_{prom,océano}$	Densidad promedio de la columna de agua desde la superficie hasta la entrada de la tubería.
$\sum h_{pérdidas}$	Cabeza de pérdidas de presión en un sistema de fluido debido a la fricción en las paredes de la tubería y sus acoples.
$h_{pérdidas,HX}$	Cabeza de pérdidas de presión en un intercambiador de calor.
$h_{pérdidas,tubería}$	Cabeza de pérdidas de presión en las tuberías.
$h_{pérdidas,entrada}$	Cabeza de pérdidas de presión en la entrada de la tubería.
$\sum h_{pérdidas,acoples}$	Cabeza de pérdidas de presión por los accesorios y los acoples de las tuberías.
D	Diámetro de la tubería.
L	Longitud de la tubería.
f	Factor de fricción.
K	Coficiente de pérdida de presión.

Símbolos del análisis económico

C_{HX}	Costo total del intercambiador de calor.
$\sum C_{sistema\ de\ bombeo}$	Costo total de los sistemas de bombeo.

C_{TG}	Costo total del turbogenerador.
$C_{plataforma}$	Costo total de la plataforma.
$C_{sistema\ de\ cableado}$	Costo total del sistema de cableado.
K	Factor de ajuste para considerar otros costos.
A_{total}	Área total del intercambiador de calor.
C_{HX}	Factor de costo por pie cuadrado de los intercambiadores de calor.
$C_{sistema\ de\ bombeo}$	Factor de costo por unidad de potencia del sistema de bombeo.
c_{TG}	Factor de costo por unidad de potencia del turbogenerador.
i	Tasa de interés.
n	Periodo de duración del préstamo, en años.
$C_{nómina}$	Costo de la nómina de empleados.
C_{OyM}	Costo de operación y mantenimiento.

8.2 Glosario

A

Absorbedor	Del inglés <i>absorber</i> . Componente que en el ciclo Uehara absorbe la mezcla líquido-vapor saliente de la segunda turbina.
Adiabático/a	Transformación en la que no existe intercambio de calor, por lo tanto, no existe un cambio de temperatura entre dos puntos de comparación.
Afloramiento	<i>Ver surgencia.</i>
Agua caliente	Agua extraída de la superficie del océano.
Agua central	Segunda y última sección de la zona superior del océano, ubicada debajo de la zona superficial. Abarca desde los 200 metros de profundidad hasta el límite inferior de la termoclina.
Agua de fondo	Tercera y última sección de la zona profunda del océano, ubicada debajo del agua intermedia y del agua profunda. Abarca desde los 4 000 metros de profundidad hasta el fondo oceánico.
Agua fría	Agua extraída de la zona profunda del océano, normalmente a 1 000 metros o más de profundidad.
Agua intermedia	Primera sección de la zona profunda del océano, ubicada debajo del agua central de la zona superior, y arriba del agua profunda y del agua de fondo. Abarca desde el límite inferior de la termoclina hasta los 1 500 metros de profundidad.
Agua profunda	Segunda sección de la zona profunda del océano, ubicada entre el agua intermedia y el agua profunda. Abarca desde los 1 500 hasta el 4 000 metros de profundidad.
Agua superficial	Primera zona de la zona superior del océano. Abarca hasta los 200 metros de profundidad.
Amoniaco	Gas incoloro, de olor irritante, soluble en agua, compuesto de un átomo de nitrógeno y tres de hidrógeno. ^(A)
Arranque	Iniciar operaciones de los componentes de una instalación, ya habiendo sido desplegada.

B

Batimetría	Estudio de las profundidades del océano.
Biocida	Agente químico utilizado para reducir el crecimiento biológico en instalaciones de tecnología marina.
Biomasa	Materia orgánica originada de un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía.
Biota béntica	Conjunto de la fauna y la flora de una región.
Bomba hidráulica	Máquina utilizada para impulsar o mover un líquido de una dirección a otra.

C

Calentador	Componente que en el ciclo Uehara se encarga de aumentar la temperatura del fluido de trabajo en la entrada del recuperador.
------------	--

Calidad	Proporción entre cantidades de líquido y vapor contenidos en una mezcla.
Capacidad calorífica	Cantidad de energía que se requiere para aumentar la temperatura de una sustancia en una unidad de temperatura.
Capacidad instalada CAPEX	Producción anual teórica de una planta de generación. Gastos de capital necesarios para la inversión de un proyecto.
Ciclo abierto	Proceso termodinámico en el que el fluido de trabajo abandona los límites del mismo.
Ciclo cerrado	Proceso termodinámico en el que el fluido de trabajo nunca abandona los límites del mismo.
Ciclo híbrido Ciclo Kalina	Combinación entre los ciclos abierto y cerrado. Ciclo termodinámico cerrado, variación del ciclo Rankine, en el que es utilizada una mezcla entre amoníaco y agua como fluido de trabajo, y además de los componentes tradicionales, un separador y un recuperador o regenerador.
Ciclo Rankine	Ciclo termodinámico ideal para la generación de energía eléctrica por medio de vapor. Consta, en su forma más simple, de una bomba hidráulica para el fluido de trabajo, un evaporador, un condensador, una turbina, y un generador.
Ciclo Uehara	Ciclo termodinámico cerrado, variación del ciclo Rankine y del ciclo Kalina, en el que a diferencia de este último, se utiliza un calentador, una segunda turbina, un absorbedor y un poscondensador.
Cinta transportadora mundial	Modelo mediante el cual, se ejemplifica la circulación Termohalina.
Circulación Termohalina	Circulación del agua profunda del océano que se da por cambios en la densidad, temperatura, y salinidad de la misma.
Combustibles fósiles	Combustibles originados por los restos de organismos de una era geológica pasada. Pueden ser carbones, derivados del petróleo (búnker, gasolina, diésel, etc.), y gas natural.
Compresión	Aumento en la presión y reducción del volumen de un fluido.
Condensador	Dispositivo encargado de convertir un vapor en líquido, mediante el intercambio del calor por convección, hacia otro fluido.
Convección	Transferencia de calor entre una superficie sólida y el líquido o gas adyacente en movimiento.
Corrosión	Erosión gradual de una sustancia, especialmente por medios químicos.
Costa	Orilla del cuerpo de agua y tierra que está cerca de ella.
Crecimiento biológico	Adición de diferentes organismos marinos a las estructuras submarinas.

D

Densidad	Masa de una sustancia por unidad de volumen.
----------	--

Desmantelamiento	Detener la actividad de una instalación.
Despliegue	Instalar los componentes de una instalación en la ubicación predestinada para su operación.
Difusor	Sección de una tubería de descarga que es modificada, usualmente mediante la adición de numerosos agujeros, para favorecer a la mezcla entre dos fluidos.
Distribuidor/a	Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.

E

Ebullición	Evaporación de un líquido.
Ecosistema	Comunidad ecológica considerada como una unidad junto a su entorno físico.
Efecto invernadero	Calentamiento de la superficie del planeta Tierra y las capas inferiores de la atmósfera que tiene a incrementar las cantidades de dióxido de carbono en la misma. Causado por la transmisión, reradiación y absorción de la radiación solar.
Eficiencia térmica	Razón del trabajo hecho por una máquina térmica y el calor absorbido por esta.
Energía de corrientes marinas	Tipo de tecnología de generación de energía renovable, en la que se convierte la energía cinética proveniente de las corrientes marinas en energía eléctrica.
Energía limpia	Tipo de tecnología de generación en la que no existen subproductos que contaminen el medioambiente.
Energía maremotérmica	Tipo de tecnología de generación de energía renovable, en la que se aprovecha el gradiente térmico entre la superficie y el fondo del océano para la producción de energía eléctrica.
Energía mareomotriz	Tipo de tecnología de generación de energía renovable, en la que se aprovecha el movimiento de las mareas para la producción de energía eléctrica.
Energía oceanotermal	<i>Ver energía maremotérmica.</i>
Energía osmótica	Tipo de tecnología de generación de energía renovable, en la que se aprovecha la diferencia de densidades entre agua dulce y salada para la producción de energía eléctrica.
Energía renovable	Energía que se extrae de una fuente que se genera rápidamente.
Energía undimotriz	Tipo de tecnología de generación de energía renovable, en la que se aprovecha el movimiento de las olas para la producción de energía eléctrica.
Entalpía	Magnitud termodinámica de un cuerpo, igual a la suma de su energía interna más el producto de su volumen por la presión exterior.
Entropía	Magnitud termodinámica de un cuerpo, que mide su desorden molecular.

Etapa	Cada uno de los conjuntos de evaporador, condensador, bomba hidráulica, y turbogenerador, de los que se compone el subsistema del ciclo de potencia del análisis termodinámico de Upshaw.
Evaporador	Dispositivo encargado de convertir un líquido en vapor, mediante el intercambio del calor por convección, hacia otro fluido.
Expansión	Aumento en el volumen y reducción de la presión de un fluido.
F	
Factor de capacidad	Porcentaje del año que una planta produce energía en su potencia nominal.
Fluido de trabajo	Líquido o gas que se encarga de poner en funcionamiento una máquina o parte de él.
Fluido incompresible	Sustancia cuyo volumen específico (o densidad) es constante entre dos puntos de análisis.
Flujo másico	Cantidad de masa que fluye por una sección transversal por unidad de tiempo.
Flujo volumétrico	Volumen de un fluido que fluye por una sección transversal por unidad de tiempo.
G	
Gastos de capital	<i>Ver CAPEX.</i>
Gastos operativos	<i>Ver OPEX.</i>
Generador eléctrico	Máquina cuyo eje está unido al eje de la turbina para que esta última al girar le permita transformar la energía mecánica en energía eléctrica.
Generador/a	Persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.
Gradiente	Diferencia entre los valores de una variable analizada en dos puntos.
Grado centígrado	Unidad de escala termométrica en la cual el intervalo entre el punto de congelamiento y el punto de ebullición del agua, a una atmósfera de temperatura, está dividido por 100 grados, siendo el grado cero el punto de congelamiento, y el grado 100 el punto de ebullición. También denominado grado Celsius.
H	
Hábitat	Lugar de condiciones apropiadas para que viva un ser vivo.
I	
Impacto ambiental	Actividades o resultados de las mismas, perjudiciales para un ecosistema.
Impacto visual	Actividades o resultados de las mismas, perjudiciales para el atractivo de un sitio.
In situ	En la posición original o natural.
Instalación	Estructura que es construida, instalada, o establecida para brindar un servicio en particular.

Intercambiador de calor	Dispositivo que facilita el intercambio de calor entre dos fluidos que se encuentran a temperaturas diferentes, evitando que se mezclen entre sí.
Inversión	Cantidad de dinero necesaria para llevar a cabo la fase inicial de un proyecto, hasta su despliegue.
Isoentrópico	Transformación en la que no existe un incremento o decremento en los valores de la entropía de dos puntos de comparación.
K	
Kilovatio-hora	Unidad de energía que mide la potencia eléctrica consumida a una tasa de 1 000 vatios en el periodo de una hora.
L	
Lecho marino	Fondo del océano.
Lecho oceánico	<i>Ver lecho marino.</i>
Líquido saturado	Líquido que está a punto de evaporarse.
M	
Mantenimiento	Conjunto de operaciones y cuidados necesarios para que las instalaciones y sus equipos puedan seguir funcionando correctamente.
Mar abierto	Región en la que las propiedades físicas son influenciadas en menor manera por condiciones continentales.
Medioambiente	Conjunto de circunstancias exteriores a un ser vivo.
Mezcla	Combinación de vapor y líquido de una misma sustancia.
Mitigar	Moderar, disminuir o contrarrestar los efectos perjudiciales de una acción.
Módulo	Conjunto de cada uno de los elementos de una instalación repetidos, normalmente colocados en disposición en paralelo, con el objetivo de aumentar la eficiencia y la potencia neta del ciclo.
O	
Oceánico/a	Pertenciente o relativo al océano.
Operación	Ejecución de cada uno de los procesos necesarios para el funcionamiento correcto de una instalación.
OPEX	Costos anuales de la nómina, y de operación y mantenimiento necesarios para el funcionamiento de una planta.
OTEC	Siglas en inglés para la abreviatura de la conversión de energía térmica oceánica. <i>Ver energía maremotérmica.</i>
Oxígeno disuelto	Cantidad de oxígeno disuelta en una unidad de volumen de agua. Parámetro para determinar la calidad del agua.
P	
Plataforma continental	Parte del margen continental adyacente al continente, extendiéndose desde la línea de bajamar hasta una profundidad, de generalmente, 200 metros.
Potencia bruta	Potencia de salida de una planta de conversión de energía térmica oceánica a la que no le ha sido restada la potencia demandada por el sistema de bombeo.
Potencia neta	Potencia bruta menos potencia demandada por el sistema de bombeo.

Presión de saturación Presión a la cual un fluido cambia de fase a una temperatura dada.

R

Recuperador Componente que en los ciclos Kalina y Uehara se encarga de precalentar el fluido que se dirige al evaporador mediante el intercambio de calor proveniente del vapor a la salida de la turbina.

Red eléctrica Red de conductores para la distribución de potencia eléctrica.

Regenerador *Ver recuperador.*

Ruido operacional Conjunto de sonidos provenientes de la operación de los componentes de una planta, que por sus niveles altos, pueden resultar perjudiciales para los organismos circundantes a la misma.

S

Salinidad Cantidad de sales disueltas en el agua de mar, medida en gramos por millar.

Separador Componente que en los ciclos Kalina y Uehara se encarga de retirar la proporción de líquido de la mezcla del fluido de trabajo a la salida del evaporador.

Sistema de amarre Conjunto de dispositivos encargados de anclar una planta flotante al lecho marino.

Sistema de bombeo Conjunto conformado por la bomba hidráulica, tuberías, y acoples y accesorios, cuya función es mover el agua hacia las instalaciones.

Sistema de cableado eléctrico Conjunto de componentes encargados de transportar la energía eléctrica producida hacia la red eléctrica.

Sistema Eléctrico Nacional Conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país.

Sistema nacional interconectado Porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional.

Suelo marino *Ver lecho marino.*

Surgencia Ascensión del agua fría hacia la superficie.

T

Tasa de inflación Medida de la diferencia del precio de los productos y servicios de una nación entre dos periodos de análisis.

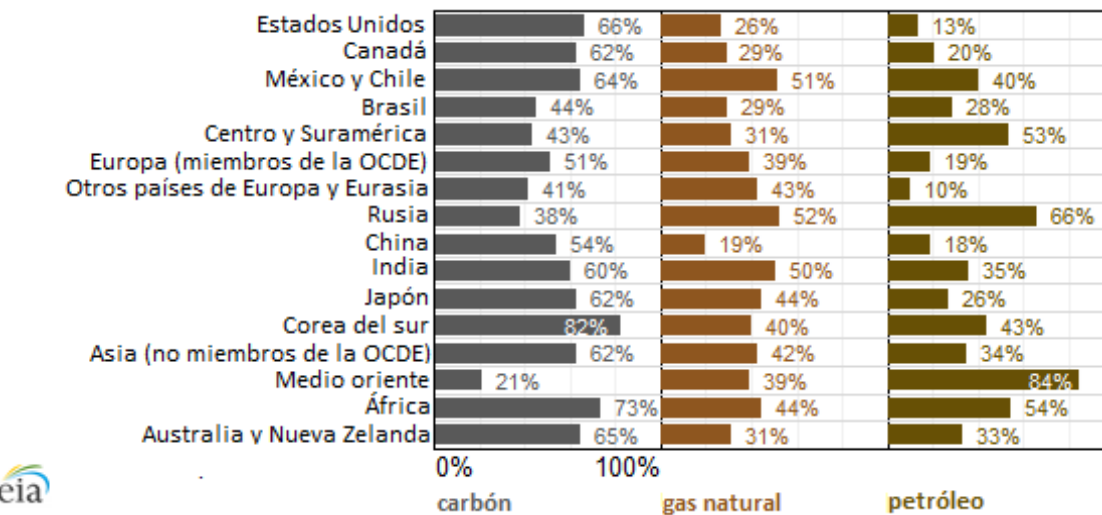
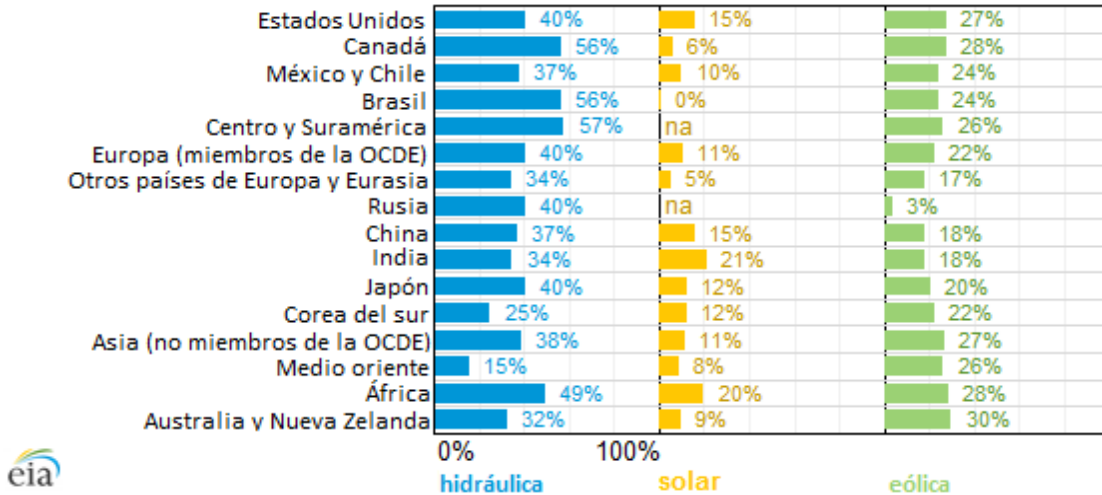
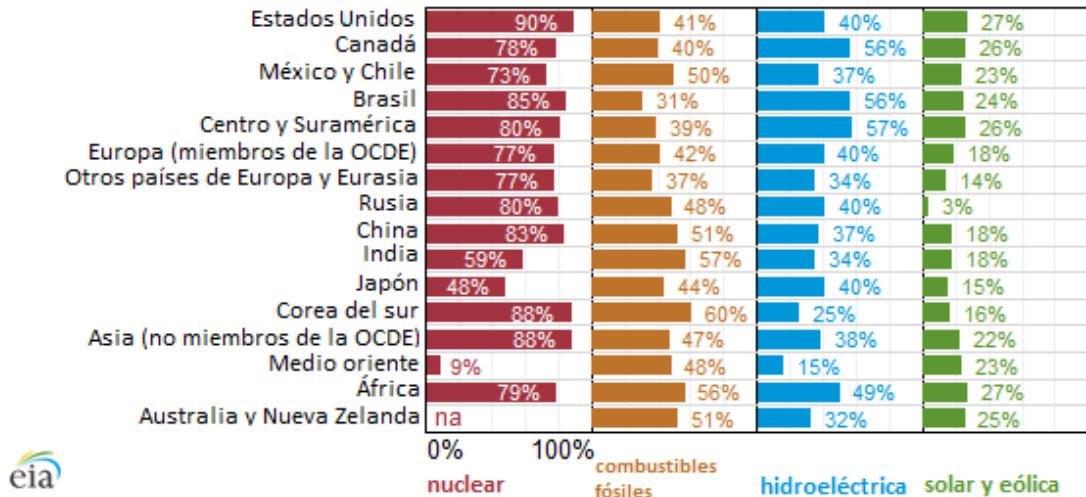
Tasa de interés Porcentaje monetario, dentro de un periodo de tiempo, que retorna al inversor luego de un gasto de capital, o que ingresa al deudor a partir de un financiamiento.

Temperatura de saturación Temperatura a la cual un fluido cambia de fase a una presión dada.

Termoclina Capa de transición entre el agua caliente de la superficie del océano y el agua más fría del fondo.

Termodinámico/a	Perteneciente o relativo a la termodinámica, parte de la física en que se estudian las relaciones entre el calor y las restantes formas de energía.
Tierra firme	<i>Ver costa.</i>
Toxicidad	Grado en el que una sustancia es venenosa para un organismo.
Transmisión	Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
Transportista	Persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.
Tubería de agua fría	Componente, parte del sistema de bombeo, en el que es transportada el agua de las profundidades del océano.
Turbina	Máquina que es accionada por la expansión de un fluido.
Turbogenerador	Conjunto de turbina y generador.
U	
Usuario	Titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.
V	
Vapor flash	Líquido evaporado súbitamente.
Vapor saturado	Vapor que está a punto de condensarse.
Vapor sobrecalentado	Vapor que no está a punto de condensarse.
Vatio	Unidad de potencia del sistema internacional que da lugar a la producción de un julio por segundo.
Volumen específico	Volumen de una sustancia por unidad de masa.
Z	
Zona económica exclusiva	Área, parte del océano, que le pertenece a los países con salida al mar con el fin de aprovechar los recursos naturales que ahí se encuentran.
Zona epipelágica	<i>Ver agua superficial.</i>
Zona marítima exclusiva	<i>Ver zona económica exclusiva.</i>
Zona profunda	Masa de agua del océano, ubicada debajo de la zona superior, y que comienza en el agua intermedia y termina en el agua de fondo.
Zona superior	Masa de agua del océano, ubicada desde la superficie hasta el agua central.

8.3 Factor de capacidad de los diferentes tipos de tecnología de generación en el mundo



(U.S. Energy Information Administration, s.f.).
Traducidas por: Monroy.

8.4 Suposiciones del modelo termodinámico de Upshaw

8.4.1 Generales (Upshaw, 2012)

- Estado estacionario: No existen cambios dinámicos de temperatura, velocidad, o flujos másicos en ningún subsistema de la planta.
- El rechazo y la adición de calor de los alrededores son despreciables: Esto debido al gradiente térmico tan pequeño que se tiene entre el interior y el exterior de la planta.
- No ocurren cambios en la temperatura y la presión del fluido de trabajo en las partes del proceso en las que cambia de fase (de líquido a vapor, y viceversa); además, debido a que la temperatura del fluido saturado no incrementa con el calor añadido, el calor específico efectivo del fluido se considera infinito. Esta suposición nace con el objetivo de simplificar los cálculos, y porque la caída de presión dentro de los intercambiadores de calor es pequeña en comparación con la que se tiene a través de la turbina.
- Los coeficientes de transferencia de calor, tanto del evaporador como del condensador, son valores promedio, y constantes a lo largo de los mismos, con el fin de simplificar los cálculos del área en dichos componentes.
- Las temperaturas del fluido son valores promedio o son temperaturas de la masa en el punto de análisis: Esto evita el cálculo con integrales dependientes de geometrías específicas y las condiciones del fluido.
- Las velocidades del fluido son uniformes y constantes a lo largo de toda la planta.
- Debido a que en cada etapa del proceso de la planta, los cambios de temperatura son bajos, todas las propiedades (densidad, viscosidad, calor específico) son también consideradas constantes, y dependientes de su respectiva temperatura de entrada.
- Todos los líquidos son asumidos como incompresibles.

8.4.2 Específicas (Upshaw, 2012)

Subsistema del ciclo de potencia

- Fluido másico constante a través de toda la planta: En una planta real, el fluido de trabajo que no cambia de fase a la salida del evaporador, es recirculado de nuevo a la entrada del mismo. Esto provocaría diferencia en el flujo másico causado por el diseño de dicho intercambiador de calor (un bajo diferencial de temperatura o un bajo coeficiente de transferencia de calor).
- Líquidos incompresibles: El trabajo realizado por la bomba se determina mediante el producto de la diferencia de presiones en su entrada y su salida, y el volumen específico dependiente de la presión de entrada. Esta suposición está fundamentada gracias al hecho que el cambio de la densidad que ocurre en este componente es pequeño, debido a que el fluido no está siendo altamente presurizado.
- La temperatura de los estados uno y dos es igual a la temperatura de condensación: Suposición no del todo precisa, ya que no se asume un modelo isoentrópico entre uno y otro estado. Esta asunción es fundamentada gracias a que la potencia de la bomba puede ser subestimada, y la temperatura del fluido menor, pero esta subestimación se compensa con el pequeño incremento en el requerimiento de calor en

el evaporador, que significa que más agua caliente necesita ser bombeada, anulándose estos valores de energía uno con otro.

- El fluido de trabajo cambia completamente de fase en el evaporador: Esto significa que la calidad, es decir, la relación entre cantidad de vapor y líquido, es igual a uno. En realidad, este valor nunca es alcanzado, pero puede ser llevado a una aproximación de 0.99 gracias a la adición de un equipo especializado, como un separador.
- No existe caída de presión del fluido de trabajo dentro de las tuberías de ambos intercambiadores de calor: El cambio total en la presión a lo largo de la planta — cuyo valor puede ser de hasta 150 kPa — ocasiona que la caída de presión dentro de estos componentes — en el orden de los 10 kPa — sea despreciable. Esta suposición también es fundamentada con el hecho que ocurre en la parte del ciclo en donde se lleva a cabo el cambio de fase (de líquido a vapor, y viceversa), por lo que se puede asumir que dicha caída de presión se manifiesta como temperatura de evaporación más baja o como una temperatura de condensación más alta. Es por ello, que a manera de simplificar, se asume que la caída de presión ocurrida dentro de los intercambiadores de calor es tomada en cuenta en un valor denominado diferencial de temperatura terminal TTD .
- No existe sobrecalentamiento a la salida del evaporador y la expansión del fluido de trabajo en la turbina se lleva a cabo hasta que este alcance la presión de saturación del condensador: Suposición razonable que se basa en que la diferencia de temperaturas en el evaporador es pequeña, por lo que se requeriría que el área del mismo fuese significativamente mayor para incrementar la temperatura del vapor. Y el valor de la presión a la salida de la turbina, se puede fundamentar con el hecho de que la temperatura a la cual el fluido de trabajo se presenta como vapor, es bastante baja.

Subsistema de intercambiadores de calor

- Todos los cálculos son realizados asumiendo un estado estacionario.
- Las temperaturas de entrada y salida son asumidas y son parte de las variables de diseño:
 - La temperatura del agua en una etapa es dependiente de las temperaturas de entrada y de salida, y del número de etapas.
 - Las temperaturas de evaporación y condensación son funciones de la temperatura del agua a la salida de cada etapa.
 - El diferencial de temperatura terminal es especificado, y asumido constante e igual en cada etapa, sin importar el número de estas.
- El flujo del lado del agua es asumido aproximadamente igual al dado por la ecuación de Dittus Bolter correspondiente a un fluido turbulento en tuberías de paredes lisas.
- El coeficiente de transferencia de calor y la velocidad de referencia del agua son asumidos.
- El factor de corrección de la diferencia de temperatura media logarítmica $LMTD$, es asumido igual a la unidad. Esto debido a que la caída de temperatura del agua es pequeña, y el cambio de fase domina en el lado del fluido de trabajo. Suposición que también da a entender que el fluido de trabajo en la entrada del evaporador es calentado por el agua que sale del mismo, hasta la temperatura de ebullición. Este arreglo conlleva a una menor temperatura de evaporación, pero una mejor $LMTD$ en dicho intercambiador de calor.

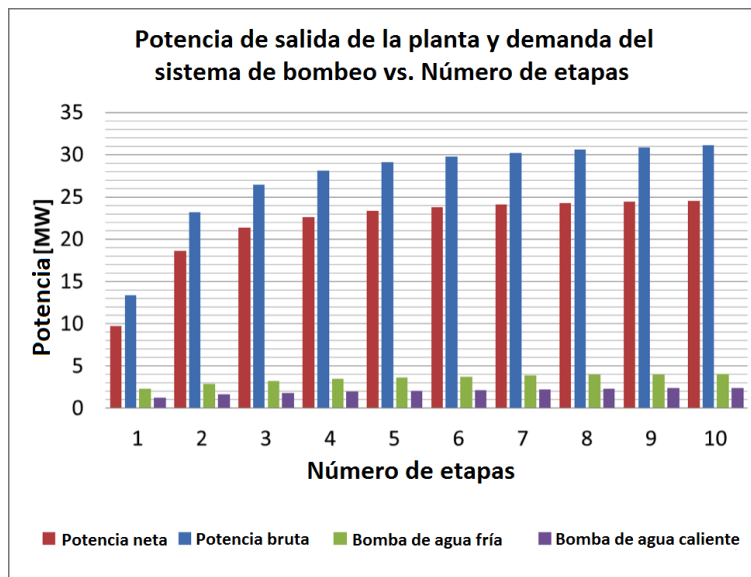
- El flujo volumétrico es igual al cociente del flujo másico y la densidad del agua.
- La velocidad promedio del agua es el cociente del flujo volumétrico y el área transversal en la entrada de la tubería; se asume flujo uniforme a esta velocidad.

8.5 Inferencias del análisis termodinámico de Charles R. Upshaw

Upshaw a través del análisis de su modelo termodinámico logró deducir diversos factores relevantes para el diseño de una planta de conversión de energía térmica oceánica que trabaja mediante un ciclo establecido por etapas o en cascada. Esta parte de su estudio consistió básicamente en ingresar las variables de diseño, utilizando un rango de valores para cada una, mientras se mantenían las demás constantes; calcular la salida de potencia de la planta y las tasas de flujo del agua para cada variable probada; calcular la salida de potencia neta y la demanda energética del sistema de bombeo; y por último, utilizar el valor obtenido de la potencia neta para realizar un análisis de sensibilidad que determine las medidas del desempeño del diseño seleccionado —que en su caso correspondía a una planta generadora de 20 MW netos de potencia eléctrica, pero que como bien indica, una planta de esta capacidad es capaz de satisfacer las necesidades energéticas de una pequeña comunidad, al mismo tiempo que se mantiene al margen de riesgos financieros, y por otra parte, una planta de mayor capacidad (de 50 a 100 MW o más) utilizaría varios módulos de 10 a 20 MW dispuestos en paralelo (Upshaw, 2012).

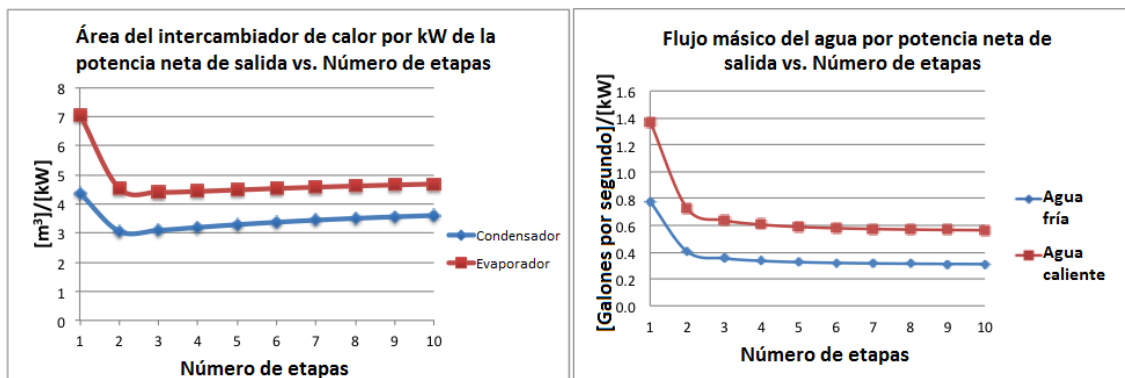
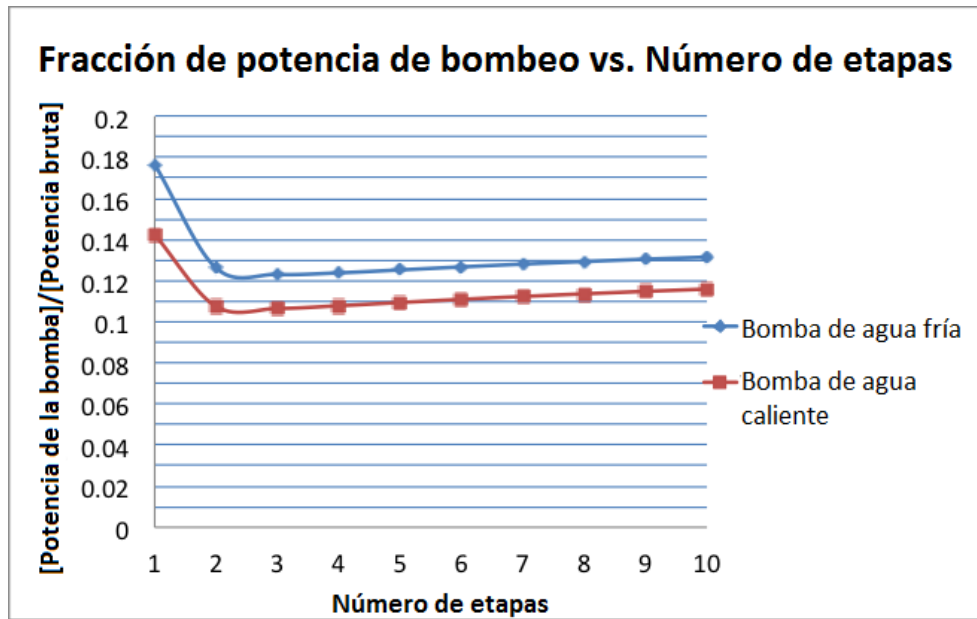
Para poder basarse en resultados reales, Upshaw refirió sus resultados y sus variables a los de una planta real propuesta por la empresa *Sea Solar Power* (Upshaw, 2012). Las conclusiones de diseño obtenidas de su trabajo son resumidas a continuación, junto con ayudas gráficas de cada una de ellas.

- I. Ciclo de potencia por etapas: La potencia generada por la planta sí es directamente proporcional al número de etapas con las que cuente, sin embargo, luego de cuatro ($n_{etapas} = 4$) la potencia neta no incrementa radicalmente, e incluso, luego del diseño con cinco etapas, se mantiene casi constante. Esto se debe a que al incrementar el número de etapas también aumenta la potencia requerida por el sistema de bombeo, lo que provoca una disminución proporcional en la potencia generada.



(Upshaw, 2012).
Traducción: Monroy.

Dicha potencia demandada por parte de las bombas hidráulicas disminuye entre los diseños con una, dos y tres etapas, pero se ve incrementada linealmente a partir de este último. Comportamiento que también se da en la relación entre el área de los intercambiadores de calor y la potencia de salida. Por otro lado, las tasas de flujo del agua sí ven mejoras proporcionales al número de etapas con las que sea diseñada la planta, pero no son las suficientes para inclinarse por un diseño con más de cuatro etapas.

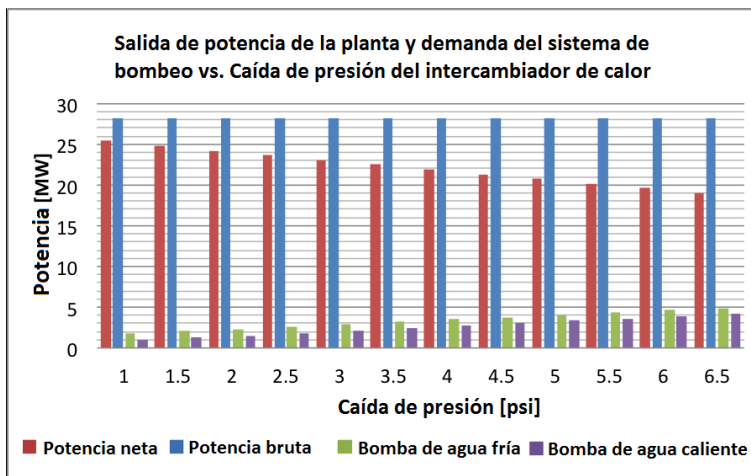
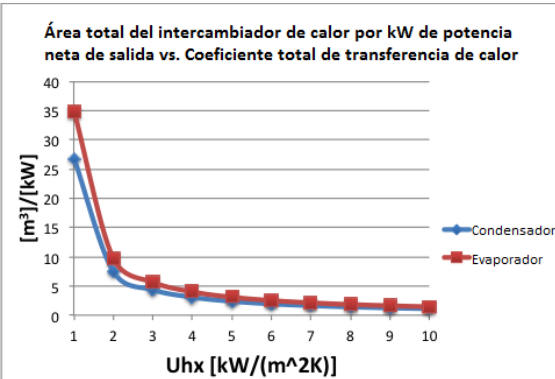
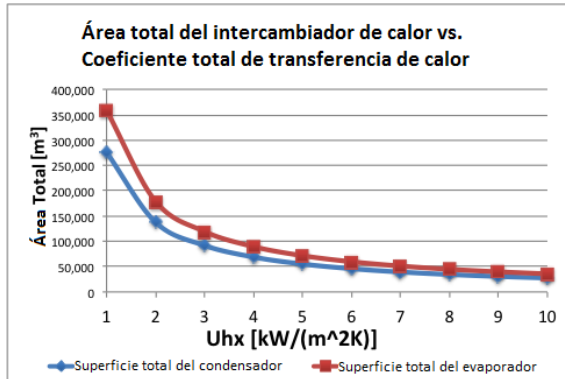
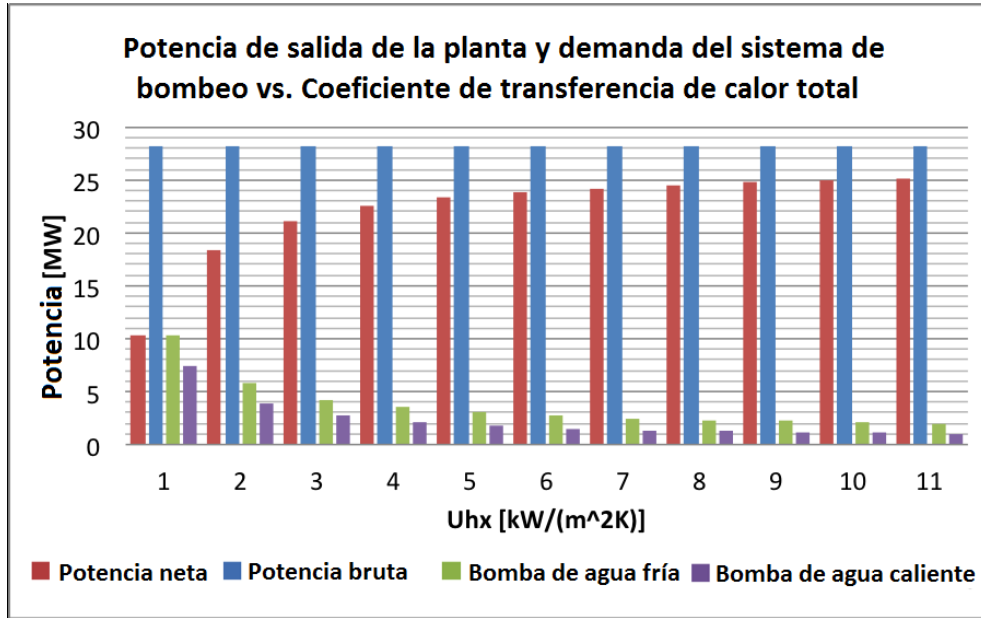


(Upshaw, 2012).
Traducción: Monroy.

- II. **Intercambiadores de calor:** Los cuatro factores de mayor importancia a tomar en cuenta en los diseños de evaporadores y condensadores son el coeficiente y el área de transferencia de calor, la caída de presión y el costo. Los cuatro están íntimamente ligados: al mejorar el coeficiente —cuyos valores pueden variar desde aquellos pertenecientes a intercambiadores de calor fácilmente obtenidos en el mercado, hasta aquellos que corresponden a diseños altamente especializados, encontrándose en el rango de 1 a $12 \frac{kW}{m^2K}$ (Upshaw, 2012)— se ve reducida el área, mejorando

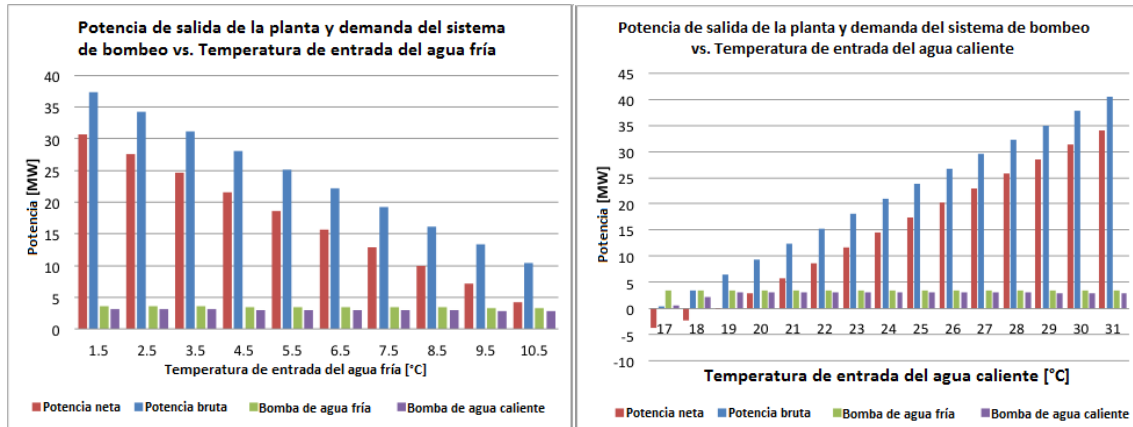
así, la transferencia de calor, y con ello, la potencia neta generada; sin embargo, ya que esta operación se realiza mediante la adición de aletas, crestas, u otros elementos, las pérdidas de presión son mayores, y de igual manera, las pérdidas en potencia neta —cada *psi* incrementa en 1.16 *MW* la potencia requerida por el sistema de bombeo.

Entonces, el diseño dependerá de un balance entre estos tres factores. No obstante, el factor financiero debe ser considerado también como una prioridad, ya que, aunque el diseño logre equilibrar la mejora de transferencia de calor con bajas caídas de presión, si lo hace a un elevado costo, estos componentes no serán óptimos para el diseño final de la planta.



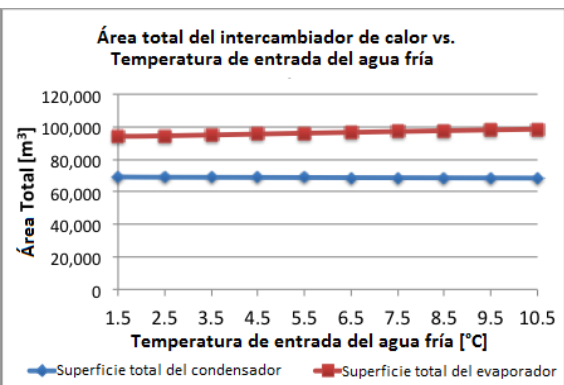
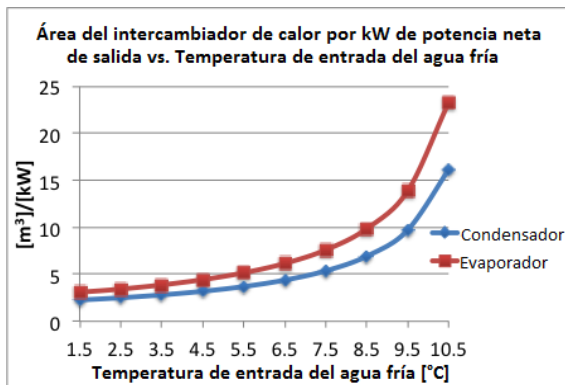
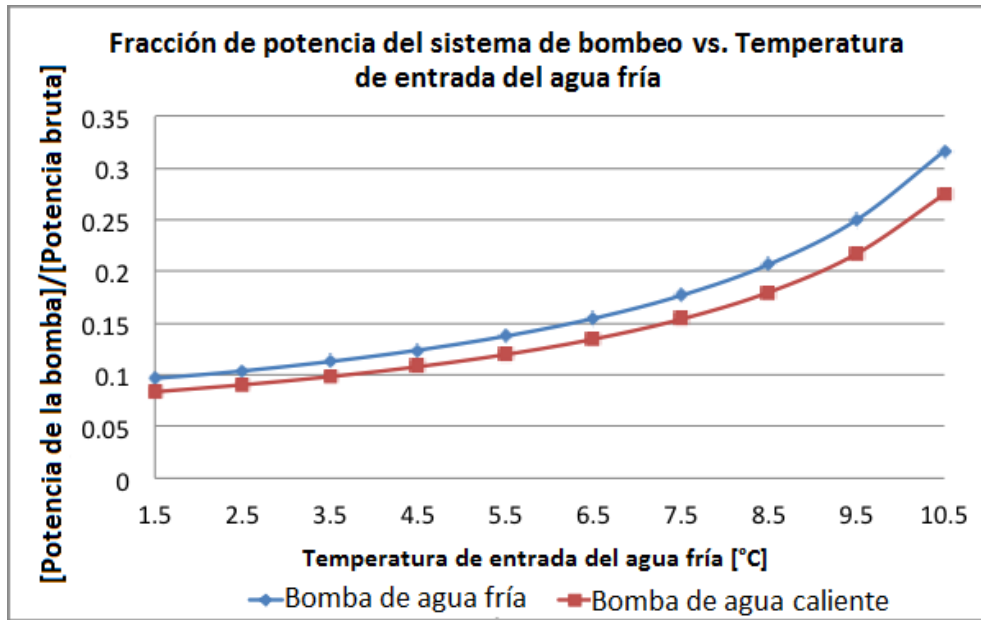
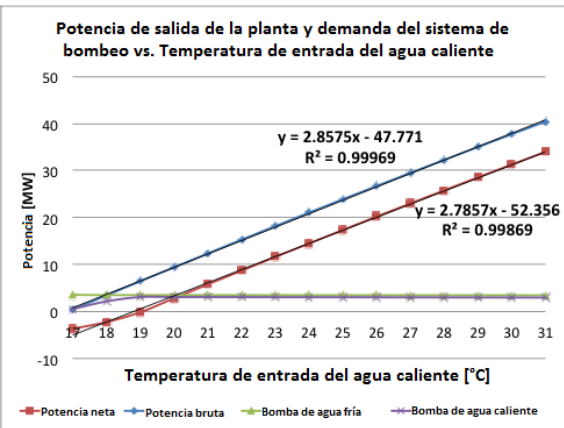
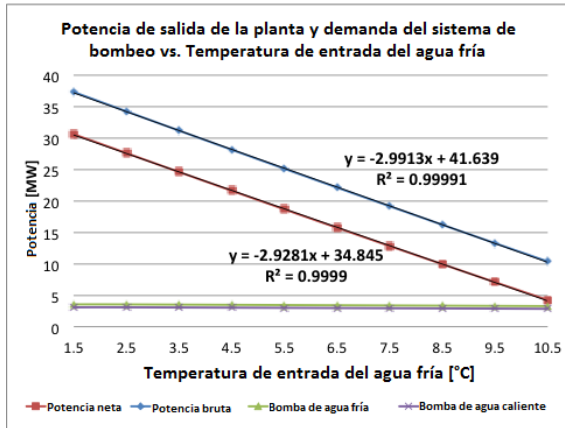
(Upshaw, 2012).
Traducción: Monroy.

- III. Temperaturas del agua en la entrada: Como ya era conocido, las temperaturas del agua extraída del océano tienen un efecto directamente proporcional sobre la generación neta de potencia. Y al ser considerada también la potencia demandada por el sistema de bombeo, una planta de conversión de energía térmica oceánica no es sostenible si trabaja con un diferencial de temperatura menor a los 14,5 °C, es decir, las temperaturas del fondo y de la superficie del océano deben ser de manera ideal de al menos 4,5 °C y 26,5 °C, respectivamente; y el aumento del gradiente entre ambas, conlleva a una mejora en la potencia generada de aproximadamente 2,9 MW o 15 % por cada grado centígrado (Upshaw, 2012).



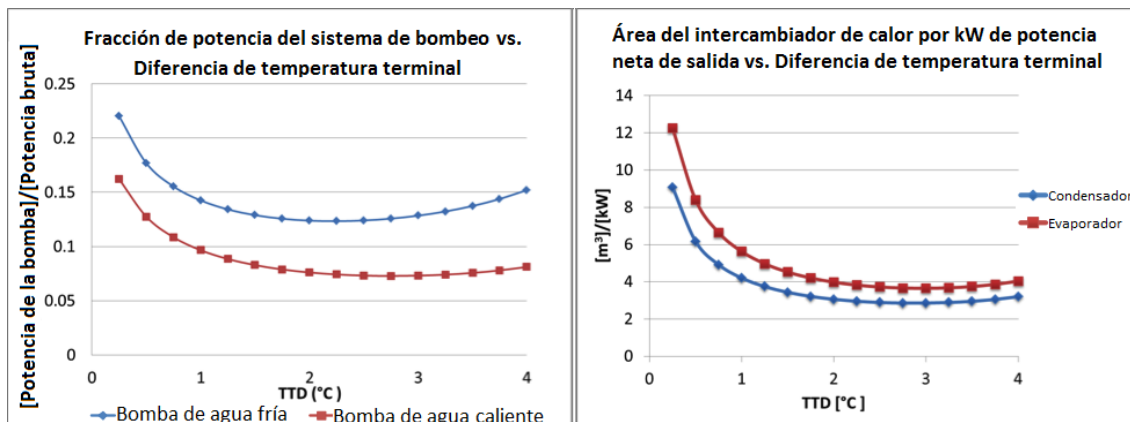
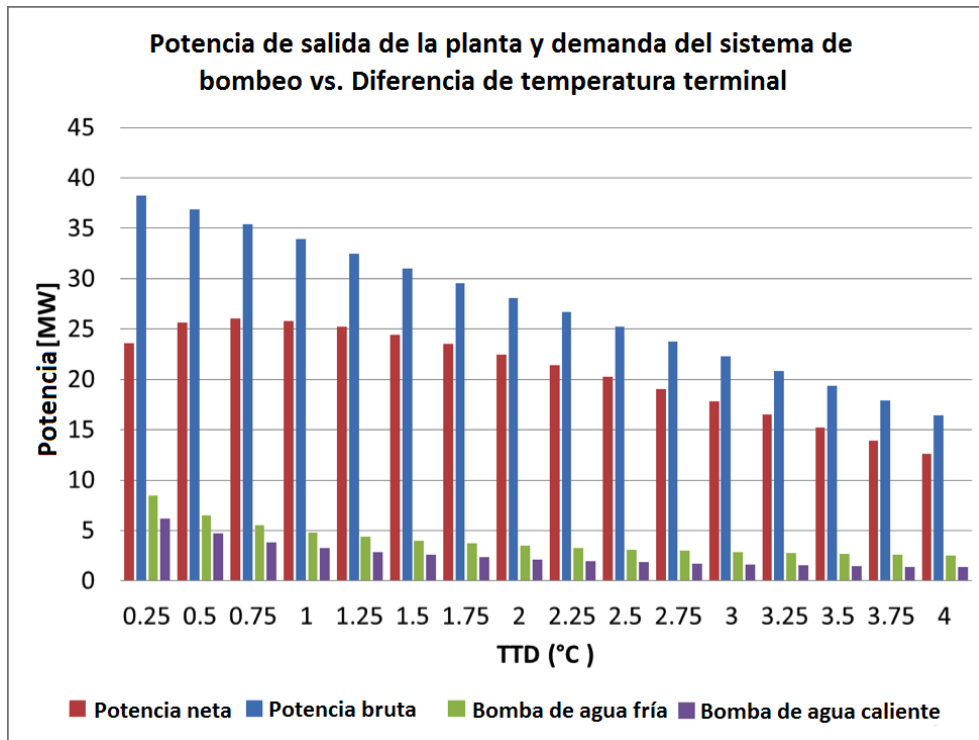
(Upshaw, 2012).
Traducción: Monroy.

Por otro lado, tanto en la potencia demandada por el sistema de bombeo, como en el área total de los intercambiadores de calor, no se ve prácticamente efecto alguno al aumentar del gradiente térmico. En el primer caso se debe a que la misma cantidad de agua debe ser bombeada a los intercambiadores de calor, sin importar los valores de las temperaturas de evaporación y condensación con los que se cuenta.



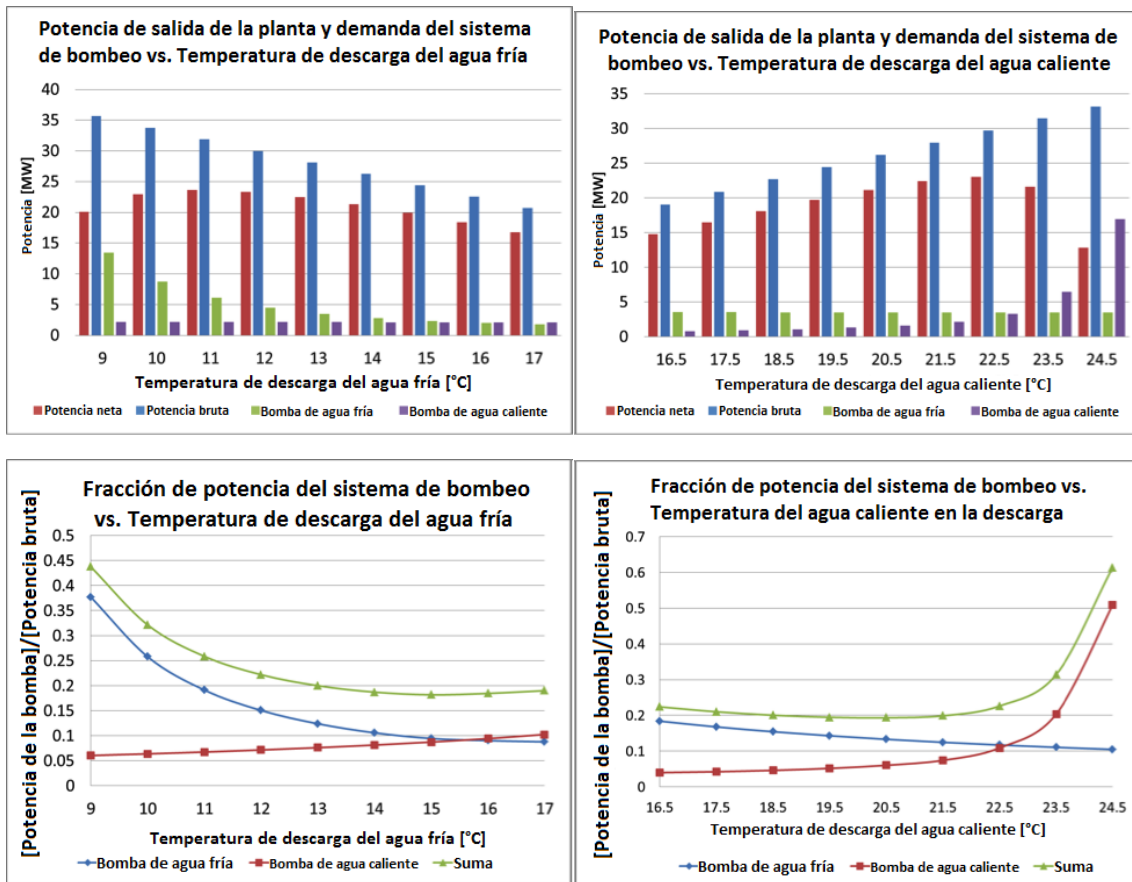
(Upshaw, 2012).
Traducción: Monroy.

IV. Diferencia de temperatura terminal y temperaturas del agua en la salida: La diferencia de temperatura terminal es un término de gran importancia a considerar en el diseño de la planta, debido a que ofrece una relación compleja con el resto de variables. Al ser comparada con la potencia de salida neta se demuestra que a valores más bajos, mejores serán los resultados en cuanto a la energía generada, sin embargo, al analizarse tanto contra la potencia demandada por el sistema de bombeo, como contra el área de los intercambiadores de calor —ambos por unidad de potencia generada— se manifiesta lo contrario: a valores más bajos, mayor será la potencia necesaria para hacer funcionar las bombas hidráulicas y mayor será el área requerida en los diseños de evaporadores y condensadores.



(Upshaw, 2012).
Traducción: Monroy.

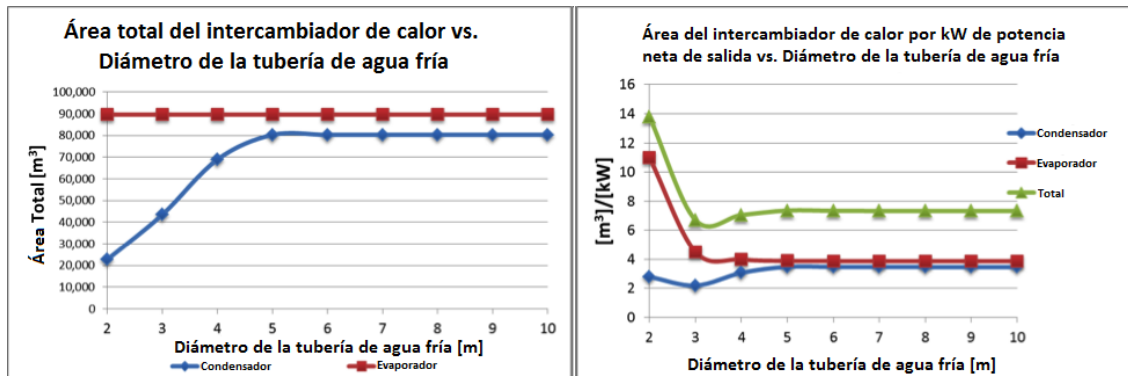
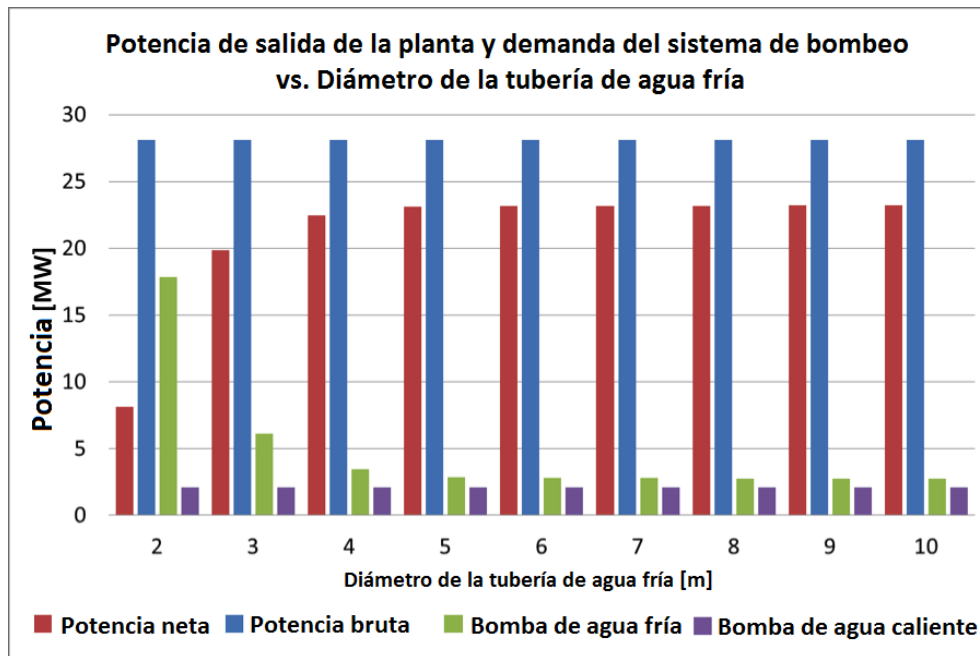
En cuanto a las temperaturas del agua en la salida, el comportamiento con el resto de variables, aunque no tan obvio como el mostrado por la diferencia de temperatura terminal, es el mismo: Para el agua fría, a menor temperatura en la descarga, mayor será la potencia generada, pero se requerirá de una potencia de bombeo más elevada; y viceversa para el agua caliente. Es por ello que para estas variables existen dos alternativas: ajustarlas para producir la máxima salida de energía neta posible, lo cual resulta virtualmente imposible, ya que no existe una manera directa de controlar las temperaturas del agua en la salida; o como segunda opción se puede lograr un diseño más eficiente en la planta, al reducir la potencia requerida por el sistema de bombeo, que se logra al trabajar en gradientes térmicos mayores a los 22 °C (Upshaw, 2012).



(Upshaw, 2012).
 Traducción: Monroy.

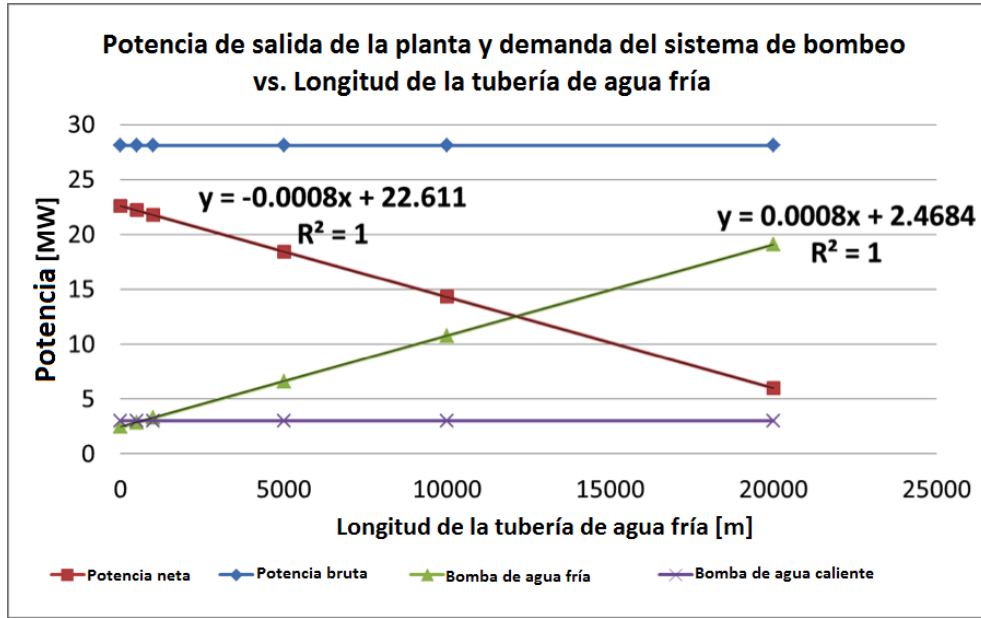
- V. Diámetro y longitud de la tubería de agua fría: La demanda de potencia del sistema de bombeo es dependiente, de una manera no lineal, del diámetro de la tubería de agua fría: esta se ve incrementada en gran medida cuando el diámetro es menor a los 4 m —y manteniendo invariable el correspondiente al de la tubería de agua caliente—, sin embargo, se mantiene casi constante al sobrepasar dicha magnitud, y por lo tanto, también lo hace la potencia neta generada. Comportamiento que no se da cuando se compara la dependencia del área de los intercambiadores de calor por unidad de potencia generada respecto del diámetro de la tubería de agua fría, ya que se observa que la superficie óptima en estos componentes se obtiene al

diseñar la planta con una tubería de 3 m de diámetro, no obstante, al recurrir a este diseño, se aumenta la potencia requerida por el sistema de bombeo, y con ello, disminuye la eficiencia total de la planta (Upshaw, 2012).



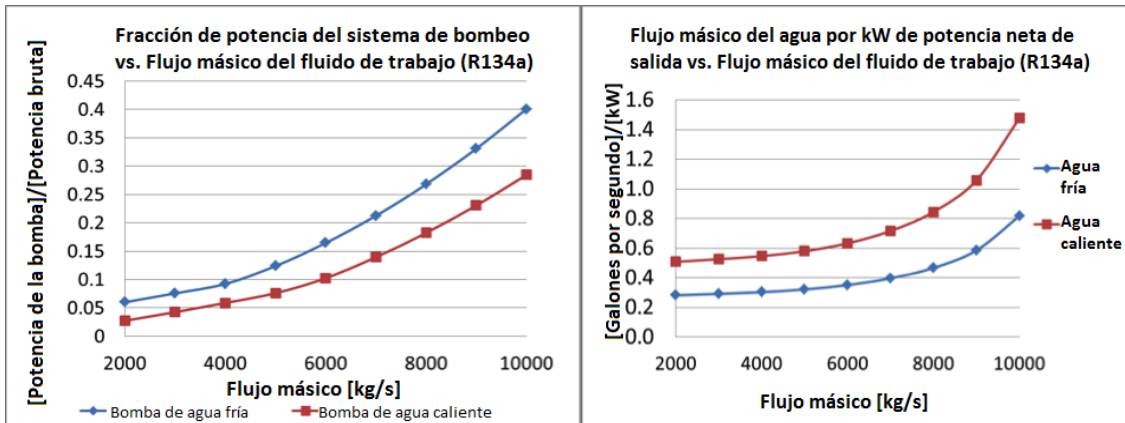
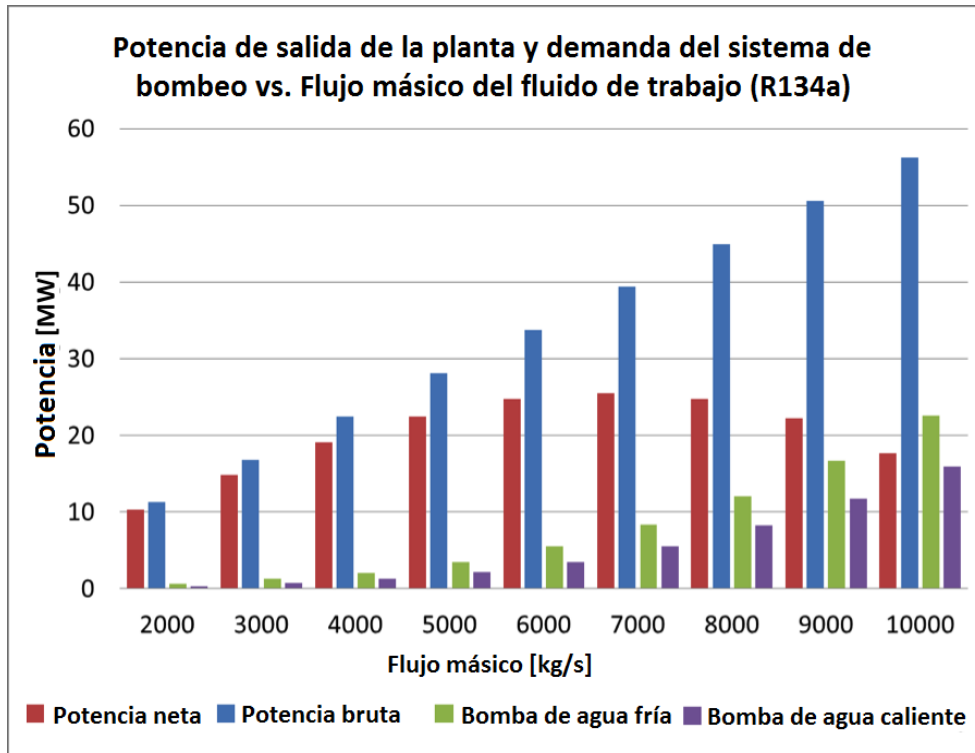
(Upshaw, 2012).
Traducción: Monroy.

Por otro lado, en cuanto a la longitud de la tubería de agua fría, como era de esperarse, mientras más extensa sea la misma, mayor será la potencia requerida para moverla hacia la planta, y menor será por ello, la potencia neta generada —siendo el límite teórico 28 km, es decir, más allá de esta longitud, la planta no generará potencia neta alguna (Upshaw, 2012)—. Es por eso que, en cuanto a cuestiones técnicas, es mejor llevar a cabo un diseño establecido mar adentro, ya que al estar el agua fría más cerca, se ve minimizada la necesidad de utilizar una extensión de tubería más allá de los 1 000 m —cabe destacar que se pierden 0,8 kW de potencia neta por cada metro de tubería (Upshaw, 2012)—. Obviamente, aparte del análisis técnico también deben ser considerados, al igual que en el resto de factores, los aspectos económico-financieros.



(Upshaw, 2012).
Traducción: Monroy.

- VI. Flujo másico del fluido de trabajo: La generación neta de potencia respecto del flujo másico del fluido de trabajo demuestra un comportamiento no lineal, en donde alcanza su máximo valor cuando este es igual a los 7 000 kg/s , sin embargo, al ser comparado con la potencia requerida por el sistema de bombeo y el flujo másico del agua —ambos respecto de la potencia total generada— se observa que mientras menor sea el flujo másico, menor serán los recursos necesarios para la generación de la potencia, es decir, se necesitará que menos agua sea bombeada hacia la planta. Es por ello que, como ya se había indicado con anterioridad, la eficiencia de una instalación de OTEC puede ser mejorada al diseñarse en módulos en paralelo —cada uno trabajando mediante un ciclo de potencia por etapas—, consiguiendo con esto, que se reduzcan los flujos másicos requeridos de agua, al mismo tiempo que se genera la potencia eléctrica de manera más eficiente. No obstante, consideraciones adicionales que no fueron descritas deben ser tomadas en cuenta al diseñar una planta termodinámica dispuesta en módulos (Upshaw, 2012).



(Upshaw, 2012).
Traducción: Monroy.

8.6 Tasa de interés activa en moneda extranjera de los últimos diez años

Mes \ Año	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011	2 012	2 013	2 014	2 015
Enero	7,31 %	7,62 %	7,45 %	8,17 %	8,11 %	7,04 %	6,32 %	6,18 %	6,06 %	5,96 %
Febrero	7,39 %	7,68 %	7,48 %	8,21 %	8,09 %	6,91 %	6,32 %	6,16 %	6,07 %	5,94 %
Marzo	7,47 %	7,66 %	7,54 %	8,24 %	8,00 %	6,85 %	6,29 %	6,15 %	6,08 %	5,94 %
Abril	7,50 %	7,67 %	7,49 %	8,22 %	7,90 %	6,78 %	6,32 %	6,14 %	6,06 %	5,93 %
Mayo	7,48 %	7,68 %	7,51 %	8,19 %	7,89 %	6,73 %	6,30 %	6,09 %	6,06 %	5,92 %
Junio	7,57 %	7,67 %	7,49 %	8,19 %	7,84 %	6,64 %	6,30 %	6,09 %	6,05 %	5,93 %
Julio	7,55 %	7,68 %	7,51 %	8,18 %	7,74 %	6,57 %	6,22 %	6,08 %	6,06 %	5,93 %
Agosto	7,74 %	7,59 %	7,56 %	8,14 %	7,63 %	6,47 %	6,20 %	6,07 %	6,06 %	5,92 %
Septiembre	7,73 %	7,70 %	7,66 %	8,13 %	7,51 %	6,42 %	6,18 %	6,09 %	6,04 %	5,93 %
Octubre	7,72 %	7,57 %	7,84 %	8,09 %	7,41 %	6,40 %	6,17 %	6,07 %	6,01 %	5,91 %
Noviembre	7,70 %	7,53 %	8,05 %	8,09 %	7,29 %	6,36 %	6,20 %	6,07 %	6,02 %	5,91 %
Diciembre	7,66 %	7,52 %	8,13 %	8,12 %	7,12 %	6,29 %	6,19 %	6,06 %	5,98 %	5,91 %

8.7 Cálculo de los costos para la nómina teórica sugerida

Para el administrador se asumió un salario devengado de Q 15 000 y para los dieciséis operarios un salario devengado de Q 5 000 para cada uno. Con esto en cuenta, a continuación se muestran los costos totales debidos a esta nómina, incluyendo los pagos de cuotas patronales (IGSS, 10,67 %; IRTRA, 1 %; e INTECAP, 1 %), las prestaciones laborales (aguinaldo, indemnización, bono 14 y vacaciones, 29,16 % del salario anual sin bonificaciones), y la bonificación incentivo según Decreto 78 – 89 para cada empleado.

Administrador	Sueldo devengado	Q	15 000,00
	Cuota patronal	Q	1 900,50
	Prestaciones laborales	Q	4 374,00
	Bonificación incentivo	Q	250,00
	Total Administrador	Q	21 524,50
Operarios (x6)	Sueldo devengado	Q	5 000,00
	Cuota patronal	Q	633,50
	Prestaciones laborales	Q	1 458,00
	Bonificación incentivo	Q	250,00
	Total por cada Operario	Q	7 341,50
	Total nómina anual	Q	786 882,00
	TOTAL (EN DÓLARES)	\$	102 192,47

8.8 Ajuste tarifario para el consumidor final

8.8.1 Tarifa social

Tarifa	Noviembre 2 014 Enero 2 015	Febrero 2 014 Abril 2 015	Mayo 2 014 Julio 2 015	Agosto 2 014 Octubre 2 016	Noviembre 2 014 Enero 2 016
EEGSA	1,5412	1,4250	1,1803	1,1420	1,1421
DEOCSA	2,0167	1,9902	1,7301	1,7102	1,7101
DEORSA	1,9155	1,8953	1,6597	1,6566	1,6554

8.8.2 Tarifa no social

Tarifa	Noviembre 2 014 Enero 2 015	Febrero 2 014 Abril 2 015	Mayo 2 014 Julio 2 015	Agosto 2 014 Octubre 2 016	Noviembre 2 014 Enero 2 016
EEGSA	1,5953	1,4403	1,1902	1,1527	1,1516
DEOCSA	1,8012	1,7818	1,6401	1,6400	1,6600
DEORSA	1,9235	1,8204	1,5999	1,5605	1,5604

8.8.3 Desagregación de las tarifas no sociales en sus componentes de costo de Mayo, 2 013 a Mayo, 2 015

EEGSA TNS	May-13	May-15	Variación Q/kWh	Variación %
Costos de suministro de mercado	Q 1.496	Q 0.845	-Q0.65	-44%
Transporte y Distribución	Q 0.332	Q 0.345	Q0.01	4%
Tarifa	Q 1.83	Q 1.19	-Q0.64	-35%

EEGSA TS	May-13	May-15	Variación Q/kWh	Variación %
Costos de suministro de mercado	Q 1.556	Q 0.841	-Q0.71	-46%
Transporte y Distribución	Q 0.337	Q 0.339	Q0.01	4%
Tarifa	Q 1.89	Q 1.18	-Q0.71	-38%

DEOCSA TNS	May-13	May-15	Variación Q/kWh	Variación %
Costos de suministro de mercado	Q 1.225	Q 1.040	-Q0.19	-15%
Transporte y Distribución	Q 0.586	Q 0.603	Q0.02	3%
Tarifa	Q 1.81	Q 1.64	-Q0.17	-9%

DEOCSA TS	May-13	May-15	Variación Q/kWh	Variación %
Costos de suministro de mercado	Q 1.399	Q 1.083	-Q0.32	-23%
Transporte y Distribución	Q 0.629	Q 0.647	Q0.02	3%
Tarifa	Q 2.03	Q 1.73	-Q0.30	-15%

DEORSA TNS	May-13	May-15	Variación Q/kWh	Variación %
Costos de suministro de mercado	Q 1.419	Q 1.026	-Q0.39	-28%
Transporte y Distribución	Q 0.552	Q 0.574	Q0.02	4%
Tarifa	Q 1.97	Q 1.60	-Q0.37	-19%

DEORSA TS	May-13	May-15	Variación Q/kWh	Variación %
Costos de suministro de mercado	Q 1.361	Q 1.051	-Q0.31	-23%
Transporte y Distribución	Q 0.566	Q 0.608	Q0.02	4%
Tarifa	Q 1.93	Q 1.66	-Q0.27	-14%

(Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2014).

8.9 Diferentes estimaciones del costo normalizado de electricidad para plantas de conversión de energía térmica oceánica

Capacidad (MW)	Fuente				
	Vega (2 007, 2 012)	Consejo de Energía y Medioambiente de Japón (2 011)	Straatman, van Stark (2 008)	Upshaw (2 012)	Muralldharan (2 012)
1 – 1,35	0,60 – 0,94	0,51 – 0,77			
5	0,35 – 0,65				
10	0,25 – 0,45	0,19 – 0,33			
28				0,13 – 0,65	
50	0,08 – 0,20	0,10 – 0,16	0,11 – 0,32		
50 (combinado con estanque solar)	0,03 – 0,05		0,04 – 0,06		
100	0,07 – 0,18				0,19
200					0,16
400					0,12

8.10 Código de MATLAB

NOTA: el siguiente código fue realizado por Charles R. Upshaw para el análisis termodinámico y económico de una planta de energía maremotérmica. La lógica y estructura del mismo no han sido alteradas, solamente los valores de algunas variables y el idioma de los comentarios, los cuales fueron traducidos al español por el autor de este trabajo de investigación.

Thesis_baseline_economics.m

```
% %%% Modelo de los Sistemas Térmico y de Fluidos y Económico para OTEC %%%
% %%% REALIZADO POR CHARLES UPSHAW , UNIVERSIDAD DE TEXAS %%%

clear all
format short G

% %%% CONJUNTO DE TODAS LAS VARIABLES DE ENTRADA COMUNES %%%
densitycw = 1027.79; %[kg/m ^3] aprox. agua de mar c/35 ppt de sal @ ~4 degC
cpcw = 3.995; %KJ /Kg of water
visccw = .000108; %N*s/m^2
densityhw = 1022.40; %[kg/m ^3] aprox. Agua de mar c/35 ppt de sal @ ~28 degC
cphw = 3.987; %KJ/Kg de agua
vischw = .000108; %viscosidad del agua [N*s/m ^2]

for step = 1:3; %variable utilizada para cálculos multiiterativos

% %% CONJUNTO DE CICLOS PARA RECORRER A TRAVÉS DE RANGOS VARIABLES %%
n = 4; %número de etapas
p = 1; %variable de iteración utilizada para análisis de rangos

%Variables de entrada de la planta OTEC
fluid = 'ammonia'; %fluido de trabajo
mdotf = 1680; %[kg/s] flujo másico total del fluido de trabajo en la planta
mdotfs = mdotf/n; %flujo másico por etapa
TTDb = 3.0; %°C TTD del evaporador
TTDc = 3.0; %°C TTD del condensador
Tcwin = 4; %°C temperatura de entrada del agua fría
Tcwout = 9; %°C temperatura de salida del agua fría
Thwin = 28; %°C temperatura de entrada del agua caliente
Thwout = 24; %°C temperatura de salida del agua caliente
Zboilers = 0; %altura de los condensadores sobre los evaporadores
pumpeff = .85; %eficiencia de la bomba del fluido de trabajo
turbeff = .90; %eficiencia de la turbina
effegen = .97; %eficiencia del generador
effemotor = .90; %eficiencia de los motores de las bombas

%Variables de entrada de los intercambiadores de calor
Ucwref = 3; %coeficiente de transferencia total del condensador [kw /m ^2]
Vcwref = 1.8; %velocidad de referencia agua fría
Uhwref = 4; %coeficiente de transferencia total del evaporador [kw/m ^2]
Vhwref = 2; %velocidad de referencia del agua caliente
Uhwbreff = 4; %coeficiente de transferencia total del evaporador (al momento de
%la evaporación) [kw /m ^2]
Acwref = 30000; %área de referencia del condensador. Calculada con valores de
%referencia.
Ahwref = 35000; %área de referencia del condensador. Calculada con valores de
%referencia.

%Variables de entrada de las bombas de agua fría
% valores del sistema de agua fría
Dpipecw = 5; %diámetro de la tubería de agua fría [m]
Apipecw = pi*(Dpipecw^2/4);
Lpipecw = 1000; %longitud de la tubería de agua fría [m]
effpumpcw = .85; %eficiencia de la bomba de agua fría
roughnesscw = .0015e -3; %rugosidad de la tubería de PVC en metros
densityavgsea = 1/2*(densityhw+densitycw); %estimación aproximada de la
%densidad del agua fuera de la tubería de agua fría. La cual tiene un efecto
%directo en la potencia requerida por la bomba.
deltPcref = 3.5*6894.75729; %conversión de psi a pascales de la presión en el
```



```

%intercambiador de calor
%coeficiente de caída para las dimensiones del intercambiador de referencia a
%la velocidad de referencia
Kcinlet = .78; %K para una entrada de estilo recirculante
Kfctot = 200+20*n; %pérdidas en los acoples de la tubería de agua fría
% Valores del sistema de agua caliente
Dpipehw = 4; %diámetro de la tubería de agua caliente [m]
Apipehw = pi*(Dpipehw^2/4) ;
numofinletshw = 2; %asumiendo dos entradas
Lpipehw = 100; %longitud estimada para entrar al sistema de intercambiadores de
%calor
effpumphw = .85; %eficiencia de la bomba de agua caliente
roughnesshw = .046e-3; %valor de la rugosidad para el acero forjado (similar
%al aluminio forjado)
deltPbref = 3*6894.75729; %coeficiente de caída de presión del evaporador
Kbinlet = .5; %coeficiente de pérdida en la entrada del agua caliente
Kfbot = 200+20*n; %pérdidas en los acoples de la tubería de agua caliente

%Cálculo de las temperaturas de evaporación y condensación para cada etapa de
%la planta
PCS = pcstaging(Tcwin, Tcwout, TTDC, Thwin, Thwout, TTDb, n);
Tcwins = PCS (1 ,:);
Tcwouts = PCS (2 ,:);
Thwins = PCS (3 ,:);
Thwouts = PCS (4 ,:);
Tboil = PCS (5 ,:);
Tcond = PCS (6 ,:);

%Cálculo del ciclo de potencia para cada etapa.
for i = 1:n
PC(i ,:) = powercycle (fluid, mdotfs, Tcond(i), Tboil(i), pumpeff, turbeff,
effegen, effemotor, Zboilers);
pcwdotout(i) = PC(i, 1);
pcwdotfp(i) = PC(i,2);
Qdotinheatstage(i) = PC(i, 3) ;
Qdotinboilstage(i) = PC(i, 4) ;
Qdotoutstage(i) = PC(i, 5);
dTstage(i) = Tboil(i)-Tcond(i);
end

%Suma de los resultados de cada etapa obtener el total del ciclo de potencia
wdotout(n, 1) = sum(pcwdotout);
wdotfp(n, 1) = sum(pcwdotfp);

%Cálculo requerido para los flujos máxicos de agua, área, caída de presión y
%coeficiente de transferencia de calor corregidos
HX = heatexchangers(Tcwins, Tcwouts, Thwins, Thwouts, Tboil, Tcond, n,
Qdotinheatstage, Qdotinboilstage, Qdotoutstage, Ucwref, Vcwref, Uhwref,
Uhwref, Vhwref, deltPcref, deltPbref, cpcw, cphw, densitycw, densityhw,
Apipecw, Apipehw, numofinletshw, Acwref, Ahwref);
mdotcw(n, 1) = HX(1);
mdothw(n, 1) = HX(2);
Vcwavg(n, 1) = HX(3);
Vhwavg(n, 1) = HX(4);
Qcw(n, 1) = HX(5);
Qhw(n, 1) = HX(6);
deltPcond(n, 1) = HX(7);
deltPboil(n, 1) = HX(8);
Acwtot(n, 1) = HX(9);
Ahwtot(n, 1) = HX(10);
Ucw(n, 1) = HX(11);
Uwhw(n, 1) = HX(12);
Uhw(n, 1) = HX(13);

%Cálculo de la potencia requerida por las bombas de agua fría y caliente
%Ejecuta coldwaterpump.m
CWP = coldwaterpump (n, mdotcw(n), densitycw, visccw, Dpipecw, Lpipecw,
effpumpcw, effemotor, roughnesscw, densityavgsea, deltPcond(n, 1), Kcinlet,
Kfctot);
wdotcwp(n, 1) = CWP;

%Ejecuta warmwaterpump.m

```

```
HWP = warmwaterpump (n, mdothw(n), densityhw, vischw, numofinletshw, Dpipehw, Lpipehw, effpumphw, effemotor, roughnesshw, deltPboil(n, 1), kbinlet, kfbtot);
wdothwp(n, 1) = HWP(1);
```

```
% Cálculos para el modelo de los sistemas térmico y de fluidos
```

```
wdotnetout(n, 1) = wdotout(n, 1) - wdotfp(n, 1);
fppumpfrac(n, 1) = wdotfp(n, 1)/ wdotnetout(n, 1);
wdotnet(n, 1) = wdotnetout(n, 1) - wdotcwp(n, 1) - wdothwp(n, 1);
cwpfrac(n, 1) = wdotcwp(n, 1)/wdotnetout(n, 1);
hwpfrac(n, 1) = wdothwp(n, 1)/wdotnetout(n, 1);
mdotcwp(kw, 1) = mdotcw(n, 1)/wdotnet(n, 1);
mdothw(kw, 1) = mdothw(n, 1)/wdotnet(n, 1);
Qcwp(kw, 1) = Qcw(n, 1)/wdotnet(n, 1);
Qhw(kw, 1) = Qhw(n, 1)/wdotnet(n, 1);
Ahwtot(kw, 1) = Ahwtot(n, 1)/wdotnet(n, 1);
Acwtot(kw, 1) = Acwtot(n, 1)/wdotnet(n, 1);
```

```
% Porción económica del modelo
```

```
% Variables del CAPEX
```

```
grosspower = wdotout(n, 1); %potencia bruta producida por el ciclo de
%potencia (antes de restar la potencia demandada por el sistema de bombeo)
ratedpower = wdotnet(n, 1); %potencia neta producida por el ciclo de potencia
%después de haberle restado la potencia demandada por el sistema de bombeo)
hwhxarea = Ahwtot(n, 1)*10.7639; %área del evaporador, en in pie^2
cwhxarea = Acwtot(n, 1)*10.7639; %área del condensador, en in pie^2
cwpumppower = wdotcwp(n, 1); %potencia demandada por el sistema de bombeo
%de agua fría, en kw (motor de la bomba y bomba)
hwpumppower = wdothwp(n, 1); %potencia demandada por el sistema de bombeo
%de agua caliente, en kw
turbgencostperkw = [709, 1013, 2026]; %costo por turbina basado $ por kw de
%un conjunto turbina generador
hxcostpersqft = [20.3, 40.5, 81.1]; %coberturas de costos: materiales,
%maquinado y manufactura
cwpumpcostperkw = [1013, 2026, 3039]; %costo de la bomba de agua fría por kw
%de potencia requerida
hwpumpcostperkw = [1013, 2026, 3039]; %costo de la bomba de agua fría por kw
%de potencia requerida
cwpipcosts = [10133077, 30399231, 50665385];
platformcosts = [30399231, 91197692, 151995154,]; %costo total para los
%materiales, la construcción y el despliegue de la plataforma (incluye sistema
%de tuberías y tuberías del ciclo de potencia)
powerlinecost = [20266154, 30399231, 50665385]; %costo de los dispositivos
%electrónicos y la línea de potencia desde la planta hasta la costa
othercostsfrac = [0.2, 0.2, 0.2]; %porcentaje disponible para otros costos no
%considerados
capfactor = [0.95, 0.9, 0.85]; %factor de capacidad para la planta en operación
```

```
%Variables del OPEX
```

```
workers = [17, 17, 17]; %número de empleados a tiempo completo
workercosts = [24443.2849503438, 24443.2849503438, 24443.2849503438];
%salarios líquidos por empleado
OandMfrac = [0.05, 0.05, 0.05]; %fracción del CAPEX que está destinada para
%operación y mantenimiento rutinarios
```

```
%Variables del factor de recuperación del capital
```

```
intrate = [0.08, 0.07, 0.06];
loanperiod = [30, 25, 20];
costs = economics_thesis(grosspower, cwpumppower, hwpumppower, ratedpower,
turbgencostperkw(step), hwhxarea, cwhxarea, hxcostpersqft(step),
cwpumpcostperkw(step), hwpumpcostperkw(step),cwpipcosts(step),
platformcosts(step), powerlinecost(step), capfactor(step), intrate(step),
loanperiod(step), workers(step), workercosts(step), OandMfrac(step),
othercostsfrac(step));
CAPEX(n, 1) = costs(1);
capexperkw(n, 1) = costs(2);
LCOE(n, 1) = costs(3);
OPEX(n, 1) = costs(4);
turbgencosts(n, 1) = costs(5);
```

```

hxcosts(n, 1) = costs(6);
cwpumpcosts(n, 1) = costs(7);
hwpumpcosts(n, 1) = costs(8);
N(n, 1) = n;
P(n, 1) = p;

OUTPUT(step, 1:17) = [P(n, 1), wdotnetout(n, 1), wdotcwp(n, 1), wdothwp(n, 1),
wdotnet(n, 1), Qcw(n, 1), Qhw(n, 1), Acwtot(n, 1), Ahwtot(n, 1), cwpfrac(n, 1),
hwpfrac(n, 1), Acwtotperkw(n, 1), Ahwtotperkw(n, 1), mdotcwperkw(n, 1),
mdothwperkw(n, 1), Qcwperkw(n, 1), Qhwperkw(n, 1) ];

ECONOMICS(step, 1:9) = [P(n, 1), CAPEX(n, 1), capexperkw(n, 1), LCOE(n, 1),
OPEX(n, 1), hxcosts(n, 1), turbgencosts(n, 1), cwpumpcosts(n, 1),
hwpumpcosts(n, 1)];
end

ECONOMICS, '- append ',' delimiter ',' precision ', 6)
OUTPUT
ECONOMICS

```

pcstaging.m

```

function F = pcstaging(Tcwin, Tcwout, Tcoffset, Thwin, Thwout, Tboffset, Stages)
n = Stages;
DeltaTcw = (Tcwout - Tcwin)/n;
DeltaThw = (Thwin - Thwout)/n;

for i = 1:n
Tcwins(i) = Tcwout - i*DeltaTcw ;
Tcwouts(i) = Tcwout - (i - 1)*DeltaTcw;
Thwins(i) = Thwin - (i - 1)*DeltaThw;
Thwouts(i) = Thwin - i*DeltaThw;
Tboil(i) = Thwouts(i) - Tboffset;
Tcond(i) = Tcwouts(i) + Tcoffset;
end

F = [Tcwins; Tcwouts; Thwins; Thwouts; Tboil; Tcond];

```

powercycle.m

```

%% Model del Ciclo Rankine de Potencia
%% Variables de entrada y parámetros del sistema

function X = powercycle(fluid, mdotf, Tcondenser, Tboiler, pumpeff, turbeff,
effegen, effemotor, Zboilers)

% Inicio del ciclo, a la salida del condensador.
% El fluido de trabajo sale del condensador como líquido saturado, en donde
% Tsat = Tcondenser(X = 0, P = Psat@Tcond)

% Paso 1-2: Líquido saturado presurizado a la presión de saturación del
% evaporador. Líquido incompresible asumido.
X1 = 0;
T1 = Tcondenser;
T2 = Tboiler;
pumpoutput = feedpump(T1, X1, T2, pumpeff, mdotf, fluid, effemotor, Zboilers);
wdotpump = pumpoutput(1);
ElecPfp = wdotpump;
T2 = pumpoutput(2);
P2 = pumpoutput(3);
X2 = 0;

% Paso 2-3: Calentamiento y evaporación del fluido de trabajo
% se asume caída de presión nula en el fluido de trabajo
% se assume un proceso adiabático (sin pérdida de calor)
boileroutput = boiler(T2, P2, Tboiler, X2, mdotf, fluid);
T3 = boileroutput(1);
P3 = boileroutput(2);

```

```

X3 = boileroutput(3);
Qdotinheat = boileroutput(4);
Qdotinboil = boileroutput(5);

% Paso 3-4: Expansión del fluido de trabajo a través de la turbina
% se asume un proceso isoentrópico y adiabático
% se asume que la expansión se lleva a cabo hasta la temperatura T4, y la presión
% P4 (en la región de saturación)
turbineoutput = turbine(T3, X3, Tcondenser, turbeff, mdotf, fluid);
T4 = turbineoutput(1);
P4 = turbineoutput(2);
X4 = turbineoutput(3);
Wdotout = turbineoutput(4);
ElecPout = Wdotout*effegen;

% Paso 4 -1: Condensación del fluido de trabajo hasta el estado de líquido
% saturado (X = 0)
% se asume caída de presión nula a través de los condensadores
% se asume un proceso adiabático
% se asume que no existe subenfriamiento (Tout = Tsat)
condoutput = condenser(T4,P4, Tcondenser,X4,mdotf, fluid);
Xout = condoutput(3);
Qdotout = condoutput(4);

X = [ElecPout, ElecPfp, Qdotinheat, Qdotinboil, Qdotout];

```

feedpump.m

```

%Bomba del fluido de trabajo del paso 1-2
% Se asume líquido incompresible y proceso adiabático

function p = feedpump(Tin, Xin, Tboiler, pumpeff, mdotf, fluid, effemotor,
Zboilers)
propsin = propcalc(Tin, 0, Xin, fluid);
Pin = propsin(1);
vin = propsin(4);
hin = propsin(2);
propsout = propcalc(Tboiler, 0, 0, fluid);
Pout = propsout(1);

% resolver para la entalpía de salida utilizando la eficiencia de la bomba y la
% asunción de fluido incompresible
Pgrav = gravfeedpump(Tin, Pin, Xin, fluid, Zboilers);
Pin = Pin + Pgrav;

if Pin >= Pout
Pin = Pout;
end

houta = hin + vin*(Pout - Pin);
Tout = Tin;

% resolver para la tasa de fluido de trabajo requerida por la bomba
wdota = 1/(pumpeff)*mdotf*(houta - hin);
fppumppower = wdota*1/effemotor;
p = [fppumppower,Tout, Pout];
end

function gp = gravfeedpump(Tin,Pin,Xin,fluid, Zboilers)

% obtener la densidad de la columna de líquido
props = propcalc(Tin,Pin,Xin, fluid);
density = props(6);

% se asume un área transversal y una velocidad de fluido constantes para
%calcular la presión:
gp = 9.81*density*Zboilers/1 e3; % dividido por 1000 para
%obtener el resultado en kPa
end

```

boiler.m

```
% Intercambiador de calor del lado caliente
% Se asume caída de presión nula
% Se asume pérdida de calor nula (todo el calor es transferido del agua al
% fluido de trabajo)
% Se asume que no existe sobrecalentamiento del fluido de trabajo: condiciones
% de salida de T3=Tboiler, P=Psat@T3, X=1

function hx = boiler(Tin,Pin, Tboiler,Xin,mdotf, fluid)

% Cálculo de Qdotin
Tout = Tboiler;
Pout = Pin;
Xsatliq = 0;
Xout = 1;

% Se asume que Uin ~ U de líquido saturado a la Tin
propsin = propcalc(Tin,Pin,Xin, fluid);
uin = propsin(5);

% Es necesario calentar el fluido de trabajo hasta la temperatura de
% evaporación antes del cambio de fase (líquido saturado, X = 0)
propssl = propcalc(Tout,Pout, Xsatliq, fluid);
usatliq = propssl(5);
hsatliq = propssl(2);
propsout = propcalc(Tout,Pout,xout, fluid);
hout = propsout(2);
Qdotinheat = mdotf*(usatliq - uin);
Qdotinboil = mdotf*(hout - hsatliq);
Qdotin = Qdotinheat + Qdotinboil;
hx = [Tout,Pout,Xout, Qdotinheat, Qdotinboil];
end
```

turbine.m

```
% Función que utiliza las variables de entrada para calcular el cambio de
% entalpía

function Turb = turbine(Tin, xin, Tout, turbeff, mdotf, fluid)

% Utiliza la función de propiedades para encontrar la entalpía y la entropía en
% la entrada
propsin = propcalc(Tin, 0, xin, fluid);
hin = propsin(2);
sin = propsin(3);

% Cálculo de la calidad
s1 = scalc(Tout, 0, 0, fluid);
sv = scalc(Tout, 0, 1, fluid);
xouts = (sin - s1)/(sv - s1);

% Cálculo de hout y de la potencia de salida
propsout = propcalc(Tout, 0, xouts, fluid);
Pout = propsout(1);
houts = propsout(2);
wdotouts = mdotf*(hin - houts);
houta = hin - turbeff*(hin - houts);
houts1 = hcalc(Tout, Pout, 0, fluid);
houtsv = hcalc(Tout, Pout, 1, fluid);
xouta = (houta - houts1)/(houtsv - houts1);
wdotouta = mdotf*(hin - houta);
Qlosses = wdotouts - wdotouta;
Turb = [Tout, Pout, xouta, wdotouta, Qlosses];
end
```

condenser.m

```
% Intercambiador de calor del lado frío
% Se asume caída de presión nula
% Se asume pérdida de calor nula (todo el calor es transferido del fluido de
%trabajo al agua)
% Se asume que no existe subenfriamiento del fluido de trabajo: condiciones
%de salida Tout=Tboiler=Tsat, Pout=Psat

function hx = condenser(Tin, Pin, Tcondenser, Xin, mdotf, fluid)

% Cálculo de Qdotout
Tout = Tcondenser;
Pout = Pin;
Xsatliq = 0;
Xout = Xsatliq;

% Cálculo de los valores de entrada
propsin = propcalc(Tin, Pin, Xin, fluid);
hin = propsin(2);

% Se necesita enfriar el líquido de trabajo para alcanzar el estado de líquido
%saturado
propssl = propcalc(Tout, Pout, Xsatliq, fluid);
hsatliq = propssl(2);

% Cálculo de Qdotout
Qdotout = mdotf*(hin - hsatliq);
hx = [Tout, Pout, Xout, Qdotout];
```

propcalc.m

```
% %%% ARCHIVO PROPCALC.M DE EJEMPLO
% %%% LA TABLA ES OMITIDA
% %%% CONTACTE A CHARLES UPSHAW PARA EL ARCHIVO .M COMPLETO

function f = propcalc(T_cel, P_kPa, X, fluid)
P = P_kPa;

% Categorías de la la matriz de propiedades:
%[T_celsius, Psat, density_liq, density_vap, specvolume_liq, specvolume_vap,
%intenergy_liq, ingenergy_vap, enthalpy_liq, enthalpy_vap, entropy_liq,
%entropy_vap]
% Fluidos de trabajo disponibles: R134a, Amoníaco, Propileno, R1234yf, R1234ze,
%R22, Propano

if strcmpi(fluid, 'r134a')
propmatrix = [0.00000000, 292.80318, 1294.7770, 14.428201, 0.00077233376,
0.069308708, 199.77386, 378.30965, 200.00000, 398.60347, 1.0000000, 1.7270857
0.025000000, 293.06849, 1294.6944, 14.440808, 0.00077238303,
0.069248203, 199.80723, 378.32359, 200.03359, 398.61805,
1.0001222, 1.7270718
0.050000000, 293.33399, 1294.6118, 14.453423, 0.00077243231,
0.069187761, 199.84060, 378.33752, 200.06718, 398.63264,
1.0002444, 1.7270580
0.075000000, 293.59967, 1294.5292, 14.466047, 0.00077248160,
0.069127383, 199.87397, 378.35145, 200.10077, 398.64723,
1.0003666, 1.7270441
0.100000000, 293.86554, 1294.4466, 14.478680, 0.00077253091,
0.069067068, 199.90734, 378.36538, 200.13436, 398.66181,
1.0004888, 1.7270302

% %%%
% %%% EL RESTO DE LA TABLA ES OMITIDO A FIN DE BREVEDAD, CONTACTE PARA EL
% ARCHIVO .M REAL %%%

29.900000, 767.98550, 1187.8535, 37.425067, 0.00084185465,
0.026720059, 240.93132, 394.24929, 241.57785, 414.76991,
1.1430296, 1.7145262
```

```

29.925000, 768.53775, 1187.7556, 37.452599, 0.00084192403,
0.026700417, 240.96693, 394.26179, 241.61398, 414.78206,
1.1431472, 1.7145176
29.950000, 769.09031, 1187.6577, 37.480148, 0.00084199344,
0.026680791, 241.00255, 394.27428, 241.65012, 414.79422,
1.1432649, 1.7145091
29.975000, 769.64315, 1187.5598, 37.507714, 0.00084206286,
0.026661182, 241.03817, 394.28678, 241.68626, 414.80637,
1.1433826, 1.7145005
30.000000, 770.19630, 1187.4619, 37.535298, 0.00084213231,
0.026641589, 241.07380, 394.29927, 241.72240, 414.81852,
1.1435003, 1.7144920];

i = 1;

while propmatrix(i,1) < T_cel
i = i +1;
end

%i es el número de fila en el cual la temperatura es inmediatamente mayor que
%T_cel
% Encuentra la cantidad fraccional entre T_cel y los valores inmediatamente
% superiores e inferiores en la tabla. Interpolación lineal.
T_lo = propmatrix((i -1),1);
T_hi = propmatrix(i,1);
K = (T_cel - T_lo)/(T_hi - T_lo);
Psat = propmatrix((i -1),2) + K*(propmatrix((i),2) -propmatrix((i -1),2));

if P == 0
elseif(P- Psat) > .001
X = 0;
elseif(P- Psat) < -.001
X =1;
End

hl = propmatrix((i -1),9) + K*(propmatrix((i),9) -propmatrix((i -1),9));
hv = propmatrix((i -1),10) + K*(propmatrix((i),10) -propmatrix((i -1),10));
sl = propmatrix((i -1),11) + K*(propmatrix((i),11) -propmatrix((i -1),11));
sv = propmatrix((i -1),12) + K*(propmatrix((i),12) -propmatrix((i -1),12));
vl = propmatrix((i -1),5) + K*(propmatrix((i),5) -propmatrix((i -1),5));
vv = propmatrix((i -1),6) + K*(propmatrix((i),6) -propmatrix((i -1),6));
ul = propmatrix((i -1),7) + K*(propmatrix((i),7) -propmatrix((i -1),7));
uv = propmatrix((i -1),8) + K*(propmatrix((i),8) -propmatrix((i -1),8));
dl = propmatrix((i -1),3) + K*(propmatrix((i),3) -propmatrix((i -1),3));
dv = propmatrix((i -1),4) + K*(propmatrix((i),4) -propmatrix((i -1),4));

% Variables de salida, calculadas en base a la saturación
h = hl + X*(hv -hl);
s = sl + X*(sv -sl);
vmix = vl + X*(vv -vl);
u = ul + X*(uv -ul);
dmix = dl + X*(dl -dv);
f = [Psat, h, s, vmix, u, dmix];
end

```

hcalc.m

```

function h = hcalc(Tin, Pin, Xin, fluid)
Props = propcalc(Tin, Pin, Xin, fluid);
h = Props(2);

```

scal.m

```

function s = scalc(T, P, X, fluid)
V = propcalc(T, P, X, fluid);
s = V(3);

```

heatexchangers.m

```

function HX = heatexchangers(Tcwins, Tcwouts, Thwins, Thwouts, Tboil, Tcond, n,
Qdotinheatstage, Qdotinboilstage, Qdotoutstage, Ucwref, Vcwref, Uhwhref,
Uhwbref, Vhwref, deltpcref, deltpbref, cpcw, cphw, densitycw, densityhw,
Apipecw, Apipehw, numofinletshw, Acwref, Ahwref)

% Encuentra el Qdot máximo de entrada y salida del sistema, utiliza estos
%valores para encontrar el flujo másico de agua máximo necesario
Qout = max(Qdotoutstage);
Qin = max(Qdotinheatstage + Qdotinboilstage);

% Calcula el flujo másico del agua necesario para cada etapa con la demanda de
%calor de entrada y de salida máxima
mdotcw = Qout/(cpcw*(Tcwouts(1) -Tcwins(1)));
mdothw = Qin/(cphw*(Thwins(1) -Thwouts(1)));

% Calcula las velocidades promedio del agua (Vavg) a partir de los flujos
%volumétricos (Qcw, Qhw)
Qcw = mdotcw/densitycw;
Qhw = mdothw/densityhw;
Vcwavg = Qcw/Apipecw;
Vhwavg = Qhw/(Apipehw*numofinletshw);

% Verifica si las velocidades del flujo son menores que las velocidades de
%referencia. Si la velocidad del flujo calculada es menor que la velocidad de
%referencia, asume el valor de referencia.

if Vcwavg < Vcwref
Vcwavg = Vcwref;
else
Vcwavg = Vcwavg;
end
if Vhwavg < Vhwref
Vhwavg = Vhwref;
else
Vhwavg = Vhwavg;
end

% Hace un escala a la referencia total del coeficiente de transferencia de
%calor de la manera siguiente Vavg ^.8/Vref ^.8
Ucw = Ucwref*(Vcwavg/Vcwref) ^.8;
Uhwh = Uhwhref*(Vhwavg/Vhwref) ^.8;
Uhwb = Uhwbref*(Vhwavg/Vhwref) ^.8;

% Calcula la temperature de evaporación, LMTD para el increment de calor del
%fluido de trabajo
for i = 1:n
Thwb(i) = Thwouts(i) +(Qdotinheatstage(i)/(mdothw*cphw));

% Cálculo alternative asume que el agua es calentada a partir del agua caliente
%entrante, y no del agua caliente existente
% Thwba(i) = Thwins(i) -(Qdotinheatstage(i)/(mdothw*cphw));
LMTDC(i) = (Tcwins(i)-Tcwouts(i))/log((Tcond(i)-Tcwouts(i))/(Tcond(i)-
Tcwins(i)));
LMTDh(i) = ((Thwb(i)-Tboil(i)) -(Thwouts(i)-Tcond(i)))/log((Thwb(i)-
Tboil(i))/(Thwouts(i)-Tcond(i)));
LMTDb(i) = (Thwins(i)-Thwb(i))/log((Thwins(i)-Tboil(i))/(Thwb(i)-Tboil(i)));
% LMTDha(i) = ((Thwins(i)-Tcond(i)) -(Thwba(i)- Tboil(i)))/log((Thwins(i)-
Tcond(i))/(Thwba(i)- Tboil(i)));
% LMTDBa(i) = (Thwba(i)- Thwouts(i))/log((Thwba(i)- Tboil(i))/(Thwouts(i)-
Tboil(i)));

% Cálculo requerido para el área de transferencia de calor con los valores
%corregidos de transferencia de calor y de las LMTDs
Acond(i) = Qdotoutstage(i)/(Ucw*LMTDC(i));
Aheat(i) = Qdotinheatstage(i)/(Uhwh*LMTDh(i));
Aboil(i) = Qdotinboilstage(i)/(Uhwb*LMTDb(i));
% Aheata(i) = Qdotinheatstage(i)/(Uhwh*LMTDha(i));
% Aboila(i) = Qdotinboilstage(i)/(Uhwb*LMTDBa(i));
end

```



```

% Suma de áreas
Acwtot = sum(Acond);
Ahtot = sum(Aheat);
Abtot = sum(Aboil);
Ahwtot = Ahtot + Abtot;
if n == 1
Acwref = Acwtot;
Ahwref = Ahwtot;
end

% Hace una escala de la presión como una función de  $v_{avg}^{1.8}/v_{ref}^{1.8}$ , área
%de referencia.
deltPcond = deltPcref*(Vcwavg/Vcwref) ^1.8*Acwtot/Acwref;
deltPboil = deltPbref*(Vhwavg/Vhwref) ^1.8*Ahwtot/Ahwref;
HX = [mdotcw, mdothw, Vcwavg, Vhwavg, Qcw, Qhw, deltPcond, deltPboil, Acwtot,
Ahwtot, Ucw, Uhwh, Uhwb];

```

coldwaterpump.m

```

% Cálculo de la potencia requerida por la bomba de agua fría

function F = coldwaterpump(n, mdotcw, densitycw, visccw, Dpipecw, Lpipecw,
effpumpcw, effemotor, roughnesscw, densityavgsea, deltPcond, Kinlet, kftot)

% Se asumen valores de densidad y viscosidad del agua fría constantes
density = densitycw; %kg/m^3
visc = visccw; %N*s/m^2
D = Dpipecw;
L = Lpipecw;
A = (pi*D ^2/4);
mdot = mdotcw;
rr = roughnesscw/D;

% Cálculo del flujo volumétrico
Q = mdot/density;

% Cálculo de la velocidad promedio del fluido
V_avg = Q/A;

% Cálculo del número de Reynolds del fluido
Re = Re_calc(D,visc,Q, density);

% Cálculo del factor de fricción para la tubería: primera estimación
f0 = .25*(log10((rr)/3.7+(5.74/Re ^.9)))^ -2;

% Iteración
i = 1;
f = f0;
Fleft = (1/(f ^.5));
Fright = -2*log10(((rr)/3.7) +(2.51/(Re*f ^.5)));
fdiff =Fleft - Fright;

while i < 50 &&(abs(fdiff) >.000001)
Fleft = (1/f ^.5);
Fright = -2*log10(((rr)/3.7) +(2.51/(Re*f ^.5)));
fdiff =Fleft - Fright;
if fdiff >0
f = (1+ fdiff/(Fleft + Fright))*f;
i=i +1;
else
f = (1- abs(fdiff)/(Fleft + Fright))*f;
i=i +1;
end
end

hl_inlet = Kinlet*v_avg ^2/(2);
h_fittings = f*kftot*v_avg ^2/(2);
hl_pipedrag = f*L/D*v_avg ^2/(2);
hl_tot = hl_pipedrag + hl_inlet + h_fittings;

```

```

% Se asume una pérdida en la cabeza de presión hidrostática debida a la
%densidad del fluido mayor dentro de la tubería

% deltz = (1 - pipedensityavgsea/densitypipe)*L; % metros
densitypipe = density;
deltz = (1- densityavgsea/densitypipe)*L; %diferencial de presión asumida a
%partir de la diferencia de densidad
pumppower = (1/effemotor)*(1/effpumpcw)*mdot*(deltPcond/densitycw + hl_tot
+9.807*deltz)/1 e3; %dividido por 1000 para obtener el valor en kw
F = [pumppower];

```

warmwaterpump.m

```

% Cálculo de la potencia requerida por la tubería de agua caliente

function F = warmwaterpump(n, mdothw, densityhw, vischw, numofinletshw,
Dpipehw, Lpipehw, effpumphw, effemotor, roughnesshw, deltpboil, kbinlet,
Kfbot)

% Se asumen valores constantes para la densidad y la viscosidad del agua
%caliente
density = densityhw; %kg/m^3
visc = vischw; %N*s/m^2
D = Dpipehw;
L = Lpipehw;
A = (pi*D ^2/4)*numofinletshw;
mdot = mdothw;

% Se asumen características de tubería del agua caliente
e = roughnesshw;
rr = e/D;

% Cálculo del flujo volumétrico
Q = mdot/density;

% Cálculo de la velocidad promedio del fluido
V_avg = Q/A;

% Cálculo del número de Reynolds del fluido
Re = Re_calc(D,visc,Q, density);

% Cálculo del factor de fricción de la tubería: primera estimación
f0 = .25*(log10(((rr)/3.7+(5.74/Re ^.9))))^-2;

% Iteración
i = 1;
f = f0;
Fleft = (1/(f ^.5));
Fright = -2*log10(((rr)/3.7) +(2.51/(Re*f ^.5)));
fdiff =Fleft - Fright;

while i < 50 &&(abs(fdiff) >.000001)
Fleft = (1/f ^.5);
Fright = -2*log10(((rr)/3.7) +(2.51/(Re*f ^.5)));
fdiff =Fleft - Fright;
if fdiff >0
f = (1+ fdiff/(Fleft + Fright))*f;
i=i +1;
else
f = (1- abs(fdiff)/(Fleft + Fright))*f;
i=i +1;
end
end

hl_inlet = kbinlet*V_avg ^2/(2);
hl_fittings = f*Kfbot*V_avg ^2/(2);
hl_pipedrag = f*L/D*V_avg ^2/(2);
hl_tot = hl_pipedrag + hl_inlet + hl_fittings;

```

```
% Cálculo de las pérdidas de presión y de mdot. Dividido entre 1000 para
obtener en valor en kw
pumppower = (1/effemotor)*(1/effpumphw)*mdot*(deltPboil/densityhw +
hl_tot)/1000;
F = [pumppower];
```

Re_calc.m

```
% Calculadora del número de Reynolds
function Re = Re_calc(D, viscosity,V_avg, density)

% Cálculo básico del número de Reynolds: Re = (density*vel_avg*D)/viscosity;
% Para el cálculo con el flujo másico: Re = (4*density*Q)/(pi*viscosity*D);
Re = (density*V_avg*D)/viscosity;
```

economics_thesis.m

```
% MODELO ECONÓMICO DE OTEC %
function E = economics_thesis(grosspower, cwpumppower, hwpumppower, ratedpower,
turbgencostperkw, hwhxarea, cwhxarea, hxcostpersqft, cwpumpcostperkw,
hwpumpcostperkw, cwpipecosts, platformcosts, powerlinecost, capfactor, intrate,
loanperiod, workers, workercosts, OandMfrac, othercostsfrac)

% Cálculo del factor de recuperación del capital
i = intrate;
lp = loanperiod;
CRF = i*(1+ i)^lp/((1+ i)^lp -1);

% cálculo de los costos de los tres subsistemas
turbgencosts = turbgencostperkw*grosspower;
hxcosts = cwhxarea*hxcostpersqft + hwhxarea*hxcostpersqft;
cwpumpcosts = cwpumppower*cwpumpcostperkw;
hwpumpcosts = hwpumppower*hwpumpcostperkw;
wscosts = cwpipecosts + cwpumpcosts + hwpumpcosts;

% Costos CAPEX no ajustados
plantcosts = (hxcosts + wscosts + turbgencosts + platformcosts +
powerlinecost);

% CAPEX ajustado para tomar en cuenta los costos de despliegue y otros que
%hayan sido desestimados previamente
CAPEX = (1+ othercostsfrac)*plantcosts;

% Variables del OPEX
humancosts = workers*workercosts;
OandMcosts = OandMfrac*(hxcosts + wscosts + turbgencosts + platformcosts +
powerlinecost);

% Cálculo del CAPEX, OPEX y del LCOE
capexperkw = CAPEX/ratedpower;
OPEX = (humancosts + OandMcosts);
LCOE = (CAPEX*CRF + OPEX)/(8760*ratedpower*capfactor);
E = [CAPEX, capexperkw, LCOE, OPEX, turbgencosts, hxcosts, cwpumpcosts,
hwpumpcosts];
```