



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
CIVIL – HIDRÁULICA

APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL HIDROKINÉTICO DE LAS CORRIENTES MARINAS EN COZUMEL

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

PRESENTA:
JUAN FRANCISCO BÁRCENAS GRANIEL

TUTOR PRINCIPAL
DR. RODOLFO, SILVA, CASARÍN, INSTITUTO DE INGENIERÍA.

COMITÉ TUTOR
DR. EDGAR GERARDO MENDOZA BALDWIN, INSTITUTO DE INGENIERÍA
DR. ISMAEL DE JESÚS MARIÑO TAPIA, ENES-MÉRIDA
DRA. LILIA REYES CHÁVEZ, FACULTAD DE INGENIERÍA
DR. JESUS GRACIA SANCHEZ, INSTITUTO DE INGENIERÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CDMX. JUNIO 2023.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. GRACIA SÁNCHEZ JESÚS.

Secretario: DRA. REYES CHÁVEZ LILIA.

1^{er.} Vocal: DR. SILVA CASARÍN RODOLFO.

2^{do.} Vocal: DR. MENDOZA BALDWIN EDGAR GERARDO.

3^{er.} Vocal: DR. MARIÑO TAPIA ISMAEL DE JESÚS.

CANCÚN QUINTANA ROO.

TUTOR DE TESIS:

DR. RODOLFO SILVA CASARÍN



FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Al Posgrado en Ingeniería Civil de la Universidad Nacional Autónoma de México, por el apoyo brindado en estos años.

Al Centro Mexicano de Innovación en Energía del Océano (CEMIE-Océano) por facilitarme el uso de sus instalaciones y equipos de cómputo.

A mi tutor principal, el Dr. Rodolfo Silva Casarín por la confianza depositada.

Al Dr. Edgar por su inmensa contribución a esta Tesis.

A mi comité tutor el Dr. Ismael de Jesús Mariño tapia a la Dra. Lilia Reyes Chávez, y al Dr. Jesús Gracia Sánchez por su acompañamiento y dedicación en este trabajo.

RESUMEN.

El canal de Cozumel tiene características físicas que lo han situado como sitio potencial para la posible extracción energía renovable por corrientes oceánicas con tecnología de turbinas hidrocínética. En este trabajo se define con mayor precisión en qué sitios es posible la extracción con enfoque social y ambiental y se justifica con los costos asociados a la producción de energía eléctrica y también a las necesidades energéticas de la isla. Para realizar los cálculos de aprovechamiento energético se usaron datos ADCP de velocidad de la corriente, pero a falta de mediciones sistemáticas se recurrió también a datos del modelo HYCOM. Se usaron herramientas estadísticas para obtener la distribución de velocidades en 18 sitios distribuidos en el canal de Cozumel encontrándose que las densidades energéticas (MWh/m^2 -año) son mayores a partir de los 100 m de profundidad dentro del canal con 6-18 MWh/m^2 -año, dependiendo de la fuente de los datos usada. Adicionalmente, se revisaron las diferentes tecnologías que aprovechan la energía hidrocínética y producen electricidad encontrando que para corrientes oceánicas solo Japón cuenta con una tecnología específica para la corriente de Kuroshio y que las tecnologías en el mercado son para corrientes de marea. De estas tecnologías se seleccionaron cuatro, dos de Reino Unido, otra de EUA y la de Japón y se evaluaron por medio de una propuesta de modelo de aprovechamiento que simuló su desempeño en las condiciones de la corriente para el canal de Cozumel. Los resultados obtenidos fueron que la tecnología japonesa llamada Kairyu de 100 kW fue la que obtuvo un mejor factor de planta de 70%, le siguió la SeaGen de 1200 kW con un 27% de factor de planta. Los costos de producción fueron de entre ~1,500-4,000 USD/MWh para Kairyu y de ~400-1,200 USD/MWh para SeaGen. Se encontró que por las restricciones sociales y ambientales la zona de estudio tiene al menos tres sitios con posibilidades técnicas, económicas y ambientales para una posible explotación del recurso energético en el orden de al menos 90 km^2 .

ABSTRACT.

The Cozumel channel has physical characteristics that have positioned it as a potential site for the possible extraction of renewable energy by ocean currents with hydrokinetic technology. In this work, it is defined with greater precision in which sites extraction is possible with a social and environmental approach and justifying it with the costs associated with the production of electrical energy and also with the energy needs of the island. ADCP current velocity data were used to carry out the energy use calculations, but in the absence of systematic measurements, data from the HYCOM model was also used. Statistical tools were used to obtain the distribution of speeds in 18 sites distributed in the Cozumel channel, finding that the energy densities (MWh/m^2 -year) are higher from 100 meters deep inside the channel with 6 -18 MWh/ m^2 -year, depending on the data source used. Additionally, the technical advances in hydrokinetic devices were reviewed, finding that for ocean currents only Japan has a specific mature technology for the Kuroshio current and that the technologies on the market are for tidal currents. Four of these technologies were selected and evaluated by means of a use model proposal that simulated their performance under current conditions for the Cozumel channel. The results indicate that the Japanese Kairyu 100 kW device obtained a capacity factor of up to 70%, followed by the SeaGen 1200 kW with a 27% capacity factor. Production costs were between USD1,500-4,000/MWh for Kairyu and USD 400-1,200/MWh for SeaGen. It was found that due to social and environmental restrictions, the study area has at least three sites with technical, economic and environmental possibilities for a possible exploitation of the energy resource in the order of at least 90 km^2 .

INDICE

LISTA DE FIGURAS.....	6
LISTA DE TABLAS.....	7
INTRODUCCIÓN.....	8
I. Energías renovables oceánicas.....	10
II. Sitios potenciales de aprovechamiento de las corrientes oceánicas.....	12
III. Tecnología de aprovechamiento hidrocínético.....	13
OBJETIVOS.....	18
MÉTODOLOGÍA.....	18
Organización del trabajo.....	20
1. ZONA DE ESTUDIO.....	21
1.1 La corriente de Yucatán y el canal de Cozumel.....	22
1.2 Batimetría.....	23
1.3 Bases de datos de la zona de estudio.....	26
1.4 Problemática energética en Cozumel.....	27
2. EVALUACIÓN DEL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO.....	30
2.1 El recurso energético.....	30
2.2 Conversión de energía la hidrocínética a electricidad.....	31
2.3 La curva de potencia.....	33
2.4 Producción anual de energía (AEP) y Factor de Planta FP.....	34
3. COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	35
3.1 Costos de la electricidad en Cozumel.....	35
3.2 El costo nivelado de la electricidad (LCOE).....	36
3.3 Estándares internacionales del LCOE.....	36
4. MODELO DE APROVECHAMIENTO DE LAS CORRIENTES OCEANICAS.....	37
4.1 Selección de dispositivos de aprovechamiento.....	37
4.2 Evaluación del recurso energético local.....	39
4.3 Costo de la energía.....	44
4.4 Propuesta para arreglo parque de turbinas con 40 MW instalados.....	45
5. SELECCIÓN DE SITIO, RESTRICCIONES SOCIALES Y AMBIENTALES.....	48
5.1 Áreas Naturales protegidas.....	49
5.2 Unidades de Gestión Ambiental.....	49
5.3 Retos Técnicos, desafíos técnicos para la turbina óptima.....	54
CONCLUSIONES.....	56
RECOMENDACIONES TRABAJOS FUTUROS.....	57
ANEXOS.....	58
REFERENCIAS.....	82

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1. Principales fuentes de energía oceánica.	11
Figura 2. Regiones con potencial de corrientes oceánicas.....	13
Figura 3. Tipos de hidrogenación eléctrica.	14
Figura 4. Tipología de las turbinas hidrocínicas por tipo de flujo.	15
Figura 5. Tecnología para corrientes de marea.....	16
Figura 7. Ubicación geográfica de la zona de estudio.	21
Figura 8. Corriente de Yucatán y remolinos observados por altimetría satelital.....	22
Figura 9. Zona de estudio, el canal de Cozumel.....	23
Figura 10. Batimetría del lado isla de Cozumel y del lado de Playa del Carmen.....	24
Figura 11. Batimetría multihaz resultado de Crucero CEMIE-1.	25
Figura 12. Corte transversal del canal de Cozumel.	26
Figura 13. Localización geográfica de los datos de velocidad de la corriente.....	27
Figura 14. Consumo eléctrico de Quintana Roo y el del Municipio de Cozumel del 2004 al 2020.....	28
Figura 15. Variación del coeficiente de potencia con TSR.	33
Figura 16. Curvas de potencia.	34
Figura 17. Líneas eléctricas de transmisión desde Playa del Carmen a Cozumel.	35
Figura 18. Modelo de aprovechamiento de las corrientes oceánicas.....	37
Figura 19. Curvas de eficiencia de conversión de los dispositivos seleccionados.....	38
Figura 20. Escenarios LCOE (USD / MWh) para la turbina SeaGen 1.2 MW.....	47
Figura 21. Árbol de restricciones socio ambientales.	48
Figura 22. Áreas Naturales Protegidas y UGAS en Caribe Mexicano.	50
Figura 23. Campo de potencial hidrocínético en MWh/m ² -año, en la zona de estudio con HYCOM.....	52
Figura 24. Delimitación de las ANP, el tránsito marino y cable submarino.....	53
Figura 25. Infraestructura federal.	53
Figura 27. Retos técnicos para instalar turbinas marinas en el canal de Cozumel.....	55

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1. Producción de energía primaria en el mundo (EJ).....	8
Tabla 2. Producción de energía primaria (PJ).	10
Tabla 3 Flujo de energía hidrocínética promedio anual por unidad de área en sitios del mundo.	13
Tabla 4. Información general de las bases de datos.....	26
Tabla 5. Plantas de generación eléctrica de Quintana Roo a diciembre del año 2020.....	29
Tabla 6. Volumen de las ventas de energía eléctrica en Cozumel 2011-2016 (GWh).	35
Tabla 7. Valor de las ventas de energía eléctrica en Cozumel. (Millones de pesos M.N.).	36
Tabla 8. Precio calculado de la energía eléctrica (Pesos/kW-hora).	36
Tabla 9. Costos asociados a la producción de energía con fuentes de energía oceánicas.....	36
Tabla 10. Principales características de operación de los dispositivos.	38
Tabla. 11. Distribución de frecuencias de velocidades en horas al año datos de SAMMO del ICMYL	39
Tabla 12. Distribución de frecuencias de velocidades en horas al año datos de CICESE.	40
Tabla 13. Distribución de frecuencias de velocidades en horas al año datos de HYCOM.	41
Tabla 15. Densidad energética hidrocínética con datos de CICESE.	42
Tabla 17. Producción anual de electricidad por dispositivo con datos SAMMO.	43
Tabla 18. Factor de planta de los dispositivos con datos SAMMO.	43
Factores de Planta.....	43
Tabla 19. Producción anual de electricidad por dispositivo con datos CICESE.	43
Tabla 20. Factor de planta de los dispositivos con datos CICESE.	43
Tabla 21. Producción anual de electricidad por dispositivo con datos HYCOM	43
Tabla 22. Factor de planta de los dispositivos con datos HYCOM.	44
Tabla 23. LCOE para las cuatro tecnologías seleccionadas con datos de SAMMO.....	44
Tabla 24. LCOE para las cuatro tecnologías seleccionadas con datos de CICESE.	45
Tabla 25. LCOE para las cuatro tecnologías seleccionadas con datos de HYCOM.	45
Tabla 28. Parámetros del parque de 40 MW, en el sitio A de Cozumel.	46
Tabla 26. Catálogo de las especies protegidas en la zona de estudio.	51
Tabla 27. Área de aprovechamiento energético en el canal de Cozumel.....	54

INTRODUCCIÓN.

La problemática energética global tiene el primer lugar de prioridad y le sigue la problemática del agua, los alimentos y en cuarto lugar el medio ambiente. “Lo que más necesita el mundo es una energía limpia, abundante y de bajo costo; un recurso que puede elevar el nivel de vida, desalinizar el agua de mar, aumentar la producción de alimentos, restaurar el medio ambiente y promover la paz, la salud y la cooperación mundiales”. Este autor, (Smalley, 2005) mencionó hace más de quince años los diez principales problemas globales que la humanidad enfrentará los próximos 50 años. A la fecha este marco no ha cambiado, ya que para tener alimentos a nivel comercial se requiere regar los campos de cultivo, el abastecimiento de grandes cantidades de agua que debe ser impulsada por bombas hidráulicas que funcionan o con electricidad o con hidrocarburos. Sin esta energía y este suministro de agua, la alimentación de la humanidad se vería comprometida, trayendo consigo pobreza, guerras, terrorismo, problemas de salud. Por lo anterior una de las claves entonces de este marco es tener un suministro energético a través de fuentes energéticas limpias (Smalley, 2005).

Por otra parte, la energía se produce asociada a altos grados de contaminación y emisiones de gases de efecto invernadero y, se prevé que la demanda mundial de energía aumente un 4.6 % en 2021, compensando con creces la contracción del 4 % en 2020 y empujando la demanda un 0.5 % por encima de los niveles de 2019. Casi el 70 % del aumento proyectado en la demanda mundial de energía se encuentra en los mercados emergentes y las economías en desarrollo, donde se espera que la demanda aumente un 3.4 % por encima de los niveles de 2019. El uso de energía en las economías avanzadas está en camino de estar un 3% por debajo de los niveles anteriores a Covid (IEA, 2021). Consecuentemente, se prevé que la demanda de todos los combustibles fósiles crezca significativamente en 2021; por ejemplo, carbón en un 60 % más que todas las energías renovables combinadas, emitiendo producto de su combustión, casi el 5 %, o 1500 Mega toneladas (Mt) a nivel global. Este aumento previsto revertiría el 80 % de la caída en 2020, con emisiones que terminaron solo un 1.2% (o 400 Mt) por debajo de los niveles de emisiones de 2019 (IEA, 2021). En la tabla 1 se observa que del año 2012 a 2019 el carbón, petróleo se han mantenido en su producción, el gas natural ha aumentado año con año, así como la energía nuclear y la hidroeléctrica. Además, las energías renovables (se encuentra en otros) tiende al alza aumentando a más del doble de producción en términos de Exajoules (EJ) para el mismo periodo de tiempo.

Tabla 1. Producción de energía primaria en el mundo (EJ).

Fuente de energía	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Carbón	161.4	163.4	165.5	161.0	156.1	158.8	162.3	162.4
Petróleo	174.6	175.3	178.4	181.3	184.0	187.3	187.4	187.4
Gas natural	118.8	121.2	121.3	122.5	126.6	129.9	137.3	140.8
Nuclear	26.9	27.1	27.7	28.1	28.5	28.8	29.6	30.5
Hidroeléctrica	13.2	13.7	14.0	14.0	14.5	14.7	15.1	15.2
Biocombustibles y residuos	50.6	51.8	52.3	52.8	53.4	54.6	55.7	56.8
Otros	6.0	7.0	7.8	8.7	9.6	11.0	12.3	13.5

Fuente: (IEA, 2022b).

El crecimiento económico sostenido en todo el mundo está generando una demanda cada vez mayor de energía, que a su vez se refleja en la capacidad de generación asociada para mantener ese impulso económico (IRENA, 2022). Sin embargo, la continuidad del desarrollo económico está comprometida, ya que el cambio climático pone en peligro el bienestar de las generaciones presentes y futuras. En las próximas dos décadas, el planeta afrontará diversos peligros climáticos inevitables y se incrementarán los riesgos para la sociedad, en particular para la infraestructura y los asentamientos costeros de baja altitud (IPCC, 2022). Este dilema, entre la demanda de más energía (sean cual fueren sus fuentes) y emitir menos contaminación y gases de efecto invernadero, ha traído

consigno estrategias globales como la descarbonización de la economía, que significa recortar las emisiones de gases de efecto invernadero hasta dejarlas lo más cerca posible de emisiones nulas, una condición que ocurre cuando la cantidad de CO₂ emitida a la atmósfera por las actividades humanas es igual a la cantidad de CO₂ eliminada de la durante un período de tiempo específico (United Nations, 2022a), (Arias, et al., 2021), (IPCC, 2021).

Actualmente la electrificación se presenta a menudo como una opción clave para descarbonizar el sistema energético y una ventana de oportunidad es que, con la caída de los costos de la tecnología y el aumento de los precios de los combustibles fósiles, las tecnologías de energía renovable son cada vez más competitivas. Incluso los principales exportadores de energía están considerando opciones de energía renovable para reducir el consumo interno de combustibles fósiles y preservar las reservas de petróleo y gas para la exportación (IRENA, 2022).

A nivel global, la demanda de energías renovables creció un 3% en el año 2020 y se espera que aumente en todos los sectores clave (energía, calefacción, industria y transporte) en 2021 (IEA, 2021). Asimismo, la participación de la electricidad ha ido aumentando en las últimas décadas. Se espera que la demanda de electricidad aumente un 4.5 % en 2021, o más de 1,000 Terawatt hora (TWh). Casi el 80 % del aumento previsto de la demanda en 2021 corresponde a economías de mercados emergentes y en desarrollo, y la República Popular China por sí sola representa la mitad del crecimiento mundial. Para el año 2020, las fuentes de energía renovables, como la eólica y la solar fotovoltaica, continuaron creciendo rápidamente, y los vehículos eléctricos establecieron nuevos récords de ventas. La nueva tendencia en la economía energética será cada vez más hacia la electrificación, cada vez más eficiente, interconectada y limpia. En la mayoría de los mercados, la energía solar fotovoltaica o eólica representa ahora la fuente disponible más barata de las nuevas fuentes de generación de electricidad. La tecnología de energía limpia se está convirtiendo en una importante nueva área para la inversión y el empleo, así como en un escenario dinámico para la colaboración y competencia internacional (EIA, 2021). En términos generales, la electricidad alimenta la actividad económica, el desarrollo social y ayuda a reducir la contaminación local. La electrificación contribuye así al séptimo Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas para 2030, cuyo objetivo es “garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos” (United Nations, 2022b). A más de 15 años, el discurso es el mismo, pero con diferentes palabras:

- “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos” (United Nations, 2022b).
- “Lo que más necesita el mundo es una energía limpia, abundante y de bajo costo; un recurso que puede elevar el nivel de vida, desalinizar el agua de mar, aumentar la producción de alimentos, restaurar el medio ambiente y promover la paz, la salud y la cooperación mundiales” (Smalley, 2005).

En el contexto nacional, la demanda de energía aumentará significativamente debido a que se espera que la población crezca a casi 150 millones para 2050 desde los 127 millones actuales y se prevé que habrá mejoras en la productividad lo que impulsará el crecimiento económico (IEA, 2022a). Actualmente la producción de energía sigue siendo preponderantemente por hidrocarburos y carbón, aunque esta producción siga a la baja debido a las importaciones de energéticos (Tabla 2). En las energías renovables la solar y la eólica han aumentado sustancialmente de 6.6 y 13.3 Petajoules (PJ), a 40.3 y 60.2 PJ respectivamente, la biomasa y biogás se han mantenido o elevado su producción marginalmente, al contrario, la geotérmica ha disminuido.

Tabla 2. Producción de energía primaria (PJ).

Generación por fuente	Año							
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total	9,059.4	9,052.9	8,854.3	8,261.0	7,714.1	7,027.2	6,484.8	6,332.8
Carbón	310.8	299.9	303.7	287.7	254.2	308.2	279.6	230.5
Hidrocarburos	8,035.7	7,994.3	7,783.0	7,203.8	6,694.8	5,940.6	5,374.2	5,315.2
Petróleo crudo	5,918.9	5,814.6	5,597.2	5,067.7	4,826.9	4,354.9	4,045.9	3,788.6
Condensados	87.7	134.1	106.3	98.8	88.3	67.3	48.9	60.5
Gas natural	2,029.1	2,045.6	2,079.5	2,037.3	1,779.7	1,518.4	1,279.3	1,466.0
Nuclear	91.3	122.6	100.6	120.4	110.0	113.2	156.0	124.8
Renovables	621.6	636.1	667.0	649.1	655.2	665.2	675.1	662.4
Hidroeléctrica	114.9	100.9	140.0	111.2	110.5	114.7	116.9	85.0
Geotérmica	133.1	131.3	129.9	134.5	132.6	127.4	113.2	112.9
Energía solar	6.6	7.6	8.7	10.2	11.1	15.2	24.0	40.3
Energía eólica	13.3	15.1	23.1	31.5	37.4	38.2	47.1	60.2
biogás	1.8	2.0	1.9	1.9	1.9	2.5	2.8	2.8
Biomasa	351.8	379.3	363.3	359.8	361.7	367.2	371.0	361.2
Bagazo de caña	95.1	123.8	109.2	107.0	110.1	116.9	121.9	113.2
Leña	256.7	255.4	254.1	252.8	251.6	250.3	249.1	247.9

Nota: La suma de los parciales puede no coincidir con los totales, debido al redondeo de las cifras. Fuente: Sistema de Información Energética, SENER (Sistema de Información Energética, 2022).

I. Energías renovables oceánicas.

Las energías renovables oceánicas fueron reconocidas a nivel mundial como programa internacional de investigación y desarrollo sobre sistemas de energía oceánica en el año 2002 por la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency, IEA por sus siglas en inglés). La IEA se estableció en el año de 1974 y pertenece a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) para implementar un programa energético internacional, (Ocean Energy Systems, 2002). La energía oceánica ha ganado atención recientemente debido a las diversas posibilidades de aprovechamiento energético renovable que ofrece (Figura 1), que se percibe cada vez más como alternativas viables para generar electricidad. Otras posibilidades de aprovechamiento son los derivados de las propiedades físicas y químicas del agua de mar, por ejemplo, agua dulce y aire acondicionado de agua de mar, agricultura, nutrientes, etc. De acuerdo al Reporte anual del año 2020 de la Agencia internacional de Energía a través de la Ocean Energy Systems (OES), las principales formas de energía aprovechable del océano se clasifican en seis categorías (Figura 1). (Ocean Energy Systems, 2021):

PRINCIPALES FORMAS DE ENERGÍA OCEÁNICA

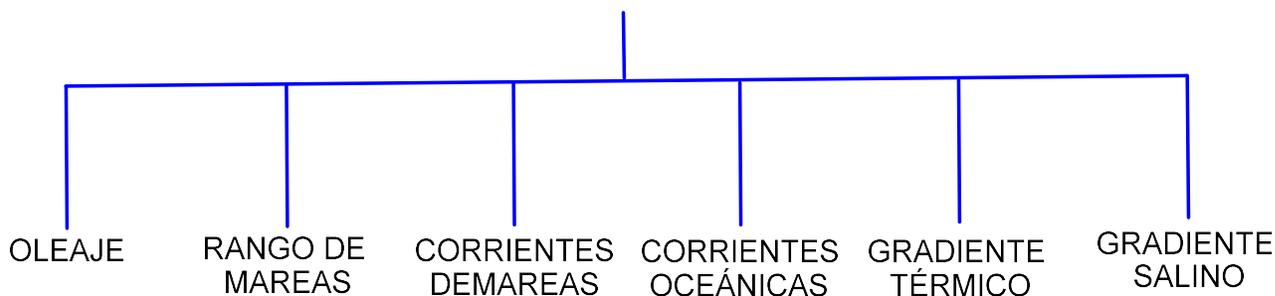


Figura 1. Principales fuentes de energía oceánica.

Rango de mareas. La energía de las mareas es una fuente de energía renovable que muestra una previsibilidad casi completa como resultado de la subida y bajada de las mareas, derivadas de la atracción gravitatoria del sistema Tierra-Luna-Sol. Para algunos sitios específicos de la Tierra este proceso se repite dos veces cada 24 horas, 50 minutos, debido al período aparente de la luna rotación sobre la tierra; en otros sitios se repite una vez en 24 horas. El aprovechamiento energético de esta fuente es posible en zonas con carrera de marea amplia y donde existe un estuario ya que por medio del uso de infraestructura para modificar el flujo natural se logra el represamiento de grandes volúmenes de agua. La infraestructura básica consta de un sistema presa-turbina-generator. El principio de funcionamiento es crear una diferencia de fase de marea artificial, embalsando agua sobre una superficie inundable, esto produce una diferencia de altura que, una vez liberada, impulsa el flujo a través de turbinas, aprovechando la energía. La generación eléctrica puede ser en los dos sentidos, en el llenado de la represa y en la descarga, también cuando el costo de la energía eléctrica es más barato, los generadores se usan para bombear agua del mar hacia la presa subiendo nivel para almacenar energía potencial que se usará cuando la energía tenga un precio más alto (Multon, 2012).

Corrientes de marea. Corrientes marinas generadas por el flujo de agua resultante del sube y baja de las mareas, este proceso es muy visible en las regiones costeras como resultado de la gran amplitud de las mareas y se amplifica en velocidad en estrechos y canales. En el proceso de marea alta, el flujo es paralelo al estrecho y en la bajamar sigue siendo paralelo al estrecho, pero en sentido inverso (flujo-reflujo). En este proceso hay un tiempo en que la corriente tiene un máximo de velocidad y también donde la corriente tiene un mínimo, la relación entre las amplitudes de las mareas y las corrientes de las mareas depende de interacciones complejas entre el movimiento de grandes volúmenes de agua alrededor de continentes e islas, y los efectos locales, incluidos los efectos costeros características y la forma del fondo marino (batimetría). Además, cuando el mar entra en una bahía o estuario, los patrones de marea pueden estar muy influenciados por su profundidad, longitud y área (Lynn, 2014).

Corrientes oceánicas. La energía de las corrientes oceánicas es la energía cinética en los océanos como corrientes superficiales debidos a la geostrofia, las corrientes inerciales y a procesos termohalinos (Talley et al., 2011). Estas corrientes oceánicas transfieren calor de los trópicos donde la superficie del mar recibe mayor cantidad de energía solar hacia los polos. Estas corrientes influyen en el clima, distribuyen nutrientes y dispersan organismos. Debido a que estas corrientes son impulsadas en gran parte por los vientos, son en realidad formas indirectas de energía solar. Estos procesos atmósfera-océano dan origen a los giros oceánicos que son impulsados por los vientos alisios (vientos del este) en combinación con vientos del oeste. La fricción entre estos vientos relativamente persistentes y la superficie del océano impulsa un flujo masivo de agua, lo que lleva a un giro a escala de cuenca como, por ejemplo, el Giro del Atlántico Norte. Las seis corrientes oceánicas occidentales más intensas y cercanas a la costa son: La de Yucatán, la del Golfo, la de Kuroshio, la de Brasil, la de Agulhas y la Corriente de Australia Occidental, (Neill, 2022a).

Oleaje. El oleaje se genera debido a la transferencia de energía cinética del viento en la superficie oceánica. Las olas que son adecuadas para la conversión de energía de las olas generalmente tienen periodos de onda de entre 1 y 25 s y longitudes de onda correspondientes de alrededor de 5 a 200 m. Existen varios tipos de convertidores de energía de las olas (Wave Energy Converter WEC por sus siglas en inglés), dos de los más populares son el atenuador de olas y el absorbedor puntual. Otros tipos de WEC, particularmente aquellos que están conectados a tierra, incluyen columna de agua oscilante y dispositivos de desbordamiento (Overtopping devices en inglés), (Neill, 2022a).

Gradiente térmico. Esta fuente de energía está localizada en los mares tropicales, donde la capa superior del mar es calentada por el Sol y mezclada a profundidades de unos 100 m por el movimiento de las olas y la capa inferior consiste en agua más fría formada en latitudes altas. La diferencia de temperatura entre las capas superior (cálida) e inferior (fría) varía de 10 °C a 25 °C. Por lo que hay una energía térmica entre estos dos depósitos que proporciona los insumos para una máquina térmica (Vega, 2002). La tecnología que aprovecha esta fuente de energía marina es la máquina térmica conocida como planta OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion, por sus siglas en inglés). La planta OTEC es una tecnología de producción de energía eléctrica que utiliza las diferencias de temperatura de 20 °C o más que se presenta en la columna de agua de mares tropicales, entre las aguas profundas y las superficiales para mover una máquina térmica y producir trabajo útil. también existe una OTEC llamada de ciclo abierto que produce principalmente agua dulce (Avery & Wu, 1994).

Gradiente salino. También conocida como, potencia del gradiente salino (Salinity Gradient Power, SGP por sus siglas en inglés), energía osmótica o energía azul. Esta fuente de energía aprovecha la energía disponible en las diferencias de salinidad del agua oceánica en la superficie y el agua dulce de las desembocaduras de los ríos al mar. El primer registro que menciona el uso del gradiente salino usando la presión osmótica derivada de separar la sal con una membrana semipermeable y creando una interface con una solución de baja a alta concentración fue en el año 1954 por R. E. Pattle. Este proceso se puede utilizar para producir energía eléctrica a partir de turbinar el agua a presión en un contenedor cerrado. Los métodos de aprovechamiento de esta fuente de energía y los únicos que se han probado a escala piloto son las tecnologías de, Presión Ósmosis Retardada (PRO) y Electrodiálisis Inversa (RED). Ambas tecnologías tienen sus contrapartes de tecnología de desalinización. En el caso de PRO sería la tecnología de Ósmosis Inversa (RO) y para RED es la electrodiálisis (ED). A diferencia de los procesos de desalinización que requieren un aporte de energía eléctrica para separar el agua salada y tener agua dulce, la tecnología PRO y RED usan la mezcla de agua dulce y salada para producir electricidad (Neill, 2022b).

II. Sitios potenciales de aprovechamiento de las corrientes oceánicas.

En el mundo hay ocho regiones en el océano (Figura 2) con una densidad de potencia promedio superior a 0.5 kW/m²; la corriente de Kuroshio en las costas de Japón y Taiwán (1); la corriente en Indonesia (2); rocas del suroeste, Australia (3); la corriente del Golfo enfrente de Cabo Hatteras, la corriente de Florida y de Yucatán (4); la corriente de la costa de Brasil (5); la corriente de Agulhas en la costa de Sudáfrica (1); la corriente de Madagascar (5) y en las costas de Somalia (6). En cuatro de estos sitios, la dirección de la corriente es persistente y no hay cambio de sentido en el flujo: Madagascar, Brasil, corriente de Florida y corriente de Yucatán. En inglés esta densidad energética expresada solo en W/m² se le conoce como; Annual average kinetic energy flux per unit area, KEF por sus siglas en inglés (Van Zwieten & Yufei, 2022), (Bane et al., 2017).

En estas 8 regiones (Figura 2) los sitios específicos donde se tiene información sobre la densidad de potencia promedio (kW/m²) se describen en la tabla 3. Los cinco primeros sitios son en el Mar Caribe mexicano y están dentro o cercanos al canal de Cozumel, con densidades de potencia entre los 373 a 1125 W/m². Estas informaciones son proporcionadas por predicciones basadas en modelos como el

Regional Ocean Model System (ROMS), y el HYbrid Coordinate Ocean Model or (HYCOM), así como mediciones directas con el instrumento de medición Acoustic Doppler Current Profiler (ADCP).

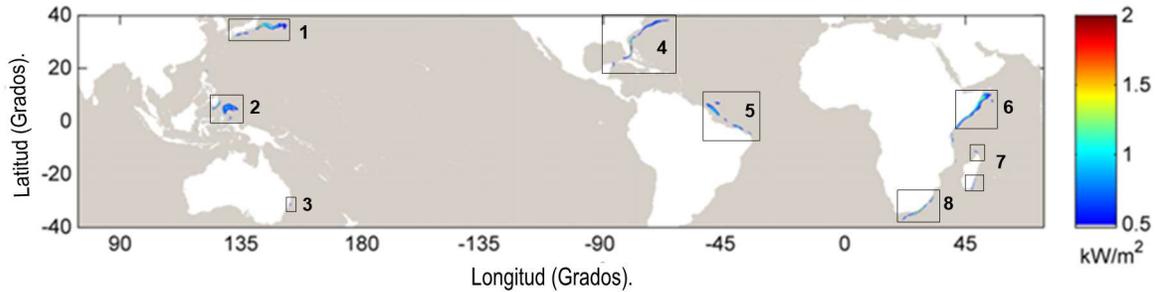


Figura 2. Regiones con potencial de corrientes oceánicas. Fuente: (Van Zwieten & Yufei, 2022).

Tabla 3 Flujo de energía hidrocínética promedio anual por unidad de área en sitios del mundo.

Localidad	Latitud Grados	Longitud Grados	Distancia a la costa km	Profundidad del lecho marino m	Densidad de potencia kW/m ²	Velocidad promedio m/s	Fuente del dato	Ref
Canal de Cozumel	20.841	-86.751	12	501	1.125	1.3	ADCP	
Cozumel costa Oriental	20.841	-86.751	8	600	0.373	0.9	ADCP	1
Tulum	20.079	-87.138	17	604	0.176	0.7	ADCP	
Canal de Cozumel	20.32	-86.72	17	1200	~0.760	1.1	HYCOM	2
Canal de Cozumel	20.5529	-86.9288	0.25	30	0.576	1.03	ADCP	3
Cabo Hatteras, USA	35.166	-75.12	38	100	0.790	1.15	ROMS	4
Cabo Hatteras, USA	35.166	-75.12	38	100	1	1.25	ADCP	
Estrecho de Florida, USA	27.09	-79.76	35	416	2.030	1.58	HYCOM	5
Estrecho de Florida, USA	26.0716	-79.91	19.6	262	2.010	1.577	ADCP	
Brasil	3.873	-48.72	480	1000	0.207	0.74	ADCP	6
Cabo Ashizuri, Japón	32.5	133.3	40	900	1.728	1.5	ADCP	7
Sudáfrica	-28.7867	32.48	24.6	833	1.830	1.52	HYCOM	5
Sudáfrica	-33.8411	27.36	42.8	822	1.760	1.51	ADCP	
Somalia	1.248	44.423	18	322	1.481	1.42	Copernicus	6

Fuentes: ¹(Cetina et al., 2006), ²(Hernández-Fontes et al., 2019), ³(Alcérrec-Huerta et al., 2019), ⁴(Bane et al., 2017), ⁵(VanZwieten et al., 2014), ⁶(Zhu et al., 2001), ⁷(Johns et al., 1998). ⁶EU Copernicus Marine Service information; Modelo Global Ocean 1/12° Physics Analysis and Forecast updated Daily. Nota: la tabla completa en Anexo 1.

III. Tecnología de aprovechamiento hidrocínético.

De acuerdo a Killingtveit, (2021), las centrales o plantas hidrocínéticas se encuentran dentro de la hidrogenación (Figura 3) y que está dividida en:

Hidroeléctrica de pasada, (Run of River o ROR). Aprovechan el agua proveniente aguas arriba y las turbinas son movidas por la corriente natural del cauce, tiene infraestructura donde el acople de turbina generador es instalado. Las hay con derivación hidráulica donde se desvía parte del caudal del río hacia la planta de generación y el agua regresa al cauce aguas abajo. También la infraestructura ocupa todo el cauce, pero sin represa y sin interrumpir el flujo natural del agua (Cardona et al., 2018).

Hidroeléctricas con embalse, (Storage hydropower). Existen con almacenamiento a baja y alta escala desde unas pocas horas y unos pocos días, hasta estacionales. En la primera el sistema de almacenamiento es un estanque. El agua se almacena durante los períodos de menor actividad y se utiliza durante los períodos de mayor actividad. Los de alta escala es posible utilizar la planta para picos en las estaciones secas y como central eléctrica de carga base durante las estaciones húmedas. Con más almacenamiento es posible adaptar mejor la generación al consumo, ahorrar agua durante

las estaciones húmedas para usarla durante las estaciones secas y reducir el derrame de agua durante las inundaciones.

Hidroeléctrica reversible, (Pumped storage, pumped storage hydropower, o PSH). Se divide en dos tipos, la reversible pura y reversible con efluente natural. Se construyen principalmente para almacenar energía por un corto tiempo bombeando agua desde un sitio más bajo hasta una posición más alta. En esta planta el generador eléctrico se convierte también en motor eléctrico siendo que cuando el agua es liberada desde el embalse por gravedad mueve la turbina y genera electricidad, esto se hace cuando el costo de la electricidad es alto. Cuando el costo de la electricidad es bajo entonces se bombea agua al embalse, almacenando agua como energía potencial en el depósito superior. Un proyecto de almacenamiento por bombeo puro tendrá una pérdida neta de energía, debido a las pérdidas tanto durante el bombeo como durante la generación. Por lo general, la pérdida total es del 20 al 30%. Algunos sistemas de almacenamiento por bombeo pueden tener algún flujo de entrada natural a la cuenca de almacenamiento superior; en este caso, esta agua adicional aumentará la generación e incluso puede generar una generación de energía neta.

Hidroeléctrica hidrocínética, (Instream Technologies-Hydrokinetic). Se dividen en dos tipos, las que se usan en ríos o canales artificiales y las que se instalan en las corrientes marinas; de marea u oceánicas. Estas plantas están contenidas en una estructura que les da soporte por medio de bases en el lecho del río o el mar, también se instalan en plataformas flotantes ancladas y en algunos casos se cuelgan de estructuras existentes. Las plantas hidrocínéticas utilizan la energía de las corrientes de agua, generalmente de ríos, mares y canales artificiales incluso tuberías sin interrumpir el flujo natural del agua (Cardona et al., 2018).

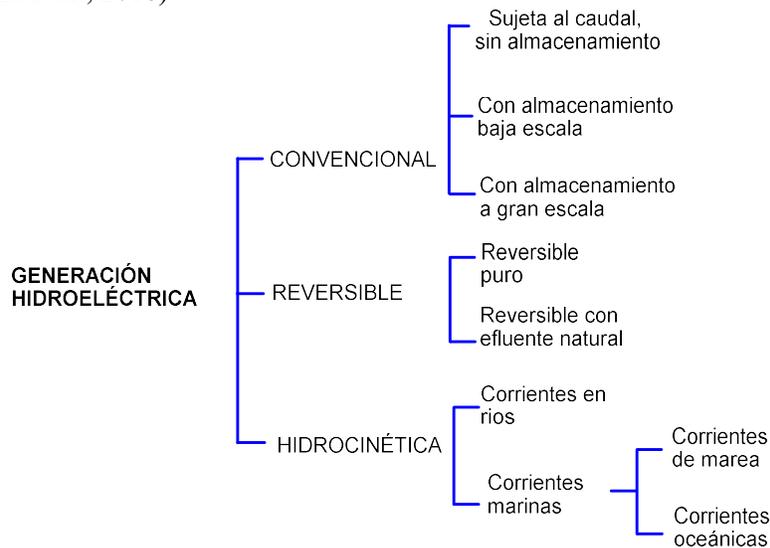


Figura 3. Tipos de hidrogenación eléctrica. Fuente: Killingtveit, (2021).

El término turbina hidrocínética se ha utilizado indistintamente durante mucho tiempo con otros sinónimos, como turbina de corriente hidráulica (Water Current Turbine por sus siglas en inglés, WCT), turbina hidráulica de cabezal ultrabajo < 0.2 m (En inglés, Ultra-low-head Hydro Turbine), turbina de flujo libre/corriente (Free Flow/Stream Turbine), que no cuenta con presa o embalse, y turbina hidráulica de cabezal cero o turbina hidráulica en corriente (In-stream Hydro Turbine), (Khan et al., 2009). Las plantas hidrocínéticas están conformadas por los siguientes elementos básicos: turbina, transmisión y generador. La turbina es la encargada de captar y transformar la energía hidrocínética de las corrientes marinas en un movimiento circular sobre un eje, este eje o transmisión va conectado a la turbina de forma directa o indirecta a través de una caja de velocidades. La energía mecánica rotacional es transferida a un generador eléctrico.

Tecnología hidrocínética marina.

VanZwieten et al., (2015) define a las turbinas marinas como dispositivos que capturan la energía del agua que fluye naturalmente como flujos de corrientes oceánicas y mareas para generar energía eléctrica.

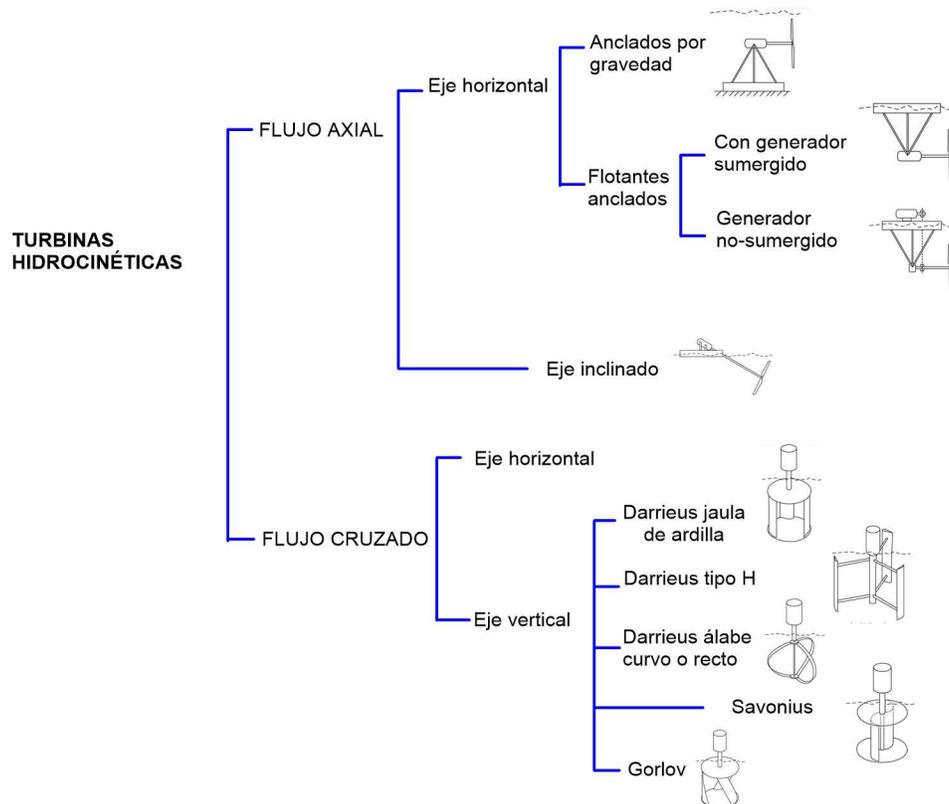


Figura 4. Tipología de las turbinas hidrocínéticas por tipo de flujo. Tomado y modificado de Khan et al., (2009) y Saini, (2022).

Por el origen de la corriente marina se dividen en dos tipos:

- las que aprovechan las corrientes de marea que se forman en estrechos y estuarios de ríos donde el refluo (*ebb*) y el flujo (*flood*) de la marea forman estas corrientes. Los dispositivos de aprovechamiento de esta energía se les conoce como convertidores de energía de la corriente de la marea que provechan la energía cinética de los flujos de marea con turbinas bidireccionales, es decir generan electricidad tanto en el flujo como el refluo. Están actualmente en una etapa de desarrollo donde muchos prototipos a gran escala de hasta 2 MW de capacidad instalada que ya son desplegados para demostración *in situ* y para pruebas de rendimiento en el medio marino, (Lynn, 2014).
- las que aprovechan las corrientes oceánicas derivadas de la circulación termohalina, vientos y geostrofia, actualmente conocidas como ocean current turbine (IHI NEDO, 2018). La extracción de energía cinética de las corrientes oceánicas se puede definir como la conversión de la energía cinética disponible en mar abierto de las corrientes superficiales en formas de energía utilizables, principalmente electricidad. Estas corrientes oceánicas son más fuertes cerca de la superficie del océano y se han estudiado durante casi 50 años como una fuente potencial para generar energía eléctrica. Varias empresas han diseñado turbinas de corriente oceánica y algunos sistemas conceptuales han sido probados por períodos cortos de tiempo en laboratorios, remolcados por embarcaciones o ya en el mar, (Van Zwieten & Yufei, 2022).

También las turbinas hidrocinéticas marinas se pueden dividir por el tipo de flujo (Figura 4):

- Flujo axial, donde la dirección del fluido y el eje de rotación de la turbina es paralela. Varias disposiciones de este tipo de turbinas se muestran en la figura 4.
- Flujo cruzado, donde el fluido atraviesa los álabes de forma diagonal y el eje de rotación es perpendicular a la dirección del fluido (Figura 4).

Turbinas de aprovechamiento de las corrientes de marea.

Los dispositivos que se muestran en la figura 5, tienen en común que ya están en servicio y conectados a la red eléctrica y se encuentran en la última etapa de desarrollo (Gross, R.; Leach & M.; Bauen, A., 2003), (Ocean Energy Systems, 2021a).

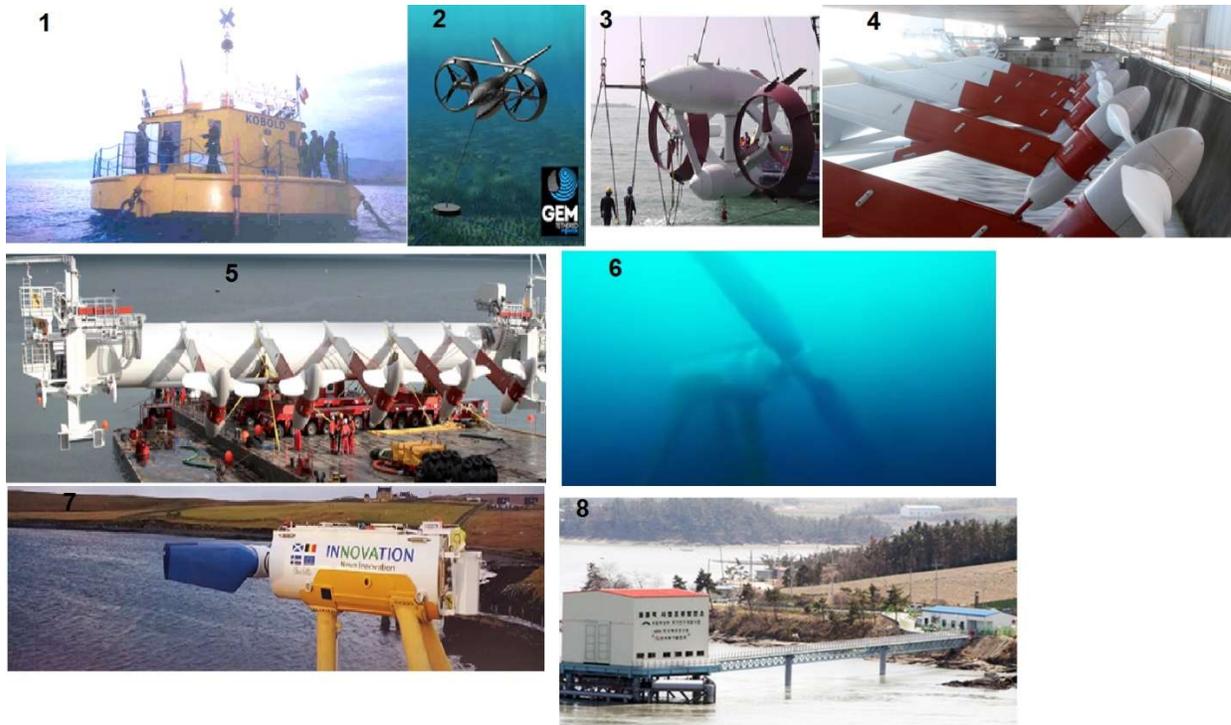


Figura 5. Tecnología para corrientes de marea. Fuente: (Ocean Energy Systems, 2021a).

El convertidor KOBOLD (figura 5, indicativo 1), del consorcio SEAPOWER SCRL, se encuentra instalado en el estrecho de Mesina Italia, donde existe una anchura de 2.3 km. Este convertidor tiene un diámetro de 6 m y está sujeta a una plataforma flotante de 10 m de diámetro, está asegurada al lecho marino por cuatro anclajes. La turbina es tipo Darrieus en H de tres álabes. El convertidor GEM, del consorcio SEAPOWER SCRL, se encuentra instalado en el estrecho de Mesina, donde el estrecho tiene en anchura 6 km. El convertidor está instalado a una distancia de la costa de 1200 m del lado de Regio de Calabria. Cuenta con dos turbinas diseñadas para flujos lentos, como, ríos, mareas o corrientes de agua en general (Figura 5, indicativo 2 y 3). Tiene una profundidad de operación de 15 m, (D. P. Coiro *et al* 2016). El arreglo de convertidores Tocardo-2 instalados en Eastern Scheldt del grupo TOCARDO TIDAL POWER (Figura 5, indicativo 4 y 5), fueron instaladas usando la infraestructura de protección de las mareas de tormenta y son cinco convertidores que suman un total de 1.25 MWe conectados a la red eléctrica. El convertidor Nova M100 del proyecto MeyGen Inner Sound (Figura 5, indicativo 6 y 7) se encuentra operando desde el año 2016 en el mar del norte en un lugar llamado Bluemull, sur de islas Shetland a una distancia de la costa de 250 m y profundidad de entre 20 y 25 m. Está instalado directamente al lecho marino por gravedad y genera 100 kW a una velocidad nominal de 2 m/s. El convertidor Uldomok, (Figura 5, indicativo 8), aprovecha las

corrientes de marea de hasta 6.5 m/s. Utiliza turbinas tipo Gorlov de 2.5 m de alto por un metro de diámetro. Esta instalación se encuentra ubicada en el estrecho Uldomok de 300 m de ancho y tiene una capacidad instalada de 1.5 MW, (Lee, K. *et al* 2009).

Turbinas para corrientes oceánicas.

Estados Unidos está desarrollando prototipos para la corriente de Florida, los avances más significativos son prototipos flotantes que son evaluados por medio del arrastre en una embarcación (Figura 6, numeral 1).



Figura 6. Tecnología para corrientes oceánicas. Dos prototipos instalados en la corriente de Florida y para la corriente de Kuroshio Japón, (Ferrara, 2022), (Ocean Based, 2017), (IHI Corporation, 2014).

El prototipo más avanzado es Kairyu de 100 kW de Japón (Figura 6, numeral 3). Esta turbina oceánica es flotante y ya realizó pruebas en mar abierto anclada a 5 km al norte de la isla de Kuchinoshima. La investigación y desarrollo corrió a cargo de un consorcio de investigación formado por Toshiba Co., la Escuela de Graduados en Ciencias de Frontera de la Universidad de Tokio y el Instituto de Estudios Estratégicos Globales de Mitsui, convocadas por el New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) y la parte industrial englobada en IHI Co., fabricante integral de la industria pesada.

OBJETIVOS.

Evaluar el aprovechamiento del potencial hidrocínético de las corrientes marinas en Cozumel

Objetivos específicos a continuación:

- a. Realizar una revisión técnica de la tecnología de aprovechamiento hidrocínético.
- b. Delimitar la zona de estudio canal de Cozumel.
- c. Analizar espacial y temporalmente bases de datos históricas en el área de estudio sobre velocidades de la corriente y datos oceanográficos.
- d. Proponer y aplicar un modelo de aprovechamiento energético que sirva de base para un análisis técnico económico para la zona de estudio.
- e. Estimar los costos asociados a la producción de energía eléctrica, así como los costos de inversión y operativos en un horizonte a 20 años.
- f. Seleccionar los sitios posibles de instalación de un parque de turbinas marinas para la isla de Cozumel, que integre el análisis técnico, económico, las restricciones sociales y ambientales.
- g. Proponer un parque de turbinas marinas de 40 MW de capacidad instalada para la isla de Cozumel, considerando los posibles retos técnicos.

MÉTODOLOGÍA.

Se realizó una revisión bibliográfica de los avances técnicos del aprovechamiento energético del recurso hidrocínético de las corrientes oceánicas, incluyendo estudios previos de potencial energético en el área de estudio. Se revisaron los avances de la tecnología de aprovechamiento hidrocínético, es decir, las plantas de generación de electricidad conocidas como turbinas marinas y se seleccionaron cuatro que actualmente ya estén en una fase de desarrollo avanzado y que se cuente con sus curvas de desempeño energético. Posteriormente se delimitó la zona de estudio ya conocida como el canal de Cozumel, al este de la costa este de la península de Yucatán, 90 km al suroeste de Cancún, entre la isla de Cozumel y Playa del Carmen. Se realizó una descripción de la zona de estudio iniciando con la batimetría de la zona por medio de las cartas disponibles principalmente de la Secretaría de Marina y de la IBCCA. Se listaron investigaciones que dan información del transporte de agua de mar dentro de canal de Cozumel, así como las velocidades de la corriente y su dirección, finalmente se describe la problemática energética de la zona de estudio en lo general para el Estado de Quintana Roo y en específico para la Isla de Cozumel.

Para realizar el cálculo del potencial energético hidrocínético de la zona de estudio se seleccionaron bases de datos existentes que sirvieron para realizar un análisis espacial y temporal de las velocidades de la corriente marina que derivaron en densidades energéticas a diferentes profundidades con unidades de megawatts hora por metro cuadrado al año (MWh/m²año), es decir, se integró la cantidad de potencia hidrocínética que pasa por un sitio definido por su posición geográfica. Las bases de datos fueron tres; la del Servicio Académico de Monitoreo Meteorológico y Oceanográfico (SAMMO) de la Unidad Académica de Sistemas Arrecifales en Puerto Morelos, Instituto de Ciencias del Mar y Limnología de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM); la del Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada (CICESE) y la del modelo híbrido de coordenadas oceánicas (HYbrid Coordinate Ocean Model o HYCOM). Las dos primeras son mediciones in situ con perfilador de corrientes acústico Doppler (ADCP por sus siglas en inglés de Acoustic Doppler Current Profiler). La tercera es un modelado numérico de circulación general oceánica de código abierto.

Para calcular la producción teórica de electricidad de las turbinas marinas seleccionadas se propuso y aplicó un modelo matemático de aprovechamiento para obtener la energía generada por las turbinas en condiciones específicas del sitio, considerando parámetros ya descritos por otros autores: El potencial de energía disponible en un sitio determinado que debe considerar la latitud, longitud y

profundidad del recurso energético, período de tiempo; la curva de potencia de salida eléctrica que considere las velocidades de inicio de generación eléctrica o cut-in speed y la de corte (cut-out speed) que está en función de las características de diseño como el coeficiente de potencia (C_p), los subsistemas de la turbina (por ejemplo, la caja de cambios), la eficiencia de conversión del generador y otras pérdidas de energía. Se calculó la densidad energética para profundidades de 0–50 m.

Con el cálculo de la producción de energía eléctrica en sus unidades comerciales (MWh) se prosiguió con los costos asociados a la producción por medio del costo de la energía eléctrica con la metodología del costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés), que mide los costos de por vida de la planta de generación divididos por la producción de energía en la vida útil del proyecto y permite la comparación de diferentes tecnologías de diferente duración, tamaño del proyecto, diferente costo de capital, riesgo, retorno y capacidades. Adicionalmente para incorporar los parámetros financieros para este tipo de proyectos de energías renovables se usó el software System Advisor Model (National Renewable Energy Laboratory, 2020).

Ya creado el modelo de aprovechamiento se propuso un parque de turbinas marinas para la isla de Cozumel incluyendo los criterios técnicos, ambientales y sociales; los criterios fueron:

- Primero, si el dispositivo estaría flotando o colocado en el lecho marino. De acuerdo a la bibliografía se sugiere que, para los dispositivos flotantes, sus anclas no sean más profundas de 100 m, mientras que para profundidades de agua <50 m, se recomienda que los dispositivos descansen sobre el fondo marino.
- El segundo criterio es la producción de electricidad por tecnología, es decir en que sitio la tecnología evaluada para el sitio tiene la mejor producción.
- En tercer lugar, las limitaciones sociales y ambientales que restringirían la selección del sitio de acuerdo al criterio técnico, así como la distancia al sitio de consumo eléctrico.

Para contemplar las restricciones ambientales y sociales en la selección de sitio, se revisaron las regulaciones para áreas naturales protegidas (ANP), así como los programas de manejo ecológico que aplican en la zona de estudio y se elaboraron mapas descriptivos mostrando el área que potencialmente puede verse afectada. Paralelamente a estos criterios ambientales, también se mapearon: líneas de transmisión eléctrica y centrales eléctricas; los aeropuertos, puertos de cabotaje, rutas marítimas y zonas militares; áreas turísticas; y cualquier área con infraestructura importante, como caminos o pueblos. El mapeo se realizó utilizando el portal geo de la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad, y las cartas batimétricas de la Secretaría de la Armada, información de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de la Comisión Nacional Comisión de Áreas Naturales Protegidas (CONANP). Para organizar esta información, se usó el software libre QGIS 3.10, 64 Bit, WGS 84, Windows 10, bajo Licencia Pública General. Para adaptar las figuras, se utilizó Software Surfer versión 11.0.642 Surface Mapping System.

Organización del trabajo.

El primer capítulo se describe la zona de estudio, principalmente la ubicación espacial y temporal de la corriente de Yucatán en el canal de Cozumel. También se revisaron las bases de datos de la zona de estudio y la problemática energética.

El segundo capítulo se enfoca en la descripción del recurso energético, su cuantificación para la extracción y transformación de energía hidrocínética, que incluye la selección de los dispositivos de aprovechamiento hidrocínético, así como la información relacionada a su curva de potencia específica, la producción anual de energía (AEP) y Factor de Planta FP.

El tercer capítulo se enfoca en los costos de producción de energía eléctrica (costo nivelado de la electricidad (LCOE)) teniendo como referencia los costos de la electricidad para la isla de Cozumel y los estándares internacionales.

El cuarto capítulo se enfoca en proponer un modelo de aprovechamiento energético, relacionando conceptos de disponibilidad del recurso, su aprovechamiento por medio de turbinas marinas y sus costos asociados, con miras a analizar la viabilidad técnica y económica. El modelo consta de módulos de análisis de datos divididos en; selección de dispositivos de aprovechamiento, evaluación del recurso energético local, costo de la energía, restricciones sociales y ambientales.

Se culmina con los retos técnicos posibles en la zona de estudio desde la instalación de dispositivos, pero también se proponen ideas para la turbina óptima y una propuesta de parque de turbinas para el canal de Cozumel con 40 MW instalados.

1. ZONA DE ESTUDIO.

La Isla de Cozumel se encuentra en el caribe mexicano en la costa oriental del Estado de Quintana Roo (Figura 7, sección a), a una distancia de 18 km de la ciudad de Playa del Carmen (Figura 7, sección b). La Isla tiene una longitud de 53 km en su dimensión más larga, que está orientada hacia el suroeste- noreste y su dimensión noroeste- sureste es de 16 km en su parte central, área de la isla de 470 km² con una línea de costa de 124 km mayormente rocosa, salvo en el suroeste y parte del sureste. La zona de estudio es un canal, y de acuerdo a Talley et al., (2011) “los estrechos, los pasos y canales son estrechamientos más horizontales que verticales. Los estrechos son considerados como parte del relieve continental.

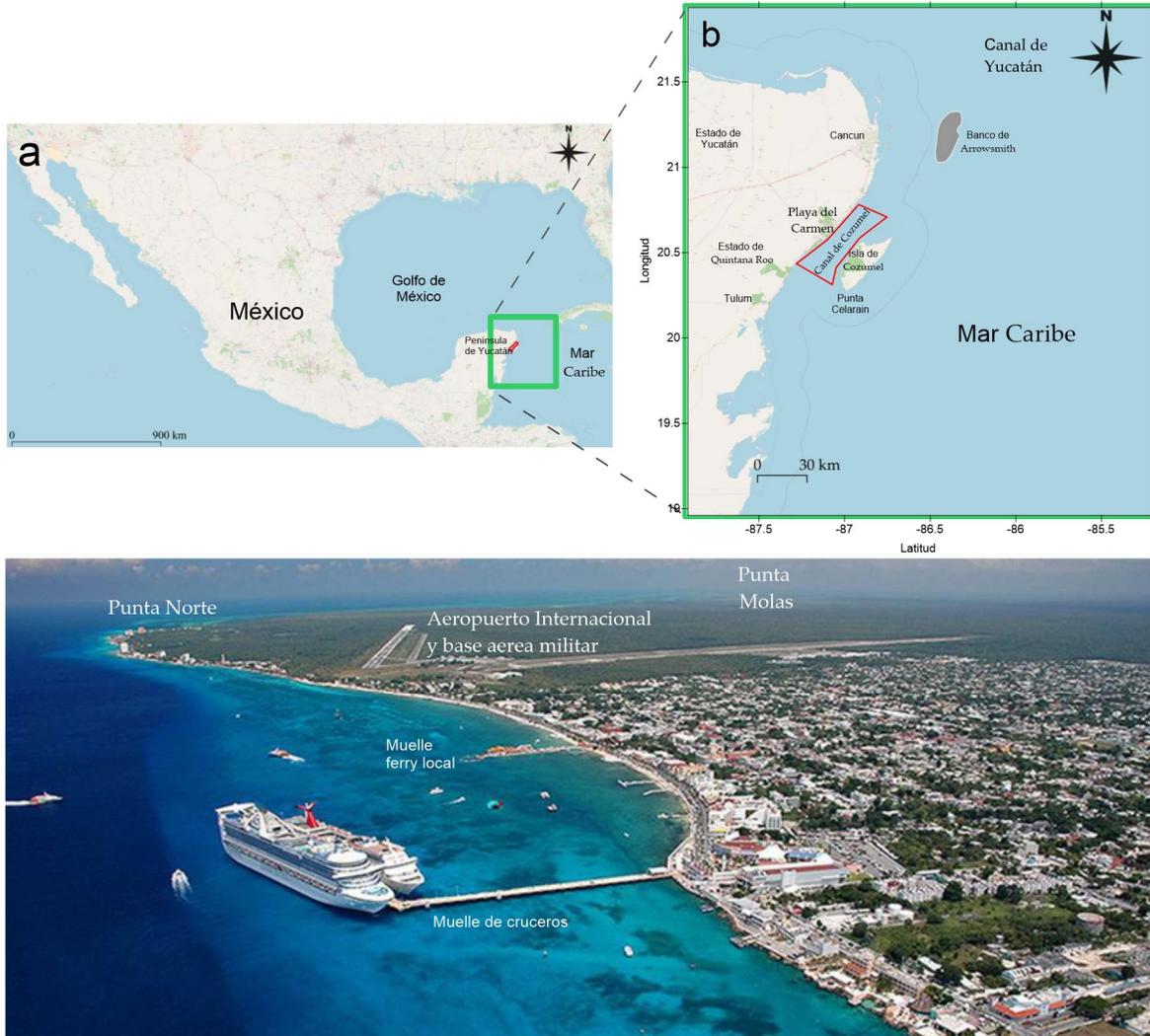


Figura 7. Ubicación geográfica de la zona de estudio.

El Canal de Cozumel en su parte más estrecha es de 18 km de ancho y tiene una longitud de 50 km de largo, la profundidad en su parte más profunda ronda los 400 m, (Figura 7, sección b), y que la estructura morfológica de la Isla de Cozumel se asocia al banco Arrowsmith, la entrada del canal de Cozumel está comprendida entonces entre Tulum y Punta Celarain en la isla de Cozumel. La longitud del canal de Cozumel de noreste a sureste es de 65 km y la longitud de la entrada al canal entre Punta Celarain y Tulum es de 31 km y el de salida es de 21 km (Secretaría de Marina, 2021).

1.1 La corriente de Yucatán y el canal de Cozumel.

El paso que conecta el Mar Caribe y el Golfo de México se conoce como Canal de Yucatán o Estrecho de Yucatán, por este canal fluye la corriente del mismo nombre y proporciona la mayor parte del flujo de agua al Golfo de México, (Gyory et al., 2013). De acuerdo a Chávez et al., (2003), reporta un transporte neto de $23.8 \pm 1\text{Sv}$ ($1\text{Sv} = 1 \text{Mm}^3/\text{s}$), y parte de este transporte atraviesa el Canal de Cozumel con un valor promedio de $\approx 5 \text{Sv}$ hacia el Golfo de México, con un mínimo de 1.3Sv en enero y un máximo de 7.5Sv en mayo, así como una desviación estándar de 1.2Sv . El transporte tiene una tendencia a aumentar de invierno a verano (Badan Jr. et al., 2005). El núcleo de la corriente de Yucatán se caracteriza en todo momento con un ancho aproximadamente entre 50 y 100km , (Cetina et al., 2006). Chávez, G. et al (2003) menciona que en el canal de Cozumel el transporte es principalmente geostrofico, con periodos ageostroficó con duraciones de días a semanas.

Cetina et al., (2006), menciona que los lugares con una mayor velocidad de la corriente de Yucatán enfrente de la costa de Quintana Roo son el canal de Cozumel y frente a Puerto Morelos. Las características reportadas de estos dos lugares son: Puerto Morelos a 13km de la costa, con una velocidad media de la corriente de 1.3m/s con máximos de 2.4m/s y mínimos de 0.1m/s y desviación estándar de 0.3m/s . El exterior de Cozumel, a un poco más de 8km de la costa con velocidad media de la corriente de 0.9m/s , máximo de 1.5m/s , mínimo de 0.3m/s y una desviación estándar de 0.2m/s . En ambos casos, estas velocidades se mantienen hasta los 50m de profundidad a más.

Athié et al., (2011) indica que la máxima velocidad de la corriente de Yucatán oscila entre las longitudes 86.4°W y 85.8°W y muestra desplazamiento al E cuando la corriente se intensifica en el canal de Cozumel y hacia el oeste cuando ésta se debilitaba. Esta intensificación probablemente debida a la dinámica de la corriente de lazo que es la formadora de los remolinos que entran al Golfo de México (Figura 8). Menciona igual que el núcleo de la corriente de Yucatán se caracteriza por tener velocidades superiores a los 0.6m/s en todo momento su velocidad máxima se observa en la superficie y decrece hasta los 800m de profundidad.

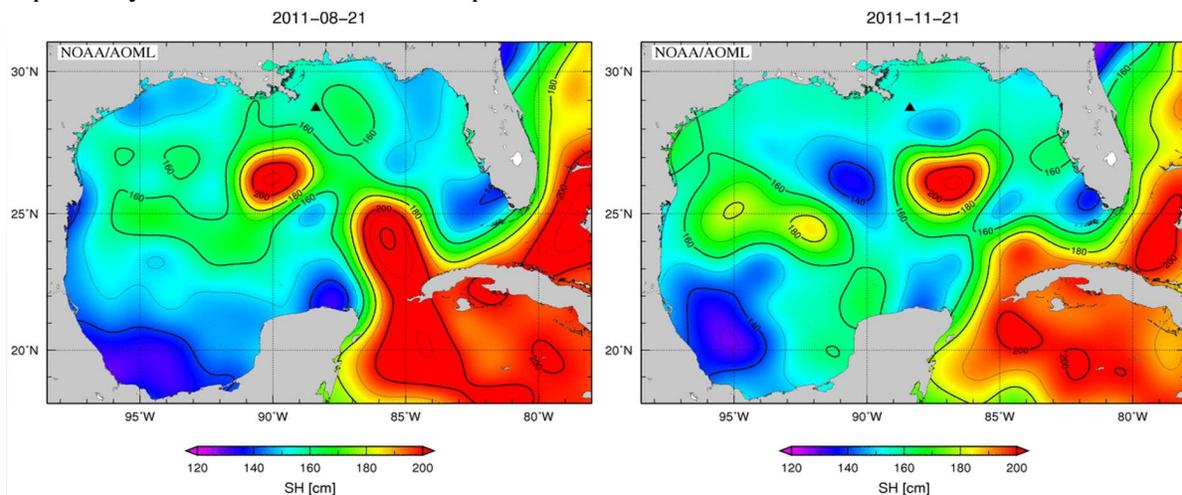


Figura 8. Corriente de Yucatán y remolinos observados por altimetría satelital. Fuente: Physical Oceanography Division Monitoring the Gulf of Mexico Conditions, (2021).

La dirección de la corriente dentro del canal de Cozumel enfrente de Puerto Morelos con latitud 20.837150° y longitud de -86.75370° se reporta a 45° (Con desviación estándar de 1.3°) respecto al norte en paralelo a la costa a lo largo de todo el canal.

1.2 Batimetría.

La figura 9, describe la batimetría alrededor de la isla y en el canal de Cozumel con La Carta Batimétrica Internacional de Mar Caribe y Golfo de México (Por sus siglas en inglés, IBCCA) en formato electrónico de la Comisión Oceanográfica Intergubernamental & Organización Hidrográfica Internacional, (2015). Esta carta batimétrica cubre las isóbatas desde los 100 m de profundidad y se observa que esta isóbata es más más cercana a la línea de costa en el orden de 1 km del lado del canal del lado de la isla de Cozumel, y que en el lado de Playa del Carmen es mayor en el orden de 2 km. Se aprecia igual que la pendiente del lado de la isla de Cozumel es más pronunciada que en el lado de Playa del Carmen (Ver figura 12). Con la información de las cartas batimétricas de la Secretaría de Marina de México (SEMAR) se cubren las isóbatas 20, 30, 100 y 200 m de profundidad. Como se observa en las figuras 10 y 11 se corrobora que la plataforma es más estrecha en la isla de Cozumel, que de Playa del Carmen. Igual se aprecia igual que la pendiente del lado de la isla de Cozumel es más pronunciada que en el lado de Playa del Carmen, (Secretaría de Marina, 2021). De acuerdo a Muckelbauer, (1990), en el lado del canal de la isla de Cozumel hay una plataforma de entre 500 a 1000 m hasta la isóbata de -50 m y hay tres terrazas a -5 m, -10 m y -20 m. A partir de los 50 metros de profundidad la pendiente se agudiza hasta los 400 m de profundidad.

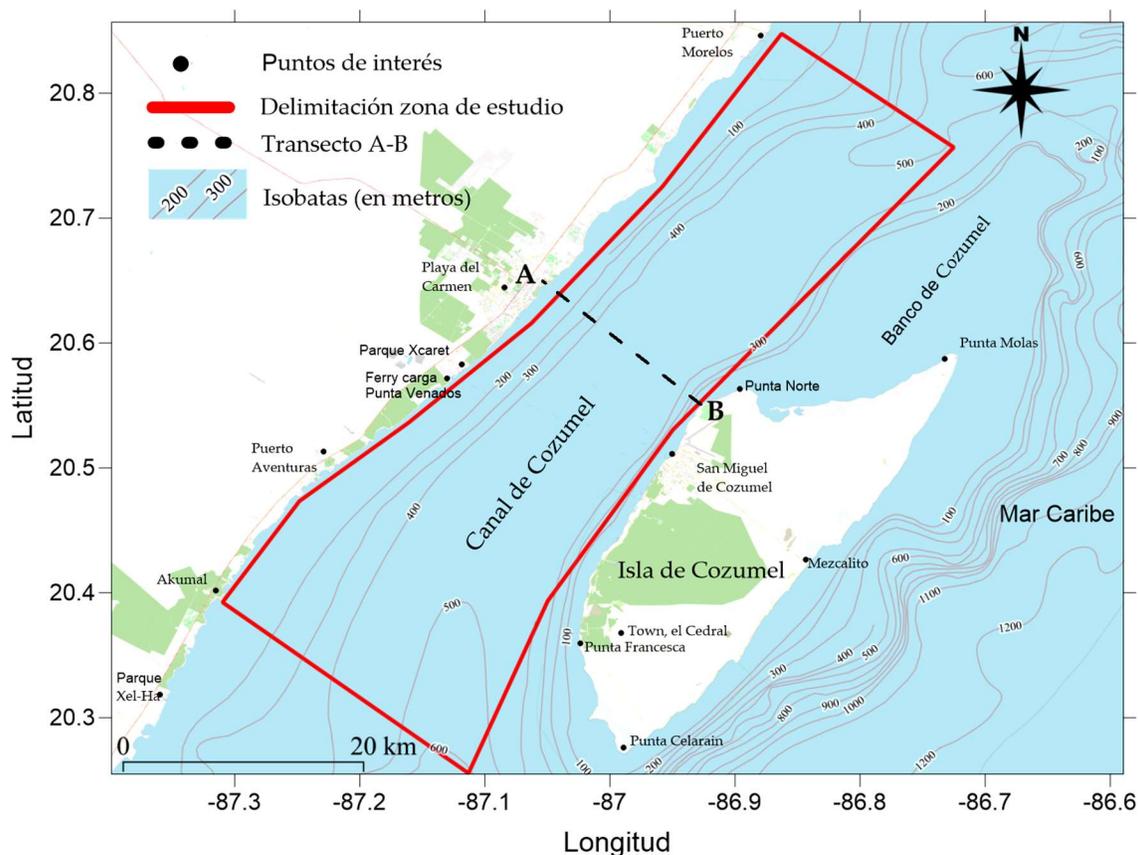


Figura 9. Zona de estudio, el canal de Cozumel.

La figura 10 son la carta batimétrica S. M. 922.4 Isla Cozumel, donde se observa con mejor detalle la batimetría cercana a la costa de Playa del Carmen y de la Isla de Cozumel, con detalle en las isóbatas -20, -30, 100 y 200 metros de profundidad. Otros rasgos importantes que se observan son los cables submarinos, así como infraestructura civil y militar donde se observan aeropuertos, muelles, faros y rutas de navegación. También se observa un vector de velocidad de la corriente del canal de Cozumel de 3 nudos equivalente a 1.54333 m/s.

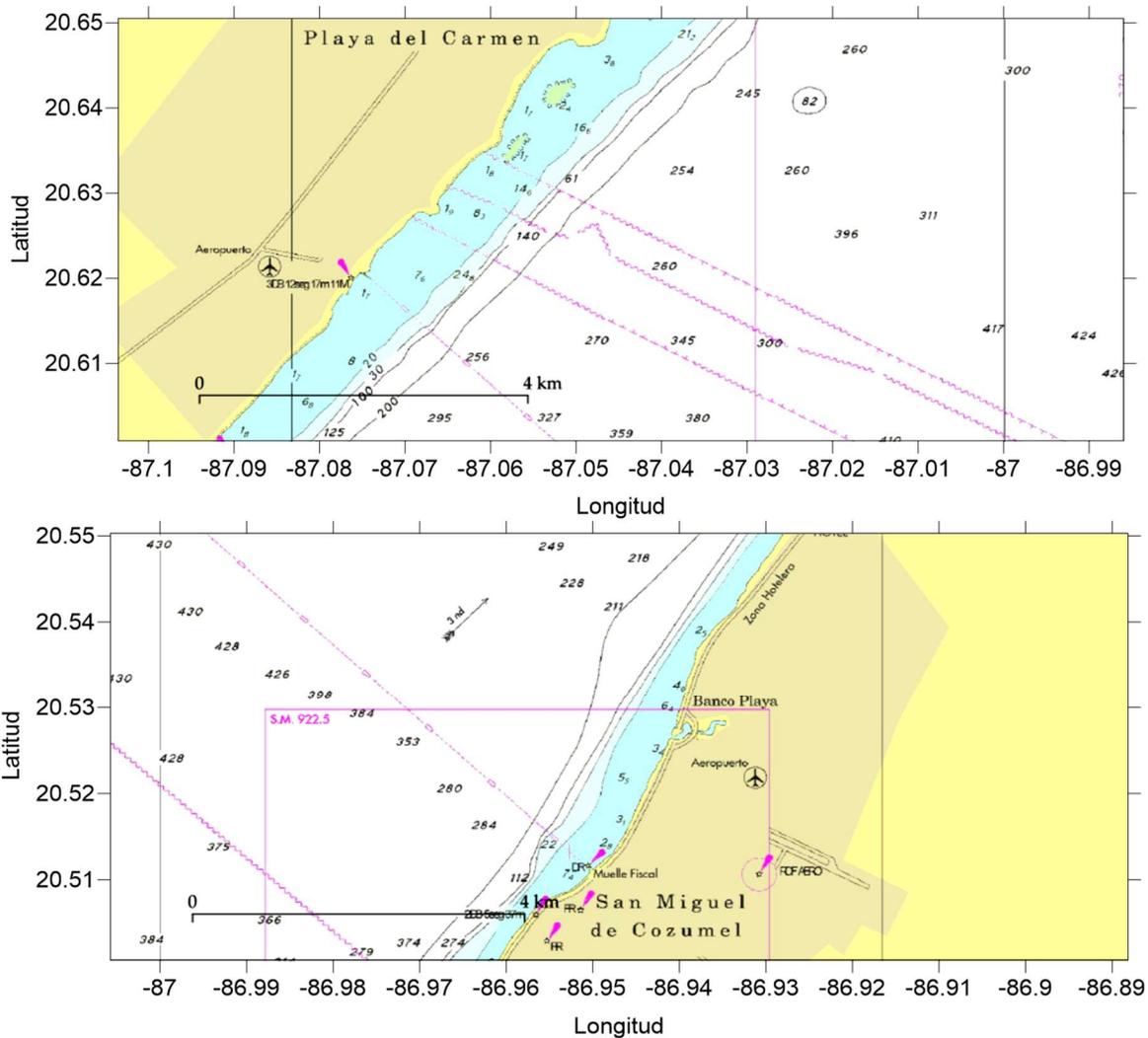


Figura 10. Batimetría del lado isla de Cozumel y del lado de Playa del Carmen. Fuente: (Secretaría de Marina, 2021).

Otra base de datos de batimetría fue la obtenida por medio de los datos generados por ecosonda multihaz de la campaña oceanográfica CEMIE. El equipo de medición fue la ecosonda multihaz. (EM2040 y EM302), frecuencia a 200 KHz – 500 m. Frecuencia 400 KHz – 300 m. Frecuencia: 30 KHz profundidad máxima 6000 m. Este crucero oceanográfico se realizó en el marco del proyecto nacional Centro de Investigación en Energía del Océano CEMIE-O, crucero que zarpó del puerto de Tuxpan Veracruz con derrotero a la Isla de Cozumel, con el objetivo de caracterizar la región de Cozumel desde la perspectiva de aprovechamiento para energía térmica é hidrocinética. La campaña oceanográfica CEMIE-1, se realizó del 26 de abril al 5 de mayo del 2019. Se cubrieron un total de 20 estaciones de medición de 28 planeadas alrededor de la Isla Cozumel en el Mar Caribe (Figura 20), hasta un máximo de 1000 m de profundidad y se obtuvo batimetría multihaz alrededor de la isla a partir de la isóbata de los 50 metros de profundidad y hasta los 400 metros del Talud continental. El Capitán a cargo fue Leobardo Ríos Mora, y el embarque de tripulación científica se llevó a cabo en Carretera la Barra Norte km 9.5, Col. La Mata de Tampamachoco, Tuxpan, Veracruz. C.P. 92770

Como resultado se creó el mapa batimétrico de la figura 11, donde se remarcan las isóbatas de -100 metros en rojo y -400 en isóbata en color negro. En este mapa se observa que en la costa noroeste de la isla de Cozumel la isóbata de -100 m está en términos de cientos de metros.

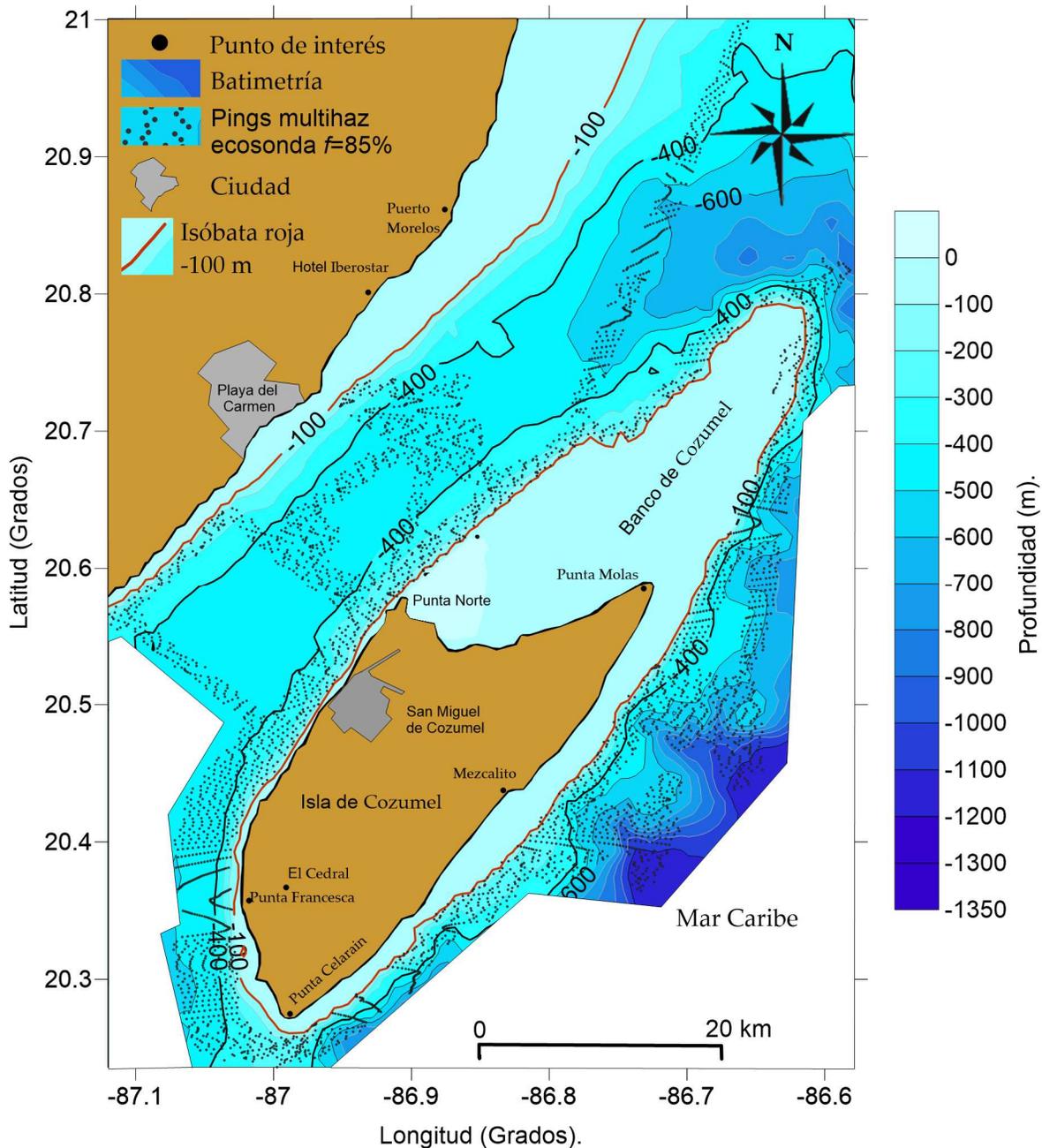


Figura 11. Batimetría multihaz resultado de Crucero CEMIE-1.

En la figura 12, se describe por medio de un corte A-B (Ver figura 9), la relación entre la profundidad y longitud del canal de Cozumel, con una relación de $\sim 1/45$, considerando la distancia de 18 km entre Playa del Carmen y San Miguel de Cozumel. En la figura 12, secciones a, b y c, los recuadros A y B son la costa de Playa del Carmen (b) y la costa de San Miguel de Cozumel (c) en detalle y su perfil batimétrico desde 0 a -200 m. En este corte se aprecia que enfrente de Playa del Carmen y de la isla de Cozumel la distancia al talud es menor que un kilómetro. La sección (a) de la figura 12, está en proporción geométrica ancho del canal y su profundidad para tener una representación real.

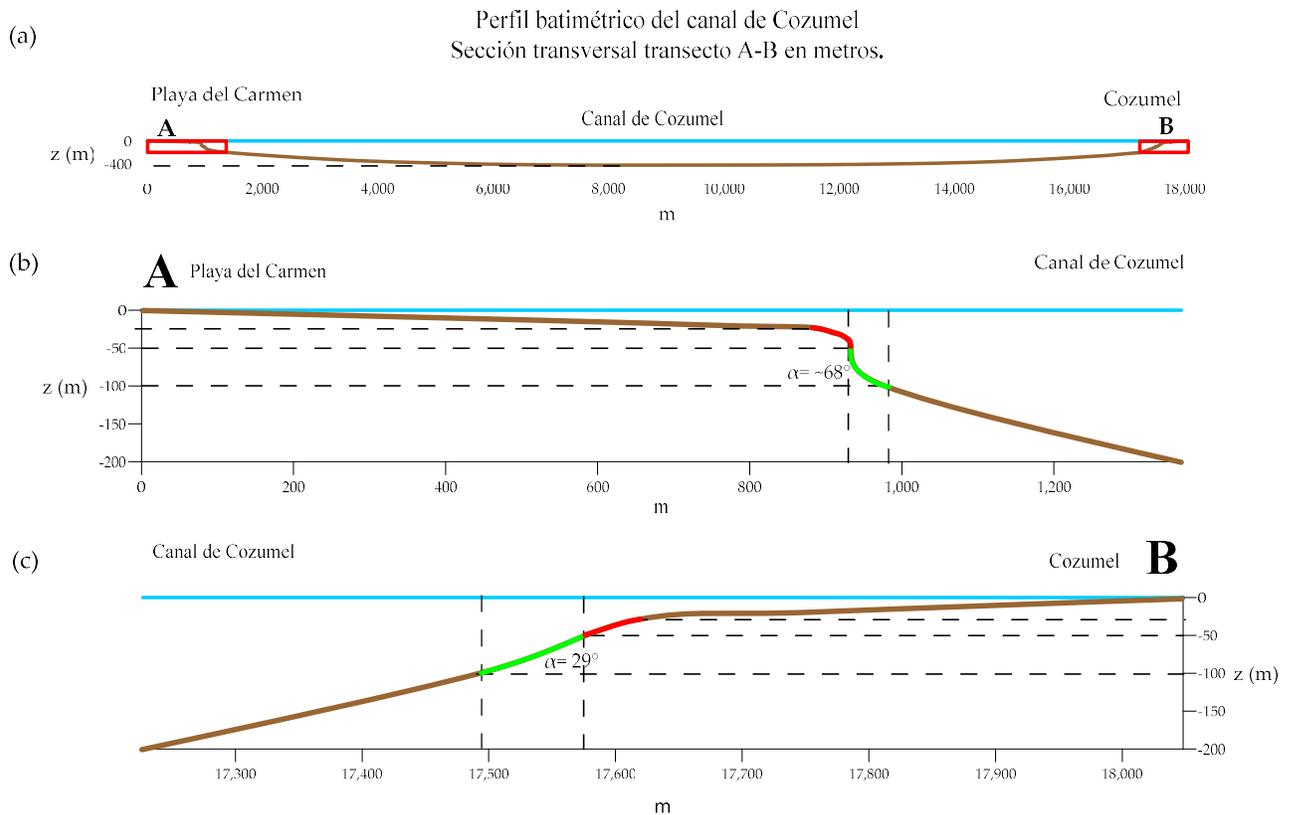


Figura 12. Corte transversal del canal de Cozumel.

1.3 Bases de datos de la zona de estudio.

Se localizaron tres bases de datos de velocidad de la corriente en la zona de estudio (Tabla 4), dos con equipo de medición ADCP y una del modelo HYCOM. De las bases de datos de ADCP, una se solicitó vía correo a Julio Candela a través de José Luis Ochoa de la Torre, en comunicación personal, el 27 de marzo de 2020, ambos investigadores del Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, Baja California (CICESE). Se solicitaron y obtuvieron las series de tiempo de velocidad de la corriente frente a Puerto Morelos y de la costa oriental de la isla Cozumel, siendo la de enfrente de Puerto Morelos la que está dentro de la zona de estudio. La resolución temporal del dato fue de una hora (Anexo 2). Otra base de datos obtenida fue la del Servicio Académico de Monitoreo Meteorológico y Oceanográfico (SAMMO) del (Instituto de Ciencias del Mar y Limnología (ICMyL), de la Universidad Nacional Autónoma de México UNAM, (Instituto de Ciencias del Mar y Limnología, 2021). Estas mediciones de velocidad de ADCP fueron realizadas con el equipo anclado al fondo y a 21 metros de profundidad, la celda de medición usadas fueron la de 1 a 2 metros de profundidad. La resolución temporal de los datos fue de 15 y 30 minutos. Se muestra la localización en la figura 13 (Anexo 3).

Tabla 4. Información general de las bases de datos.

Nombre de la base de datos	Periodo	Latitud	Longitud	Nº datos
SAMMO-ICMYL-UNAM	9-03-2003 a 5-31-2010	20.867997°	-86.838686°	106859
CICESE/PM	23-08-2003 a 29-09-2004	20.837150°	-86.75370°	8934
CICESE/ CZE	23-08-2003/30-8-2004	20.347516°	-86.80686°	8952
Modelo HYCOM	01-01-2014/31-12-2019	Anexo 4.		280,320

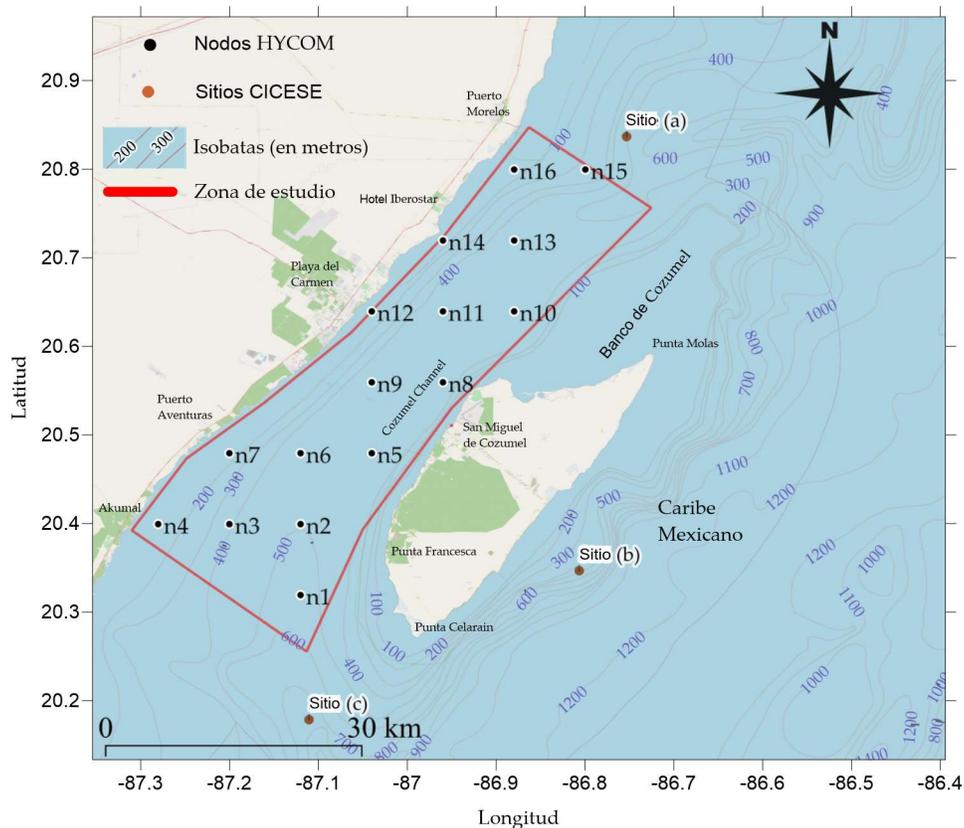


Figura 13. Localización geográfica de los datos de velocidad de la corriente.

También se descargó la base de datos del modelo HYCOM (Hybrid Coordinate Ocean Model, GOFS 3.1: 41 niveles, frecuencia cada 3 horas experimento 93.0) de velocidades de las corrientes de la zona de estudio, donde cada punto es un nodo considerando los datos desde julio 2014 a diciembre 2019, con una resolución espacial de 0.08 grados de arco, velocidades u (m/s) Este, v Norte y profundidades de 0 to 50 m [0, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50], (Ver anexo 2). En la figura 13 se observa la localización de los sitios de medición SAMMO-ICMYL-UNAM enfrente de Puerto Morelos (Sitio exacto no revelado por SAMMO), los sitio (a) CICESE/PM y (b) CICESE/ CZE, así como los 16 sitios de HYCOM, se observa también la profundidad, la distancia a la costa y de las localidades (Anexo 4).

1.4 Problemática energética en Cozumel.

En el año 2017 el Estado de Quintana Roo recibió 16.9 millones de turistas, de los cuales 11.5 se hospedaron en hoteles, equivalente a 28,823,955 cuartos de hotel (79.7% de ocupación anual), dejando una derrama económica de 8,810.38 millones de dólares (Ministry of Tourism, Quintana Roo, 2017). Cozumel es una Isla dedicada al turismo, cuenta con un aeropuerto internacional que en el año 2017 recibió 206,720 pasajeros extranjeros. También por vía marítima ingresaron un poco más de 5 millones de turistas extranjeros. Para el mismo año el promedio de ocupación hotelera anual fue de 67.08%, (Ministry of Tourism, Quintana Roo, 2017). Al año 2020 el número de turistas fue mayor a 10 millones, de los cuales 1.8 millones fueron cruceristas. La derrama económica en Cozumel para el año 2020 fue de 6,300 millones de dólares. Cozumel cuenta para el año 2021 con 66 hoteles y 4701 cuartos, (Ministry of Tourism, Quintana Roo, 2021). Esta dinámica turística creciente ha hecho que el ritmo de crecimiento poblacional se incremente, siendo así que, en el año 2020, la población en Cozumel fue de 88,626 habitantes (50.1% hombres y 49.9% mujeres). En comparación a 2010, la población en Cozumel creció un 11.4% (Geografía (INEGI), 2000).

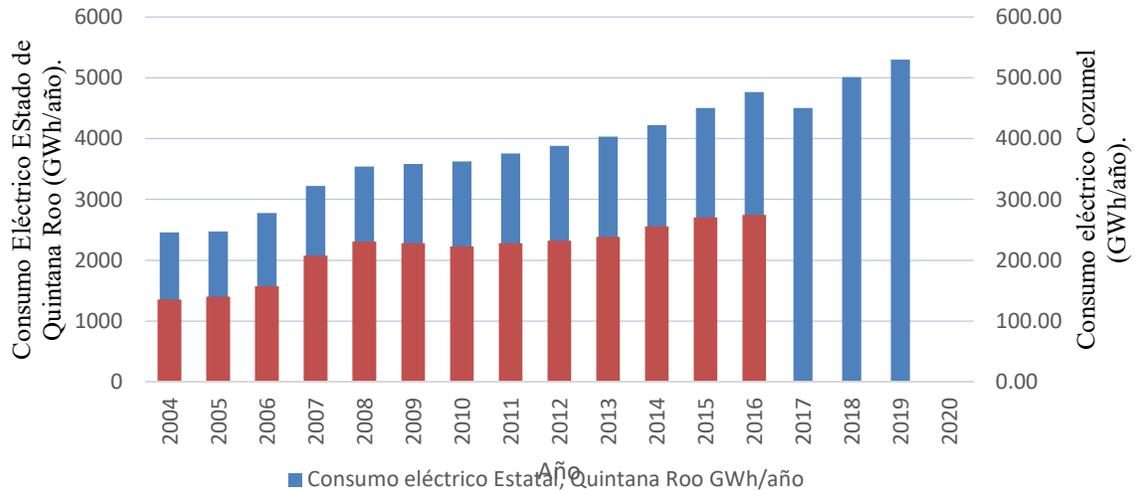


Figura 14. Consumo eléctrico de Quintana Roo y el del Municipio de Cozumel del 2004 al 2020.

Este desarrollo turístico en el Estado de Quintana Roo ha requerido mayor cantidad de energía eléctrica, por lo que existe un aumento año con año. Esta demanda eléctrica se refleja igual en la isla de Cozumel (Figura 14). En un informe sobre el consumo eléctrico del Sistema Mexicano de Información Energética, se demostró que el estado de Quintana Roo, consumió 3224 GWh en 2007 y 4504 GWh en 2017; un aumento medio de 128 GWh. Durante los mismos años (2007-2017) se generó electricidad en el estado de Quintana Roo utilizando tecnología turbogás de baja eficiencia; 41.0 GWh y 110.37 GWh respectivamente. En otro estudio, el crecimiento promedio anual en el consumo de electricidad en la península de Yucatán (estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo) se estimó en ~ 3.9%, para 2018-2032. En el Municipio de Cozumel el consumo eléctrico en el año 2004 fue de 135.34 GWh y aumentó así hasta el 2008 con 230.47 GWh, esto es con un aumento promedio en esos cuatro años de 14.7%. En 2009 viene un decrecimiento en la demanda eléctrica, pero se vuelve a recuperar siendo que para el año 2016 el consumo fue de 274.75 GWh. En esos trece años el aumento promedio en el consumo de la isla de Cozumel fue de 6.4 % anual (Figura 3), se observa el consumo eléctrico de estado de Quintana Roo y el del Municipio de Cozumel del 2004 al 2020. Fuente: (Secretaría de Energía, 2015), (Geografía (INEGI), 2016), (Secretaría de Energía Dirección General de Planeación e Información Energéticas, 2020).

Esta demanda creciente de electricidad ha traído el problema de la saturación de las líneas de transmisión de electricidad en los nodos eléctricos de Cancún y de Cozumel, teniendo que abastecer la sobredemanda localmente con plantas turbogás. Para agravar la problemática, la Isla de Cozumel se abastece de electricidad por medio de un cable submarino, que entró en operación en el año 1999 y ya ha presentado problemas de sobrecalentamiento que han deteriorado su aislante. Esto se manifestó de forma crítica en el año de 2019, cuando la demanda máxima en la Isla de Cozumel fue de 50.4 MW y hubo tres fallas en los cables submarinos de 34.5 kV que alimentan de electricidad a la isla de Cozumel. Debido a estas fallas se redujo la capacidad de enlace de 48 MW a 30.8 MW impactando en la confiabilidad del suministro eléctrico. Para cubrir la demanda que no suministra el cable submarino se usaron las plantas turbogás de la isla y se despacharon 7,238 horas para evitar sobrecargar los cables submarinos. Para el año 2020 la demanda máxima fue de 42 MW, una disminución del 16% respecto al año anterior debido a la contingencia COVID-19. Cozumel cuenta con dos unidades de 14 MW cada una con 51 años de antigüedad y una unidad de 25 MW con una antigüedad de 29 años, (Tabla 5).

Tabla 5. Plantas de generación eléctrica de Quintana Roo a diciembre del año 2020.

Tipo de tecnología	MW instalados	Sitio/ Unidades de generación
Combustión interna a Diésel	3	Isla de Holbox
Eoloeléctrica	2	Entronque carretera federal Cancún Chetumal, Hotel Moon Palace Cancún 2 unidades de 14 MW y 1 unidad de 44 MW Nizuc 2 unidades de 44 MW
Planta Turbogás	272	Chankanaab 2 unidades de 14 MW Cozumel 1 unidad de 25 MW Xul-Ha 1 unidades de 19 MW, 1 unidad de 25.7 MW 1 unidad de 14 MW

Fuente: (Secretaría de Energía Dirección General de Planeación e Información Energéticas, 2020).

Los planes del gobierno Federal a través de la Secretaría de Energía prevén instalar un nuevo cable submarino aumentando la capacidad de enlace de 48 MW a 194 MW para 2024 (Secretaría de Energía, 2021), (Secretaría de Energía & Centro Nacional de Control de Energía, 2020). Este cable submarino y sus instalaciones asociadas tiene un costo programado al año 2018-2020 de \$1,712,280,000.00 M.N. y consiste en el cable submarino de área aproximada 500 mm² CS, un circuito, con longitud de 25 km (y tramos subterráneos de 2.5 km, con un costo de \$47,250,000.00 M.N.) para enlazar las subestaciones Playacar y Chankanaab con una capacidad de transmisión de 140 MVA (Secretaría de Energía & Centro Nacional de Control de Energía, 2017). Lo evidente y más económico es tender el nuevo cable submarino a un costo programado al año 2018-2020 de \$1,759,530,000.00 M.N. (Secretaría de Energía & Centro Nacional de Control de Energía, 2021).

2. EVALUACIÓN DEL APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO.

En este capítulo se presenta el proceso de cálculo de aprovechamiento energético a partir de la evaluación del recurso energético, donde se explican las bases para cuantificar el recurso energético disponible en la zona de estudio. Con estos dos procedimientos de cálculo se modela matemáticamente la transformación de la energía hidrocínética de la corriente a energía eléctrica. La generación eléctrica, al ser cuantificable y tener un valor económico en el mercado, es el dato de entrada a un modelo económico y financiero que sirve de base a los costos asociados al aprovechamiento energético (National Renewable Energy Laboratory, 2020). También se explica la importancia de la curva potencia de las turbinas hidrocínéticas, en específico del sistema turbina-generador, como información fundamental para este tipo de cálculo. En los cálculos de electricidad generada durante un período de tiempo (por ejemplo, MWh, es decir, energía), se usarán las unidades de energía; kWh, MWh y GWh. En los cálculos de evaluación del recurso hidrocínético las unidades estarán dadas en términos de densidad energética con las unidades; kWh/m², MWh/m² y GWh/m², y se identificará si estas son el acumulado anual o el promedio anual.

2.1 El recurso energético.

De acuerdo a Neill & Reza (2018), existen tres niveles de evaluaciones de recursos energéticos que se utilizan comúnmente para la energía hidroeléctrica: potencial teórico, potencial técnico y potencial económico. El potencial teórico es la cantidad de energía eléctrica que está disponible si toda la energía potencial de los recursos hídricos pudiera convertirse en energía eléctrica. En esta evaluación se estima la producción de energía promedio anual y está basada en modelos numéricos con la desventaja de si el modelo usado está validado o no, en esta evaluación del recurso no hay extracción de energía por un dispositivo. El potencial técnico es la parte del recurso teórico que se puede capturar y convertir en electricidad utilizando la mejor tecnología existente, incluye las características de eficiencia del dispositivo y limitaciones como profundidad de instalación, los espacios entre dispositivos. El potencial económico es la porción del recurso técnico que está disponible a un costo por debajo de un límite dado, generalmente el costo de alguna otra tecnología de generación dominante (Neill & Reza, 2018). Yang et al (2014) mencionan el concepto de recurso práctico, que excluye regiones de baja densidad de potencia, regiones alejadas de la infraestructura eléctrica, canales de navegación, áreas marinas protegidas, infraestructura. En términos prácticos, ya para la cuantificación técnica económica conviene usar las unidades de GWh/año o cuando sea unitario GWh/m²·año o para cantidades pequeñas MWh/m²·año (Yang et al., 2014).

Diferentes autores han precedido con estudios sobre evaluaciones de potencial energético de corrientes marinas: Nielsen K. (2010) explica que por medio de un procedimiento sustentado por distribución de rangos de velocidades de la corriente marina y la cantidad de horas al año en que la corriente registra por cada rango establecido. Castillo P. R. (2014) utilizando datos de corrientes a diferentes profundidades provenientes de una boya meteo- oceánica Zefir, para el análisis de datos utilizó un software (NEPTool) y el modelo tridimensional ROMS (Regional Oceanic Modeling System). Yu Chia, et al (2015) ubicó el sitio de aprovechamiento idóneo analizando datos de boyas de deriva de la NOAA Drifter Data Assembly Center (DAC). El flujo de energía cinética de la corriente es la cantidad de energía cinética que pasa a través de una unidad de área que está orientada perpendicularmente a la dirección del flujo de corriente marina durante una unidad de tiempo de la ecuación 1 (Bane et al., 2017).

$$P_{ec} = \frac{1}{2}A\rho V^3 \quad (1)$$

Donde, V es la velocidad de la corriente marina perpendicular al área (m/s), A es el área de la turbina (m²) y ρ es la densidad del agua (1024 kg/m³). La densidad de potencia P_d (W/m²), representa el flujo de energía cinética por unidad de área, y se expresa como en la Ecuación 2, (Bane et al., 2017):

$$P_d = \frac{1}{2} \rho V^3 \quad (2)$$

$$E_d = \int_0^T P_d dt \quad (3)$$

Al considerar el periodo de tiempo, se da origen al término de densidad de energía E_d de la ecuación 3, en unidades de Wh/m², P_d es Potencia (W), t es el periodo de tiempo en horas, (Byun et al., 2013). El mismo autor propone el cálculo de las densidades de energía mensuales (E_{Md} , Wh /m²) con datos de velocidad de la corriente medidos por k días con la ecuación (4):

$$E_{Md} = \frac{1}{n} \sum_{D=1}^k \sum_{h=1}^{24} \sum_{m=1}^n [P_d]_{m,h,D} \quad (4)$$

Donde m , h y D indican minutos, horas y días, respectivamente, $k = 29$ y $n = \frac{60min}{\Delta tmin}$. Las densidades energéticas anuales (E_{Ad} , Wh/m²) las calcula mediante la ecuación 5:

$$E_{Ad} = 365 \left(\frac{E_{Md}}{k} \right) \quad (5)$$

Ko et al., (2018), usa las ecuaciones proporcionadas por EMEC, (2009) y IEC, (2012) para definir la densidad de potencia promediada anual E_{dA} , (Ecuación 6) que se calcula a partir de la distribución de la velocidad de la corriente marina observada, $f(V_i)$ en el sitio en el periodo de tiempo de referencia, usualmente un año. La distribución de la velocidad de la corriente marina observada se obtiene de la frecuencia relativa de ocurrencia del i -ésimo valor del conjunto de datos de observación de la velocidad de la corriente marina (Ver Anexo 6).

$$E_{dA} = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^N (V_i^3 \cdot f(V_i)) = \frac{1}{2} \rho V_{rmc}^3 \quad (6)$$

La velocidad media cúbica asociada a E_{dA} es, V_{rmc} de la ecuación 7:

$$V_{rmc} = \sqrt[3]{\frac{2}{\rho} \sum_{i=1}^N (V_i^3 \cdot f(V_i))} \quad (7)$$

Donde, N es el número de rangos de velocidad y el índice i se refiere al número de rango, y, V_i es el valor medio del i -ésimo rango de velocidad.

2.2 Conversión de energía la hidrocínética a electricidad.

El cálculo del aprovechamiento energético para producción de energía eléctrica aplicado a turbinas marinas es descrito por diferentes autores quienes mencionan que para realizar un cálculo de este tipo es necesario tener los siguientes datos (Bryden et al., 1998), (Vazquez & Iglesias, 2016), (Pyke et al., 2017), (Quitoras et al., 2018):

- El potencial energético disponible en un sitio determinado y su variabilidad temporal.
- La curva de potencia del dispositivo evaluado,

Se listan y explican las ecuaciones implicadas en este proceso de transformación de la energía hidrocínética a energía eléctrica.

El coeficiente de potencia C_p . Se define como la relación entre la potencia extraída al fluido y la potencia disponible (Ecuación 8):

$$C_p = \frac{P_m}{\frac{1}{2}\rho AV^3} = \frac{T_m \omega}{\frac{1}{2}\rho \pi r^2 V^3} \quad (8)$$

Donde P_m es la potencia mecánica (W), A es el área de la turbina (m^2), ρ es la densidad del agua (kg/m^3), y V es la velocidad de la corriente marina, T_m es el par mecánico (Nm), y ω es la velocidad angular de la turbina (Rad/s), (Bai & Hsiao, 2013). La potencia mecánica de la turbina se puede calcular con la ecuación 9, (Shirasawa et al., 2016):

$$P_t = \frac{1}{2}\rho AV^3 C_p \quad (9)$$

Donde, P_t , es la potencia mecánica de la turbina (W), ρ es la densidad del agua de mar (kg/m^3), A es el área de la turbina (m^2), V es la velocidad de la corriente marina (m/s) y C_p es el coeficiente de potencia de la turbina (Adimensional). El valor del coeficiente de potencia de una turbina moderna oscila entre 0,3 y 0,5. La eficiencia total del dispositivo desde el punto de vista entrada salida de potencia, en función de la velocidad de la corriente y de la carga eléctrica R (Ω), (Ecuación 10) es:

$$\eta_T(V) = \frac{vI}{\frac{1}{2}\rho AV^3} = \frac{I^2 R}{\frac{1}{2}\rho AV^3} = \frac{v^2}{R \cdot \frac{1}{2}\rho AV^3} = \frac{P_e}{P_H(V)} \quad (10)$$

Donde $\eta_T(V)$ es la eficiencia de conversión total en función de la velocidad de la corriente en m/s (Ecuación 10), P_e es la potencia eléctrica, v es voltaje en (Volts), I es la corriente eléctrica (Amperes) de salida del generador eléctrico, R , es la resistencia eléctrica que origina la carga para evacuar la energía eléctrica generada en el generador eléctrico (Ω). P_H es la potencia hidrocínética en función de la velocidad de la corriente (W), (Lynn, 2014). La ecuación 10 es equivalente a la ecuación 11, pero es necesario tener las curvas de eficiencia de del generador, la flecha o transmisión y del coeficiente de potencia en función de la velocidad del fluido:

$$\eta_T(V) = C_p \eta_g \eta_f(V) \quad (11)$$

Donde, C_p es el coeficiente de potencia de la turbina; y η_g es la eficiencia del generador de electricidad y el acoplamiento de la turbina del generador. Un parámetro que se relaciona con el coeficiente de potencia de la turbina C_p es el tip speed ratio o TSR (λ) de la ecuación 12, que relaciona las velocidades tangenciales de la punta del álabe con la velocidad lineal del flujo de la corriente marina (m/s), (Lynn, 2014).

$$\lambda = \frac{r\omega}{V} \quad (12)$$

Donde r es el radio del álabe (m), ω es la velocidad angular en (Rad/s) y V es la velocidad del fluido a través del álabe (m/s). La importancia del TSR es que tiene una gran influencia en la eficiencia del rotor como se muestra en la figura 15, mostrando dos variaciones típicas del coeficiente de potencia con TSR para grandes turbinas de eje horizontal de dos y tres palas, y para turbinas de eje vertical como las Darrieus. Las primeras alcanzan eficiencias máximas cercanas al 50% a TSR entre 4 y 6.

De acuerdo a Vazquez & Iglesias (2016) la potencia eléctrica P_e (W), es función de la velocidad de la corriente marina (Ecuación 13), donde la eficiencia del rotor que es el coeficiente de potencia (C_p) en este caso es constante, y la densidad del agua (ρ) en kg/m^3 , área de la turbina (A) y número de convertidores (n), (Vazquez & Iglesias, 2016).

$$P_e = \frac{1}{2} A \rho C_p \cdot n \int V^3 (t) dt \quad (13)$$

Li et al., (2017) propone un modelo similar (Ecuación 14), donde la producción anual de electricidad específica de un sitio (E_{ij}) es obtenido al integrar el producto de la salida de la turbina para una velocidad de corriente específica $P(V)$, con la densidad de probabilidad de velocidad, $Pr(V)_{ij}$, para el i -ésimo rango de velocidad (Ver Anexo 3) y donde, AF es el factor de disponibilidad anual y η_{TL} es la eficiencia de la línea de transmisión.

$$E_{ij} = AF \cdot \eta_{TL} \cdot 8760 \frac{h}{año} \int_0^{V^{Máx}} P(V) \cdot Pr(V)_{ij} dV \quad (14)$$

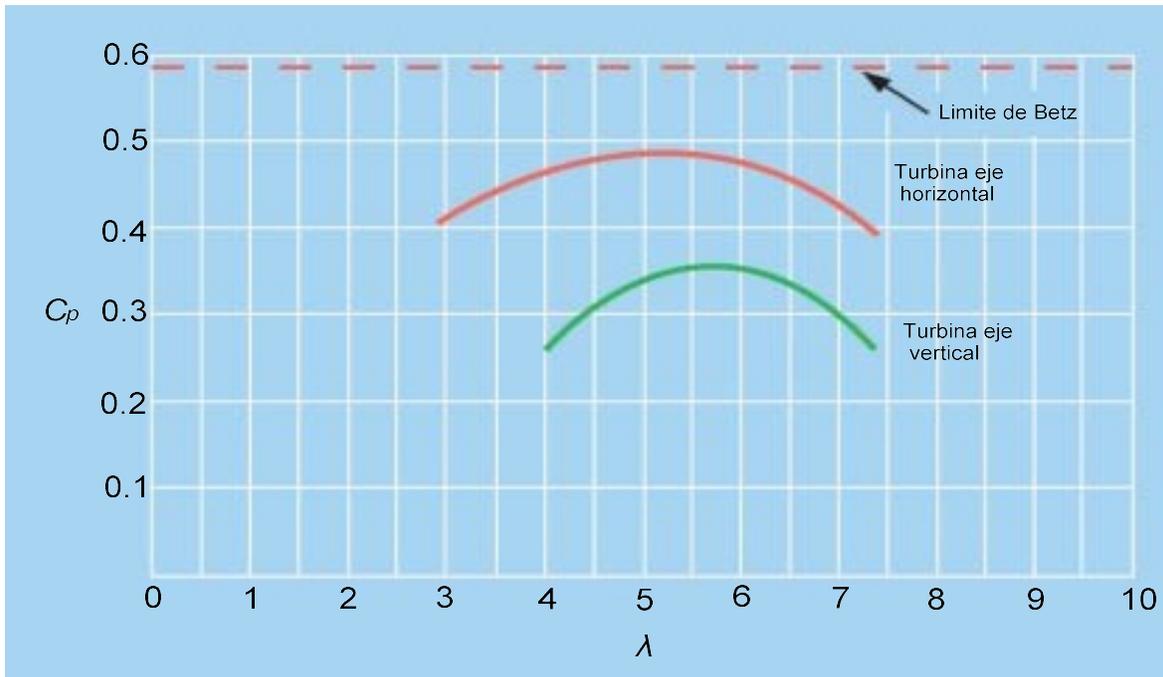


Figura 15. Variación del coeficiente de potencia con TSR. Fuente: (Lynn, 2014).

2.3 La curva de potencia.

Una curva de potencia de un dispositivo de aprovechamiento energético está relacionada con la eficiencia de conversión total (η_T), (Ecuaciones 8 y 9), por lo que la curva de eficiencia es una curva que da información de cuál es la entrega de potencia eléctrica en función de la velocidad de la corriente marina. La Figura 16 muestra las curvas de potencia de cuatro turbinas mareomotrices y sus potencias máximas y son; la HS 1000, para 1MW; la MCT 1200 de 1.2 MW; la AR 1500 de 1.5 MW y la nueva generación de la SeaGen-S 2000, de 2MW.

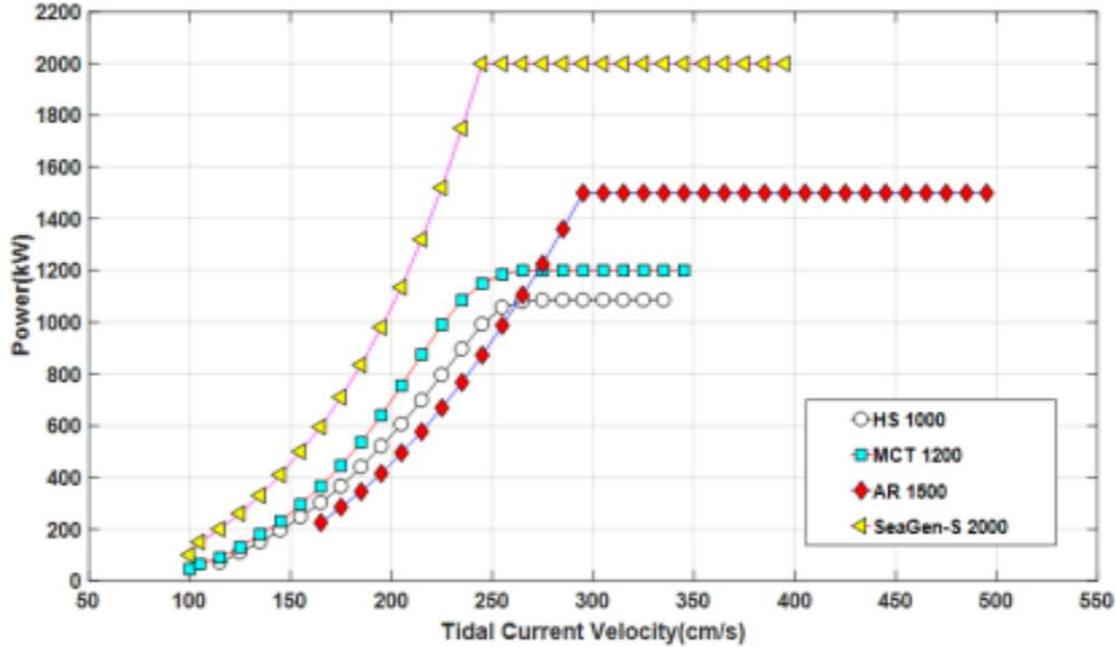


Figura 16. Curvas de potencia. Figura tomada de, (Ko et al., 2018).

2.4 Producción anual de energía (AEP) y Factor de Planta FP.

De acuerdo a Ko et al., (2018), utilizando las velocidades de las corrientes marinas durante un periodo de tiempo (un año por ejemplo), y la curva de potencia de la planta hidrocínética, se puede calcular la producción anual de energía (kWh) (Por sus siglas en ingles *AEP*) y definida por la siguiente ecuación 15.

$$AEP = 8760 \frac{h}{año} \cdot A_v \sum_{i=1}^N P(V_i) \cdot f(V_i) \quad (15)$$

Donde, A_v es la disponibilidad de la planta hidrocínética (%), $P(V_i)$ es la potencia en kW generada por el i -ésimo valor de velocidad asociado a la curva de potencia del dispositivo. El tiempo de ocurrencia anual (Ecuación 16), se define como el tiempo disponible para la producción de energía eléctrica durante un año. Donde, $f(V_p)$ es el valor de ocurrencia de la velocidad disponible asociado a la curva de potencia (%), y se obtendrá del método estadístico de datos observados (Ver Anexo 3).

$$P(V_p) = 8760 \frac{h}{año} \cdot f(V_p) \quad (16)$$

Pike Steven et al., (2018), propone que la producción anual de energía eléctrica (Por sus siglas en ingles *AEP*) se calcula a partir de la curva de potencia de la planta hidrocínética y el histograma de frecuencia de las velocidades de la corriente marina del sitio de instalación (Ecuación 17). Donde \bar{P} es la potencia nominal de la turbina en kW o MW. Donde el factor de planta (*FP*), está expresado por la ecuación (18), que es la relación entre la energía realmente producida por una unidad o sistema generador de energía, en un período T dado (8760 h por año), en comparación con el máximo hipotético. Esto se puede expresar como un porcentaje sobre un periodo de referencia dado.

$$AEP = \bar{P} \cdot 8760 \frac{h}{año} \cdot FP \quad (17)$$

$$FP = \frac{AEP \left[\frac{kW}{año} \right]}{8760 \frac{h}{año} \bar{P}} \quad (18)$$

3. COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Después de obtener los valores energéticos del recurso local y evaluar el aprovechamiento energético de cada dispositivo seleccionado, se obtuvieron los costos de producción de electricidad. Para ello la variable de entrada es la unidad de energía comercial usada, en este caso el kWh, MWh o GWh. Esta unidad comercial tiene un precio en el mercado y con ello asociar a sus costos de producción.

3.1 Costos de la electricidad en Cozumel.

El mayor consumo eléctrico en el Municipio de Cozumel y mayor valor de las ventas (Tablas 7 y 8), son el sector industrial y de servicios, con el 70.58% para el año 2011 y 68.95% para el año 2016 (Tabla 6). El segundo lugar en consumo es el doméstico con el 26.5% al año 2011 y 27.95% al año 2016. La Tabla 6 y la Tabla 7, dan como resultado la Tabla 8, precio de la energía eléctrica por sector, siendo que en promedio para los años de 2011 al 2016 para todos los sectores el costo promedio de la energía eléctrica es de \$1.69 pesos/kWh, (Geografía (INEGI), 2016). La red eléctrica de media tensión se muestra en la figura 17 donde se observa que la costa sureste carece de tendido eléctrico y que la zona con cobertura es la zona con infraestructura turística y la población de Cozumel en la costa del canal de Cozumel.

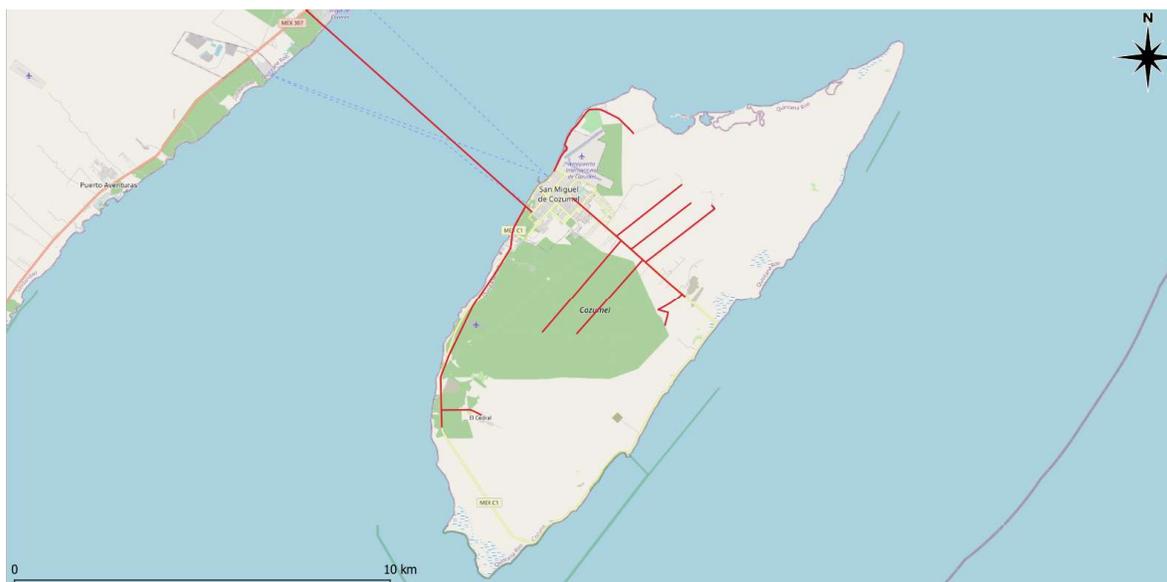


Figura 17. Líneas eléctricas de trasmisión desde Playa del Carmen a Cozumel. Fuente: (Google, 2021).

Tabla 6. Volumen de las ventas de energía eléctrica en Cozumel 2011-2016 (GWh).

Año	Total Municipal	Domestico	Alumbrado público	*Bombeo	Agrícola	Industrial, servicios
GWh/año						
2011	227.928	60.38	6.020	0.658	0	160.87
2012	232.175	61.67	4.679	0.642	0	165.18
2013	238.511	61.09	5.375	0.629	0	171.41
2014	255.67	64.00	8.486	0.650	0	182.53
2015	270.613	68.76	7.481	0.713	0	193.65
2016	274.752	76.79	7.643	0.877	0	189.44

(Geografía (INEGI), 2016). * De agua potable y residual.

Tabla 7. Valor de las ventas de energía eléctrica en Cozumel. (Millones de pesos M.N.).

Año	Total anual	Domestico	Alumbrado público	* Bombeo	Agrícola	Industrial y de servicios
Millones de pesos						
2011	375.0	93.4	13.1	1.0	0	267.5
2012	396.7	95.3	11.1	1.0	0	289.2
2013	409.3	90.5	13.6	1.1	0	304.1
2014	458.3	97.9	21.0	1.2	0	338.2
2015	422.7	102.9	20.4	1.4	0	298.0
2016	425.2	103.7	22.2	1.8	0	297.5

Fuente: (Geografía (INEGI), 2016). * De agua potable y residual.

Tabla 8. Precio calculado de la energía eléctrica (Pesos/kW-hora).

Año	Total	Domestico	Alumbrado público	Bombeo	Agrícola	Industrial y de servicios
Pesos/kWh						
2011	1.65	1.55	2.17	1.53	0	1.66
2012	1.71	1.55	2.38	1.63	0	1.75
2013	1.72	1.48	2.53	1.74	0	1.77
2014	1.79	1.53	2.48	1.90	0	1.85
2015	1.56	1.50	2.73	1.96	0	1.54
2016	1.55	1.35	2.91	2.04	0	1.57

Fuente: (Geografía (INEGI), 2016). * De agua potable y residual.

3.2 El costo nivelado de la electricidad (LCOE).

Donegan et al., (2017) menciona que el Costo Nivelado de la Energía (*LCOE* Por sus siglas en inglés), es la métrica principal para comparar en términos de costo de producir energía eléctrica con fuentes renovables y no renovables (Ecuación 19), (Moomaw, W., et al., 2011). Donde, *LCOE*= Costo nivelado de la energía en dólares / MWh, donde, *i*= Tasa de descuento, *t* es el periodo de tiempo en años, *n* es el horizonte de proyecto de acuerdo a tipo de tecnología, *I_t* son los costos de inversión en dólares o *CAPEX* (Por su nombre en inglés, capital expenditures), los costos totales de operación y mantenimiento u *OPEX* (en inglés, operational and maintenance expenditures), que incluye mantenimiento y operación *M_t*, y el costo nivelado de combustible dólares al año (*F_t*). La producción anual de energía *AEP* en MWh/año de la ecuación 17.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{AEP}{(1+i)^t}} \quad (19)$$

3.3 Estándares internacionales del LCOE.

Los costos asociados a la producción de energía eléctrica (LCOE) específicos para corrientes de marea se aprecian en la tabla 9 mostrando además las tecnologías undimotriz, corrientes de marea y OTEC, (OES - IEA, 2015).

Tabla 9. Costos asociados a la producción de energía con fuentes de energía oceánicas.

Tipo de tecnología	FP	LCOE	CAPEX	OPEX	Fuente
	%	USD /kW	USD /kW	USD/kW-año	
Undimotriz 2 MW	35	120	2,700	70	(Ocean Energy Systems, 2015)
Undimotriz 75 MW	40	470	9,100	380	
Mareas 0.5 MW	35	210	4,300	150	
Mareas 28 MW	42	470	8,700	530	
OTEC 100 MW	97	150	7,000	340	
OTEC 100MW	97	280	13,000	620	

4. MODELO DE APROVECHAMIENTO DE LAS CORRIENTES OCEANICAS.

Se propone un modelo de aprovechamiento que incluye 5 módulos de análisis (Figura 18).

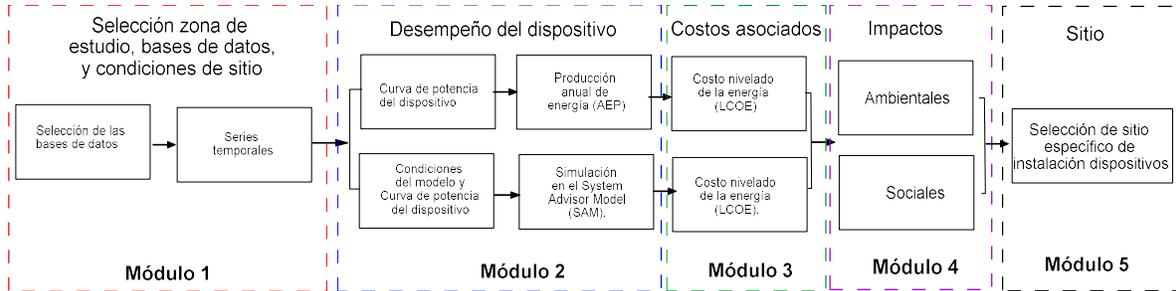


Figura 18. Modelo de aprovechamiento de las corrientes oceánicas.

La base del modelo es la selección de las bases de datos con una resolución temporal ideal de una hora y que dará información sobre las condiciones energéticas del sitio. El segundo módulo, desempeño del dispositivo, es el de producción de energía eléctrica en las unidades comerciales como kWh o MWh que incluye el desempeño del dispositivo en las condiciones de sitio y se propone el modelo matemático representado por la ecuación 20 que permitirá comparar la energía generada por cada dispositivo seleccionado. La ecuación 20 se reformuló de la ecuación 13 para obtener la energía generada por las turbinas en las condiciones específicas del sitio de operación y es equivalente a la ecuación 17 para el cálculo de la producción anual de energía (AEP por sus siglas en inglés) en MWh/año, y que representa la energía hidrocínética extraída por el dispositivo disponible en cada sitio y profundidad de operación.

$$P_e(z, n) = \frac{1}{2} \rho A \sum_{u_i \in U} (H_{año})_{u_i} \eta(u_i) u_i^3 = AEP \quad (20)$$

Donde $P_e(z, n)$ representa la producción de energía eléctrica para un sitio a una profundidad de operación del dispositivo. Los valores de $P_e(z, n)$ corresponden a los valores de la distribución de velocidades de la corriente marina, (U , en m/s), esta distribución está representada por $(H_{año})_{u_i}$. La eficiencia total del dispositivo se expresa como $\eta(U) = C_p \eta_g$, donde, C_p es el coeficiente de potencia de la turbina; y η_g es la eficiencia del generador de electricidad y el acoplamiento de turbina de generador, A es el área de la sección transversal de la turbina (en m²), en términos prácticos es la producción anual de energía (AEP). La densidad es 1024 kg/m³ (IOC; SCOR; IAPSO, 2010). El módulo 3 tiene como entrada las unidades de energía producidas (MWh) por cada dispositivo y con ello se calculan los costos asociados (Ecuación 19). El módulo 4 incluye las restricciones sociales y ambientales que limitan las zonas con potencial hidrocínético y que culmina en el módulo 5 donde ya con todos los elementos de los cuatro módulos se delimita el sitio de instalación. Adicionalmente se realiza una simulación con el System Advisor Model para incorporar los parámetros financieros, (National Renewable Energy Laboratory, 2020).

4.1 Selección de dispositivos de aprovechamiento.

Se seleccionaron cuatro dispositivos que cuentan con una curva de potencia publicada. Las características técnicas de los dispositivos a , b , c y d en (tabla 10).

- a) Sea Gen 1200 kW. Adaptado de University of Edinburgh, (2006).
- b) NOVA 100 kW. Adaptado de Innovation, (2021).
- c) Gorlov 1.3 kW. Adaptado de Tidewalker Engineering, (2010).
- d) Kairyu 100 kW. Adaptado de IHI Corporation, (2014).

Tabla 10. Principales características de operación de los dispositivos.

Características	Unidades	Kairyu	Sea Gen	NOVA	Gorlov
Potencia Nominal	(kW)	100	1200	100	1.3
Tipo	-	Corrientes oceánicas	Corrientes de marea	Corrientes de marea	Corrientes de marea
Montaje	-	Flotante	Pilotado al lecho marino	Por gravedad lecho marino	Por gravedad lecho marino
Número de Turbinas	-	2	2	1	1
Álabes	-	2	2	2	3
Diámetro turbina	m	11	18	8.5	1
Área de la turbina	m ²	173.2	508	56	85
Velocidad de arranque	m/s	-	0.4	0.5	0.6
Velocidad nominal	m/s	-	2.2	2	1.5
Profundidad de operación	m	30-50	15	20-25	-
Vida útil	Años	20	20	20	-

Las curvas de eficiencia como función de la velocidad de la corriente de los dispositivos seleccionados son mostradas en la figura 19 (Centre et al., 2007).

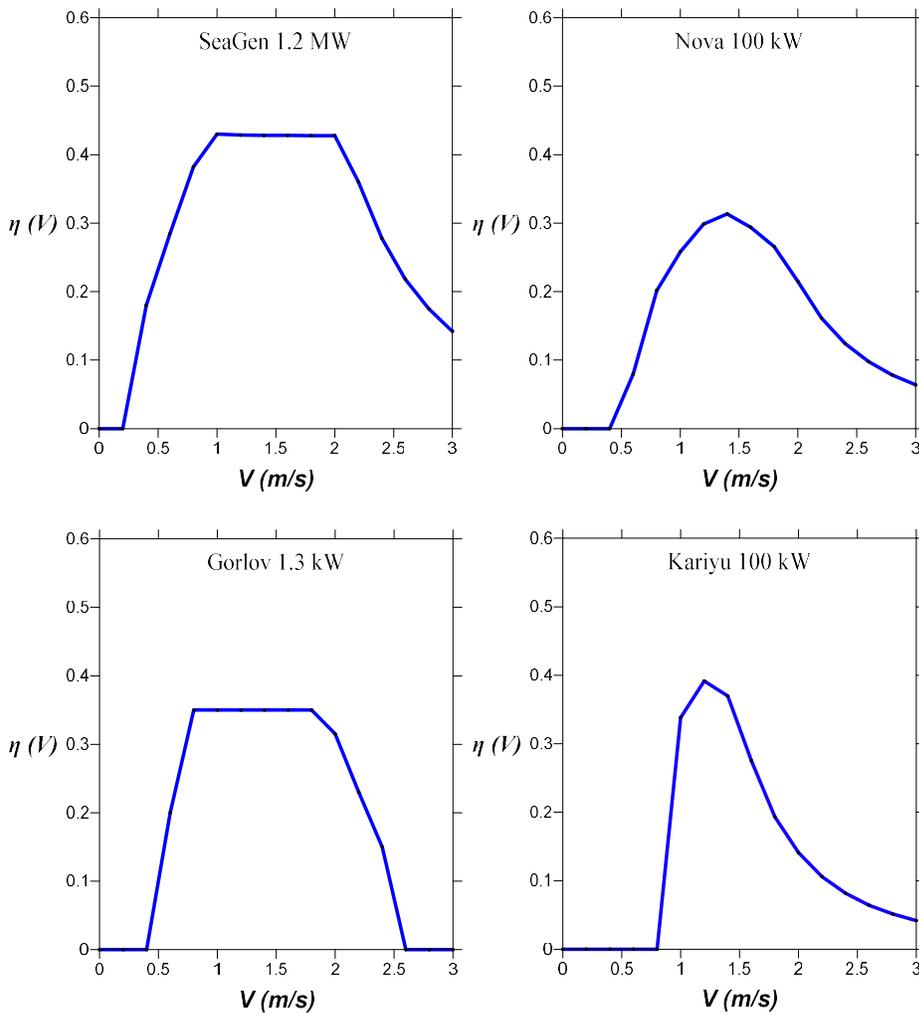


Figura 19. Curvas de eficiencia de conversión de los dispositivos seleccionados.

Tabla 13. Distribución de frecuencias de velocidades en horas al año datos de HYCOM.

Nodo		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Clases	m/s	hora/año por clase y nodo																
	0	0.1	1	0	106	7434	0	12	725	2	1	9	1	38	8	39	29	1254
	0.1	0.2	21	24	623	1283	9	116	3101	43	32	57	21	357	56	339	200	1561
	0.2	0.3	107	88	1948	44	43	520	3341	145	95	165	91	1630	133	1448	484	3115
	0.3	0.4	303	285	2753	0	78	1446	1522	432	212	432	155	3318	270	3043	1100	1996
	0.4	0.5	744	730	2108	0	149	2338	72	984	488	1001	409	2672	576	2639	1652	804
	0.5	0.6	1462	1452	956	0	281	2560	0	1525	896	1797	786	723	1004	1147	1777	31
	0.6	0.7	2116	2048	239	0	524	1338	0	1889	1295	1991	1260	22	1438	105	1462	0
	0.7	0.8	2143	2099	27	0	762	417	0	1733	1590	1638	1613	0	1596	0	986	0
	0.8	0.9	1286	1342	1	0	1018	14	0	1077	1732	1182	1629	0	1366	0	718	0
	0.9	1	460	557	0	0	1175	0	0	651	1253	438	1270	0	1135	0	294	0
	1.0	1.1	103	123	0	0	1346	0	0	245	738	49	852	0	799	0	52	0
	1.1	1.2	14	11	0	0	1320	0	0	30	342	0	476	0	331	0	5	0
	1.2	1.3	1	0	0	0	933	0	0	4	76	0	171	0	47	0	0	0
	1.3	1.4	0	0	0	0	604	0	0	0	10	0	22	0	2	0	0	0
	1.4	1.5	0	0	0	0	362	0	0	0	1	0	4	0	0	0	0	0
	1.5	1.6	0	0	0	0	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1.6	1.7	0	0	0	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1.7	1.8	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1.8	1.9	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	>2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Σ (hora/-año)		8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	8760	

Existen diferencias sustanciales entre las tres bases de datos (Ver tabla 4), la primera y más importante es que los sitios de medición no coinciden temporal ni espacialmente, también la resolución temporal y el rango de tiempo es diferente siendo de un año para CICESE, siete años para SAMMO de ICMYL y 6 años para HYCOM. Por otra parte, el formato obtenido de presentación de los datos, es diferente, como se muestra en las tablas 11, 12 y 13, las diferencias son que la base de datos de SAMMO del ICMYL es somera hasta 21 metros de profundidad y la medición de velocidades en la columna de agua es cada metro, mientras que en la de CICESE la medición es cada 8 metros desde superficie y hasta -120 m. En el caso de HYCOM son 16 nodos o sitios y la velocidad es un promedio de superficie a -50 m de profundidad (Ver anexo 2).

Para hacer comparables los resultados de análisis estadístico de las bases de datos, se usó una misma unidad de densidades de energía hidrocínética anuales (MWh/m²año) y las clases de velocidad fueron cada 0.1 m/s.

Análisis de la densidad energética hidrocínética.

De la base de datos del SAMMO del ICMYL, CICESE y HYCOM localizados en la figura 13, se calcularon las densidades de energía hidrocínética anuales para las diferentes profundidades (Tablas 14, 15 y 16).

Tabla 14. Densidad energética hidrocínética con datos de SAMMO DEL ICMYL.

Densidad hidrocínética	Profundidad	m									
		-2	-4	-6	-8	-10	-12	-14	-16	-18	-20
	MWh/m ² año	1.28	0.04	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.03	0.02

Tabla 15. Densidad energética hidrocínética con datos de CICESE.

Densidad hidrocínética	Profundidad	m													
		-16	-24	-32	-40	-48	-56	-64	-72	-80	-88	-96	-104	-112	-120
	MWh/m ² año	17.77	17.6	17.2	16.5	15	14.2	12.5	10.7	8.9	7.4	6.1	5.1	4.3	3.6

Tabla 16. Densidad energética hidrocínética con datos de HYCOM. La dirección de la corriente a los 20 metros de profundidad viene en Anexo 7.

z (m)	Nodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
0	MWh/m ² -año	2.45	2.60	0.79	0.02	7.29	0.99	0.13	2.04	3.69	1.78	3.38	0.42	2.96	0.45	1.83	0.19
2		2.41	2.58	0.67	0.02	7.16	0.96	0.16	2.04	3.50	1.86	3.46	0.43	2.98	0.46	1.75	0.25
4		2.38	2.54	0.62	0.03	7.14	0.96	0.18	2.06	3.44	1.91	3.50	0.44	3.02	0.47	1.71	0.27
6		2.34	2.49	0.58	0.02	7.14	0.97	0.18	2.07	3.37	1.97	3.54	0.44	3.05	0.47	1.68	0.27
8		2.27	2.42	0.54	0.01	7.12	0.98	0.17	2.10	3.32	1.99	3.56	0.43	3.08	0.47	1.64	0.26
10		2.22	2.36	0.51	0	7.09	0.98	0.16	2.11	3.27	2.02	3.57	0.43	3.08	0.47	1.60	0.25
12		2.17	2.29	0.46	0	7.04	0.98	0.16	2.13	3.21	2.01	3.58	0.42	3.06	0.47	1.55	0.24
15		2.08	2.19	0.41	0	6.92	0.98	0.15	2.14	3.13	1.98	3.56	0.42	3.02	0.47	1.48	0.22
20		1.94	2.01	0.34	0	6.70	0.95	0.13	2.11	2.97	1.85	3.48	0.40	2.88	0.46	1.35	0.19
25		1.80	1.83	0.27	0	6.42	0.92	0.10	2.06	2.83	1.74	3.36	0.38	2.75	0.44	1.25	0.14
30		1.66	1.67	0.23	0	6.05	0.84	0.07	1.97	2.70	1.70	3.13	0.36	2.63	0.41	1.13	0.10
35		1.55	1.50	0.19	0	5.56	0.72	0.03	1.86	2.58	1.63	2.94	0.34	2.56	0.39	0.99	0.09
40		1.44	1.33	0.17	0	4.93	0.57	0.03	1.74	2.43	1.52	2.79	0.33	2.50	0.38	0.80	0.08
45		1.35	1.22	0.18	0	4.21	0.38	0.03	1.60	2.26	1.30	2.58	0.31	2.36	0.36	0.60	0.01
50		1.24	1.09	0.18	0	3.44	0.35	0.02	1.47	1.97	1.11	2.37	0.27	2.27	0.35	0.43	0
		MWh/m ² año	1.95	2.01	0.41	0.01	6.28	0.84	0.11	1.97	2.98	1.76	3.25	0.39	2.81	0.43	1.32

Producción de electricidad con cada dispositivo y base de datos.

La producción anual de electricidad (AEP, por sus siglas en inglés) de los dispositivos se muestra en las tablas 17, 19 y 21, así como sus correspondientes factores de planta en las tablas 18, 20 y 22. Para esta operación se aplicó la ecuación 20 que como se explicó anteriormente se reformuló de la ecuación 13 y que representa la energía hidrocínética extraída por el dispositivo disponible en cada sitio y profundidad de operación.

Tabla 17. Producción anual de electricidad por dispositivo con datos SAMMO.

Dispositivo	AEP	Profundidad (m)									
		-2	-4	-6	-8	-10	-12	-14	-16	-18	-20
Kairyu 100 kW	MWh/año	14.19	0.42	0.56	0.56	0.56	0.46	0.37	0.38	0.33	0.23
Sea Gen 1.2 MW		169.94	2.23	3.37	3.14	2.88	2.34	1.93	1.87	1.64	1.11
NOVA 100 kW		9.29	0.15	0.19	0.19	0.18	0.14	0.12	0.12	0.11	0.07
100 Gorlov 1.3 kW		32.95	0.38	0.61	0.55	0.50	0.41	0.34	0.32	0.29	0.19

Tabla 18. Factor de planta de los dispositivos con datos SAMMO.

Profundidad (m)	-2	-4	-6	-8	-10	-12	-14	-16	-18	-20
Dispositivo	Factores de Planta									
Kairyu 100 kW	1.62	0.05	0.06	0.06	0.06	0.05	0.04	0.04	0.04	0.03
Sea Gen 1.2 MW	1.62	0.02	0.03	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01
NOVA 100 kW	1.061	0.017	0.022	0.021	0.020	0.016	0.013	0.014	0.012	0.008
100 Gorlov 1.3 kW	2.89	0.03	0.05	0.05	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.02

Tabla 19. Producción anual de electricidad por dispositivo con datos CICESE.

Dispositivo	AEP	Profundidad (m)													
		-16	-24	-32	-40	-48	-56	-64	-72	-80	-88	-96	-104	-112	-120
Kairyu 100 kW	MWh/año	720	719	717	715	709	692	653	585	497	402	315	241	183	132
Sea Gen 1.2 MW		3550	3509	3430	3290	3077	2806	2472	2099	1739	1424	1162	952	789	645
NOVA 100 kW		271	267	260	249	234	216	192	164	134	107	85	67	54	43
100 Gorlov 1.3 kW		534	532	527	514	487	446	394	334	277	227	186	153	128	107

Tabla 20. Factor de planta de los dispositivos con datos CICESE.

Profundidad (m)	-16	-24	-32	-40	-48	-56	-64	-72	-80	-88	-96	-104	-112	-120
Dispositivo	Factores de Planta %													
Kairyu 100 kW	82.17	82.03	81.85	81.64	80.92	78.99	74.49	66.78	56.72	45.87	36.01	27.48	20.85	15.03
Sea Gen	33.77	33.38	32.63	31.30	29.28	26.69	23.52	19.96	16.55	13.55	11.05	9.05	7.51	6.14
NOVA M100-D	30.93	30.52	29.73	28.46	26.74	24.67	21.97	18.70	15.32	12.25	9.71	7.70	6.18	4.87
100 Gorlov 1.3 kW	46.91	46.68	46.28	45.14	42.75	39.19	34.56	29.35	24.32	19.94	16.33	13.46	11.28	9.36

Tabla 21. Producción anual de electricidad por dispositivo con datos HYCOM

Dispositivo	AEP	Nodo															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Kairyu 100 kW	MWh/año	10.7	12.5	0.0	0.0	266.6	0.0	0.0	8	61.7	8.0	78.3	0.0	58.9	0.0	6.2	0.0
Sea Gen 1.2 MW		224.8	234.6	11.1	0.0	1040.2	43.1	0.2	232.0	418.2	191.2	470	8.4	390	9.6	128	2.4
Nova 100 kW		12.0	12.7	0.2	0.0	75.9	1.4	0.0	12.9	26.0	10.1	29.9	0.0	24.0	0.1	6.6	0.0
100 Gorlov 1.3 kW		43.5	45.0	3.0	0.0	168.1	11.9	0.0	43.9	72.5	37.8	80.4	1.9	68.0	2.7	26.0	0.3

Con el AEP de la ecuación 18 se obtuvo el Factor de Planta para cada una de los dispositivos (Tablas 18, 20 y 22).

Tabla 22. Factor de planta de los dispositivos con datos HYCOM.

Dispositivo	Factor de planta (% / nodo).															
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Kairyu 100 kW	1.22	1.43	0	0	30.44	0	0	2.14	7.05	0.92	8.94	0	6.72	0	0.71	0
Sea Gen	2.14	2.23	0.11	0	9.90	0.41	0	2.21	3.98	1.82	4.47	0.08	3.71	0.09	1.22	0.02
Nova M100-D	1.37	1.45	0.02	0	8.66	0.16	0	1.47	2.96	1.15	3.41	0	2.74	0.01	0.75	0
100 Gorlov 1.3 kW	3.82	3.95	0.26	0	14.77	1.05	0	3.85	6.37	3.32	7.06	0.17	5.97	0.24	2.28	0.03

4.3 Costo de la energía.

Los costos asociados a la producción de energía eléctrica se resumen en las tablas 23, 24 y 25. Donde MUSD; Millones de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica.

Tabla 23. LCOE para las cuatro tecnologías seleccionadas con datos de SAMMO.

Datos	Unidades	Dispositivo			
		Kairyu 100 kW	SeaGen 1.2 MW	NOVA 100 kW	100 Gorlov 1.3 kW
Vida útil	Años	20	20	20	20
Potencia nominal	kW	100	1200	100	130
Factor de Planta	%	1.62	1.62	1.06	2.89
CAPEX	MUSD	9.25	8.72	3.76	3.03
OPEX	MUSD	1.55	3.74	1.61	1.30
AEP	MWh/año	14.19	169.94	9.29	32.95
LCOE	USD /MWh	73,178.8	6,805.5	67,055.3	43,282.7
Costo de Inversión Unitario	USD /kW	92,500.0	7,263.0	37,560.0	23,309.0
OPEX-año	USD /año	15,563.2	18,675.9	80,485	64,933
Tasa de descuento	Adim	0.1	0.10	0.10	0.10

Tabla 24. LCOE para las cuatro tecnologías seleccionadas con datos de CICESE.

Datos	Unidades	Dispositivo			
		Kairyu 100 kW	SeaGen 1.2 MW	NOVA 100 kW	100 Gorlov 1.3 kW
Vida útil (Y)	Años	20	20	20	20
Potencia nominal	kW	100	1200	100	130
Factor de Planta	%	80.94	29.27	26.71	42.76
CAPEX	MUSD	9.25	8.72	3.76	3.03
OPEX	MUSD	1.55	3.74	1.61	1.30
AEP	MWh/año	709	3077	234	487
LCOE	USD /MWh	1464.6	375.9	2662.2	825.7
Costo de Inversión Unitario	USD/kW	92,500.0	7,263.0	37,560.0	23,309.0
OPEX-año	USD /año	15,563.2	186,759.0	80,485.0	64,933.0
Tasa de descuento	Adim	0.1	0.10	0.10	0.10

Tabla 25. LCOE para las cuatro tecnologías seleccionadas con datos de HYCOM.

Datos	Unidades	Dispositivo			
		Kairyu 100 kW	SeaGen 1.2 MW	NOVA 100 kW	100 Gorlov 1.3 kW
Vida útil (Y)	Años	20	20	20	20
Potencia nominal	kW	100	1200	100	130
Factor de Planta	%	30.43	9.90	8.66	14.76
CAPEX	MUSD	9.25	8.72	3.76	3.03
OPEX	MUSD	1.55	3.74	1.61	1.30
AEP	MWh /año	266.6	1040.2	75.9	168.1
LCOE	USD /MWh	3895.0	1,111.8	8207.4	5297.7
Costo de Inversión Unitario	USD /kW	92,500.0	7,263.0	37,560.0	23,309.0
OPEX-año	USD /año	15,563.2	186,759.0	80,485.0	64,933.0
Tasa de descuento	Adim	0.1	0.10	0.10	0.10

4.4 Propuesta para arreglo parque de turbinas con 40 MW instalados.

De acuerdo a los resultados obtenidos de producción de energía anual AEP y LCOE, se seleccionó la tecnología SeaGen 1.2 MW para un arreglo de 40 MW de capacidad instalada. Para este cálculo se seleccionó la base de datos CICESE presentados en la tabla 24 por ser la base de datos bastante citada en las referencias y que sirvió para sustentar artículos científicos del proyecto KANEK (Athié et al., 2011), (Cetina et al., 2006) y (Chávez et al., 2003).

En el caso de la base de datos HYCOM las referencias mencionan que sus valores de velocidad están por debajo de los medidos con los ADCP y repercuten en el cálculo de la densidad energética hidrocínética (MWh/m²-año) en valores de hasta 65% (VanZwieten et al., 2014), esta diferencia repercute directamente en el AEP y LCOE siendo este último 3.36 veces superior con la base de datos HYCOM con respecto a la de CICESE, esto se observa en las tablas 24 y 25 en la columna de la SeaGen 1.2 MW. Esta subestimación es mayor cerca de la superficie, las velocidades medias de corriente estimadas por HYCOM son menos precisas en los puntos más alejados del núcleo de la corriente

Para analizar esta propuesta se utilizó el System Advisor Model, para una capacidad instalada de 36 turbinas en una disposición cuadrada y configuración de malla, 6 dispositivos dando frente a la dirección de la corriente por 6 en paralelo, con una distancia entre dispositivos de 100 m., en un área total de 25 Ha. La localización del arreglo se sitúa a 6 km de la costa de la isla de Cozumel y la profundidad del sitio es de 400 m. El costo total de inversión estimado (CAPEX) es tomando de base el costo en USD 19,710/ kW instalado.

Tabla 28. Parámetros del parque de 40 MW, en el sitio A de Cozumel.

Etapa	Parámetro de producción	Unidad	Sitio: Canal de Cozumel, datos CICESE
Potencial energético del sitio	Potencial energético del sitio	W/m ²	1885
	Desviación estándar de la velocidad	m/s	0.2922
	Disponibilidad energética del sitio	MWh/m ² año	16.51
Producción	Producción anual de energía eléctrica del parque	GWh	93.44
	Factor de planta	%	27
Costos parque de turbinas marinas	CAPEX	MUSD	791.18
	OPEX	MUSD/año	7.14
	LCOE	USD /MWh	990.8
Estándar Internacional	CAPEX	USD /kW	3,300-14,600
	OPEX	MUSD /año	6 - 21.2
	LCOE	USD/MWh	210-470
Precio de la energía en isla de Cozumel	Mínimo precio	USD/MWh	74.5
	Máximo precio	USD/MWh	126.5
	Precio promedio al año 2011-2016	USD/MWh	91.7
	Tasa de crecimiento anual del consumo eléctrico	%	6.4

Al año 2016, la isla de Cozumel consumió poco menos de 274.75 GWh equivalente a un gasto de USD 21,250,000, es decir 77.3 USD/MWh. El costo de energía calculado con el modelo de aprovechamiento fue de USD 990.8 por cada MWh producido con el parque de 40 MW es 12.8 veces más. El costo de instalar 40 MW en turbinas marinas sería alrededor de 791.18 MUSD. Teóricamente producirían 93.44 GWh/año. El costo de la energía eléctrica aumenta principalmente por el bajo FP del 27% y al CAPEX por arriba del estándar internacional.

En la figura 20 se muestra el comportamiento del LCOE de acuerdo a la variación de la tasa de descuento y el factor de planta, con vida útil de 15 y 20 años. Con esta gráfica y aplicando para la tecnología SeaGen 1.2 MW, se observa que el LCOE calculado de la tabla 28 se muestra en línea punteada de color morado y que de aumentar el factor de planta de 27% a 40% y con una tasa de descuento de 0.1 el LCOE quedaría en el límite superior del estándar internacional del año 2015 (470 USD / MWh), este límite está remarcado en rojo. Si se realiza el mismo ejercicio para una vida útil de 20 años, subiendo de 27% de FP a 40% y una tasa de descuento del 0.1, el LCOE sería de 400 USD / MWh.

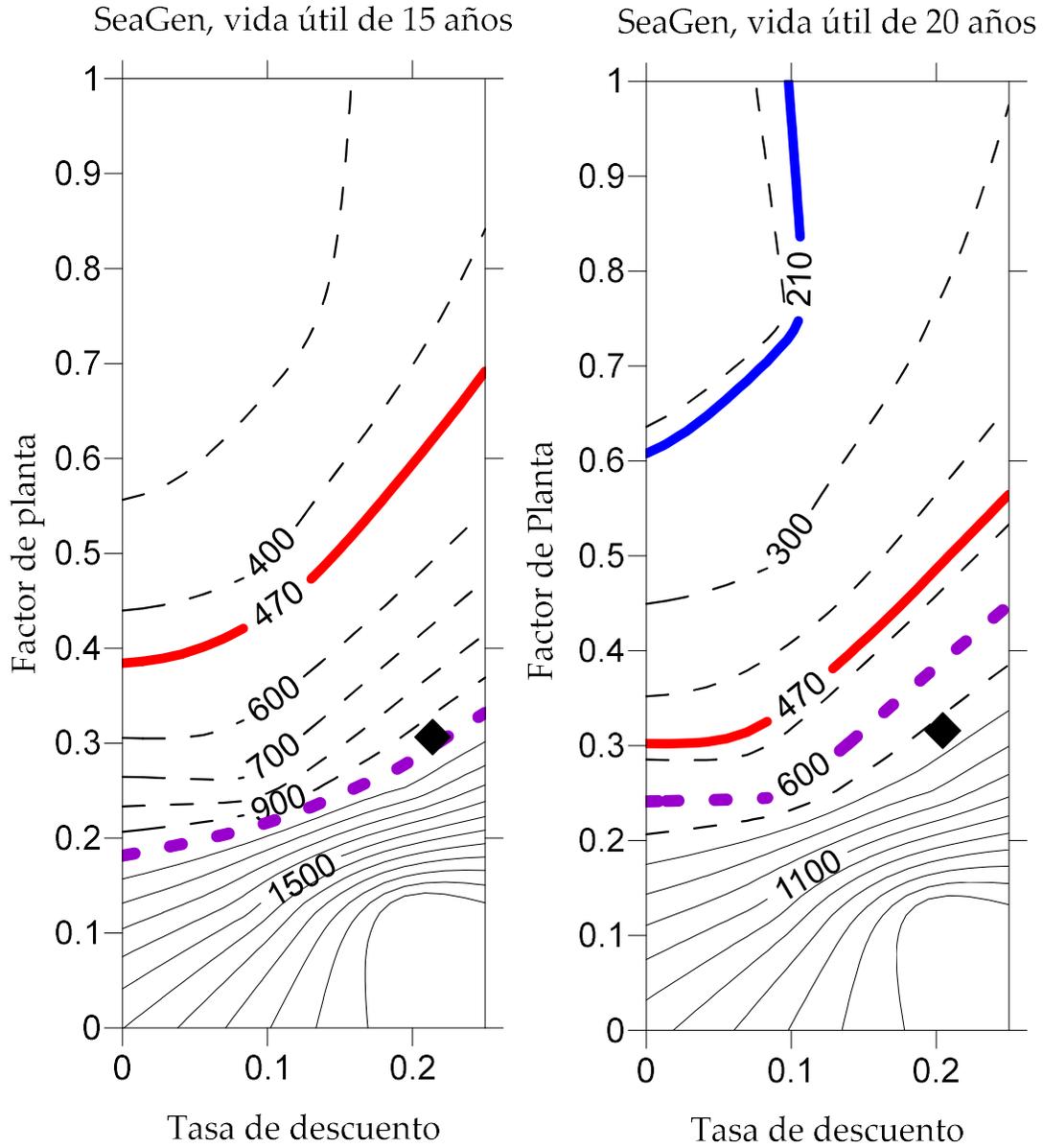


Figura 20. Escenarios LCOE (USD / MWh) para la turbina SeaGen 1.2 MW.

5. SELECCIÓN DE SITIO, RESTRICCIONES SOCIALES Y AMBIENTALES.

Existe información sobre las interacciones animales con las turbinas, de acuerdo a Keenan et al., (2011) se presentan las siguientes interacciones que podrían tener consecuencias negativas al ambiente marino donde se instalen dispositivos de aprovechamiento de energía marina (Turbinas marinas).

- Refugio imprevisto, colisiones de animales con turbinas, como mamíferos, peces, quelonia.
- Perturbaciones acústicas a animales.
- Perturbación electromagnética con generador eléctrico.
- Perturbación electromagnética con conductores eléctricos.
- Fugas de materiales tóxicos.
- Impactos de sedimentación al transporte de sedimentos.

Sin embargo, aún faltan estudios a largo plazo de esta interacción con turbinas de corrientes, (Copping et al., 2021), (Bevelhimer et al., 2017), (Schramm et al., 2017). Se encontraron las siguientes restricciones socio ambientales que deberán ser consideradas para los futuros proyectos de aprovechamiento hidrocínético (Figura 21). Aunado a la interacción específica también existen lineamientos espaciales que deben considerarse para instalar una turbina marina o un arreglo.

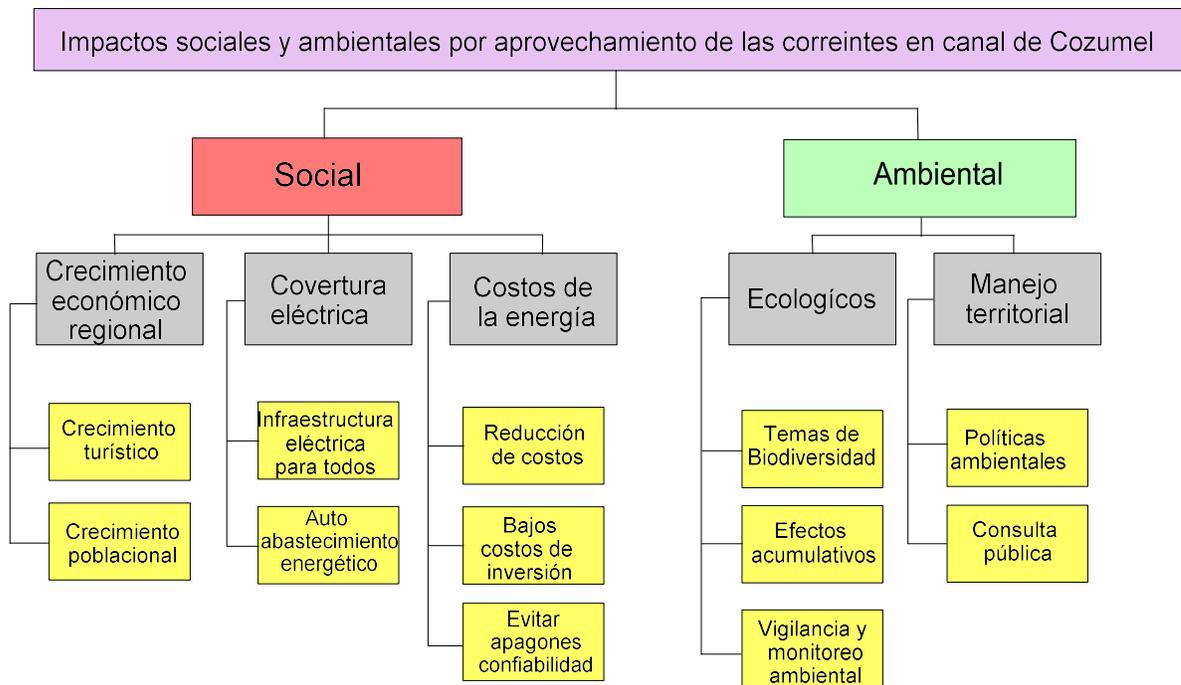


Figura 21. Árbol de restricciones socio ambientales.

La elección del polígono se realizó haciendo un análisis de diferentes criterios, batimetría, distancia al centro de consumo, sitio con mayor probabilidad de generar potencia eléctrica, rutas de navegación, accesibilidad, permisos ambientales y de Capitanía de Puerto, Marina Mercante y Marina de México. Esta selección fue complementada con la simulación de los campos de velocidad costera que conformarán los estudios de selección de sitio potencial y sitio de instalación. Además de ser una decisión concertada con el proveedor de la tecnología y de acuerdo a las características técnicas de funcionamiento mantenimiento y anclaje. Una de las referencias más completas sobre la morfología de la isla de Cozumel es el trabajo de (Muckelbauer, 1990).

Menciona que la Isla de Cozumel se ubica en la costa oriental del Estado de Quintana Roo, a una distancia de 18 km frente a la ciudad de Playa del Carmen. La Isla tiene una longitud de 53 km en su dimensión más larga, la cual está orientada al SW-NE y su dimensión NW-SE es de 16 km en su parte central. El área de la isla es de ~ 470 km² con una costa de 124 km en su mayoría rocosa, excepto en el SW y parte del SE. En la costa oeste de la isla la plataforma es más estrecha (500 a 1000 m desde la plataforma hasta la isóbata de -50 m donde comienza el cantil). En esta parte de la isla, hay tres terrazas a -5 m, -10 m -20 m. En la parte este (1500 a 2500 m de plataforma hasta -50 m donde comienza el cantil) hay 5 terrazas a -3 m, -10 m, -20 m, -30 m y -50 m. Estos escalones o terrazas pueden considerarse plataformas generadas por abrasión debido al aumento del nivel del mar en el Holoceno. En Cozumel el coral *Montastraea* domina en las partes cercanas a la costa y *Agaricia* y *Porites* aumentan acercándose al cantil. El mismo autor menciona que el área de la plataforma norte permanece plana entre -20 a -30 m y termina en Arrowsmith Bank, a unos 50 km al NNE de Cozumel. Este dato es relevante ya que el Canal de Cozumel se extiende debido a estas formaciones sumergidas alrededor de la Isla, haciendo que este canal tenga mayores dimensiones si se tienen en cuenta las estructuras submarinas tanto S como N. Con esta precisión el Canal de Cozumel no mide 53 km a lo largo de la costa, sino que se encuentra entre el poblado de Tulum y termina en Arrowsmith Bank (Muckelbauer, 1990).

5.1 Áreas Naturales protegidas.

En la zona de estudio existen cuatro Áreas Naturales protegidas (ANP's). La más grande se llama Reserva de la Biosfera Caribe Mexicano (Figura 21), donde en la sección (a) ANP Reserva de la Biósfera Caribe Mexicano en verde claro, la ANP Arrecifes de Cozumel en verde brillante, en amarillo la porción norte y la franja costera este, terrestre y marina de la Isla de Cozumel y los arrecifes de Puerto Morelos en violeta (CONABIO, 2021).

5.2 Unidades de Gestión Ambiental.

También en la figura 22, se representa la ubicación de la Unidad de Gestión Ambiental UGA 178, inciso (b), perteneciente a la zona de estudio del canal de Cozumel, (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, 2012). Las UGA's son la unidad mínima territorial donde se aplican tanto lineamientos como estrategias ambientales, de política territorial, aunado con esquemas de manejo de recursos naturales. Esta UGA está ubicada en la Subregión: Zona Costera Inmediata Mar Caribe y abarca desde la línea de pleamar a la isóbata de 50 m, a lo largo del litoral, iniciándose en Punta Maroma en las coordenadas 20°45'3.42" N y 86°56'55.85" W hasta Punta John, en las coordenadas 20°31'32.35" N y 87°10'24.45" W, con una longitud aproximada de 34.17 km, donde aplican algunos criterios para la zona costera inmediata al municipio de Solidaridad, Quintana Roo. (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, 2012). Los criterios de la UGA 178 son:

- A018. "Promover acciones de protección y recuperación de especies bajo algún régimen de protección considerando en la Norma Oficial Mexicana, Protección ambiental-Especies Nativas de México de Flora y Fauna Silvestre-Categoría de Riesgo y Especificaciones para su Inclusión, Exclusión o Cambio-Lista de Especies en Riesgo (NOM-059 SEMARNAT-2010)", (Procuraduría Federal de Protección al Ambiente, 2016).
- A029. "Promover la preservación del perfil de la costa y los patrones naturales de circulación de las corrientes alineadas a la costa, salvo cuando dichas modificaciones correspondan a proyectos de infraestructura que tengan por objeto mitigar o remediar los efectos causados por alguna contingencia meteorológica o desastre natural".
- A033. "Fomentar el aprovechamiento de la energía eólica, excepto cuando su infraestructura pueda afectar corredores de especies migratorias". En este caso no es energía marina, pero si energías renovables.

- A034. “Promover mecanismos de generación de energía eléctrica usando la fuerza mareomotriz”. En la zona no se aprovecharía específicamente la energía mareomotriz, sino las corrientes oceánicas de origen geostrófico y con una componente de mareas.
- A073. “Construir, modernizar y ampliar la infraestructura portuaria de gran tamaño de apoyo al turismo (embarcaciones mayores de 500 TRB (toneladas de registro bruto) y/o 49 pies de eslora), con obras sustentadas en estudios específicos, modelaciones predictivas y programas de monitoreo, que garanticen la no afectación de los recursos naturales”.
- A074. “Construir, modernizar y ampliar la infraestructura portuaria de gran tamaño de apoyo al tráfico comercial de mercancías (embarcaciones mayores de 500 TRB (toneladas de registro bruto) y/o 49 pies de eslora); con obras sustentadas en estudios específicos, modelaciones predictivas y programas de monitoreo, que garanticen la no afectación de los recursos naturales”.

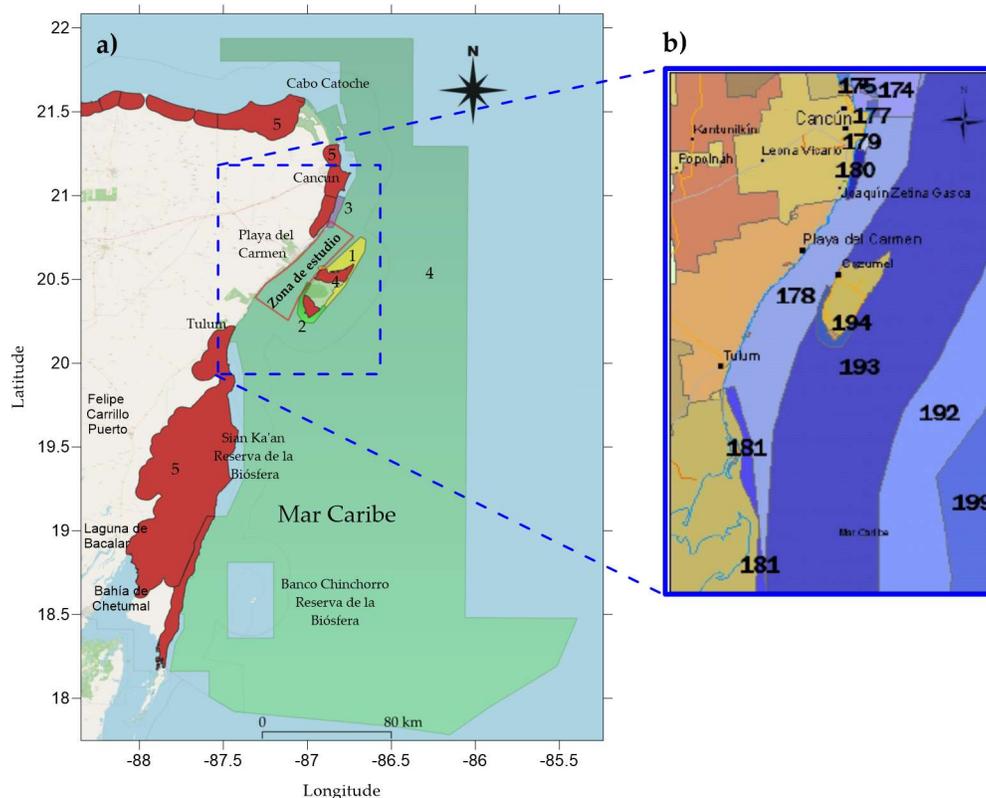


Figura 22. Áreas Naturales Protegidas y UGAS en Caribe Mexicano.

Adicionalmente a las ANP's también existe un marco regulatorio dado por la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010, Protección ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo, que protege a diversas especies que están en la región. En la tabla 26, se listan las especies protegidas, donde el grupo más numerosos son las tortugas, que cuentan con protección adicional, (Procuraduría Federal de Protección al Ambiente, 2016). De las 7 especies de tortugas marinas que hay en el mundo 6 viven en México (Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad CONABIO 2019)(CONABIO, 2021). Existen seis especies de tortugas marinas en nuestro país, y todas están clasificadas en peligro de extinción. En las principales playas de anidación para cada una de ellas, la CONANP realiza esfuerzos de conservación involucrando a las comunidades locales. Otras especies marinas carismáticas protegidas por la Ley Mexicana son manatí y tiburón ballena (Tabla 26).

Tabla 26. Catálogo de las especies protegidas en la zona de estudio.

Animal	Orden	Familia	Género	Especie	Nombre común	Distribución	Categoría
Reptiles	Testudines	Cheloniidae	<i>Caretta</i>	<i>caretta</i>	tortuga marina caguama	no endémica.	(P) En peligro de extinción
			<i>Chelonia</i>	<i>mydas</i>	tortuga marina verde del Atlántico, tortuga blanca	no endémica	(P) En peligro de extinción
			<i>Eretmochelys</i>	<i>imbricata</i>	tortuga marina de carey	no endémica	(P) En peligro de extinción
			<i>Lepidochelys</i>	<i>kempii</i>	tortuga marina escamosa del Atlántico, tortuga lora	no endémica	(P) En peligro de extinción
			<i>Lepidochelys</i>	<i>olivacea</i>	tortuga golfina, tortuga marina escamosa del Pacífico	no endémica	(P) En peligro de extinción
			<i>Dermochelys</i>	<i>coriacea</i>	tortuga marina laúd	no endémica	(P) En peligro de extinción
Peces	Orectolobiformes	Rhincodontidae	<i>Rhincodon</i>	<i>typus</i>	tiburón ballena	no endémica	(A) Amenazadas
Mamíferos	Sirenia	Trichechidae	<i>Trichechus</i>	<i>manatus</i>	manatí del Caribe	no endémica	(P) En peligro de extinción

Las categorías de las especies descritas en la tabla 26 son: Amenazadas (A). Aquellas que podrían llegar a encontrarse en peligro de desaparecer. Sujetas a protección especial (Pr), son aquellas que podrían llegar a encontrarse amenazadas por factores que inciden negativamente en su viabilidad. Las especies endémicas son aquellas cuyo ámbito de distribución natural. Probablemente extintas en el medio silvestre (E). En peligro de extinción (P).

Con la información espacial de restricciones sociales y ambientales, así como las densidades energéticas hidrocínicas se delimita el sitio de posible instalación de turbinas marinas. El primer mapa (Figura 23), describe las densidades energéticas hidrocínicas en la zona de estudio generado con la base de datos HYCOM y que incluye también la batimetría, mostrando que los mejores sitios con la mayor densidad energética son a profundidades mayores a 200 metros.

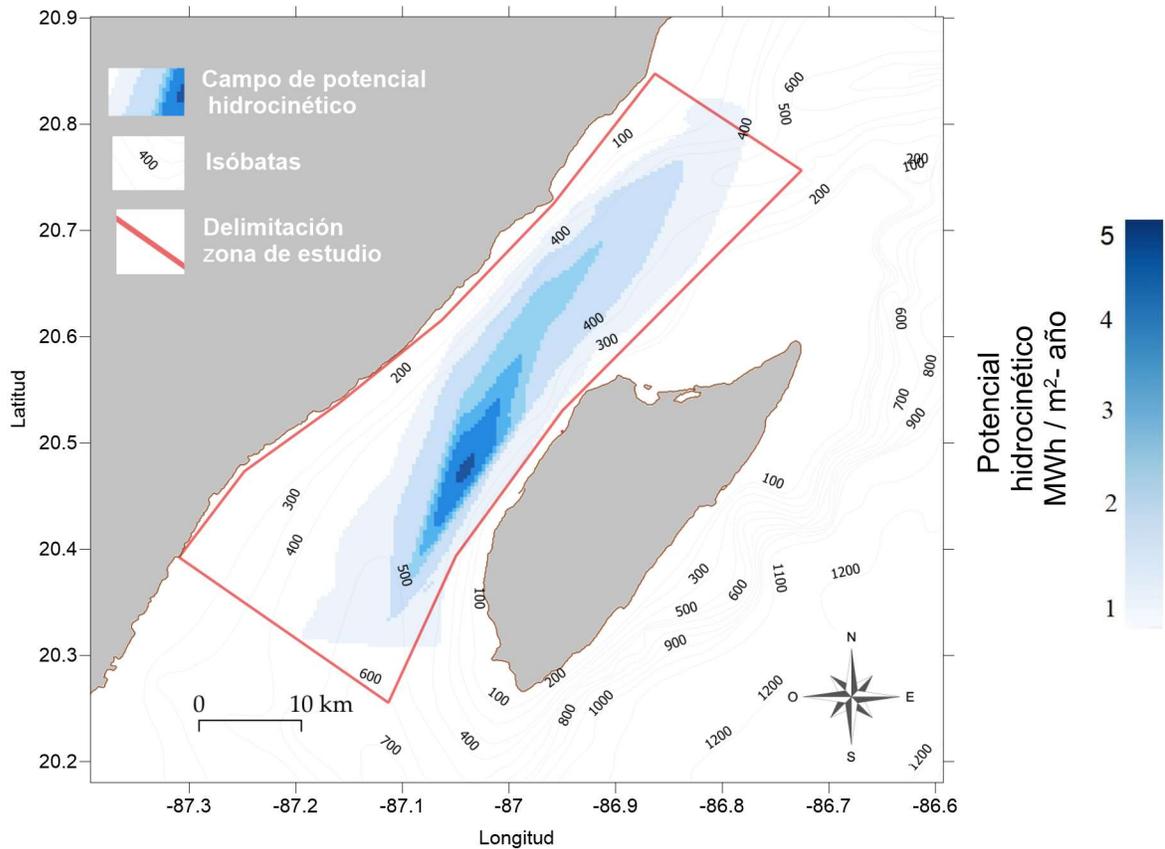


Figura 23. Campo de potencial hidrocínético en MWh/m²-año, en la zona de estudio con HYCOM.

- **Infraestructura.** La isla de Cozumel es alimentada por cable submarino restringiendo esta zona para operaciones (Figura 24). También existe infraestructura federal, como el aeropuerto internacional de la isla de Cozumel que incluye una base aérea militar. También hay dos aeropistas para vuelos locales; la de Playa del Carmen y de la isla de Cozumel. Otra zona con infraestructura importante es la central turbo gas (CTG) Chankanaab de la CFE, (Figura 25). La infraestructura civil costera es principalmente las zonas turísticas; la zona turística de esta zona se llama Riviera Maya, que incluye las localidades de Puerto Morelos, Playa del Carmen, Puerto Aventuras, Akumal, Tulum, Cobá y la Reserva Sian Ka'an. El área de estudio solo incluye los dos primeros (Figura 26).
- **Transporte marítimo.** En la zona operan dos empresas transcaribe, (Transcaribe, 2021), Ultramar pasajeros (Ultramar, 2021) y Ultramar Carga (Ultramar Carga, 2021). Para los pasajeros, los transbordadores navegan desde Playa del Carmen a Cozumel, y para la carga desde Punta Venado Calica a Cozumel, operando regularmente durante todo el día, los siete días de la semana. Los cruceros también utilizan el Canal de Cozumel, llegando a la Terminal Marítima de Cruceros, en Punta Langosta en Cozumel, desde el norte, y partiendo desde la misma dirección (Figura 24). En la figura 24 se aprecian las ANP; en verde Arrecifes de Cozumel, en morado arrecifes de Puerto Morelos y en amarillo la porción norte y la franja costera este, terrestre y marina de la Isla de Cozumel. Las restricciones en cuanto a la factibilidad de operar una instalación de turbina marina incluyen también aeropuertos, uno en Cozumel y otra en Playa del Carmen.

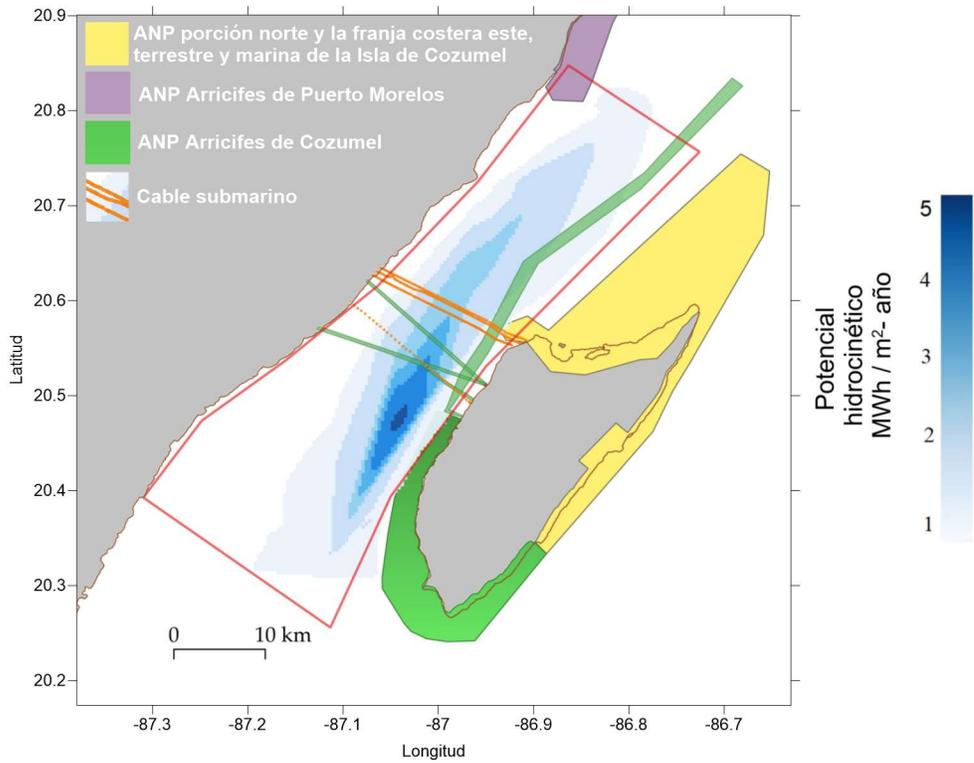


Figura 24. Delimitación de las ANP, el tránsito marino y cable submarino. Fuente: (CONABIO, 2021).

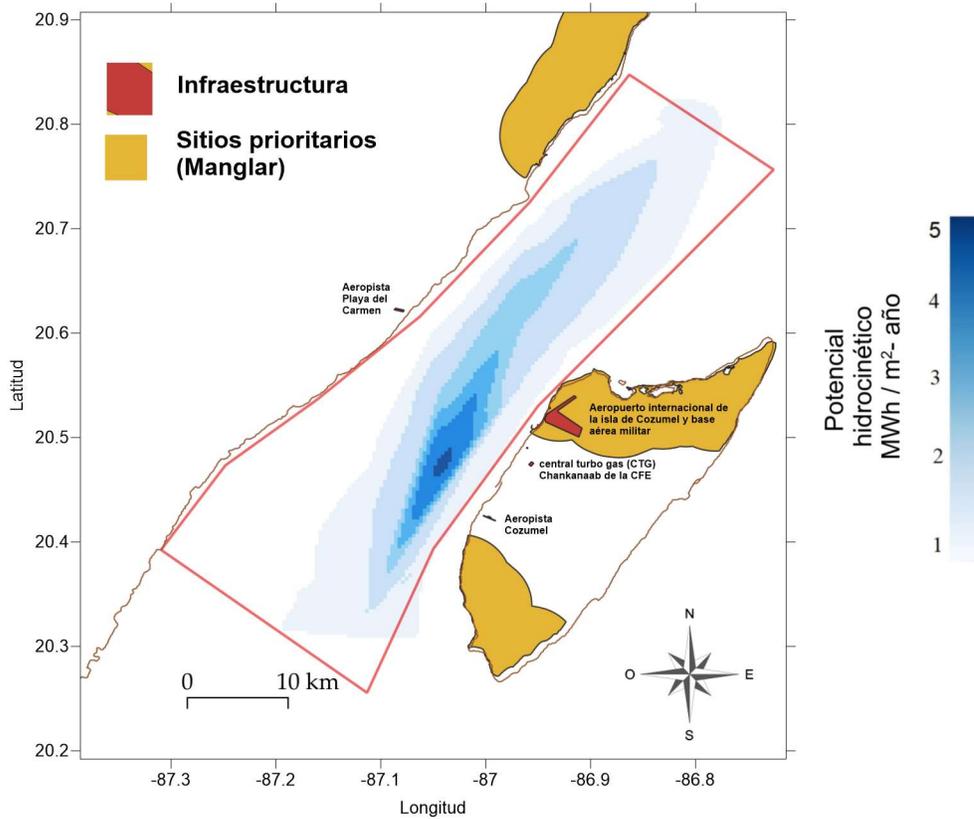


Figura 25. Infraestructura federal.

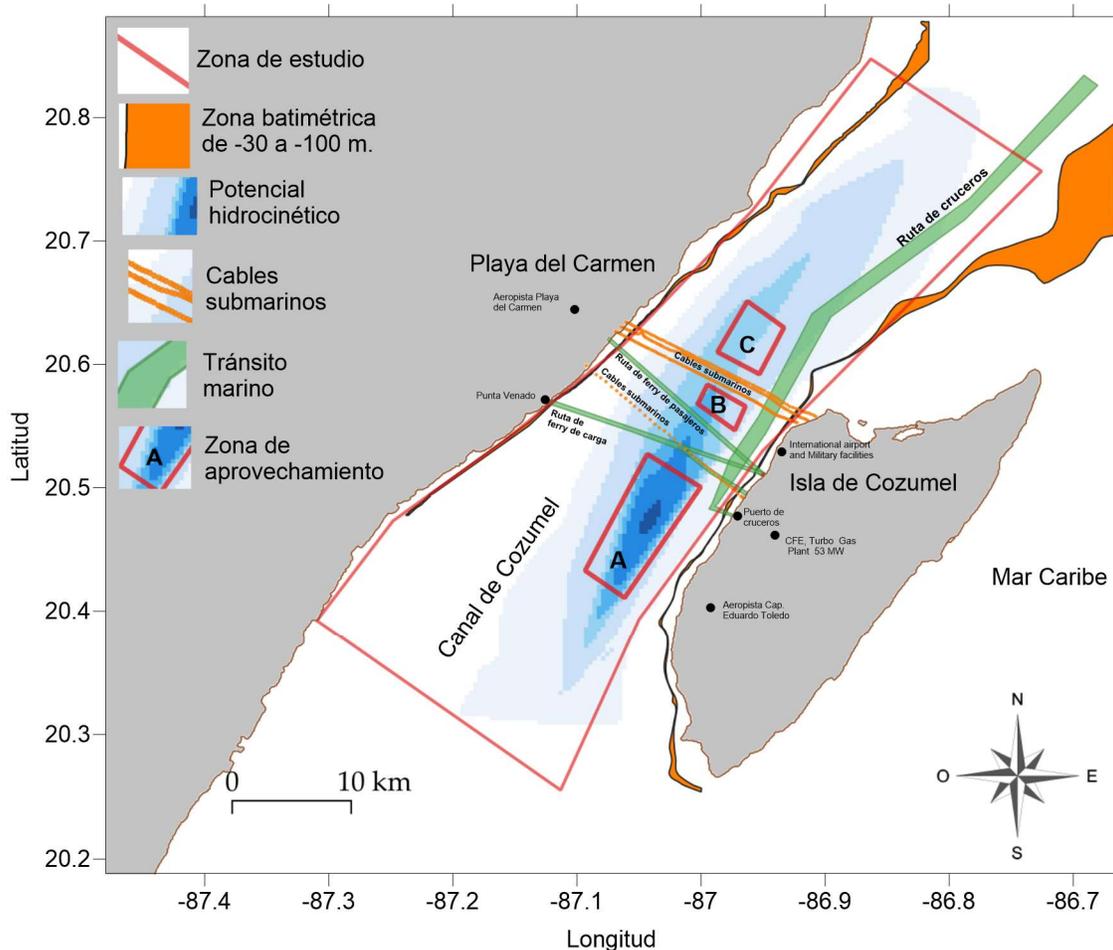


Figura 26. Sitios con potencial hidrocínético y restricciones sociales y ambientales. (Secretaría de Energía & Centro Nacional de Control de Energía, 2021).

La Tabla 27 muestra los vértices de las áreas prometedoras delineadas en la Figura 26. Estas tres áreas podrían ampliarse o reducirse, dependiendo de los resultados de estudios más específicos.

Tabla 27. Área de aprovechamiento energético en el canal de Cozumel.

Zona	Área (km ²)	Áreas vértices			
A	60	-87.0436, 20.5276	-87.007, 20.5012	-87.0933, 20.4337	-87.06181, 20.41159
B	10	-86.9952, 20.5837	-86.9730, 20.5473	-86.9646, 20.5666	-87.0032, 20.5685
C	20	-86.96285, 20.65161	-86.95320, 20.59284	-86.93344, 20.63027	-86.986938, 20.610492

5.3 Retos Técnicos, desafíos técnicos para la turbina óptima.

El diagrama de árbol que se presenta en la Figura 27 muestra los desafíos técnicos a enfrentar si se pretende aprovechar mejor el potencial energético de esta área. Una de las mayores limitaciones técnicas es que los potenciales energéticos más altos se encuentran a profundidades mayores a 100 metros. Otro desafío importante es el diseño optimizado de los álabes de la turbina para el sitio del canal de Cozumel, que deben ser capaces de aprovechar el máximo potencial hidrocínético. Además, las dificultades que entraña la instalación de un dispositivo en una zona con corriente

unidireccional y oleaje con diferente dirección podría llegar a ser desafiante. Se listan los principales retos:

Diseño de álabe. Se encontró que los dispositivos analizados pueden mejorar su FP en el canal de Cozumel. La generación de energía no se puede definir solo por la velocidad de arranque, sino también por la curva de eficiencia de conversión de energía de cada dispositivo. La turbina que más aprovecha la corriente es el dispositivo NOVA que utiliza dependiendo de la base de datos usada entre el 17.3-54 % de la energía hidrocínética.

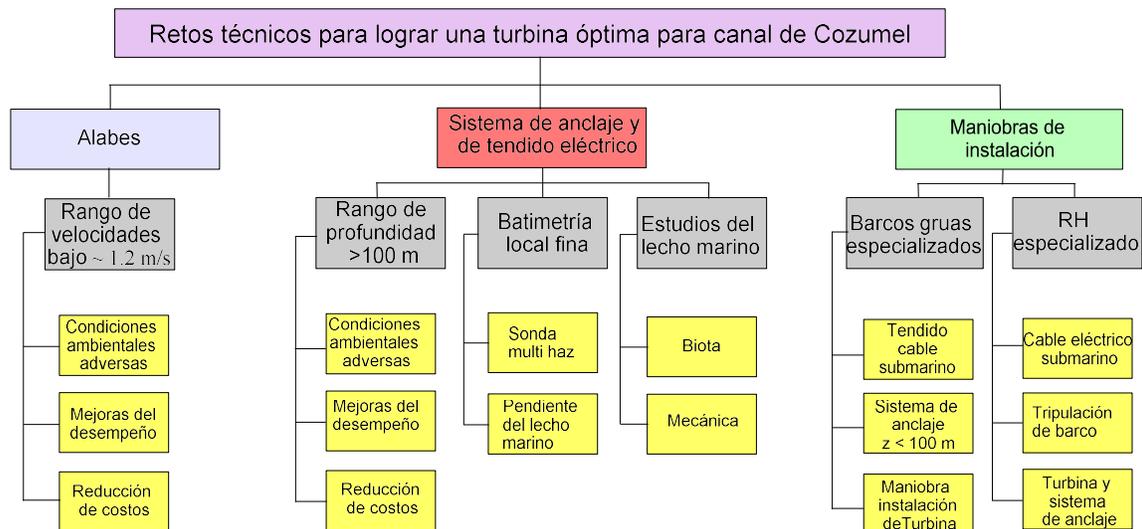


Figura 27. Retos técnicos para instalar turbinas marinas en el canal de Cozumel.

El sistema de anclaje. El rango de profundidad para el sistema de anclaje en dispositivos flotantes es 20 a 30 m, debido a que estos sistemas se ubican en canales poco profundos donde la corriente se intensifica por los efectos de las mareas, (IHI Corporation, 2014), (Scottish Energy News, 2014), (Power System by Ocean Renewable Power Company (ORPC), 2021), (VanZwieten et al., 2015). Japón con su Kairyu puede tener un anclaje hasta una profundidad de 100 m. En el canal de Cozumel los sitios potenciales (de hasta 6 MWh / m²-año) se encuentran en áreas con profundidades de alrededor de 400 m. Las áreas con profundidades de menos de 100 m tienen casi 1 MWh/m²-año. Respecto al posible aprovechamiento de profundidades entre 30 y 50 m de profundidad, (Muckelbauer, 1990) menciona que, en las terrazas del canal, que alcanzan los 50 m de profundidad, existen diversas especies de corales, esponjas, algas y pastos marinos, por lo que se necesitan medidas especiales para evitar afectar estos ecosistemas.

Conexión a la red eléctrica. Las líneas de transmisión eléctrica deben instalarse desde el fondo del mar, ya sea por encima o por debajo del suelo. Esto podría afectar las áreas de arrecifes o pastos marinos. Además, los campos electromagnéticos asociados podrían suponer un riesgo para la orientación de algunas especies (Copping et al., 2021), (Martínez et al., 2021), (Wiltschko & Wiltschko, 2005).

Logística de instalación. Dado que los potenciales energéticos más altos se encuentran a profundidades de alrededor de 400 m, es importante considerar las complicaciones que implica la instalación de dispositivos a esta profundidad, ya que tanto la disponibilidad de embarcaciones como el personal calificado para las mismas es de suma importancia. Considerando estas restricciones sociales y ambientales, tres áreas parecen ofrecer más posibilidades para la instalación de un parque de turbinas marinas.

CONCLUSIONES.

- Cozumel se encuentra en una situación crítica en su abastecimiento de energía eléctrica. Los planes a corto plazo indican que se instalará un nuevo cable submarino para operar en el año 2024. Los planes de gobierno no consideran implementar otra estrategia con tecnología convencional.
- Las bases de datos más útiles fueron la de ADCP CICESE y las de HYCOM. Pero en el caso de la base de datos HYCOM las referencias mencionan que sus valores de velocidad están por debajo de los medidos con los ADCP y repercuten en el cálculo de la densidad energética hidrocínética (MWh/m^2 -año) en valores de hasta 65% (VanZwieten et al., 2014), esta diferencia repercutió directamente en el AEP y LCOE siendo este último 3.36 veces superior con la base de datos HYCOM con respecto a la de CICESE.
- Aún falta más información de perfiles de velocidad en más puntos ADCP, así como determinar las fluctuaciones inter anuales y multianuales, tanto en los desplazamientos horizontales con respecto al eje de la corriente, así como en su intensidad.
- Se requiere ajustar la velocidad obtenida con el modelo HYCOM dentro del canal de Cozumel. En este trabajo no se realizó el ajuste pues la base de datos de CICESE es del periodo 23-08-2003/30-8-2004 y la de HYCOM de 01-01-2014/31-12-2019, por lo que temporalmente no son comparables.
- Se requiere el diseño de una turbina específica para el aprovechamiento de las corrientes marinas del canal de Cozumel. Las tecnologías actuales que aprovechan las corrientes marinas están diseñadas para las corrientes de marea con velocidades superiores a 2.5 m/s, velocidad muy arriba de las corrientes de origen geostrófico que oscilan en 1 m/s. De los cuatro tipos de dispositivos evaluados ninguno es completamente ideal para las condiciones del sitio, principalmente debido a la profundidad del canal de Cozumel; que va en zonas intensas de corriente de los -50 a -400 m. El dispositivo más adecuado para la zona es el diseñado para aprovechar la corriente de Kuroshio, frente a Japón, la turbina Kairyu. Este dispositivo flotante puede operar a una profundidad máxima de 50 m, pero tiene un sistema de anclaje para una profundidad de hasta 100 m. Sin embargo, este dispositivo tiene uno de los costos de inversión más altos en el análisis económico realizado.
- La tecnología de aprovechamiento de corrientes oceánicas está menos adelantada que la tecnología de aprovechamiento de corrientes de marea, por lo menos 15 años. Esto identifica un área de oportunidad para desarrollar diseños propios para el sitio estudiado.
- Para el análisis de costos la herramienta del NREL llamado SAM o System Advisor Model (National Renewable Energy Laboratory, 2020). Este software agiliza los cálculos de aprovechamiento y costos, pero tiene la desventaja que no contiene las curvas de potencia de los dispositivos ni los parámetros espaciales para definir sitios de acuerdo criterios ambientales o sociales.
- Uno de los análisis más importantes es relacionar de forma consistente en el diseño de los dispositivos de aprovechamiento la distribución de velocidades de la corriente marina y con el Factor de Planta, que afecta directamente al LCOE.
- De los 16 sitios potenciales analizados con datos HYCOM, el de mayor potencial energético fue el Nodo 5 (Latitud 20,48; Longitud -87,04) con $>6 MWh / m^2$ -año, equivalente a un promedio de $>685 W / m^2$. Este potencial energético es para los 50 m superiores de la columna de agua. A esta profundidad, no hay dispositivos generadores de energía en funcionamiento en la actualidad, por lo que será un desafío aprovechar estos potenciales energéticos a profundidades de más de 100 m.
- Los sitios previamente identificados por otros autores como de buen potencial son los nodos 9, 11, 13, con una densidad de energía del orden de 1.54 a 4.48 MWh / m^2 -año. También con información de otros autores se llegó a valores de entre 8,76 MWh / m^2 -año

a 9,85 MWh / m²-año. La diferencia fue el tipo de datos usados, ya de Modelación numérica o de datos ADCP, respectivamente. Esto confirma lo que otros autores mencionan que en el caso de HYCOM subestima en un porcentaje variable la velocidad de la corriente en zonas someras. Este porcentaje pareciera insignificante, pero en velocidades mayores a 1 m/s afecta al cálculo de densidad energética anual (MWh/m² año)

- En un escenario teórico, SeaGen tiene el LCOE más competitivo, a 564.3 USD/MWh, con un CF del 50% durante 15 años y $r = 0,2$. El LCOE fue de 342.8 USD/MWh, para una FC del 50%, durante 20 años con una tasa de descuento $r = 0.125$. En general, el mejor escenario para cada dispositivo era una vida útil de 20 años, con una tasa de descuento baja, de alrededor de 0.1, CF de al menos 0,4 y un valor de CAPEX de menos de 15,000 USD / kW.
- Este trabajo es una evaluación técnica económica inicial del aprovechamiento energético de la tecnología hidrocínética actual y que muestra una producción eléctrica anual teórica de 197 GWh/año utilizando una turbina SeaGen de 150, lo que representa el 4.37% del consumo eléctrico total de Quintana Roo en 2017. Sin embargo, 197 GWh / año es más que toda la energía generada a partir de la tecnología Turbogás en el estado ese año. El balance energético de Quintana Roo es positivo, 86 GWh/año.

RECOMENDACIONES TRABAJOS FUTUROS.

Desarrollar un diseño de turbina específico para el canal de Cozumel para aprovechar con efectividad la energía hidrocínética disponible en el área de estudio, el factor de planta y la viabilidad técnica incrementarían significativamente. Así como incrementar las mediciones ADCP montados en embarcaciones y ADCP montados al lecho marino. La ingeniería base para el tipo de dispositivo de aprovechamiento de las corrientes oceánicas del canal de Cozumel aún está pendiente, es decir desde la integración del diseño de anclajes si fuese flotante, rango de RPM , tipos de generadores, tipos de álabes, y sistemas de orientación.

ANEXOS.

Anexo 1. Densidades de potencia hidrocínética en diferentes sitios en el mundo.

Localidad	Lat	Long	Nombre de la Corriente	Distancia a la costa	Profundidad del lecho marino	Profundidad de la corriente	Densidad energética promedio anual	KEF +	Velocidad promedio	Fuente del dato	Periodo de medición	Ref.
	Grados	Grados		km	m	m	MWh/m ² -año	W/m ²	m/s			
Puerto Morelos México	20.841	-86.751	CY	12	501	33	9.85	1125	1.3	ADCP	2002-2003	1
Cozumel, costa oriental, México	20.841	-86.751	CY	8	600	33	3.27	373	0.9	ADCP		
Tulum, México	20.079	-87.138	CY	17	604	33	1.54	176	0.7	ADCP		
Canal de Cozumel	20.32	-86.72	CY	17	1200	Sin dato	6.66	~760	1.1	HYCOM	2008-2018	2
Canal de Cozumel	20.5529	-86.9288	CY	0.25	30	0-30	5.04	576	1.03	ADCP	2018	3
Cabo Hatteras, USA	35.166	-75.1268	CF	38	100	75	6.92	790	1.15	ROMS	2014	4
Cabo Hatteras, USA	35.166	-75.1268	CF	38	100	75	8.76	1000	1.25	ADCP	2015	
Estrecho de Florida, USA	27.09	-79.76	CA	35	416	20	17.78	2030	1.58	HYCOM	2009-2011	5
Estrecho de Florida, USA	26.0716	-79.9166	CA	19.6	262	50	17.61	2010	1.577	ADCP	2009-2011	
Brasil	3.873	-48.725	NCB	480	1000	60	1.82	207	0.74	ADCP	1989-1991	6
Cabo Ashizuri, Japón	32.5	133.3	CK	40	900	150	15.13	1728	1.5	ADCP	1993-1995	7
Sudafrica	-28.7867	32.48	CA	24.6	833	20	16.03	1830	1.52	HYCOM	2009-2011	5
Sudafrica	-33.8411	27.36	CA	42.8	822	20	15.42	1760	1.51	ADCP	2009-2011	
Somalia	1.248	44.423		18	322	0.5	12.97	1481	1.42	Copernicus	2020-2022	6

Fuentes: 1(Cetina et al., 2006), 2(Hernández-Fontes et al., 2019), 3(Alcérreca-Huerta et al., 2019), 4(Bane et al., 2017), 5(VanZwieten et al., 2014), 6(Zhu et al., 2001), 7(Johns et al., 1998).

6 <https://marine.copernicus.eu> (Modelo: Operational Mercator global ocean analysis and forecast system). +KEF: Annual average kinetic energy flux per unit área, por sus siglas en inglés.

Anexo 2. Información de las bases de datos ADCP, CICESE.

bases de datos proporcionadas por el Dr. José Luis Ochoa de la Torre y del Dr. Julio Candela igual del CICESE de perfiles de corriente oceánica frente a Puerto Morelos y en un punto en la costa oriental de isla de Cozumel, de agosto de 2003 a agosto de 2004. Estos datos en conjunto con otras estaciones ADCP a lo largo de la costa de Quintana Roo fueron usados entre otros como base para el artículo científico *Circulation along the Mexican Caribbean coast (2006)* P. Cetina, J. Candela, J. Sheinbaum, J. Ochoa, and A. Badan. doi:10.1029/2005JC003056, 2006. En el cual se indica que las mejores zonas con corrientes marinas de mayor velocidad son las de enfrente de Puerto Morelos y en Cozumel. La base de datos en formato Matlab y conteniendo las siguientes variables:

bd, # y profundidad de celda (bin) de medición, sección a.

lat, latitud de posición de medición, sección b.

p, profundidad de bin

tf, eje de tiempo (horario) de las series filtradas a dos días.

th, eje de tiempo de series horarias.

uh, vh, wh, componentes horarias, este-oeste, norte-sur y vertical de corriente.

uf, vf, wf, componentes de velocidad filtradas a dos días.

Archivos pdf que muestran el diseño de cada uno de los anclajes.

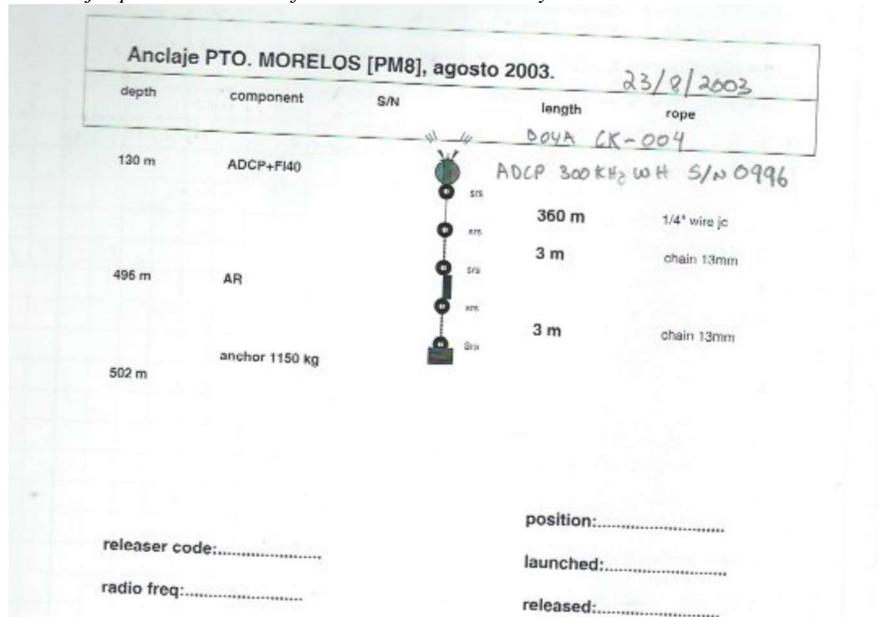
a) Profundidad de celda (bin) de medición

Profundidad	Bin 14	Bin 13	Bin 12	Bin 11	Bin 10	Bin 9	Bin 8	Bin 7	Bin 6	Bin 5	Bin 4	Bin 3	Bin 2	Bin 1
z (m)	-16	-24	-32	-40	-48	-56	-64	-72	-80	-88	-96	-104	-112	-120

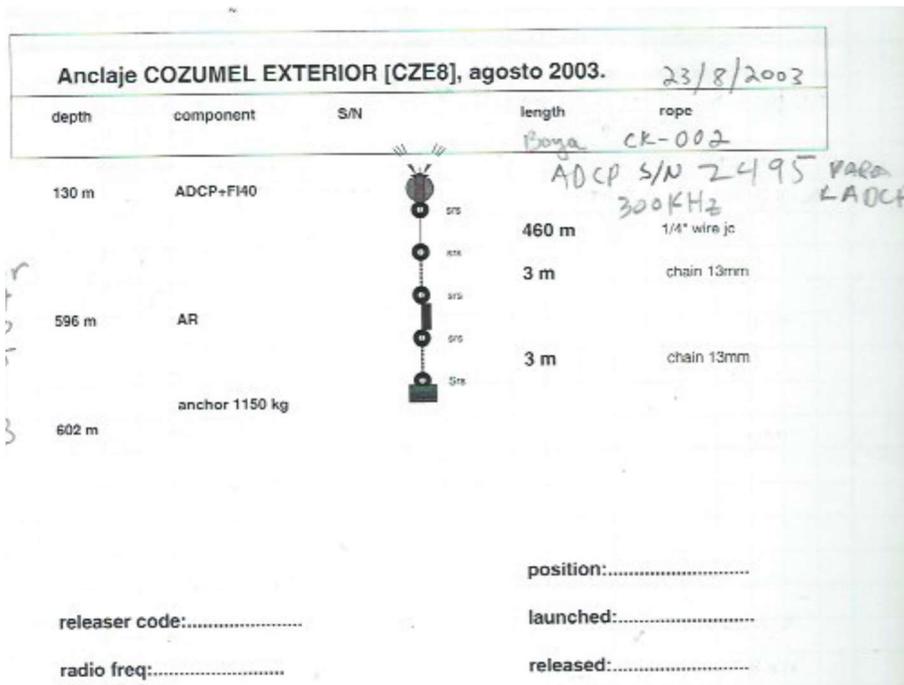
b) Ubicación de los ADCP instalados en Puerto Morelos y costa oriental de isla de Cozumel.

Sitio ADCP	Long	Lat	Distancia a la costa	Nº de celdas	Tiempo de series	Fuente
	Degrees	Degrees	km			
Puerto Morelos	-86.751	20.841	12	14	1 hora	With data from
Cozumel	-86.751	20.841	8	14	1 hora	Cetina P., et al (2006)

c) Detalle anclajes para ubicación enfrente de Puerto Morelos y costa oriental de isla de Cozumel.



d) Detalle anclajes para ubicación costa oriental de isla de Cozumel.



Anexo 3. Información de la Base de datos ADCP del SAMMO – ICMyL.

a) *Intervalos temporales de medición.*

n°	Código ICMyL	Intervalo de medición s	Intervalo de medición		Años							
			mm/dd/aaaa	mm/dd/aaaa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1	LPM31201	900	09/03/2003	11/26/2003	█							
2	LPM31502	900	12/09/2003	3/19/2004		█						
3	LPM34403	900	4/14/2004	08/06/2004		█						
4	LPM31504	900	08/06/2004	11/21/2004		█						
5	LPM39106	900	03/08/2005	07/06/2005			█					
6	LPM32707	900	07/06/2005	10/06/2005			█					
7	LPM39108	900	10/06/2005	01/24/2006			█					
8	LPM31509	900	01/24/2006	05/06/2006			█					
9	LPM34410	1800	05/08/2006	11/02/2006			█					
10	LPM39111	1800	11/14/2006	6/13/2007			█					
11	LPM30812	1800	06/13/2007	11/06/2007			█					
12	LPM31314	1800	11/25/2008	04/18/2009						█		
13	LPM34015	1800	06/17/2009	12/11/2009						█		
14	LPM37516	1800	01/12/2010	05/31/2010							█	

Anexo 4. Ubicación de los nodos de HYCOM.

Nodo	Lat	Long
1	20.32	-87.12
2	20.4	-87.12
3	20.4	-87.2
4	20.4	-87.28
5	20.48	-87.04
6	20.48	-87.12
7	20.48	-87.2
8	20.56	-86.96
9	20.56	-87.04
10	20.64	-86.88
11	20.64	-86.96
12	20.64	-87.04
13	20.72	-86.88
14	20.72	-86.96
15	20.8	-86.8
16	20.8	-86.88

Anexo 5. Información adicional de la campaña oceanográfica CEMIE 1.

Este crucero oceanográfico se realizó en el marco del proyecto nacional Centro de Investigación en Energía del Océano CEMIE-O, crucero que zarpó del puerto de Tuxpan Veracruz con derrotero a la Isla de Cozumel, con el objetivo de caracterizar la región de Cozumel desde la perspectiva de aprovechamiento para energía térmica é hidrocínética. La campaña oceanográfica CEMIE-1, se realizó del 26 de abril al 5 de mayo del 2019. Se cubrieron un total de 20 estaciones de medición de 28 planeadas alrededor de la Isla Cozumel en el Mar Caribe (Figura 20), hasta un máximo de 1000 m de profundidad y se obtuvo batimetría multihaz alrededor de la isla a partir de la isóbata de los 50 metros de profundidad y hasta los 400 metros del Talud continental. El Capitán a cargo fue Leobardo Ríos Mora, y el embarque de tripulación científica se llevó a cabo en Carretera la Barra Norte km 9.5, Col. La Mata de Tampamachoco, Tuxpan, Veracruz. C.P. 92770 (Figura i).



Figura i. Tripulación científica del Crucero Oceanográfico CEMIE 1. Fotografía por Gregorio Posadas. Tomada el 25 de abril de 2019.

En el derrotero por la zona de estudio (Figura ii) se realizaron mediciones continuas y su registro del posicionamiento GPS, temperatura y salinidad superficial con el termosalinómetro, dirección y velocidad de corrientes superficiales con el ADCP, condición atmosférica, con ayuda de la estación meteorológica del buque: temperatura del aire, velocidad y dirección del viento, humedad relativa y presión barométrica, batimetría con los ecosondas multihaz y monohaz. De acuerdo a la Coordinación de Plataformas de la UNAM (COPO), la instrumentación de interés y las bases de datos generadas en los cinco días efectivos de mediciones son los siguientes:

- Ecosonda Monohaz de penetración profunda EA600 Simrad Frecuencia 18 ó 120 KHz.
- Ecosondas Multihaz. (EM2040 y EM302) Exploración en aguas someras. profundidad máxima 300 – 500 m: Frecuencia 200 KHz – 500 m. Frecuencia 400 KHz – 300 m. Frecuencia: 30 KHz profundidad máxima 6000 m.
- Perfilador acústico TOPAS PS18 SN. 135 – Kongsberg, Penetración hasta 5000 m de columna de agua y 100 m de penetración.
- Estación meteorológica (temperatura atmosférica, velocidad y dirección del viento, humedad relativa y presión atmosférica).
- ADCP RDI. Perfilador Doppler de Corrientes Teledyne. Frecuencia 75 KHz, Rango 560 – 700 m, tamaño de la celda (bin) 16 m. Frecuencia 150 KHz, rango 375 – 400 m. Tamaño de la celda (bin) 8 m.
- CTD y roseta con botellas. CTD SBE 9 Plus – Seabird. Sensores conductividad, temperatura, presión, oxígeno disuelto, fluorescencia. Velocidad de muestreo: 24 Hz. Profundidad máxima: 6800 m (22300 ft). Interface NMEA 0183 para entrada de datos GPS.
- Termosalinógrafo SBE45 – Seabird.

La instrumentación como el termosalinómetro, la ecosonda monohaz y el ADCP se mantuvieron midiendo la mayor parte del tiempo desde Tuxpan hasta Cozumel y no se tuvieron contratiempos en la medición de ADCP ni de GPS. Las bases de datos de estos dos instrumentos deben ser reprocesados para su uso en este trabajo ya que las mediciones de ADCP deben ser corregidas de acuerdo al desplazamiento de la embarcación.

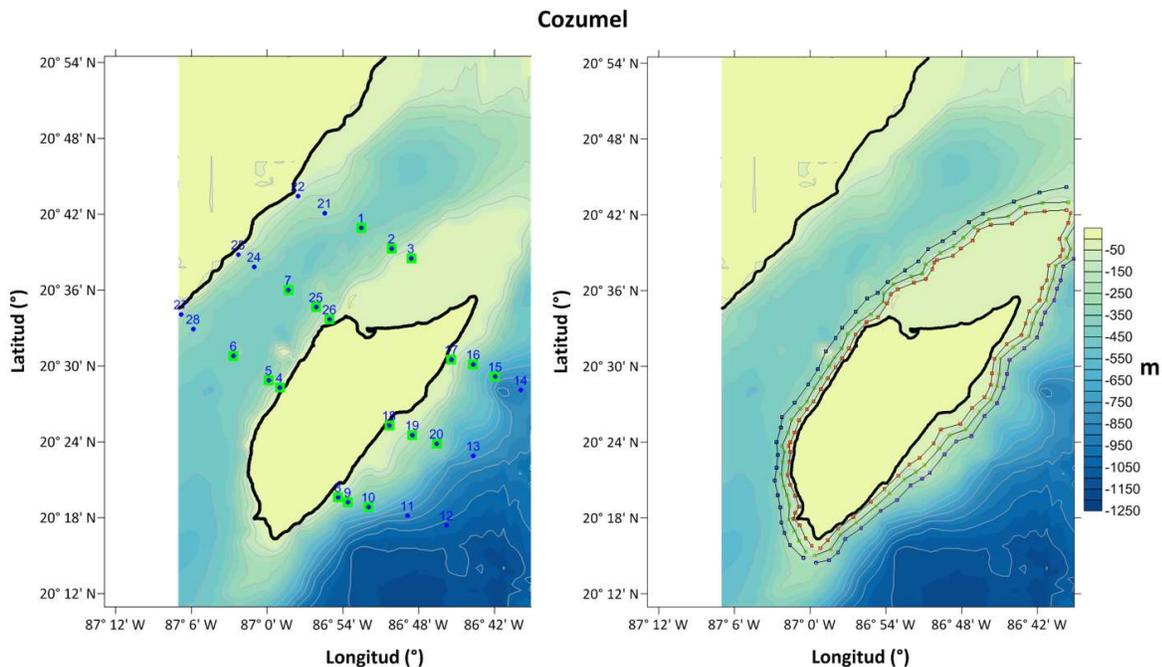


Figura ii. Derrotero de la campaña CEMIE-1 para medir batimetría multihaz y Derrotero de las estaciones oceanográficas en el Canal y la parte expuesta de la isla de Cozumel. Fuente: Plan de Campaña Oceanográfica



Figura iii. Mediciones de CTD y maniobra de cubierta para realizar las hidrocalas a diferentes profundidades.

Las mediciones de CTD se realizaron principalmente en el día hasta una profundidad máxima de 900 m. (Figura iii, Tablas i y ii). Los datos generados son importantes para estudiar las masas de agua a través de los diagramas T-S. También sus características físicas como densidad, calor específico, velocidad de propagación del sonido, perfil de temperatura y perfil de salinidad. Estas mediciones son las más cercanas a la zona de estudio por lo que servirán de referencia a la hidrocalas cercanas de otros cruceros, boyas o lances de XBT de otros años. Estos datos son necesarios también para el balance geostrofico que sirve para obtener velocidades de corrientes generadas por este proceso.

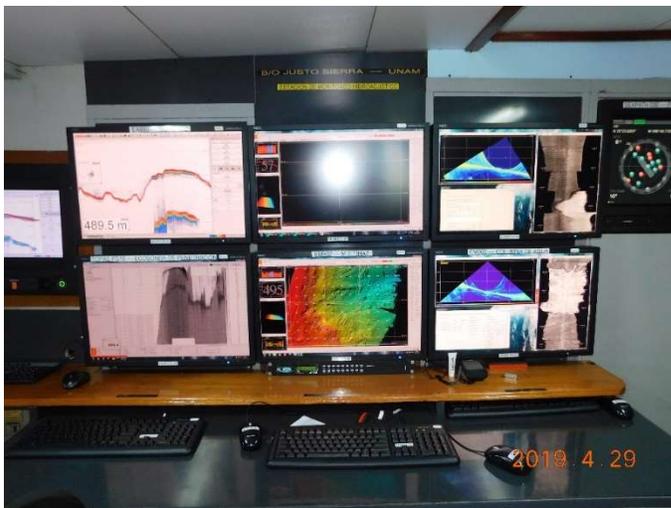


Figura iv. Monitores de las diferentes sondas batimétricas, monohaz, multihaz y topas.

En estos monitores puestos en la estación de física oceanográfica de la embarcación (Figura iv) se desplegaron las características del lecho oceánico, así como su estructura y profundidad. Son mediciones muy importantes para definir los sitios potenciales donde se turbinas o convertidores de olas (WEC). La información generada por el CTD fue respaldada a través de la estación de CTD. También se midió y visualizó oxígeno disuelto y clorofila, datos importantes para definir la actividad

biológica en la columna de agua. Información relevante para los estudios de impacto ambientales por la instalación de tecnología en el océano.

En la estación Nobeltec se guardó información al respecto de la navegación en tiempo real del derrotero planeado y el real. Este sistema guardó información de la posición en horario GMT, velocidad y dirección de avance. También cuando se efectuaban las maniobras *al paio* terminadas estas el barco debía reposicionarse para efectuar las mediciones en el mismo lugar es decir la estación planeada. Debido a las corrientes y condiciones de oleaje siempre hubo reposicionamiento. Estos reposicionamientos también son un indicador importante de las corrientes marinas y su dirección, así como de la velocidad del viento y dirección. Una observación importante es que en cubierta no se observa la corriente marina ya que la embarcación misma no sirve como referencia, la única referencia del movimiento fue con la estación de navegación y su registro de posicionamiento en tiempo real. Es por ello que estos datos servirán de forma cualitativa para respaldar los datos ADCP.

El instrumento más relevante para el presente trabajo es el Perfilador Doppler de Corrientes ADCP RDI Teledyne que estuvo midiendo la mayor parte del crucero desde puerto de salida, así mismo las mejores. Los datos como se mencionó anteriormente deben ser corregidos con los datos de navegación. La información de este instrumento está compuesta por las componentes de las velocidades v, u y w, así como sus direcciones. En las celdas distribuidas en la columna de agua. Estas mediciones pueden compararse con las mediciones hechas y reportadas en Alcérreca *et al* (2019), Athié, J. *Et al* (2011), Cetina, J. *Et al* (2006) y Chávez, G. *Et al* (2003) que analizó los datos de los cruceros Kanek 0 a 5 de los años 1996 al año 2000 en el canal de Cozumel.

Tabla i. Resumen de estaciones de CTD.

Xls (LN) base de datos CEMIE I	Fecha	Hora inicio	Inicio		Final		Estabilización del CTD en superficie			Profundidad de Ecosonda en Cast	Bitácora - termosalinómetro, ecosonda			Notas
			Latitud	Longitud	Latitud	Longitud	Profundidad	Temperatura	Salinidad		Salinidad	Temperatura	Profundidad	
			Grados decimales				m	°C	UPS		m	UPS	°C	
LN	dd/mm/aaaa	hh:mm:ss												
1	29/04/2019	1:59:51	20.81700	-86.5966	20.82026	-86.59228	3.32	27.41	36.17	577.40	36.21	27.46	584	Sin obs.
2	29/04/2019	12:29:42	20.40598	-86.80376	20.41056	-86.80296	-	-	-	285.00	36.17	27.75	284	Lance fallido, el CTD no se sumerge más de 1 m.
3	29/04/2019	13:10:42	20.40050	-86.81036	20.40858	-86.807	4.01	27.76	36.16	298.00	36.16	27.73	291	Sin obs.
4	29/04/2019	16:35:32	20.39950	-86.77592	20.41088	-86.77212	0.69	27.82	36.29	545.00	36.11	27.81	575	Comprobar profundidad de estabilización.
5	29/04/2019	20:34:05	20.38382	-86.72722	20.40892	-86.71324	4.95	28.00	36.35	1142.00	36.12	28.00	1142	Sin obs.
6	30/04/2019	1:47:33	20.38332	-86.78086	20.39364	-86.77056	3.43	27.62	36.16	395.00	36.15	27.85	395	Sin obs.
7	30/04/2019	13:14:48	20.58100	-86.93294	20.5906	-86.9239	4.16	27.72	36.45	346.00	36.21	27.72	328	Otra opción en 0.97 m. La profundidad varía entre 3 m y 4 m.
8	30/04/2019	16:36:38	20.60450	-86.97260	20.61778	-86.96404				448.00	-	-	-	No hay anotaciones en bitácora, CTD tiene datos útiles.
9	30/04/2019	20:21:39	20.61948	-86.98752	20.63234	-86.97468	0.97	27.97	36.19	444.00	36.11	28.04	443	Comprobar profundidad de estabilización.
10	30/04/2019	23:28:00	20.68816	-86.90298	20.70542	-86.88702	4.77	27.90	36.11	468.00	36.11	27.93	468	Sin obs.
11	01/05/2019	13:29:30	20.65516	-86.83404	20.6651	-86.82514	3.76	27.77	36.11	237.00	36.10	27.81	238	Sin obs.
12	01/05/2019	16:30:36	20.68016	-86.86542	20.69506	-86.8522	4.56	27.84	34.07	440.00	36.08	27.88	440	Sin obs.
13	01/05/2019	19:51:13	20.69932	-86.89590	20.71512	-86.88004	4.31	27.88	36.08	465.00	36.08	27.93	466	Sin obs.
14	02/05/2019	0:05:05	20.71300	-86.93034	20.73002	-86.91512	4.45	27.88	36.13	385.00	36.07	27.93	390	Sin obs.
15	02/05/2019	1:05:14	20.72532	-86.94242	20.73524	-86.93274	4.79	27.82	36.10	215.00	36.10	27.93	213	Sin obs.
16	02/05/2019	15:17:10	20.50266	-86.72778	20.51968	-86.71978	4.88	27.80	35.99	428.00	35.99	27.77	428	Sin obs.
17	02/05/2019	19:09:00	20.49066	-86.69850	20.49174	-86.69798	-	-	-	580.00	35.96	28.06	594	Lance fallido, el CTD no se sumerge más de 1 m.
18	02/05/2019	19:14:36	20.49432	-86.69658	20.51512	-86.68932	4.20	28.13	36.17	533.00	35.96	28.12	533	Sin obs.
19	02/05/2019	23:35:47	20.45050	-86.66412	20.48232	-86.6555	3.51	27.90	35.97	1103.00	35.98	28.06	1103	Sin obs.
20	03/05/2019	0:41:23	20.47782	-86.66084	20.48806	-86.65702	3.84	27.50	35.98	970.00	35.96	29.00	963	Sin obs.

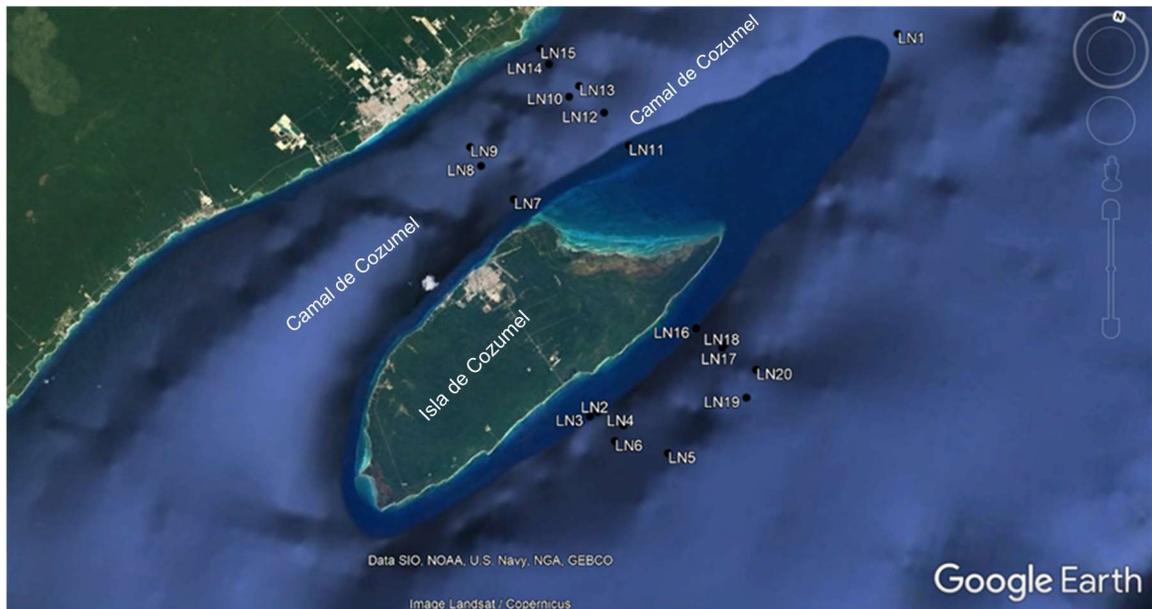


Figura. v. Estaciones realizadas donde se midió con el CTD.

Tabla ii. Posición de los lances de CTD.

Lance CEMIE 1	Canal de Cozumel	Posición	Parte externa de la isla
LN1	X		
LN7	X		
LN8	X		
LN9	X		
LN10	X		
LN11	X		
LN12	X		
LN13	X		
LN14	X		
LN15	X		
LN2			X
LN3			X
LN4			X
LN5			X
LN6			X
LN16			X
LN17			X
LN18			X
LN19			X
LN20			X

Características físicas de las masas de agua Mar Caribe.

Las masas de agua del Caribe actualmente identificadas de acuerdo a Gallegos A. y Czitrom S. (1997) son:

ASSAN; Agua Sub superficial del Atlántico Norte, rango de temperaturas de 21 a 23 °C, salinidad 36.6 a 37 ups, entre 50 a 250 metros de profundidad, con volumen relativo del 5 %.

ACAN; El Agua Central del Atlántico Noroccidental, rango de temperaturas de 7 a 20 °C, salinidad de 35 a 36.7 ups y profundidades de 250 a 750 metros, con un volumen relativo de 12%.

AIA; El Agua intermedia del Antártico, rango de temperaturas de 2 a 6°C, salinidad de 33.8 a 34.8 y profundidades entre los 750 a 950 metros, con un volumen relativo de 6%.

APAN; El agua Profunda del Atlántico Norte, con temperaturas de 1.5 a 4 °C, salinidades de 34.8 a 35 ups, y profundidades desde los 950 metros hasta el fondo marino, esta masa de agua es la más abundante con un volumen relativo del 73%.

AM; La zona de mezcla, se considera con un volumen relativo del 4%, con un rango de temperaturas y salinidades con componente estacional debido a los efectos de intercambio de masa y energía.

En la figura vi se representan los perfiles de temperatura y salinidad de las 20 estaciones de CTD (Tabla ii), en la figura vii se representa el diagrama T-S donde se aprecian las masas de agua encontradas en la zona de mediciones. También se aprecia la termoclina que inicia a los 90 metros de profundidad. La haloclina a 140 metros de profundidad y la isopícna tiene su primera inflexión importante a los 160 metros de profundidad entre la masa de agua de mezcla y ASSAN, otro punto de inflexión es sobre los 900 metros entre las masas de agua ACAN y AIA. Estas masas de agua y sus cambios abruptos de densidad son indicadores de flujo. El de interés es el superficial donde la masa de mezcla oscila en la estación entre los 90 a 160 metros de profundidad máxima. La zona de mezcla se encuentra de 0 a 160 metros de profundidad y está entre los 23 y 29°C y 35.8 a 37 UPS. Para el aprovechamiento de las corrientes marinas basadas en el lecho marino las profundidades idóneas son hasta los 40- 50 metros de profundidad que es una profundidad aceptable por cuestiones de mantenimiento (Alcérreca Huerta J.C *et al* 2019). Aunque en casos de las tecnologías flotantes y ancladas estos anclajes pudiesen llegar hasta los 400 metros, aunque las turbinas estén hasta los 70 metros de profundidad (AQUANTIS).

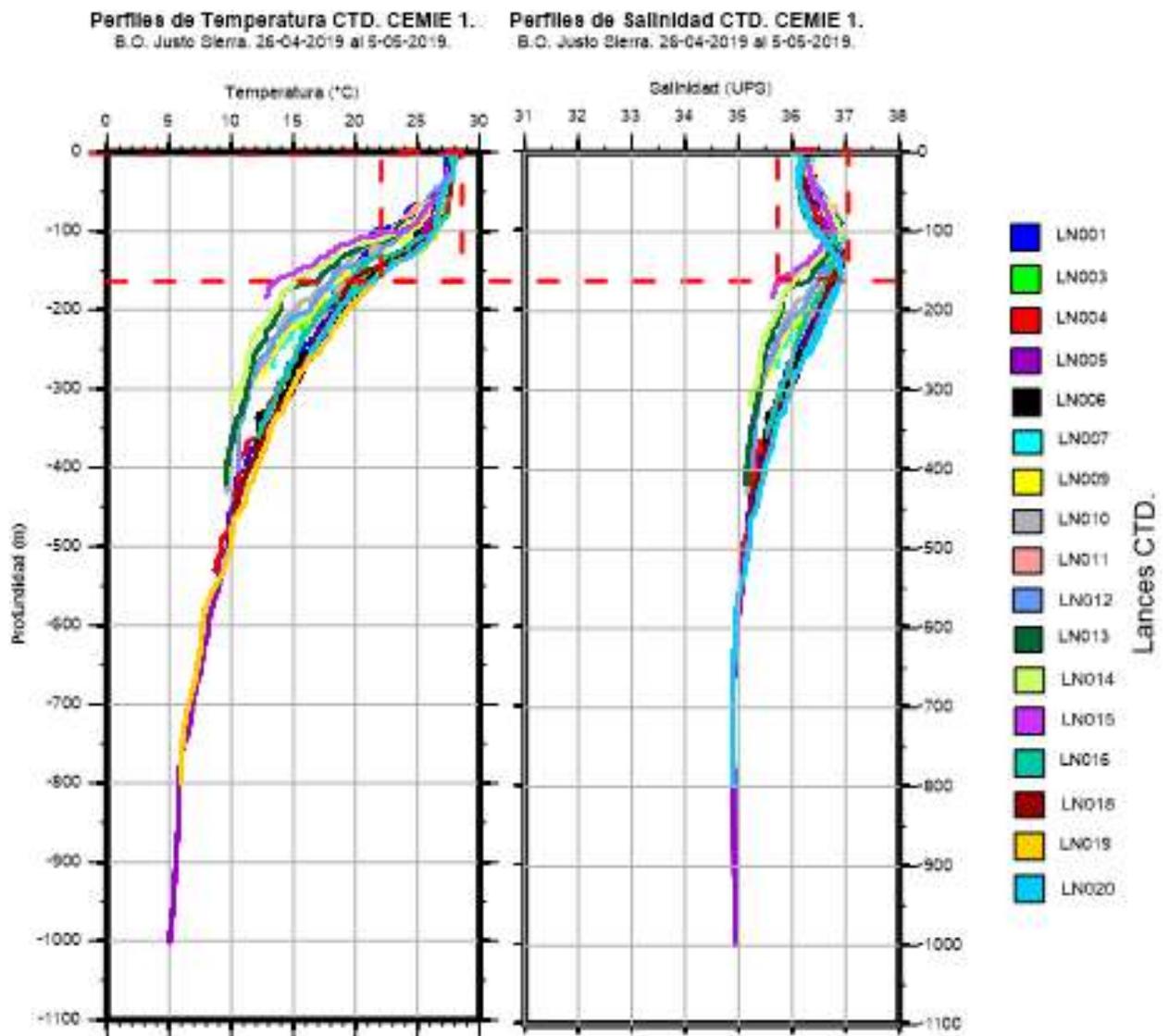


Figura vi. Perfiles de temperatura y salinidad de los 20 lances CTD de la Campaña Oceanográfica CEMIE 1.

Diagrama Temperatura-Salinidad, CEMIE 1.

B.O. Justo Sierra. 26-04-2019 al 5-05-2019.

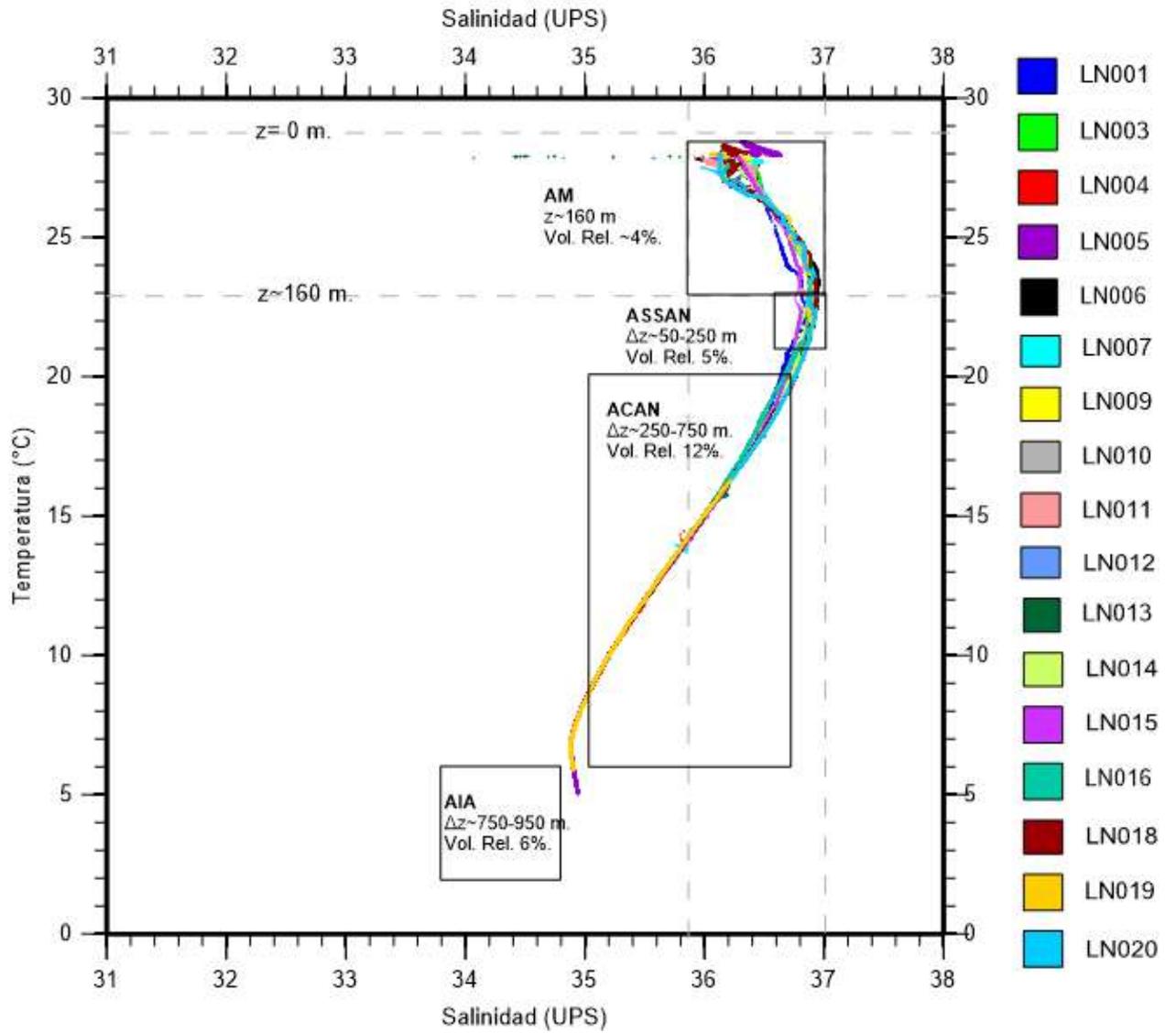


Figura vii. Diagrama T-S de los 20 lances CTD de la Campaña Oceanográfica CEMIE 1.

Características adimensionales de la corriente a través del Canal de Cozumel.

Entre los procesos oceánicos a considerar están los procesos a nivel molecular y los procesos a nivel macro o de masas de agua, y hay que diferenciarlos adecuadamente, es así que cuando hablamos de viscosidad cinemática y viscosidad de eddie (ν_E), el término viscosidad es correcto pero el valor corresponde a procesos moleculares o procesos oceanográficos y por consecuencia los valores suelen ser muy diferentes en ordenes de magnitud. Esta viscosidad está implícita en los procesos de estratificación vertical del océano, en la turbulencia y en los procesos térmicos. De igual manera la turbulencia dada por el número de Reynolds explica la relación que existe entre las fuerzas inerciales y las fuerzas de fricción en el seno del fluido en movimiento y debe calcularse de acuerdo a la escala del proceso oceanográfico, ya que a nivel molecular y a nivel masas de agua son valores de diferente orden de magnitud. Otra consideración importante es la dinámica de fluidos en si el flujo está en un ambiente rotacional y si este influye o no a la hora de hacer los cálculos o en la selección de del grupo de ecuaciones, lo que implica consideraciones como el efecto de la Fuerza de Coriolis por la rotación terrestre que se determina con el número de Rossby o Kibel (ϵ). Estos valores de los números adimensionales a continuación se calcularon para diferentes profundidades de acuerdo a los valores de la campaña oceanográfica CEMIE 1.

Estratificación vertical de la columna oceánica.

También dada la inhomogeneidad tanto vertical como horizontal del océano es importante considerar la estratificación vertical de la columna oceánica ya que por lo regular las masas oceánicas tienen una mayor temperatura en superficie y conforme aumenta la profundidad la temperatura es más fría, es decir los perfiles físicos cambian entre ellos la densidad del agua de mar. Estos cambios de densidad con respecto a la profundidad se conocen como estratificación vertical. Un valor de referencia muy usado es la frecuencia de Brunt- Vaisalla (N), que cuantifica la frecuencia vertical cuando existe un cambio de densidad en una masa de agua, es decir cuando hay una estratificación excitada por un desplazamiento vertical en la masa de agua, esta estabilidad E es dada por la ecuación i.

$$E = \frac{N^2}{g} \quad (i)$$

E= estabilidad vertical de un océano estratificado (m^{-1}).

N= frecuencia de Brunt-Vaisalla (s^{-1}).

g= aceleración de la gravedad terrestre ($m \cdot s^{-1}$).

$$N^2 = \frac{g}{\rho_0} \frac{d\rho}{dz} \quad (ii)$$

La frecuencia de Brunt- Vaisalla es dada por la ecuación ii, donde H como la escala vertical del fondo al espejo de agua en metros y frecuencia N en cps para un océano estratificado fluyendo horizontalmente a una velocidad U en $m \cdot s^{-1}$ sobre un obstáculo en el fondo de cierta longitud L en metros y una altura Δz . Si el obstáculo fuerza a parte de la masa de agua en movimiento a desplazarse verticalmente lo que supone un coste de energía y la estratificación si es fuerte restringe estos desplazamientos forzando a la masa de agua a tender a rodear el obstáculo. En caso que la estratificación no sea fuerte y la energía cinética sea suficiente entonces la masa de agua subirá el obstáculo. La columna oceánica está estratificada debido a la densidad de sus masas de agua, por un lado, las masas oceánicas de los polos en el fondo marino y por otro la zona de mezcla en superficie con temperaturas más altas y que bajo la acción gravitacional tienden a organizarse en pilas verticales por que corresponde a un estado de energía potencial mínima. Cuando existe movimiento del fluido entonces hay un desequilibrio donde el aumento de la energía potencial es a expensas de la energía cinética o viceversa, lo que ralentiza el flujo o lo acelera es decir la energía

potencial se convierte en energía cinética, y el flujo gana impulso (Tabla iii). Esta relación entre la energía potencial y cinética se calcula con la ecuación iii. Donde ρ_0 es la densidad de la masa de agua ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$), U es la velocidad de desplazamiento de la masa de agua ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$), $\Delta\rho$ es la variación de escala de la densidad ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$) y H es la escala de altura (m).

$$\sigma = \frac{\text{Energía cinética}}{\text{Energía potencial}} = \frac{\frac{1}{2}\rho_0 U^2}{\Delta\rho g H} \quad (\text{iii})$$

Tabla iii. Valores representativos de la relación matemática entre energía cinética y potencial de una masa de agua.

$\sigma \sim 1$	Potencial típico necesario para perturbar la estratificación consume energía cinética.	En los modelos considerar la estratificación.
$\sigma \ll 1$	No hay suficiente energía cinética para perturbar estratificación, limita el flujo.	En los modelos considerar la estratificación.
$\sigma \gg 1$	Cambios de energía potencial muy bajo costo para la energía cinética, y la estratificación apenas afecta el flujo.	En los modelos no necesario considerar

Números adimensionales; estratificación, turbulencia y efectos de la rotación terrestre.

Los números adimensionales en corrientes marinas son importantes para describir la dinámica del fluido a nivel molecular o a nivel masas de agua o caracterización de las propiedades moleculares o a nivel masas de agua. También sirven para definir las ecuaciones de la dinámica de fluidos a usar (Tabla iv). De esta forma se deben calcular estos números con las mediciones in situ o con los datos cercanos a la zona de estudio es así que se toma en cuenta:

- La estratificación vertical.
- La turbulencia.
- Los efectos de la rotación.

Donde U , τ , L , P_0 , δT , son las escalas de velocidad, tiempo, longitud, presión y temperatura. De acuerdo a Boubnov y Golitsyn (1995) la selección de estas escalas está determinado por las condiciones de frontera o las condiciones iniciales del proceso o problema a estudiar o también para estimar los valores relativos de los diferentes términos de un sistema de ecuaciones. La ecuación 3 tiene relación con el número adimensional de Richardson (Ri) de la ecuación iv donde N es la frecuencia de Brunt-Vaisalla de la ecuación ii y el término $\partial u/\partial z$ es el cizallamiento vertical debido al flujo horizontal de la corriente, este término es conocido como la *frecuencia de Prandlt*. (Roisin B. C. –Beckers J. M. 2009: pp 401).

$$Ri = \frac{\text{Fuerzas de flotabilidad}}{\text{Fuerzas de corte vertical}} = \frac{N^2}{\left(\frac{\partial u}{\partial z}\right)^2} = \frac{N^2}{M^2} \quad (\text{iv})$$

Tabla iv. Valores representativos del número adimensional de Richardson que explica la estabilidad vertical de la columna de agua.

$Ri \ll 1$	La estratificación es débil y el cizallamiento vertical es vigoroso, lo cual indica mezcla,	Inestabilidad en la columna
$Ri > \frac{1}{4}$	Indica inicio de inestabilidad en la columna, donde la velocidad del fluido aun no es tan fuerte para tener mezcla	Generalmente un predictor de inestabilidad
$Ri \gg 1$	Columna estable con una estratificación marcada y no hay mezcla	Estabilidad en la columna

Número de Burger. Otro número que mide la estratificación vertical y es dado por la ecuación v.

$$Bu = \frac{Ro^2}{B^*} = \frac{g\delta\rho}{4\rho\Omega^2L} \quad (v)$$

Donde $\delta\rho/\rho=\alpha\delta T$ es la relación de diferencia de densidad característica del agua de mar en la vertical, α es el coeficiente de expansión térmica del agua de mar y $B^*=U^2/(\alpha g\nabla T L^2)$, y ∇T es el gradiente inicial de temperatura.

Número de Froude. De acuerdo a Gill Adrie E (1982-pp 150). Este número adimensional explica la relación entre la convergencia horizontal con la vertical (Ecuación vi y vii). Y relaciona la velocidad de flujo con la velocidad de propagación de onda debido a la oscilación vertical del océano estratificado en la profundidad del estrato estudiado y del flujo estudiando.

$$Fr^2 = \frac{WH^{-1}}{UL^{-1}} = \frac{\Delta z}{H} = \frac{\text{Fuerzas de inercia}}{\text{Fuerzas de gravedad}} = \frac{U^2}{N^2H^2} \quad (vi)$$

Donde; $U < NH$, entonces $W/H < U/L$ es decir la convergencia en la vertical no balancea la convergencia horizontal, el fluido tiende a rodear el objeto. Si la estratificación es mayor, U tiende a ser menor comparado a NH y por lo tanto W/H con respecto a U/L . De lo cual:

$$Fr = \frac{\text{Velocidad horizontal}}{\text{Velocidad de la onda}} = \frac{U}{NH} \quad (vii)$$

Donde Fr es el número adimensional de Froude que mide el impacto de la estratificación (Tabla v).

Tabla v. Valores representativos del número adimensional de Froude que explica la relación entre la convergencia horizontal con la vertical.

$Fr < 1$	Los efectos de la estratificación son importantes	La estratificación se debe considerar en los modelos.
$Fr \ll 1$	La estratificación cobra más importancia en la dinámica oceánica	La estratificación se debe considerar en los modelos.
$Fr \gg 1$	Ecuilibración de velocidades	
$Fr < 2/\pi$	Hay resonancia, el número de longitudes de onda en el que puede producirse resonancia aumenta si disminuye el número de Froude	

El Número de Reynolds explica la relación que existe entre las fuerzas inerciales y las fuerzas de fricción en el seno del fluido en movimiento a través de una longitud característica del proceso en otras palabras es la relación entre la tasa de disipación y la tasa de la advección. Está asociado con las corrientes oceánicas en el orden de 10^5 a 10^7 y estas corrientes por lo general son turbulentas, de igual forma el Número de Rayleigh está en el orden de 10^{14} . En la ecuación viii donde U ($m \cdot s^{-1}$) es la velocidad horizontal, L (m) la longitud característica y ν es la viscosidad cinemática en este caso para el agua de mar es $10^{-6} m^2 \cdot s^{-1}$. (Roisin B. C. –Beckers J. M. 2009; pp100). El Número de Reynolds en términos de mesoescala de una corriente marina o de un Eddy se deduce es alto, ya que la escala espacial L lo es (100 km), con una velocidad de acuerdo a la tabla 1 de 0.1 a $1 m \cdot s^{-1}$, y la viscosidad de eddy ν_E , en el orden de $1 m^2 \cdot s^{-1}$.

$$Re = \frac{\text{Fuerzas inerciales}}{\text{Fuerzas de fricción}} = \frac{UL}{\nu_E} \quad (viii)$$

El Número de Rossby o Kibel ϵ (Pedlosky Joseph 1987; Gill Adrien E. 1982) Define cuando los efectos de la rotación terrestre afectan el movimiento de las masas de agua. Si los movimientos de un fluido evolucionan en una escala de tiempo comparable o más larga que el tiempo de una rotación terrestre, el fluido experimenta el efecto de la rotación, esto de acuerdo a la ecuación ix.

$$Ro = \frac{\text{tiempo de una revolución}}{\text{Escala de tiempo del movimiento}} = \frac{\frac{2\pi}{\Omega}}{T} = \frac{2\pi}{\Omega T} \quad (\text{ix})$$

$$T = \frac{L}{U} \quad (\text{x})$$

$$Ro = \frac{U}{2\Omega L} \quad (\text{xi})$$

$$\Omega = \frac{2\pi \text{ rad}}{\text{tiempo de una revolución}} \quad (\text{xii})$$

Donde en la ecuación x, L es la longitud característica del fenómeno, U es la velocidad horizontal y T es el tiempo que toma una parcela del fluido en atravesar la distancia L. De la ecuación xi, Ω es la velocidad angular de la rotación terrestre (Ecuación xii) y su valor está en dos términos simultáneos uno por la rotación diaria y otro por la traslación anual alrededor del Sol. El valor terrestre de Ω es $2\pi / (24 \text{ horas} + 2\pi / 365.24 \text{ días})$ esto es igual a $2\pi / 1 \text{ día sideral}$ que es igual a $7.2921 \times 10^{-5} \text{ s}^{-1}$, el día sideral es igual a 23 horas, 56 minutos y 4.1 segundos, es decir que es el tiempo transcurrido entre dos medios día solares, que es cuando el Sol alcanza su punto más alto en el cielo dos veces consecutivas. (Roisin B. C. –Beckers J. M. 2009). Hay que considerar que los movimientos de masas de agua con escalas de tiempo más cortas ($Ro \leq 1$) pero con una L suficientemente grande podrían también ser influenciado por la rotación. Un segundo criterio es considerar también las escalas de velocidad U y longitud del movimiento L como en la ecuación x y por ejemplo si una partícula viaja a la velocidad U y cubre la distancia L en un tiempo más largo o comparable a un período de rotación, esperamos que la trayectoria esté influenciada por la rotación terrestre. (Roisin B. C. –Beckers J. M. 2009). Si el periodo de tiempo es muy grande y además $2\Omega T$ mayor a la unidad, entonces el número Ro tiende a un flujo geostrófico. Si por el contrario el periodo de tiempo es pequeño $2\Omega T$ es menor a la unidad, entonces el flujo tiende a no geostrófico. Para movimientos de masas de agua a nivel mesoescala el número de Rossby es igual o menor a la unidad. De acuerdo a Boubnov, B. M. Golitsyn G. S. (1995 pp 8). Cuando el número de Rossby tiene valores elevados, la fuerza Coriolis no es importante y no es necesario considerarlo (Tabla vi). Cuando el número de Rossby es pequeño los efectos la fuerza de Coriolis si afectan al desplazamiento del fluido. En este caso la aceleración del fluido no es importante con respecto a la aceleración experimentada por una masa de agua en movimiento en el océano, en este caso se debe utilizar la aproximación geostrófica.

Tabla vi. Valores representativos del número adimensional de Rossby que explica su un flujo de masa de agua oceánica es influenciado por la fuerza de Coriolis.

$Ro \gg 1$	la fuerza Coriolis no es importante los efectos la fuerza de Coriolis si afectan al	No geostrófico Proceso geostrófico o cuasi
$Ro \ll 1$	desplazamiento del fluido	geostrófico

Donde Ω es la velocidad angular de rotación planetaria, L (m) es la longitud característica, U es la velocidad en la horizontal ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$) y en sentido paralelo a L. Gill Adrien E. (1982 pp 498) menciona que la cuasi aproximación geostrófica requiere tres condiciones requiere estar asociado y cumpla tres componentes del flujo geostrófico:

- $\varepsilon_L \ll 1$ para beta pequeña.
- Escala de tiempo $\gg f$, para isobarico part pequeña,
- $Ro \ll 1$ parte no lineal pequeña.

La fuerza de Coriolis F_C que es proporcional al seno de la latitud y a la masa de agua en movimiento a la velocidad U, donde $f = 2\Omega \sin \phi$ es el parámetro de Coriolis, (Open University 2001).

El Número de Ekman, De acuerdo a Boubnov y Golitsyn G. S. (1995) Cuando la rotación de la Tierra es importante lo que incluye al término de Coriolis (Ecuación xiii). Explica la efectividad de disipación de energía.

$$Ek = \frac{v}{2\Omega L^2} = \frac{v}{fL^2} = \frac{Ro}{2Re} \quad (\text{xiii})$$

Descripción de los números adimensionales.

La descripción de estos números adimensionales permiten especificar los procesos dinámicos asociados a las corrientes marinas, lo importante es que como ya se tienen valores *in situ* de la zona de estudio, estos valores de los números adimensionales o de la frecuencia de Brunt Vaisalla permite tomar una decisión del mejor modelo de aproximación a una simulación numérica, con vistas a tener la entrada a un modelo de aprovechamiento energético por parte de la tecnología escogida de corrientes marinas a su transformación de movimiento lineal a movimiento rotacional de la turbina y a su vez al generador eléctrico.

De forma general y en un análisis primario para una columna de agua de 0 a 200 metros de profundidad; la figura viii que explica el número que relaciona la energía cinética con la potencial en la columna de agua del canal de Cozumel indica que la energía cinética en la superficie es hasta 7 veces mayor que la energía potencial y que esta relación tiene un mínimo a los casi 80 metros de profundidad de casi uno a uno. La figura ix que explica el número de Richardson en la columna de agua del canal de Cozumel indica que hasta los 180 metros de profundidad la estratificación es débil y existe zona de mezcla en ese nivel.

La figura x explica el número de Froude en la columna de agua del canal de Cozumel indica que la estratificación vertical tiene poco efecto en la convergencia horizontal.

La Figura xi explica el número de Reynolds en la columna de agua del canal de Cozumel e indica que los niveles de la turbulencia en la superficie son mayores que en profundidad (-200 m) en un rango de 50 mil a 60 mil Re. La Figura xii explica el número de Rossby en la columna de agua del canal de Cozumel, que indica que los procesos de corrientes marinas están asociados a un proceso geostrófico o cuasi geostrófico.

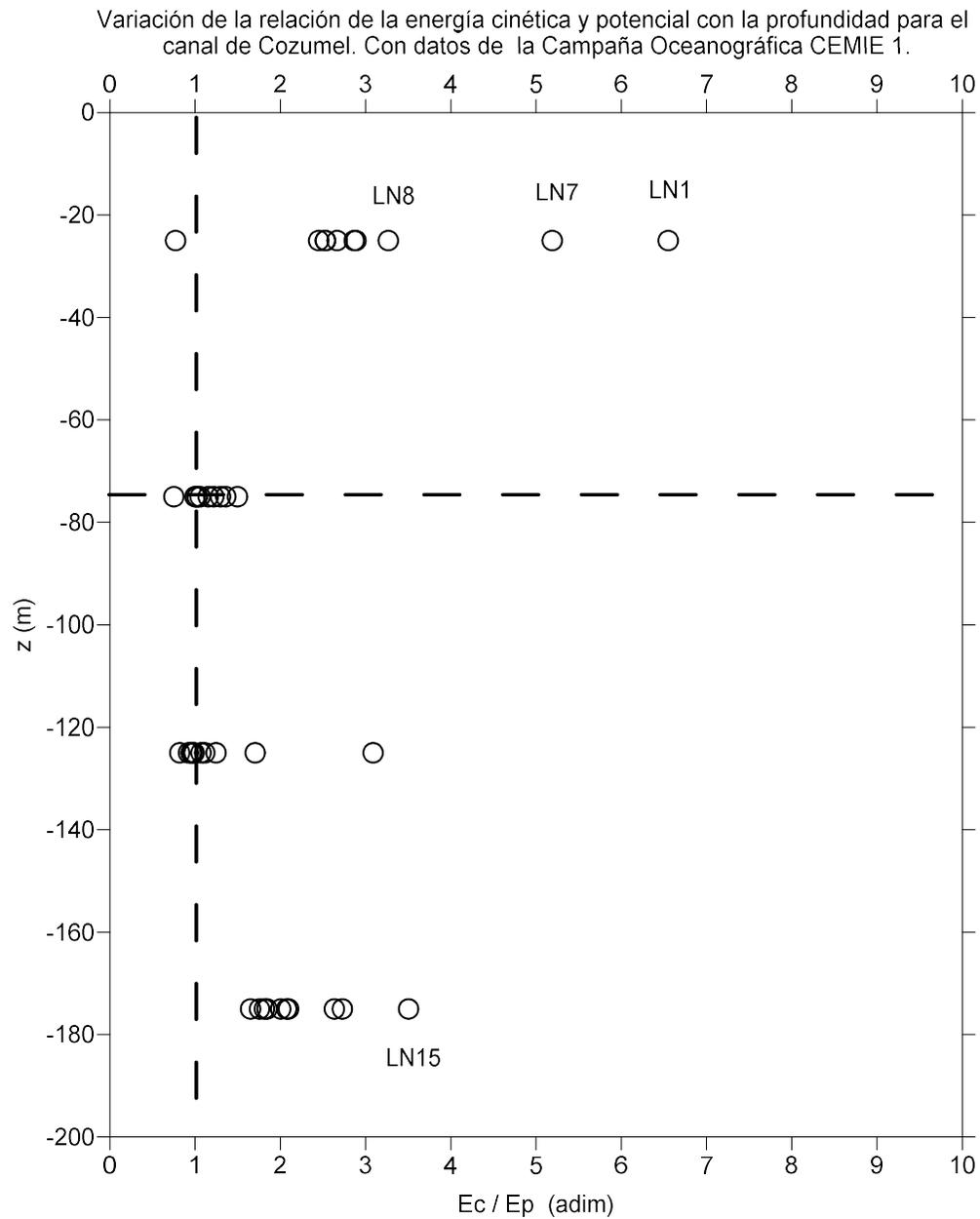


Figura viii. Relación de la energía cinética y potencial en la columna de agua del canal de Cozumel. Con datos de la Campaña Oceanográfica CEMIE 1.

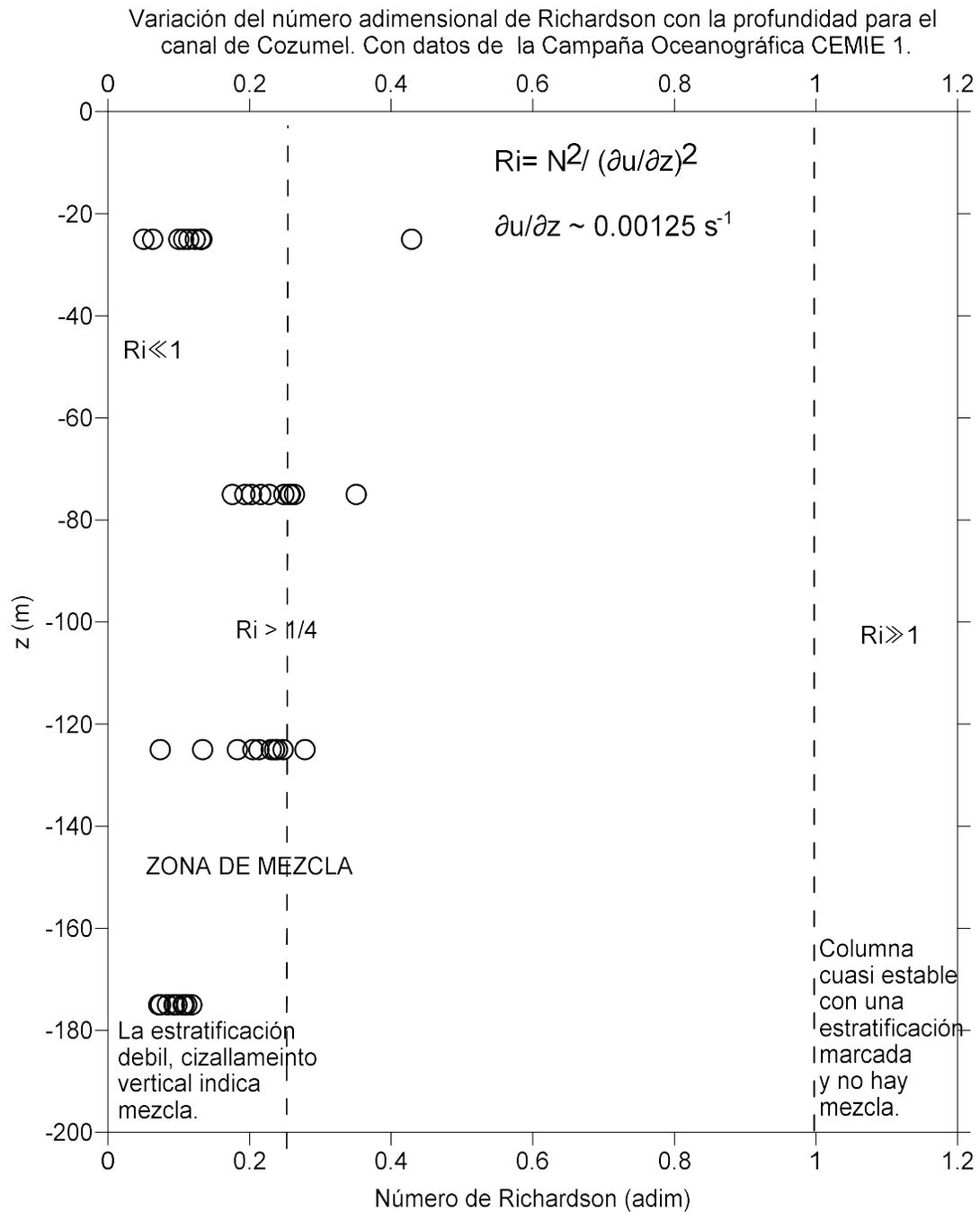


Figura ix. El número de Richardson en la columna de agua del canal de Cozumel, con datos de la Campaña Oceanográfica CEMIE 1.

Variación del número adimensional de Froude con la profundidad para el canal de Cozumel. Con datos de la Campaña Oceanográfica CEMIE 1.

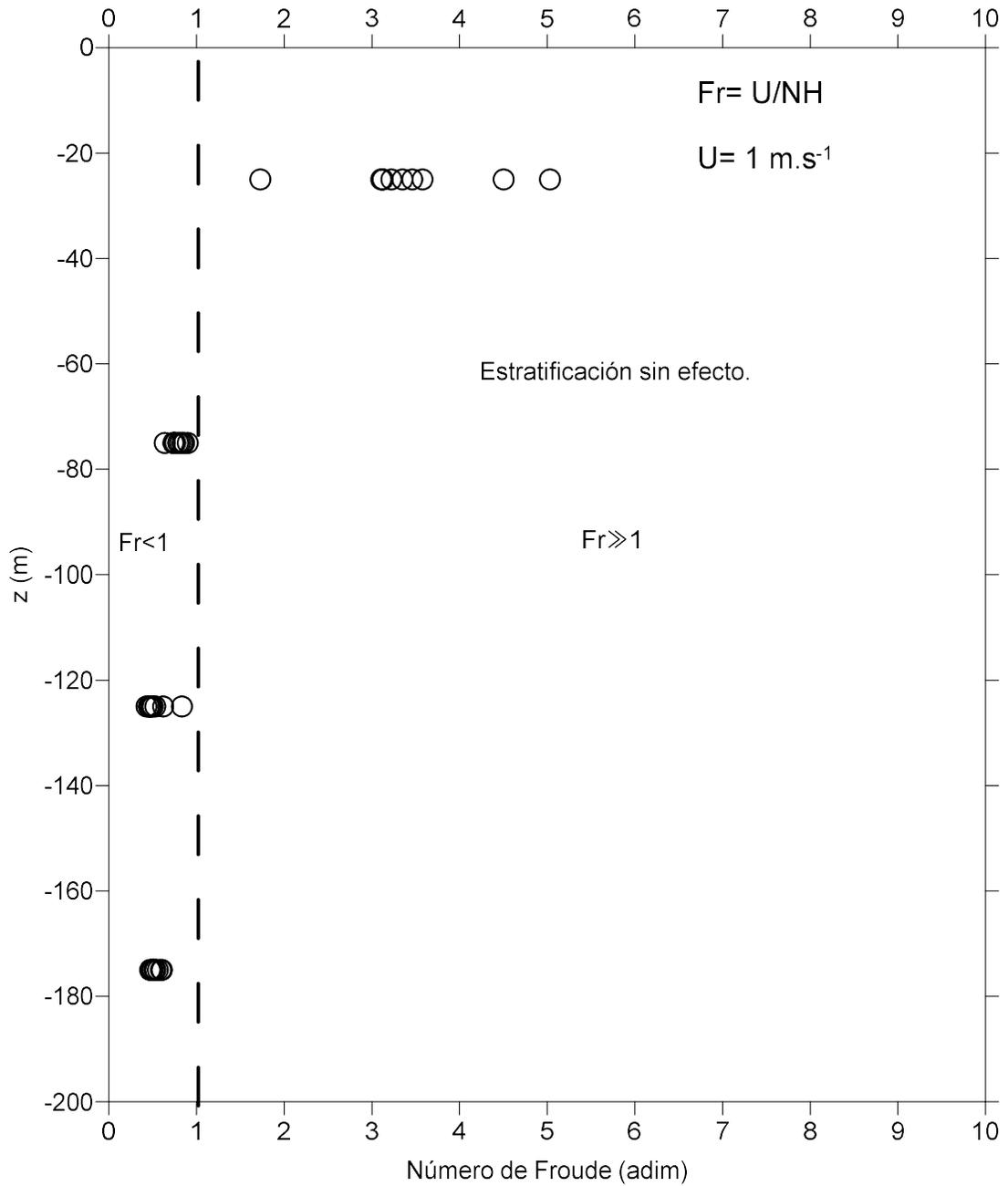


Figura x. El número de Froude en la columna de agua del canal de Cozumel, con datos de la Campaña Oceanográfica CEMIE 1.

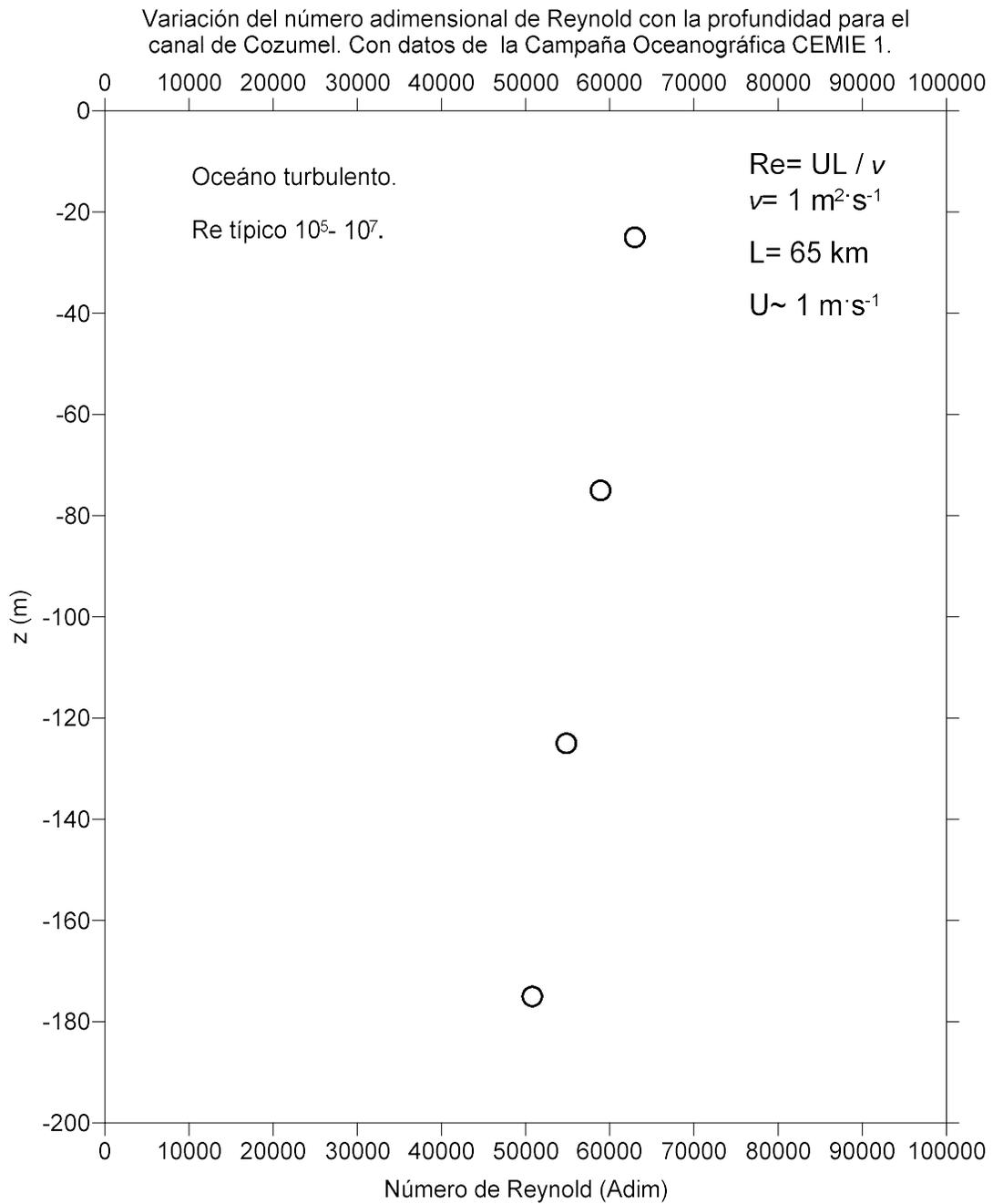


Figura xi. El número de Reynolds en la columna de agua del canal de Cozumel, con datos de la Campaña Oceanográfica CEMIE 1.

Número de Rossby para velocidades de corrientes marinas de 0 a 3 m/s y longitud característica paralelo a la corriente marina de 0 a 120 km.

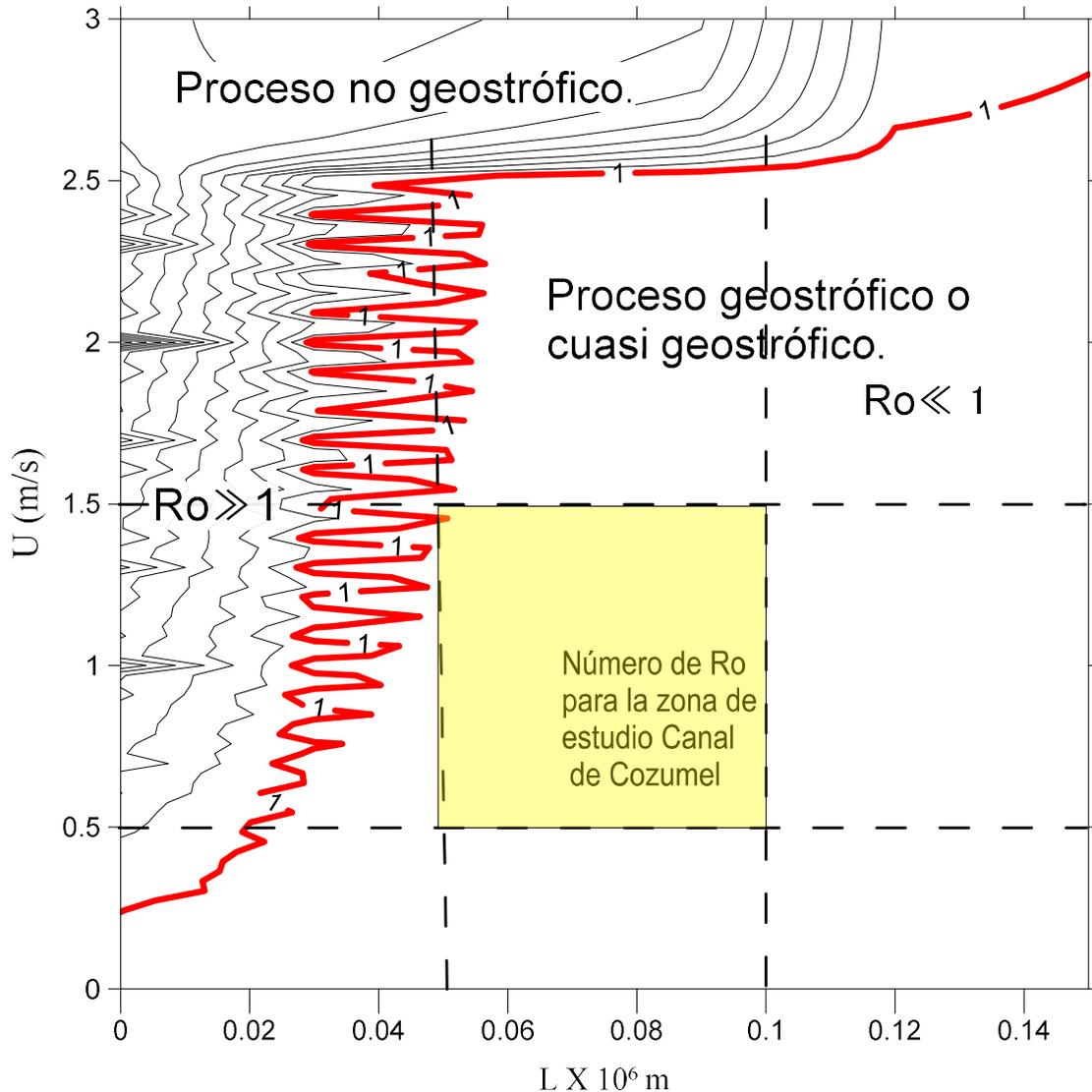


Figura xii. El número de Rossby en la columna de agua del canal de Cozumel, con datos de la Campaña Oceanográfica CEMIE 1.

Anexo 6. Análisis de datos de velocidad de la corriente marina.

Para las series de tiempo disponibles de la velocidad de la corriente, se recomienda generar histogramas de frecuencia de velocidad y perfiles de velocidad de corriente vertical derivados de los datos recopilados, (Neary et al., 2014). En cualquier forma de análisis de datos, normalmente se trabaja con una muestra limitada de eventos aleatorios extraído de una población mucho más grande. Usamos la muestra para hacer estimaciones de propiedades de la población. A menudo, una estimación de la distribución de la población se hace a partir del conjunto de la muestra mediante el uso de la distribución de frecuencias relativas, o histograma, de los datos medidos. No hay una regla fija para definir cuantos intervalos de clase ideales, pero se debe considerar que todos los valores de la variable estén dentro de los intervalos de clase, dado que el área de un

intervalo de clase del histograma es proporcional a la fracción del número total de mediciones en ese intervalo, por lo que representa la probabilidad que un valor de muestra individual se encontrará dentro de ese intervalo (Rango). Se definen las ecuaciones usadas para el análisis de variables aleatorias continuas, de acuerdo a Thomson & Emery, (2014).

El parámetro descriptivo más básico para cualquier conjunto de mediciones de una variable aleatoria continua es la media de la muestra. Si la muestra tiene N valores de datos, x_1, x_2, \dots, x_N , la media de la muestra es:

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (5)$$

La media de la muestra es una estimación no sesgada de la verdadera media de la población, μ . Es decir, la media de la muestra divide los datos para que haya una ponderación igual de valores positivos y negativos en la fluctuación, $x' = x_i - \bar{x}$, sobre el valor medio \bar{x} , (Ecuación 6). La media ponderada de la muestra se representa en la ecuación 7:

$$\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}) \quad (6)$$

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f_i x_i \quad (7)$$

Donde f_i / N es la frecuencia relativa de ocurrencia del i -ésimo del conjunto de datos de observación. En la ecuación 5, $f_i = 1$ para todo i . Para cómo se distribuyen los valores de la muestra se requiere una medida de la variabilidad de la muestra o desviación. Para los datos utilizados en la ecuación (5), la varianza muestral es el promedio del cuadrado de las desviaciones de la muestra con respecto de la media muestral (Ecuación 8), y la desviación estándar de la muestra se define con la ecuación 9, que es una medida de la diferencia típica de un valor de datos del valor medio de todos los puntos de datos.

$$s'^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 \quad (8)$$

$$s' = \sqrt{s'^2} \quad (9)$$

En general, estos valores calculados difieren de la población verdadera correspondiente varianza, σ^2 y la desviación estándar de la población, σ . Como se define por la ecuación (8), la varianza de la muestra es una estimación sesgada de la varianza de la población. Un estimador in sesgado de la varianza de la población, s , es:

$$s^2 = \frac{1}{(N-1)} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 \quad (10)$$

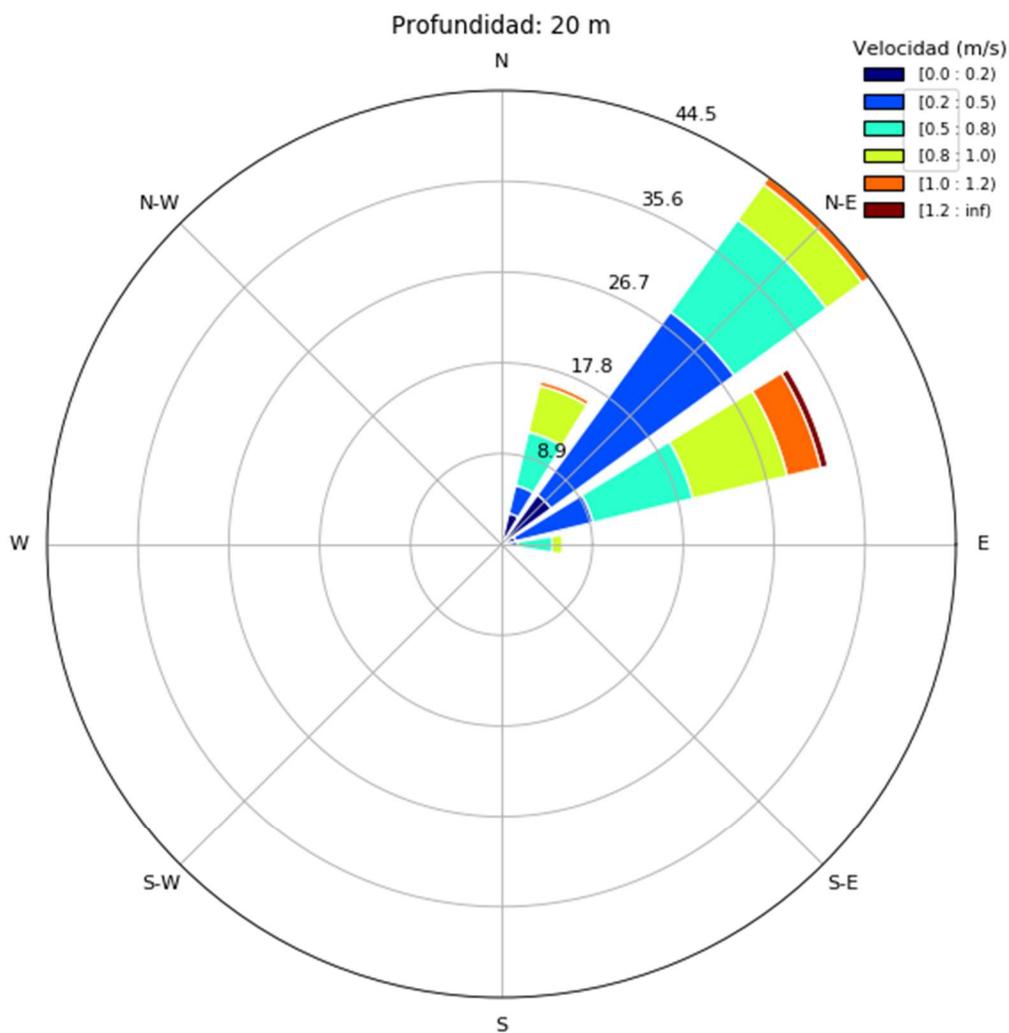
$$s^2 = \frac{1}{(N-1)} \left[\sum_{i=1}^N (x_i)^2 - \frac{1}{N} \left(\sum_{i=1}^N x_i \right)^2 \right] \quad (11)$$

Donde el denominador $N-1$ expresa que se requieren al menos dos valores para definir una varianza de la muestra, s' y su desviación estándar, s . La diferencia de los estimadores s vs s' disminuye a medida que aumenta el tamaño de la muestra y solo para muestras relativamente pequeñas ($N < 30$) es la diferencia importante. La ecuación 11 permite obtener s^2 directamente, mientras que en la ecuación 10 la media de la muestra \bar{x} debe calcularse primero y serían dos pasos. El objetivo del análisis estadístico es doble: presentar criterios que nos permitan determinar qué tan bien una muestra dada representa la Parámetro de población; y proporcionar métodos para

estimar estos parámetros. Un estimador, es una variable aleatoria utilizada para proporcionar estimaciones de parámetros de la población. Los estimadores “buenos” son aquellos que satisfacen una serie de criterios importantes:

- (1) tienen valores promedio que igualan el parámetro ser estimado (propiedad de imparcialidad);
- (2) tener varianza relativamente pequeña (propiedad de eficiencia);
- (3) acercarse asintóticamente al valor del parámetro de la población a medida que aumenta el tamaño de la muestra (propiedad de consistencia).

Anexo 7. Rosa de vientos nodo 5, para veinte metros de profundidad.



REFERENCIAS.

- Alcérreca-Huerta, J. C., Encarnacion, J. I., Ordoñez-Sánchez, S., Callejas-Jiménez, M., Gallegos Diez Barroso, G., Allmark, M., Mariño-Tapia, I., Silva Casarín, R., O'Doherty, T., Johnstone, C., & Carrillo, L. (2019). Energy Yield Assessment from Ocean Currents in the Insular Shelf of Cozumel Island. *Journal of Marine Science and Engineering*, 7(5), Article 5. <https://doi.org/10.3390/jmse7050147>
- Arias, P. A., Bellouin, N., Coppola, E., & R.G. Jones, G. Krinner, J. Marotzke, V. Naik, M.D. Palmer, G.-K. Plattner, J. Rogelj, M. Rojas, J. Sillmann, T. Storelvmo, P.W. Thorne, B. Trewin, K. Achuta Rao, B. Adhikary, R.P. Allan, K. Armour, G. Bala, R. Barimalala, S. Berger, J.G. Canadell, C. Cassou, A. Cherchi, W. Collins, W.D. Collins, S.L. Connors, S. Corti, F. Cruz, F.J. Dentener, C. Dereczynski, A. Di Luca, A. Diongue Niang, F.J. Doblas-Reyes, A. Dosio, H. Douville, F. Engelbrecht, V. Eyring, E. Fischer, P. Forster, B. Fox-Kemper, J.S. Fuglestedt, J.C. Fyfe, N.P. Gillett, L. Goldfarb, I. Gorodetskaya, J.M. Gutierrez, R. Hamdi, E. Hawkins, H.T. Hewitt, P. Hope, A.S. Islam, C. Jones, D.S. Kaufman, R.E. Kopp, Y. Kosaka, J. Kossin, S. Krakovska, J.-Y. Lee, J. Li, T. Mauritsen, T.K. Maycock, M. Meinshausen, S.-K. Min, P.M.S. Monteiro, T. Ngo-Duc, F. Otto, I. Pinto, A. Pirani, K. Raghavan, R. Ranasinghe, A.C. Ruane, L. Ruiz, J.-B. Sallée, B.H. Samset, S. Sathyendranath, S.I. Seneviratne, A.A. Sörensson, S. Szopa, I. Takayabu, A.-M. Tréguier, B. van den Hurk, R. Vautard, K. von Schuckmann, S. Zaehle, X. Zhang, and K. Zickfeld, 2021: Technical Summary. In *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, and B. Zhou (eds.)]. (2021). *Technical Summary* (p. 33–144.) [Technical Summary]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York. <https://doi.org/10.1017/9781009157896.002>.
- Athié, G., Candela, J., Sheinbaum, J., Badan, A., & Ochoa, J. (2011). Yucatan Current variability through the Cozumel and Yucatan channels. *Ciencias Marinas*, 37(4A), Article 4A. <https://doi.org/10.7773/cm.v37i4A.1794>
- Avery, W. H., & Wu, C. (1994). *Renewable Energy from the Ocean: A guide to OTEC*. Oxford University Press, Inc.
- Badan Jr., A., Candela, J., Sheinbaum, J., & Ochoa, J. (2005). Upper-Layer Circulation in the Approaches to Yucatan Channel. En *Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models* (pp. 57–69). American Geophysical Union (AGU). <https://doi.org/10.1029/161GM05>
- Bai, C.-J., & Hsiao, F.-B. (2013). The Performance Test of Three Different Horizontal Axis Wind Turbine (HAWT) Blade Shapes Using Experimental and Numerical Methods. *Energies*, 6, 2784–2803. <https://doi.org/10.3390/en6062784>
- Bane, J. M., He, R., Muglia, M., Lowcher, C. F., Gong, Y., & Haines, S. M. (2017a). Marine Hydrokinetic Energy from Western Boundary Currents. *Marine Science*, 9, 105–123. <https://doi.org/10.1146/annurev-marine-010816-060423>
- Bane, J. M., He, R., Muglia, M., Lowcher, C. F., Gong, Y., & Haines, S. M. (2017b). Marine Hydrokinetic Energy from Western Boundary Currents. *Annual Review of Marine Science*, 9(1), 105–123. <https://doi.org/10.1146/annurev-marine-010816-060423>
- Bevelhimer, M., Scherelis, C., Colby, J., & Adonizio, M. A. (2017). Hydroacoustic Assessment of Behavioral Responses by Fish Passing Near an Operating Tidal Turbine in the East River, New York. *Transactions of the American Fisheries Society*, 146(5), 1028–1042. <https://doi.org/10.1080/00028487.2017.1339637>
- Bryden, I. G., Naik, S., Fraenkel, P., & Bullen, C. R. (1998). MATCHING TIDAL CURRENT PLANTS TO LOCAL FLOW CONDITIONS. *Energy*, 23(9), 699–709.
- Byun, D.-S., Hart, D. E., & Jeong, W.-J. (2013). Tidal Current Energy Resources off the South and West Coasts of Korea: Preliminary Observation-Derived Estimates. *Energies*, 6(2), Article 2. <https://doi.org/10.3390/en6020566>
- Cardona, C., Sierra, J., Chica, E., & Hincapié-Zuluaga, D. (2018). Turbinas hidrocinéticas de eje horizontal: Una revisión de la literatura. *Tecnología y Ciencias del Agua*, 09, 180–197. <https://doi.org/10.24850/j-tyca-2018-03-08>

- Cetina, P., Candela, J., Sheinbaum, J., Ochoa-de-la-Torre, J., & Badan, A. (2006). Circulation along the Mexican Caribbean coast. *Journal of Geophysical Research*, *111*. <https://doi.org/10.1029/2005JC003056>
- Chassignet, E., Hurlburt, H., Metzger, E. J., Smedstad, O., Cummings, J., Halliwell, G., Bleck, R., Baraille, R., Wallcraft, A., Lozano, C., Tolman, H., Srinivasan, A., Hankin, S., Cornillon, P., Weisberg, R., Barth, A., He, R., Werner, F., & Wilkin, J. (2009). US GODAE: Global Ocean Prediction with the HYbrid Coordinate Ocean Model (HYCOM). *Oceanography*, *22*(2), 64–75. <https://doi.org/10.5670/oceanog.2009.39>
- Chávez, G., Candela, J., & Ochoa, J. (2003). Subinertial flows and transports in Cozumel Channel: SUBINERTIAL FLOWS AND TRANSPORTS IN COZUMEL CHANNEL. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, *108*(C2), n/a-n/a. <https://doi.org/10.1029/2002JC001456>
- Comisión Oceanográfica Intergubernamental, & Organización Hidrográfica Internacional. (2015). *Conjunto de datos vectoriales de la Carta batimétrica internacional del Mar Caribe y Golfo de México (IBCCA) Hoja 1-07* (2015a ed.) [Electrónico]. INEGI. <https://www.inegi.org.mx/app/biblioteca/ficha.html?upc=702825209438>
- CONABIO. (2021). *Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad*. <https://www.gob.mx/conabio>
- Copping, A. E., Hemery, L. G., Viehman, H., Seitz, A. C., Staines, G. J., & Hasselman, D. J. (2021). Are fish in danger? A review of environmental effects of marine renewable energy on fishes. *Biological Conservation*, *262*, 109297. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2021.109297>
- Donegan, J., Feinberg, M., Mcentee, J., Polagye, B., Cavagnaro, R., & Forbush, D. (2017, septiembre 1). Cross Flow Turbine Controller Trade-offs in Optimizing LCOE. *12th European Wave and Tidal Energy Conference*.
- EIA. (2021). *World Energy Outlook 2021*. IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- Enerdata. (2020, febrero 19). *Electrification and Decarbonisation*. <https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/world-electrification-decarbonisation.html>
- Ferrara, J. (2022, abril 3). *FAU to Expand Southeast National Marine Renewable Energy Center*. <https://www.fau.edu/newsdesk/articles/snmrec-expansion.php>
- Geografía (INEGI), I. N. de E. y. (2016). *Anuario estadístico y geográfico de Quintana Roo años 2011-2016*. Instituto Nacional de Estadística y Geografía. INEGI. <https://www.inegi.org.mx/app/buscador/default.html?q=Anuario+estad%C3%ADstico+y+geogr%C3%A1fico+de+Quintana+Roo+2013>
- Google. (2021). *Google Earth Pro*. <https://www.google.com/intl/es/earth/download/gep/agree.html>
- Gross, R.; Leach & M.; Bauen, A. (2003). Gross, R.; Leach, M.; Bauen, A. Progress in Renewable Energy. *Environ. Int.*, *29*, 105–122. [https://doi.org/10.1016/S0160-4120\(02\)00130-7](https://doi.org/10.1016/S0160-4120(02)00130-7)
- Gyory, J., Mariano, A. J., & Ryan, E. H. (2013). *The Yucatan Current*. Surface Currents in the Caribbean Sea. <https://oceancurrents.rsmas.miami.edu/caribbean/yucatan.html>
- Hernández-Fontes, J. V., Felix, A., Mendoza, E., Cueto, Y. R., & Silva, R. (2019). On the Marine Energy Resources of Mexico. *Journal of Marine Science and Engineering*, *7*(6), Article 6. <https://doi.org/10.3390/jmse7060191>
- IEA. (2021). *Global Energy Review 2021 – Analysis* (Global Energy Review 2021; p. 36). <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021>
- IEA. (2022a). *Member countries; Mexico*. IEA. <https://www.iea.org>
- IEA. (2022b). *World total energy supply by source, 1971-2019 – Charts – Data & Statistics*. IEA. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/world-total-energy-supply-by-source-1971-2019>
- IHI Corporation. (2014). Power Generation Using the Kuroshio Current. *IHI Engineering Review*, *46*(2), 4.
- IHI NEDO. (2018). *IHI Ocean Current Turbine*. <https://tethys.pnnl.gov/project-sites/ihi-ocean-current-turbine>
- Innovation, N. (2021). *Products—Nova Innovation*. <https://www.novainnovation.com/products/>
- Instituto de Ciencias del Mar y Limnología. (2021). *Servicio Académico de Monitoreo Meteorológico y Oceanográfico | ICML Puerto Morelos*. https://www.icmyl.unam.mx/puerto_morelos/es/servicios/las-actividades-del-sammo
- IOC; SCOR; IAPSO. (2010). *The international thermodynamic equation of seawater – 2010: Calculation and use of thermodynamic properties. Manuals and Guides No. 56, UNESCO (English)* (Manuals

- and Guides No. 56, UNESCO (English), p. 196). Intergovernmental Oceanographic Commission. http://www.teos-10.org/pubs/TEOS-10_Manual.pdf
- IPCC. (2021). *AR6 Synthesis Report: Climate Change 2022*. <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>
- IPCC. (2022). *Cambio climático: Una amenaza para el bienestar de la humanidad y la salud del planeta*. IPCC. [chrome-extension://efaidnbmninnibpcjpeglclefindmkaj/https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2022/02/PR_WGII_AR6_spanish.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2022/02/PR_WGII_AR6_spanish.pdf)
- IRENA. (2022). *Clean Energy Corridors*. Clean Energy Corridors. <https://www.irena.org/cleanenergycorridors>
- Johns, W. E., Lee, T. N., Beardsley, R. C., Candela, J., Limeburner, R., & Castro, B. (1998). Annual Cycle and Variability of the North Brazil Current. *Journal of Physical Oceanography*, 28(1), 103–128. [https://doi.org/10.1175/1520-0485\(1998\)028<0103:ACAVOT>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0485(1998)028<0103:ACAVOT>2.0.CO;2)
- Keenan, G., Sparling, C., Williams, H., Fortune, F., & Davison, A. (2011). *SeaGen Environmental Monitoring Programme Final Report* (9S8562/R/303719/Edin). Royal Haskoning E.S. https://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/Final_EMP_report_SeaGen.pdf
- Khan, M. J., Bhuyan, G., Iqbal, M. T., & Quaicoe, J. E. (2009). Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. *Applied Energy*, 86(10), 1823–1835. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.02.017>
- Killingtveit, Å. (2021). Hydropower Resources Assessment—Potential for Further Development. En *Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences* (p. B9780128197271001000). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819727-1.00069-8>
- Ko, D. H., Park, J.-S., & Lee, K.-S. (2018). Assessment of Tidal Current Energy Potential at Uldolmok in the Southwestern Coast of Korea. *Journal of Coastal Research*, 85, 1301–1305. <https://doi.org/10.2112/SI85-261.1>
- Li, B., De Queiroz, A., DeCarolis, J., Bane, J., He, R., Keeler, A., & Neary, V. (2017). The economics of electricity generation from Gulf Stream currents. *Energy*, 134, 649–658. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.048>
- Lynn, P. A. (2014). *Electricity from Wave and Tide: An Introduction to Marine Energy* (First, Vol. 1–1). John Wiley & Sons Ltd.
- Martínez, M. L., Vázquez, G., Pérez-Maqueo, O., Silva, R., Moreno-Casasola, P., Mendoza-González, G., López-Portillo, J., MacGregor-Fors, I., Heckel, G., Hernández-Santana, J. R., García-Franco, J. G., Castillo-Campos, G., & Lara-Domínguez, A. L. (2021). A systemic view of potential environmental impacts of ocean energy production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 149, 111332. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111332>
- Ministry of Tourism, Quintana Roo. (2021). *Quintana Roo ¿Cómo vamos en Turismo?* (Oficial y público Enero 2020 a septiembre 2020; ¿Cómo vamos?, p. 18). Secretaría de Turismo de Quintana Roo. https://sedeturqroo.gob.mx/ARCHIVOS/COMO_VAMOS_SEPTIEMBRE_2021.pdf
- Moomaw, W., P. Burgherr, G. Heath, M. Lenzen, J. Nyboer, & A. Verbruggen. (2011). *Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático del IPCC [edición a cargo de O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer y C. von Stechow]*. (Anexo II: Metodología; Anexo II: Metodología, pp. 179–204). Cambridge. https://archive.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/srren_report_es.pdf
- Muckelbauer, G. (1990). The shelf of Cozumel, Mexico: Topography and organisms. *FACIES*, 23, 39.
- Multon, B. (Ed.). (2012). *Marine renewable energy handbook* (First, Vol. 1–1). John Wiley & Sons, Inc. www.wiley.com
- National Renewable Energy Laboratory. (2020). *System Advisor Model (SAM)*. System Advisor Model (SAM). <https://sam.nrel.gov/>
- Neary, V. S., Previsic, M., Jepsen, R. A., Lawson, M. J., Yu, Y.-H., Copping, A. E., Fontaine, A. A., Hallett, K. C., & Murray, D. K. (2014). *Methodology for Design and Economic Analysis of Marine Energy Conversion (MEC) Technologies* (Núm. SAND2014-9040; p. 262). Sandia National Laboratories, Re Vision Consulting, LLC, National Renewable Energy Laboratory, Pacific Northwest National Laboratory and Pennsylvania State University.

- Neill, S. P. (2022a). Introduction to Ocean Renewable Energy. En *Comprehensive Renewable Energy* (Second edition, Vol. 8, pp. 1–9). Elsevier Ltd.
- Neill, S. P. (2022b). Salinity Gradient Power. En *Comprehensive Renewable Energy* (Second edition, Vol. 8, pp. 51–74). Elsevier Ltd.
- Neill, S. P., & Reza, M. H. (2018). *Fundamentals of Ocean Renewable Energy; Generating Electricity from the Sea*. Elsevier. <https://www.elsevier.com/books-and-journals>
- Ocean Based. (2017). Marine Energy Partnership | Oceans Based Energy. *OceanBased*. <https://oceanbased.energy/us-preferred-partner-with-snmrec/>
- Ocean Energy Systems. (2002). *OES Annual Report 2002* (Núm. 2002; OES Annual Reports, p. 28). Ocean Energy Systems (OES). <https://www.ocean-energy-systems.org/publications/oes-annual-reports/document/oes-annual-report-2002/>
- Ocean Energy Systems. (2015). *International levelised costo of energy for ocean energy technologies* (p. 48). Ocean Energy Systems (OES). <https://www.ocean-energy-systems.org/oes-projects/levelised-cost-of-energy-assessment-for-wave-tidal-and-otec-at-an-international-level/>
- Ocean Energy Systems. (2021a). *Ocean Energy GIS Map Tool*. <https://www.oceanenergysystems.org/ocean-energy/gis-map-tool/>
- Ocean Energy Systems. (2021b). *OES Annual Report 2020*. (Núm. 2021; p. 188). <https://www.ocean-energy-systems.org/about-us/annual-report/>
- OES - IEA. (2015). International levelised cost of energy for ocean energy technologies. *An analysis of the development pathway and Levelised Cost Of Energy trajectories of wave, tidal and OTEC technologies*, May, 35.
- Physical Oceanography Division - Monitoring the Gulf of Mexico Conditions. (2021). *Altimetry-Derived Products*. <https://www.aoml.noaa.gov/phod/dhos/altimetry.php>
- Pike Steven, Johnstone Cameron, & Buck Elaine. (2018, septiembre 9). Robustness testing of techno-economic assessment tool for tidal energy converters | Tethys Engineering. *4th Asian Wave and Tidal Energy Conference*. <https://tethys-engineering.pnnl.gov/publications/robustness-testing-techno-economic-assessment-tool-tidal-energy-converters>
- Power System by Ocean Renewable Power Company (ORPC). (2021). *TidGen® Power System*. TidGen® Global. <https://www.orpc.co/our-solutions/scalable-grid-integrated-systems/tidgen-power-system>
- Procuraduría Federal de Protección al Ambiente. (2016, septiembre 12). *NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-059-SEMARNAT-2010. Protección ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo*. gov.mx. <http://www.gob.mx/profepa/documentos/norma-oficial-mexicana-nom-059-semarnat-2010>
- Pyke, S., Johnstone, C., & Buck, E. (2017). *Techno-Economic assessment processes for marine energy Converters*. 706–710.
- Quitonas, M. R. D., Abundo, M. L. S., & Danao, L. A. M. (2018). A techno-economic assessment of wave energy resources in the Philippines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 88, 68–81. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.016>
- Saini, R. P. (2022). In Stream (Hydrokinetic) Power. En *Comprehensive Renewable Energy* (Second edition, Vol. 6, p. 5196). Elsevier. <https://www.elsevier.com/books/comprehensive-renewable-energy/letcher/978-0-12-819727-1>
- Schramm, M. P., Bevelhimer, M., & Scherelis, C. (2017). Effects of hydrokinetic turbine sound on the behavior of four species of fish within an experimental mesocosm. *Fisheries Research*, 190, 1–14. <https://doi.org/10.1016/j.fishres.2017.01.012>
- Scottish Energy News. (2014, septiembre 30). *Major boost for Scottish wave energy industry as Atlantis takes over of Siemens' UK marine-power subsidiary*. Major boost for Scottish wave energy industry as Atlantis takes over of Siemens' UK marine-power subsidiary. <http://www.scottishenergynews.com/major-boost-for-scottish-wave-energy-industry-as-atlantis-takes-over-of-siemens-uk-marine-power-subsidiary/>
- Secretaría de Energía. (2015). *Evaluación Rápida del Uso de la Energía, Cozumel Quintana Roo, México* (Federal Núm. 1; Evaluación Rápida del Uso de la Energía, p. 168). SENER. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/170882/7_Cozumel.pdf
- Secretaría de Energía. (2021). *PRODESEN 2020–2034* (Oficial Núm. 2020–2034). PREDESEN. <http://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2020-2034>

- Secretaría de Energía & Centro Nacional de Control de Energía. (2021). *Documentos CENACE*. Centro Nacional de Control de Energía Archivo Documentos. <https://www.cenace.gob.mx/CENACE.aspx>
- Secretaría de Energía Dirección General de Planeación e Información Energéticas. (2020). *Sistema de Información Energética*. Sistema de Información Energética. <http://sie.energia.gob.mx/>
- Secretaría de Marina. (2021). *Carta costera 922.4 Isla de Cozumel (2022a ed.)* [PDF]. SEMAR. <https://digaohm.semar.gob.mx/hidrografia/imageneshidrografia/CatalogoCartasyPubNauticas.pdf>
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2012, diciembre 6). *Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y el Caribe*. gob.mx. https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5279084&fecha=24/11/2012
- Shirasawa, K., Tokunaga, K., Iwashita, H., & Shintake, T. (2016). Experimental verification of a floating ocean-current turbine with a single rotor for use in Kuroshio currents. *Renewable Energy*, *91*, 189–195. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.035>
- Sistema de Información Energética. (2022). *SENER | Sistema de Información Energética | Producción de energía primaria*. <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyFormat>
- Smalley, R. E. (2005). Future Global Energy Prosperity: The Terawatt Challenge. *MRS BULLETIN • VOLUME 30 • JUNE 2005*, *30*, 412–417. <chrome-extension://efaidnbmnfnkcehdnncjhmkhkaajpccglclefindmkaj/https://www.inscc.utah.edu/~steenburgh/blog/articles/smalley2005.pdf>
- Talley, L. D., Pickard, G. L., Emery, W. J., & Swift, J. H. (2011). *Descriptive Physical Oceanography*. Elsevier Ltd.
- Thomson, R. E., & Emery, W. J. (2014). *Data analysis methods in physical oceanography* (Third edition). Elsevier.
- Transcribe. (2021). *Naviera M29*. Naviera M29. <https://transcribe.net/>
- Ultramar. (2021). *Rutas y Horarios: Ultramar*. <https://www.ultramarferry.com/es/rutas-y-horarios>
- Ultramar Carga. (2021). *Ultramar Carga – Experience Innovation*. <http://ultramarcarga.com/>
- United Nations. (2022a). *Net Zero Coalition | Naciones Unidas*. United Nations; United Nations. <https://www.un.org/es/climatechange/net-zero-coalition>
- United Nations, M. (2022b). *Objetivos de desarrollo sostenible. Desarrollo Sostenible*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- (University of Edinburgh). (2006). Matching Renewable Electricity Generation with Demand. En *Area* (Número February).
- Van Zwieten, J., & Yufei, T. (2022). Ocean Current Energy. En *Comprehensive Renewable Energy* (Second Edition, Vol. 8, pp. 25–39). Elsevier.
- VanZwieten, J., McAnally, W., Ahmad, J., Davis, T., Martin, J., Bevelhimer, M., Cribbs, A., Lippert, R., Hudon, T., & Trudeau, M. (2015). In-Stream Hydrokinetic Power: Review and Appraisal. *Journal of Energy Engineering*, *141*(3), 04014024. [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000197](https://doi.org/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000197)
- VanZwieten, J., Meyer, I., & Alsenas, G. M. (2014). Evaluation of Hycom as a Tool for Ocean Current Energy Assessment. In *Proceedings of the 2nd Marine Energy Technology Symposium METS14, Seattle, WA, USA*, 11.
- Vazquez, A., & Iglesias, G. (2016). Capital costs in tidal stream energy projects—A spatial approach. *Energy*, *107*, 215–226. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.123>
- Vega, L. A. (2002). Ocean Thermal Energy Conversion Primer. *Marine Technology Society Journal*, *36*(4), 25–35. <https://doi.org/10.4031/002533202787908626>
- Wiltschko, W., & Wiltschko, R. (2005). Magnetic orientation and magnetoreception in birds and other animals. *Journal of Comparative Physiology A*, *191*(8), 675–693. <https://doi.org/10.1007/s00359-005-0627-7>
- Yang, X., Haas, K. A., & Fritz, H. M. (2014). Evaluating the potential for energy extraction from turbines in the gulf stream system. *Renewable Energy*, *72*, 12–21. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.06.039>
- Zhu, X.-H., Kaneko, A., Saito, T., & Gohda, N. (2001). Kuroshio Stream path variation and its associated velocity structures south of Shikoku, Japan. *Geophysical Research Letters - GEOPHYS RES LETT*, *28*, 4615–4618. <https://doi.org/10.1029/2001GL013730>