



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Optimización de turbina Wells  
para el aprovechamiento de  
energía del oleaje**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniero Civil**

**P R E S E N T A**

Luis Fernando Martínez Arcos

**DIRECTOR(A) DE TESIS**

Dra. Valeria Chávez Cerón



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023

## **Agradecimientos**

A mi madre y hermanos, por todo su amor y esfuerzo sin esperar nada a cambio, por tolerarme todos los días, en especial cuando estaba estresado por la escuela y por ser la principal razón para seguir adelante.

A mis abuelos, por tratarme igual que a un hijo, instalar parte de ustedes en mi persona a través de la música, el deporte y el amor por la familia, brindándome todo el cariño del mundo y ser la clara muestra del amor incondicional.

A todos mis tíos y primos, por sus consejos, enseñanzas, influencia y apoyo incondicional desde pequeño.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, porque en tus instalaciones aprendí una infinidad de cosas que van más allá de la enseñanza tradicional y conocí a personas maravillosas que me ayudaron a hacer de esta etapa algo increíble.

A la Dra. Valeria Chávez Cerón, al Dr. Edgar Mendoza Baldwin y al Dr. Rodolfo Silva Casarín, por la confianza, disponibilidad y apoyo brindado durante la realización de este trabajo.

Al CEMIE-Océano, por el apoyo económico otorgado durante mi servicio social en el IIUNAM.

A mis profesores, por abrirme camino en esta área del conocimiento y por su admirable labor de enseñanza que traspasa los libros y aulas.

Al Dr. Vicente Negro Valdecantos y al Dr. Pedro Fernández Carrasco, por brindarme la oportunidad de conocer nuevos horizontes y aprender cosas más allá de la academia para mi formación personal y profesional.

A mis amigos, Juan, Eduardo, Alejandro, Johan, Leomar, Israel, Marco, Andrés y Nahomi, por cada uno de momentos únicos que forjaron parte de mi vida universitaria y su apoyo que sobrepasa los salones de clase. Mención especial para Rebeca, por contribuir de gran manera a mi formación durante los últimos semestres, desde la decisión de realizar el servicio social en el GICP hasta la conclusión del presente proyecto de titulación.

# ÍNDICE

<b>Introducción .....</b>	<b>1</b>
<i>Antecedentes .....</i>	<i>1</i>
<i>Importancia.....</i>	<i>2</i>
<i>Justificación.....</i>	<i>4</i>
<i>Hipótesis .....</i>	<i>4</i>
<i>Objetivo .....</i>	<i>5</i>
<b>I. Fuentes de energía del océano y el desarrollo de tecnologías para su aprovechamiento .....</b>	<b>6</b>
<i>I.1 Energía de corrientes y mareas .....</i>	<i>7</i>
<i>I.2 Energía por gradiente salino .....</i>	<i>9</i>
<i>I.3 Energía de gradiente térmico.....</i>	<i>11</i>
<i>I.4 Energía del oleaje .....</i>	<i>14</i>
<b>II. La energía del oleaje y su aprovechamiento .....</b>	<b>15</b>
<i>II.1 Características espaciales y temporales del oleaje.....</i>	<i>15</i>
<i>II.2 Potencial energético del oleaje.....</i>	<i>18</i>
<i>II.3 Convertidores de energía del oleaje.....</i>	<i>21</i>
II.3.1 Clasificación de acuerdo con su principio de funcionamiento .....	21
II.3.2 Clasificación de acuerdo con su localización.....	24
II.3.3 Clasificación según su orientación respecto al oleaje.....	25
<i>II.4 Turbinas tipo Wells.....</i>	<i>26</i>
II.4.1 Turbina Wells convencional .....	26
II.4.2 Turbina Wells con Guide Vanes .....	30
II.4.3 Turbina Wells multiplano .....	30
II.4.4 Turbina Wells con álabes direccionables.....	31
<b>III. Metodología .....</b>	<b>33</b>
<i>III.1 Diseño de la turbina .....</i>	<i>33</i>
III.1.1 Parámetros de diseño .....	33
III.1.2 Velocidades actuantes en la turbina.....	35
III.1.3 Fuerzas actuantes en la turbina.....	39
III.1.4 Selección de carcasa .....	40
III.1.5 Selección de eje longitudinal .....	40
III.1.6 Selección de rodamientos .....	40
III.1.7 Diseño de soportes de la turbina.....	41
<i>III.2 Caracterización en el laboratorio .....</i>	<i>41</i>
III.2.1 Construcción de la turbina a escala .....	43
III.2.2 Parámetros del oleaje y pruebas de laboratorio.....	44

<b>IV. Resultados y discusión.....</b>	<b>46</b>
<i>IV.1 Diseño de la turbina.....</i>	<i>46</i>
IV.1.1 Parámetros de diseño.....	46
IV.1.2 Velocidades actuantes turbina.....	50
IV.1.3 Fuerzas de sustentación y arrastre.....	52
IV.1.4 Selección de carcasa.....	54
IV.1.5 Selección de eje longitudinal.....	54
IV.1.6 Selección de rodamientos.....	55
IV.1.7 Soporte superior.....	55
IV.1.8 Soporte inferior.....	56
IV.1.9 Soporte de base.....	56
<i>IV.2 Impresión de los componentes.....</i>	<i>57</i>
<i>IV.3 Ensamblaje de la turbina.....</i>	<i>58</i>
<i>IV.4 Montaje de turbina en canal de oleaje.....</i>	<i>59</i>
<i>IV.5 Caracterización en laboratorio.....</i>	<i>61</i>
<b>V. Conclusiones y futuras líneas de investigación.....</b>	<b>67</b>
<b>VI. Referencias.....</b>	<b>69</b>
<i>Anexo 1: Coordenadas del perfil aerodinámico NACA0018.....</i>	<i>74</i>
<i>Anexo 2: Planos constructivos de la turbina.....</i>	<i>75</i>

# Introducción

## Antecedentes

Desde comienzos de la humanidad, el hombre ha descubierto la manera de aprovechar los recursos naturales de su entorno para satisfacer necesidades básicas tales como la comida, vestimenta, refugio, entre otras. La búsqueda del aprovechamiento y transformación de la energía ha llevado al ser humano a la invención de dispositivos capaces de realizar dichas tareas llamadas máquinas, las cuales absorben un tipo de energía para posteriormente modificarla en una distinta.

Los primeros avances modernos en los dispositivos para el aprovechamiento de la energía del oleaje surgen con el comandante naval japonés Yoshio Masuda, considerado el padre moderno de la energía de las olas. Él desarrolló una boya de navegación equipada con una turbina de aire la cual giraba mediante diferencias de presión a través de las olas, lo que posteriormente sería conocido como Columna Oscilante de Agua (COA u OWC por sus siglas en inglés, *Oscillating Water Column*). Dichas boyas se comercializaron a partir de 1965 en Japón y años después en Estados Unidos. Años más tarde, en 1976, Masuda promovió la construcción de un dispositivo llamado Kaimei, usado como una plataforma que albergaba variedad de turboalternadores con diferentes turbinas de aire (Odériz *et al.*, 2012). Los resultados obtenidos no fueron los esperados debido a que el conocimiento teórico de la energía de las olas aún no se consolidaba del todo.

La crisis petrolera de 1973 trajo consigo el mayor cambio en las energías renovables y despertó el interés en la creación de la producción a gran escala. El gobierno británico comenzó en 1975 un importante programa de investigación y desarrollo en la energía del oleaje, seguido por el gobierno noruego en donde se llevaron a cabo importantes conferencias expandiendo el conocimiento en el área (Groove, 1982). Durante los años 80's en Sakata, Japón, se construyó una estructura marítima mediante un cajón vertical construida como parte del dique del puerto de la localidad, en ella, se colocaron dispositivos del principio OWC, esta invención tuvo diferentes funcionalidades que serían adoptadas en el futuro.

A principios del nuevo milenio, específicamente en el año 2001, se pone en funcionamiento la planta LIMPET de Islay el cual sirvió para el diseño de turbinas en distintos proyectos. Posteriormente, diez años después, surge uno de los proyectos más ambiciosos en la industria energética del oleaje, la planta de Mutriku, ubicada en el País Vasco al norte de España. Esta planta está construida en un dique de abrigo con 16 turbinas Wells, siendo la primera planta multi OWC's a nivel comercial, la cual alcanzó un acumulado de 2,000,000 kWh en el 2020, una generación nunca lograda para dispositivos que aprovechan la energía contenida en las olas (Deia, 2020).

## Importancia

A través de los años, los combustibles fósiles han figurado como la principal fuente energética en México y el mundo, de acuerdo con cifras del *World Energy Balances*, en 2019, la producción mundial de energía primaria a partir de fuentes renovables fue de tan solo el 13.81% (ver Figura 1). En tiempos recientes, las energías oceánicas se han presentado como una alternativa renovable hacia el uso de combustibles fósiles, ya que, de acuerdo con el *Ocean Energy Systems Technology Collaboration Programme* (OES, 2022), en las próximas décadas, el recurso energético marino puede convertirse en un elemento de gran importancia para aquellos países que cuentan con accesibilidad al mar.

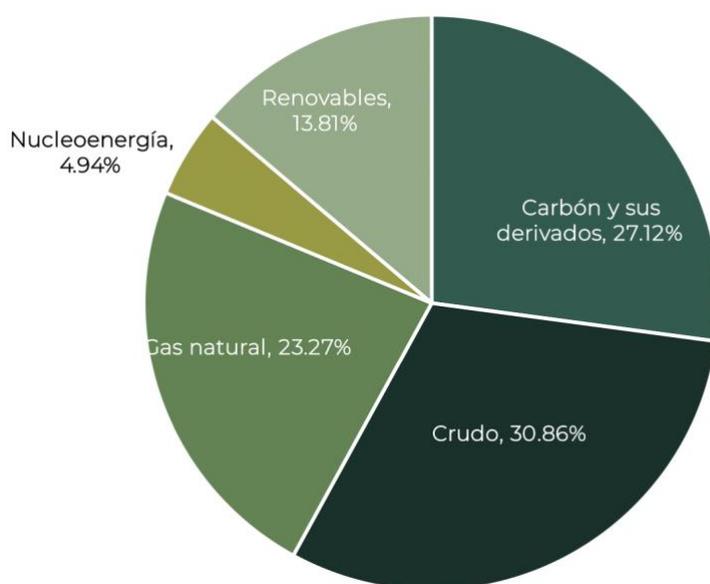


Figura 1: Producción mundial de energía a partir de fuentes primarias (BNE, 2020).

México, al ser un país megadiverso rodeado en gran medida por mares y océanos, cuenta con aproximadamente 3,149.92 km<sup>2</sup> de zona económica exclusiva incluyendo mar territorial (INEGI, 2020) además de 15,069 km de línea de costa (CONABIO, 2019), teniendo así un gran potencial energético aprovechable como lo muestra la Figura 2.



Figura 2: Mar territorial y Zona económica exclusiva de México (INEGI, 2005).

El potencial energético renovable relacionado al oleaje cuenta con un estimado mundial teórico de 29,500 TWh/año (Mork *et al.*, 2010), mostrando así una gran área de oportunidad para el desarrollo de investigación en la obtención de las fuentes, exploración de sitios potenciales para la implementación de dispositivos capaces de aprovechar de manera eficiente la energía y la realización de estudios de impacto ambiental para tener energías que realmente sean renovables y limpias, capaces de tener prácticamente un nulo impacto al ambiente marino.

El desarrollo de energías renovables en México se ha visto seriamente limitado a causa del planteamiento de análisis energéticos a corto plazo debido a la existencia y tradición de recursos fósiles que durante décadas han dominado el sector, sumado a ello, la falta de políticas públicas e impulso por parte del gobierno federal. Para ello, diversas instituciones a nivel nacional e internacional han puesto vital importancia al futuro prometedor con el que cuentan las energías del océano, instituciones tales como el Instituto de Ingeniería de la UNAM (IIUNAM), la Secretaría de Energía (SENER) y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) a través de los Centros Mexicanos para la innovación en Energías Renovables (CEMIE), pretenden promover, desarrollar y adaptar planes de acción multidisciplinarios con el objetivo de superar los obstáculos tecnológicos relacionados con el uso y aprovechamiento de las fuentes de energía renovable (Posada *et al.*, 2019)

## Justificación

La relación existente entre el recurso energético proveniente de las olas y la demanda por satisfacer es muy importante, pues, la república mexicana posee un 72.2% de perímetro nacional conformado por la línea de costa al sur, oeste y este, posicionándose como el decimosegundo país con mayores recursos y ecosistemas marino-costeros a nivel global (INECC, 2021), esto, aunado a los aumentos de población debido a las actividades turísticas, hacen que sea necesaria la implementación de energías de fácil utilización, bajo costo y el menor impacto ambiental posible.

La utilización de la energía oceánica posee diversos beneficios tales como un suministro con menor impacto en las emisiones de gas en la atmósfera, mayor facilidad de implementación en lugares marginados cerca de las islas y costas con respecto a los combustibles fósiles, reducción de costos de instalación y transporte, disminución del impacto visual y auditivo. Así mismo, existen ciertas desventajas ya que, al introducir un dispositivo al mar pueden verse afectadas la flora y fauna del sitio, puede ocurrir un cambio en los patrones de flujo al colocar un obstáculo durante su paso, entre otros. Todos estos pros y contras hacen que la necesidad de una mayor profundización en el tema para la evaluación del impacto real de los proyectos futuros sea necesaria, no obstante, la falta de estudios sobre fuentes y aprovechamiento de este tipo de energía ha llevado consigo la dificultad de una pronta implementación en el territorio nacional.

## Hipótesis

La energía del oleaje ha demostrado ser una alternativa potencial hacia la transición energética mundial, contando con variedad de estudios y proyectos ya en funcionamiento en países desarrollados como la Planta de Pico de las Azores en Portugal o la central de Mutriku en España. México, a través de la Secretaría de Energía (SENER), creó un mapa de ruta tecnológica en energía del océano, en el cual busca identificar los retos y barreras en los que se verá envuelto el país para el aprovechamiento de este tipo de energías renovables para identificar las necesidades de la población con el objetivo de llevar a cabo proyectos que fortalezcan las capacidades requeridas. Las necesidades de desarrollo y comercialización relacionadas con la energía del océano se muestran en la Figura 3.



Figura 3: Etapas de desarrollo tecnológico SENER (CNIDT, 2017).

De acuerdo con la cartera de necesidades de innovación y desarrollo tecnológico en energía del océano, en 2017, una de las necesidades de la energía del oleaje es la elaboración e implementación de un plan de desarrollo integral de dispositivos de oleaje que incluya la integración de grupos de trabajo, diseño, construcción y pruebas a los dispositivos.

Para ello, las hipótesis a considerar en el presente proyecto son:

- La turbina Wells debe ser operada en un rango pequeño de estados de mar para generar la suficiente energía mecánica rotatoria.
- La posición vertical de la turbina por debajo de la mitad del dispositivo respecto a la base inferior en conjunto con la columna de agua reducirá la intermitencia de giro.
- Los dispositivos convertidores de energía del oleaje son una opción viable para la obtención de energía eléctrica.

Durante la realización de este trabajo, se dará un enfoque en la tercera y cuarta etapa de acuerdo con el mapa de ruta tecnológica de la SENER (ver Figura 3), para ello se creará y analizará un turbina Wells de álabes aerodinámicos tipo NACA de flujo bidireccional, estudiando su comportamiento en un estado parcialmente sumergido, induciendo diversos estados del mar, haciendo uso del principio de la columna oscilante de agua para generar energía mecánica a través del ascenso y descenso de las olas, realizando diversas mediciones para una futura aplicación en diferentes estructuras marítimas.

El proceso de construcción y experimentación se llevará a cabo en las instalaciones del grupo de Costas y Puertos del IIUNAM con el fin de aprovechar los recursos disponibles para un correcto desarrollo y mediciones.

## **Objetivo**

El presente trabajo tiene como objetivo diseñar y construir una turbina Wells a escala de laboratorio y caracterizar su funcionamiento en un canal de oleaje con diferentes estados de mar, para contribuir al desarrollo y optimización de dispositivos para el aprovechamiento de energías marinas renovables.

## I. Fuentes de energía del océano y el desarrollo de tecnologías para su aprovechamiento

Para lograr un desarrollo sostenible a nivel mundial, el correcto acceso a la electricidad es fundamental, siendo un factor económico de suma importancia que afecta directamente el nivel de vida de las comunidades. Las energías renovables se caracterizan por generarse a partir de recursos naturales “inagotables”, los cuales pueden ser aprovechados en cualquier momento tal como el sol, el viento y particularmente el océano.

De acuerdo con la *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2020), la energía marina cuenta con una capacidad mundial instalada de 523.54 MW, representando un porcentaje de 0.018% del total instalado a nivel mundial en energías renovables. En la Figura 1.1 se observa que la energía hidroeléctrica es la que predomina con 1,154,756.73 MW de capacidad instalada, teniendo un 41.1%, siendo la referencia directa cuando nos referimos a energía renovable relacionada con el agua.

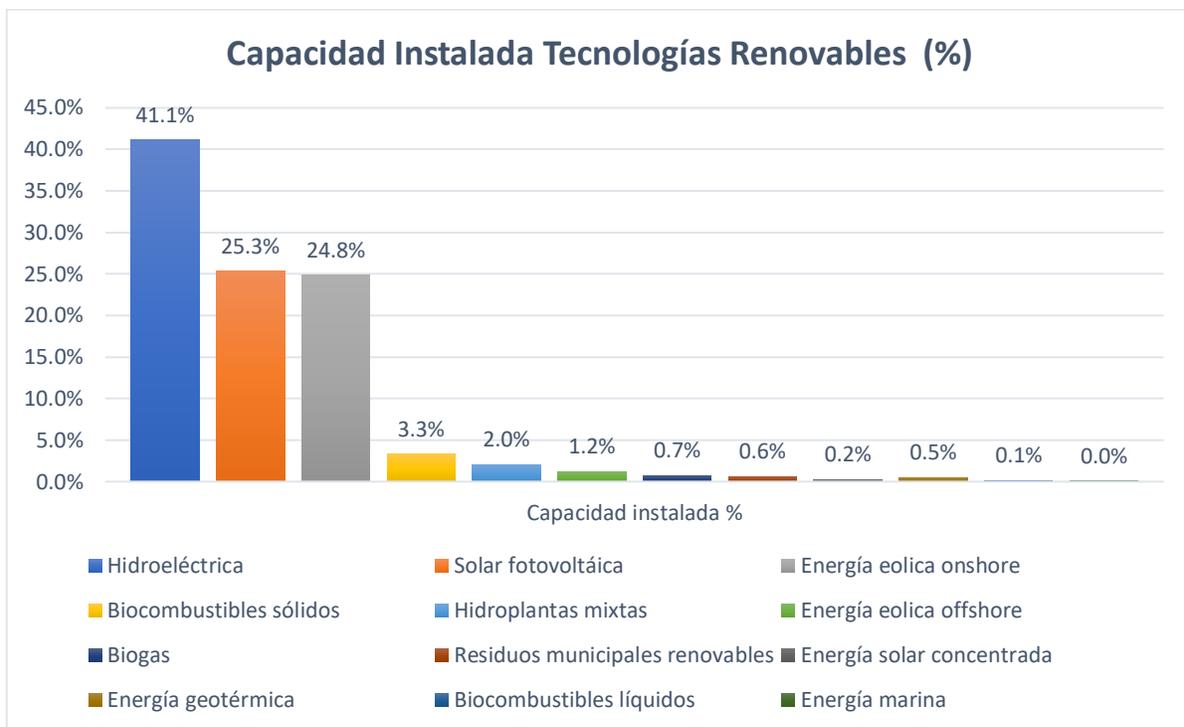


Figura 1.1: Capacidad instalada de tecnologías renovables a nivel mundial (Modificado de IRENA, 2020).

Datos del IRENA muestran que las energías renovables mayormente utilizadas para la generación eléctrica en México son la hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica y biocombustible, siendo la energía marina descartada en este apartado debido a que aún no existe un proyecto de generación eléctrica conectado a la red en la actualidad (ver Tabla 1.1).

Tabla 1.1: Generación eléctrica por tecnologías renovables en México (Tomado de IRENA, 2020)

Tecnología	Generación eléctrica (GWh)	Porcentaje
Hidroeléctrica	26,817.01	40.1%
Eólica	19,701.39	29.5%
Solar	13,527.61	20.2%
Geotérmica	4,520.56	6.8%
Biocombustible sólido	2,060.19	3.1%
Biogás	231.13	0.3%

De acuerdo con el *Ocean Energy Systems Technology Collaboration Programme* (OES, 2022), dentro de las energías del océano, existe una clasificación de cuatro diferentes tipos de energías del océano las cuales presentan diversidad de funcionalidades y dispositivos para su aprovechamiento, estas son; corrientes y mareas, gradiente salino, gradiente térmico y oleaje. Por su parte, el Centro Mexicano de Innovación en Energía del Océano (CEMIE-O) clasifica las energías en 5 aprovechables para la producción de energía eléctrica, separando las corrientes de las mareas, no obstante, la clasificación de diferentes organismos tiene presente tanto a las corrientes como a las mareas ya de forma conjunta o individual.

## I.1 Energía de corrientes y mareas

La obtención de energía por corrientes y mareas consiste en el aprovechamiento de energía cinética y/o potencial relacionado a la velocidad del flujo de agua, creando energía mecánica rotacional en dispositivos tales como turbinas capaces de obtener energía eléctrica. Una de las mayores ventajas que proporciona este tipo de energía es la predictibilidad que tiene, pues, las corrientes y mareas presentan diferencias pequeñas, las cuales son causadas debido a variaciones meteorológicas o fenómenos naturales como huracanes, haciendo que su energía sea relativamente la misma. Caso contrario a lo que ocurre con las centrales hidroeléctricas las cuales presentan mayor variabilidad en su diseño tomando en consideración la época de estiaje, etc., haciendo que su nivel dependa de las lluvias que se presenten a lo largo del tiempo.

La energía potencial puede aprovecharse a través de turbinas en embalses artificiales o en estuarios en donde existen grandes cantidades de agua, para ello, se almacena por medio de represas (Vikas *et al.*, 2016), permitiendo dirigir el flujo de agua hacia las turbinas durante el cambio en el nivel del agua. Igualmente, se pueden construir presas almacenadoras del flujo de las mareas y mediante la descarga de este, generar energía aprovechable, ejemplo de

ello son las centrales mareomotrices presentadas en la tabla 1.2, donde la central de *Shiwa Lake* en Corea del Sur (Figura 1.2), destaca por ser la de mayor generación a nivel mundial.



Figura 1.2: Central mareomotriz de Shiwa Lake, Corea del Sur (Tomado de ECOticias, 2016).

Tabla 1.2: Centrales de energía Mareomotriz en el mundo (Modificado de Khare et al., 2018)

País	Central	Año	Generación (MW)
Francia	Rance Tidal Power Station	1966	240
Rusia	Kislaya Guba Tidal Power Station	1968	1.7
China	Jiangxia Tidal Power Station	1980	3.2
Canadá	Annapolis Royal Generating Station	1984	20
Reino Unido	Strangford Lough SeaGen	2008	1.2
Corea del Sur	Uldolmok Tidal Power Station	2009	1.5
Corea del Sur	Shiwa Lake Tidal Power Station	2011	254

El aprovechamiento mediante la energía cinética puede obtenerse de manera similar a la energía eólica, a través de las diferencias de presión que se forman alrededor de un sólido dentro de un flujo, generándose energía rotacional para posteriormente convertirla en energía eléctrica. De acuerdo con (López, 2015; Posada *et al.*, 2019), algunos de los dispositivos más utilizados en la actualidad son:

- Turbinas de flujo axial: La dirección del flujo de agua es paralela al eje de rotación, provocando así un levantamiento en las aspas de manera similar a las turbinas eólicas y propelas de los barcos.
- Turbinas de flujo transversal: El eje de rotación es perpendicular a la dirección del flujo, su funcionamiento similar a las turbinas de flujo axial.
- Turbinas con efecto Venturi: Esta turbina funciona como la de flujo axial dentro de un ducto Venturi para acelerar el flujo debido a las diferencias de presión.
- Alabe oscilante: Consiste en una hidro-ala unida a un brazo oscilante, el cual provoca un movimiento vertical oscilatorio que acciona un motor hidráulico.
- Cometa de corriente: Este dispositivo consta de un alerón que se encuentra atado a una pequeña turbina la cual se mantiene en suspensión, oscilando en forma de “8” aumentando la velocidad del agua que fluye por la turbina.
- Tornillo de Arquímedes: Se conforma de un sistema de tornillos que giran de forma ascendente sobre un eje anclado al fondo marino.

El uso y aprovechamiento de este tipo de energía se ve restringida debido a las limitaciones en cuanto a los altos costos de implementación y la alteración de ecosistemas debido a la gran infraestructura requerida. Por su parte, México cuenta con sitios potencialmente adecuados para el aprovechamiento de este tipo de energía en donde se deberán realizar análisis de ciclo de vida para conocer de mejor manera sus beneficios a corto, mediano y largo plazo.

En el Grupo de Ingeniería de Costas y Puertos del IIUNAM se encuentra en desarrollo una turbina helicoidal tipo Gorlov, la cual busca solucionar problemáticas en el canal de Cozumel, esta consta de tres álabes aerodinámicos que funcionan a través de las fuerzas de sustentación y arrastre mediante corrientes marinas con una velocidad de arranque menor a 1 m/s (Echeverría *et al.*, 2021).

## **I.2 Energía por gradiente salino**

A partir de la segunda mitad del siglo XX, se descubrió que es posible la extracción de energía mediante la diferencia de concentración entre el agua salada y el agua dulce, también llamada: Energía por Gradiente Salino, Potencial de Gradiente Salino o Energía Azul. Su funcionamiento está basado en el aprovechamiento entre la mezcla de dos soluciones cuya concentración salina es distinta, como en la desembocadura de un río al mar. Durante el proceso, existe una disminución de la energía libre la cual aumenta la entropía de las soluciones, convirtiendo en energía eléctrica cierta cantidad de la energía química de los fluidos (Marín *et al.*, 2020).

Las bases del descubrimiento de este tipo de energía datan de la segunda mitad de la década de los 50's. (Pattle, 1954), mediante membranas de intercambio iónico, diseñó un módulo

con capas alternadas de agua dulce y salada, estas se separaron mediante membranas de intercambio catiónico y aniónico (CEM y AEM respectivamente), el cual generó un flujo de iones debido a la presencia de corrientes de diferente salinidad (Edenhofer *et al.*, 2013). Dicha corriente iónica se transformó en una corriente eléctrica en un circuito cerrado con dos electrodos y un par redox. Demostrando así el potencial energético del gradiente salino y sentando las bases de la técnica de electrodiálisis inversa (Micale *et al.*, 2016), como se muestra en la figura siguiente.

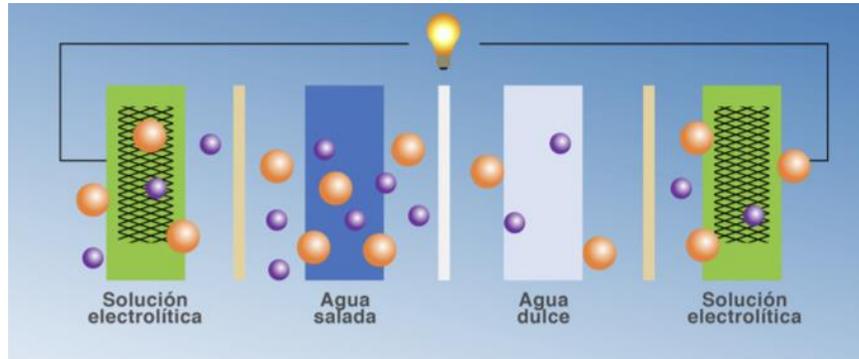


Figura 1.3: Proceso de electrodiálisis inversa (RED) (Tomado de CEMIE-O).

En el año de 1974, Norman definió un sistema basado en membranas osmóticas, conformada por dos módulos donde las aguas con salinidad distinta se separan mediante la membrana semipermeable. El agua dulce se introduce a través de la membrana hacia el módulo de agua salada generando una carga hidrostática que es igual a la diferencia de presión osmótica entre las dos corrientes. Por su parte, la energía eléctrica se genera mediante el uso de una turbina hidráulica conectada a un generador. El sistema recibió el nombre de Ósmosis Retardada por Presión (PRO por sus siglas en inglés) (Skilhagen *et al.*, 2008). Se puede observar de forma didáctica el proceso descrito anteriormente mediante la Figura 1.4.

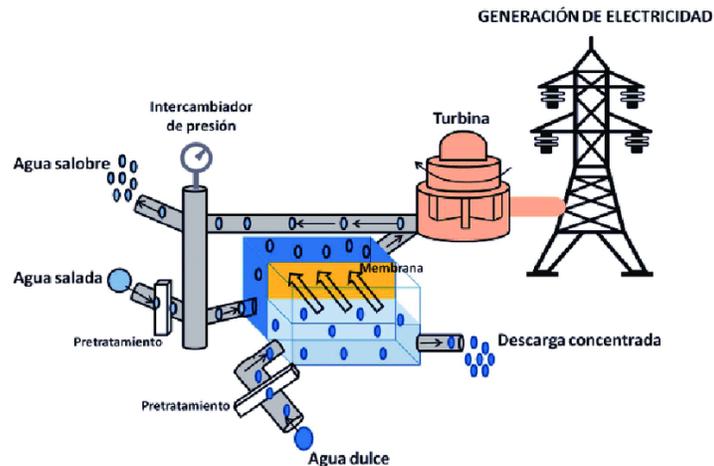


Figura 1.4: Proceso de Ósmosis Retardada por Presión (Tomado de Marín *et al.*, 2020).

Durante el 2009, surgió una nueva tecnología, la Mezcla capacitiva (CAPMIX), ésta consiste en el uso de electrodos capacitivos para absorber y desorber iones, alternando las soluciones de diferente salinidad, acumulando la carga eléctrica de una solución de alta salinidad y descargándola en una de baja salinidad, generando así energía neta aprovechable.

Diversos investigadores han dado un enfoque a la generación eléctrica a partir del potencial de gradiente salino, esto debido a que se estima que por cada metro cúbico de agua de río que ingresa al mar, hay una liberación de aproximadamente 2.3 MJ (Skilhagen *et al.*, 2008; Jia *et al.*, 2014; Álvarez-Silva *et al.*, 2016). En años recientes, el potencial eléctrico de la energía por gradiente salino se ha estimado en 1,650 TWh/año (Skråmestø *et al.*, 2009).

Actualmente, los esfuerzos en el desarrollo de este tipo de energía están concentrados en la realización de mejoras en cuanto a los materiales y las técnicas a utilizar para poder ser económicamente viables y ser competitivos en el sector energético. Para el año 2023, Francia espera poner en marcha su primera planta piloto de energía azul, para ello, *Sweetch Energy* y la *Compagnie Nationale du Rhône* (CNR por sus siglas en francés), quien es el principal productor de electricidad a partir de fuentes renovable en Francia, han unido esfuerzos para la creación de una planta situada en el Delta del Ródano.

Por su parte, en el IIUNAM se fabricó un dispositivo a escala de laboratorio capaz de generar 0.5W de potencia con un área activa de 10 x 10 cm (Sandoval *et al.*, 2022).

### **I.3 Energía de gradiente térmico**

La energía a partir del gradiente de temperatura tiene como base fundamental la captación de energía solar en los océanos, estos funcionan como grandes colectores que permiten tener un diferencial de temperatura mientras va incrementando la profundidad, concentrándose la mayor temperatura en la superficie y disminuyendo de manera exponencial cuando se llega al fondo marino (Garduño *et al.*, 2017). Para poder aprovechar ese gradiente se utiliza la tecnología llamada Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC por sus siglas en inglés).

OTEC aprovecha el gradiente de temperatura entre las aguas profundas (1000 m y 4°C) y superficiales. Para poder trabajar de manera eficiente en la obtención de energía eléctrica mediante el gradiente térmico de los océanos, es recomendable contar con áreas cuyo gradiente de la columna de agua sea mayor a 20°C. Los países cercanos al Ecuador poseen un mayor potencial para el uso de este tipo de tecnología (ver Figura 1.5), no obstante, algunos países alejados del Ecuador cuentan con dicha tecnología como Francia, Japón y Estados Unidos.

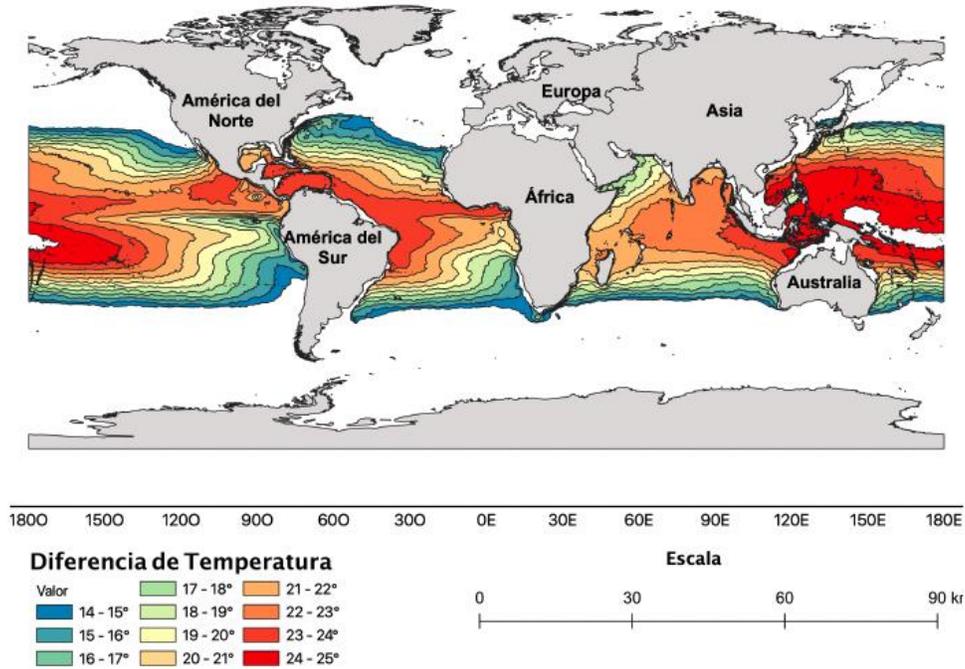


Figura 1.5: Distribución de los gradientes de temperatura del océano. (Tomado de Garduño y García, 2022).

México cuenta con un gran potencial para el desarrollo e implementación de este tipo de energía, principalmente en el Océano Pacífico y el Mar Caribe en donde hay zonas como Cozumel, Bahía de Banderas, Cabo Corrientes y en las costas de Michoacán, Guerrero y Oaxaca (Garduño *et al.*, 2017), dichos sitios presentan:

- Distancia adecuada entre línea de costa y profundidad de 1000 m
- Un gradiente térmico superior a 20°C
- Potencias anuales entre 60 y 160 MW
- Persistencia entre el 50 y 100% de los días del año

El funcionamiento de la tecnología OTEC se realiza mediante el ciclo de calor termodinámico Rankine, utilizando turbinas que funcionan con vapor para posteriormente obtener electricidad. De manera general, existen tres diferentes tipos de ciclos, abierto (OC), cerrado (CC) e híbrido.

En el ciclo de Claude o ciclo abierto, se utiliza el agua de mar como un fluido de trabajo, su funcionamiento comienza cuando el agua de la superficie es bombeada y sometida a vacío para bajar la presión hasta llegar al punto de ebullición, obteniendo vapor y dirigiéndolo hacia una turbina conectada a un generador para la producción de energía eléctrica, posteriormente se dirige a un condensador obteniendo agua en estado líquido a una presión de 1.7kPa y temperatura de 15°C. Este procedimiento se lleva a cabo usando agua fría de la mar bombeada a aproximadamente 1000 m de profundidad como un fluido refrigerante, el agua

del condensador se regresa al mar y el proceso vuelve a repetirse de manera continua. Durante el proceso de la evaporación, la mayor parte de las sales precipitan, una vez el vapor hace girar la turbina, pasa por el condensador recuperando el agua sin sal (Garduño *et al.*, 2017).

Se estima que una planta relativamente pequeña puede producir de 1 a 10 MW de electricidad neta, así mismo, es capaz de obtener de 1,700 a 3,500 m<sup>3</sup> de agua dulce en un día. Con ello, podrían satisfacerse las necesidades de poblaciones de entre 4,500 a 100,000 personas (OTEC Matters, 2015; Morales *et al.*, 2014; Vega *et al.*, 2002).

El ciclo cerrado o ciclo de Anderson funciona de manera parecida al ciclo abierto, hay una entrada de agua marina superficial y en el evaporador se utiliza un fluido de trabajo con un bajo punto de ebullición como el amonio, el propano o el freón, este se vaporiza para hacer girar una turbina conectada a un generador para obtener electricidad. Posteriormente, el vapor se traslada a un condensador donde se vuelve a convertir en líquido y se bombea para comenzar de nuevo con el ciclo. Una de las peculiaridades de este ciclo es que no se obtiene agua dulce en el proceso.

En el caso del ciclo híbrido, hay una mezcla de características con los dos sistemas anteriormente descritos con el fin de optimizar los procesos, intentando obtener la mayor cantidad de electricidad y al mismo tiempo desalinizar el agua de mar.

En México, diversos investigadores y estudiantes de la UNAM, la UNICARIBE y la UABCS desarrollan una planta prototipo de ciclo cerrado a escala de laboratorio que genera 1kW (ver Figura 1.6), utilizando como fluido de trabajo una sustancia fluorada (R-152a), de acuerdo con el dimensionamiento de la planta, seguridad y temas ambientales (Tobal *et al.*, 2021). Esta pequeña planta cuenta con un evaporador, un condensador, tanques de almacenamiento, una bomba y una turbina para poder obtener la mayor eficiencia posible.

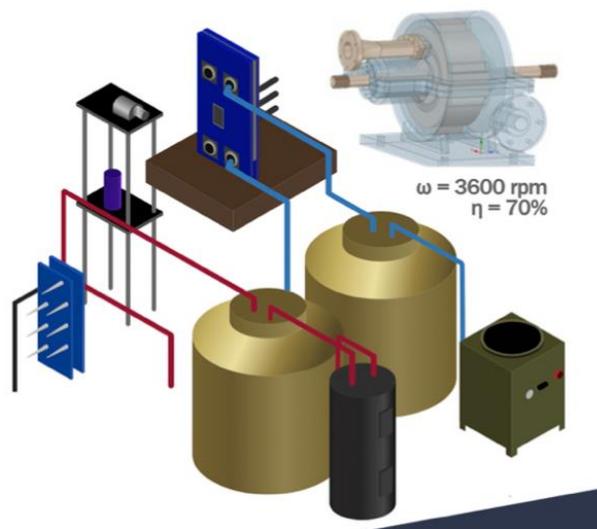


Figura 1.6: Prototipo miniplanta OTEC (Tomado de CEMIE-O).

## **I.4 Energía del oleaje**

La energía del oleaje o energía undimotriz es considerada como una de las de mayor potencial dentro de las energías renovables debido a su versatilidad y facilidad de implementación, éstas tienen la capacidad de conservar gran parte de su energía a lo largo de grandes distancias. Se estima que, en promedio, cada ola en el mar pueda generar entre 10 y 15 kilowatts de energía por cada metro (Hernández *et al.*, 2016).

México se encuentra aún en una etapa de evaluación de recursos con algunos desarrollos de prototipos a pequeña escala en algunas universidades y centros de investigación. Por lo que, para una correcta evaluación del potencial y aprovechamiento energético se deben tomar en cuenta factores técnicos, socioeconómicos y ambientales, dando paso al desarrollo e implementación de dispositivos capaces de satisfacer las necesidades de las comunidades cercanas a las costas.

En el siguiente capítulo se abordará con mayor detenimiento la definición de oleaje y su aprovechamiento, incluyendo la valoración del potencial energético y dispositivos convertidores de energía.

## II. La energía del oleaje y su aprovechamiento

La energía undimotriz es aquella que basa su aprovechamiento en la energía cinética y/o potencial de las olas, ya que durante su generación existen cambios de altura y velocidad (Hernández *et al.*, 2016). Por su parte, el oleaje se define como el conjunto de oscilaciones periódicas en la superficie del agua formadas debido a diversas fuerzas como el viento, las fuerzas gravitatorias del sol y la luna hacia las masas oceánicas, fenómenos naturales como tormentas, etc. No obstante, el viento es el principal responsable de la generación de las olas más comunes y de mayor densidad energética.

La energía de las olas se puede considerar como un derivado de la energía solar (Falcão, 2010), ya que está dado por el viento el cual se origina a partir de las diferencias de temperatura en la superficie terrestre en conjunto con el movimiento de rotación terrestre, provocando el movimiento en el aire y como consecuencia de esa interacción entre las moléculas de aire con las moléculas de la superficie del agua se generan olas conocidas como olas de capilaridad, estas dan paso a un incremento en la fricción entre el agua y el viento aumentando el tamaño de la ola.

### II.1 Características espaciales y temporales del oleaje

La forma más sencilla de representar el oleaje es a través de la superposición de ondas sinusoidales perfectas, estas se desplazan en cierta dirección de propagación y cuentan con características que permiten identificar de mejor manera su variabilidad espacial y temporal para poder utilizarlas como fuente de energía (ver Figura 2.1), estas se describen a continuación.

#### Espacial:

- Cresta: punto de mayor altura de la onda.
- Valle: punto de menor altura de la onda.
- Nivel medio del mar: Línea teórica que delimita de igual forma a las crestas y valles.
- Altura de ola ( $H$ ): distancia vertical desde el valle hasta la cresta.
- Longitud de onda: ( $L$ ): distancia entre dos crestas consecutivas.
- Amplitud ( $a$ ): distancia vertical desde la cresta hasta el nivel medio del mar.
- Profundidad ( $h$ ): distancia vertical desde el nivel medio del mar hasta el fondo del lugar de propagación del oleaje.

#### Temporal:

- Periodo ( $T$ ): tiempo en el que dos crestas consecutivas pasar por el mismo punto.
- Frecuencia ( $f$ ): inverso del periodo.

- Celeridad ( $c$ ): velocidad de desplazamiento de la onda.

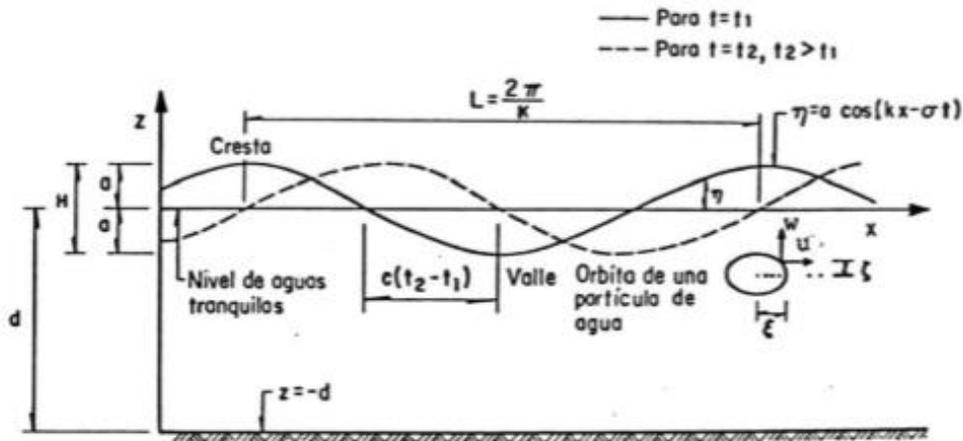


Figura 2.1: Perfil del oleaje y características principales (Tomado de Rodríguez, 2021).

La clasificación del oleaje es de gran importancia para conocer datos sobre su aprovechamiento, para el diseño de nuevos dispositivos y para entender el fenómeno mismo, este se puede clasificar de diversas formas; de acuerdo con las fuerzas que lo originan, a su profundidad relativa y a sus periodos.

Respecto a las fuerzas que generan el oleaje, estos se describen en el esquema de la Figura 2.2.

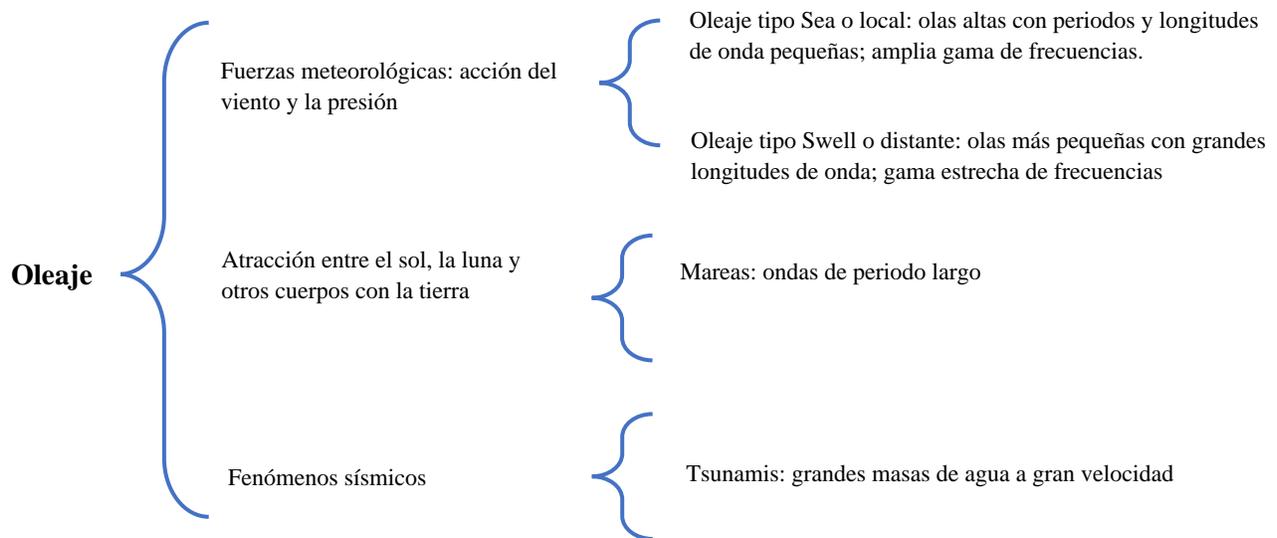


Figura 2.2: Clasificación del oleaje por fuerzas generadoras (Modificado de Chávez, 2011).

La clasificación del oleaje mediante su profundidad relativa se define como la relación entre la profundidad ( $h$ ) y la longitud de onda ( $L$ ) con el cual se puede zonificar la propagación del oleaje en tres (ver Figura 2.3):

- Aguas profundas: la profundidad no tiene influencia relevante sobre el oleaje.  $\frac{h}{L} \geq 1/2$ .
- Aguas de transición: es la parte intermedia entre aguas profundas y someras.  $1/2 > \frac{h}{L} > 1/20$ .
- Aguas someras: el oleaje está controlado por la profundidad del agua.  $\frac{h}{L} \leq 1/20$ .

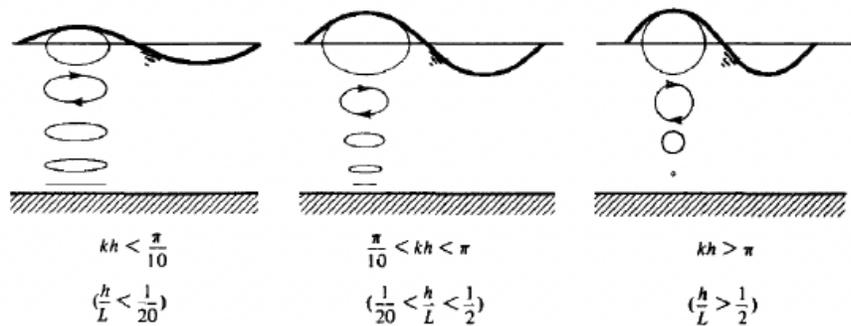


Figura 2.3: Trayectoria de las partículas de agua a diferentes profundidades relativas (Tomado de Rodríguez, 2021).

Otra forma de clasificación es por medio de su periodo de onda. En la Figura 2.4, se puede observar la principal fuerza generadora, el periodo que comprende y su fuerza restauradora.

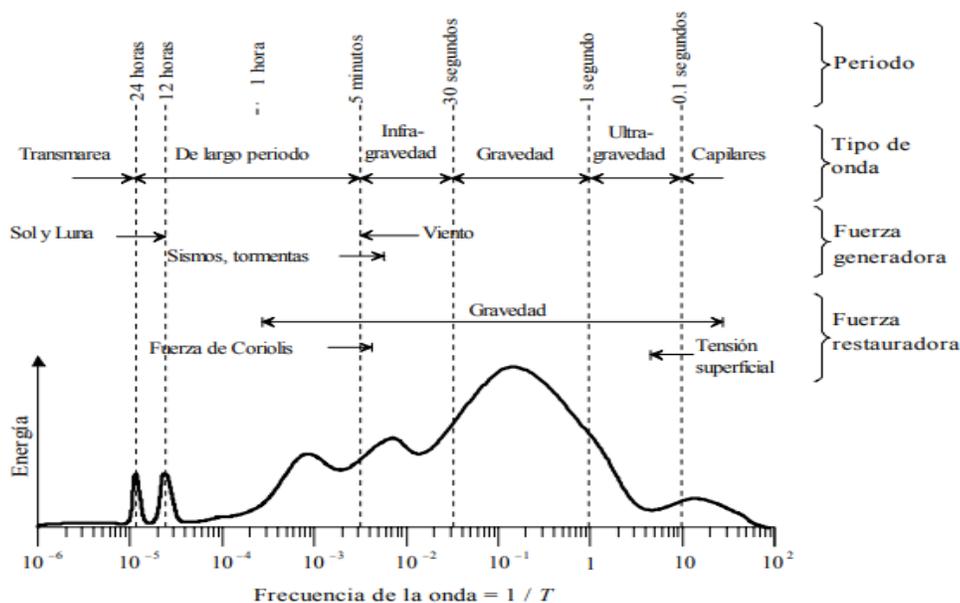


Figura 2.4: Periodo-energía de las ondas (Tomado de Kinsman, 1965 como se citó en Silva, 2005).

## II.2 Potencial energético del oleaje

El estudio del potencial energético del oleaje es un tema relativamente reciente con respecto a otros países desarrollados, no obstante, el Centro Mexicano de Innovación en Energía del Océano (CEMIE-O) ha estudiado durante años dicho recurso en variedad de zonas del país con el fin de obtener datos y poder crear dispositivos capaces de aprovechar toda la energía posible de acuerdo con las características de cada sitio (Félix et al., 2018; Hernández et al., 2019; Ventura et al., 2022).

De acuerdo con (Neil y Hashemi, 2018), el análisis del oleaje como recurso aprovechable se encuentra dividido en tres niveles principales de enfoque:

- Teórico: proporcionan valores promedio brutos de la energía disponible en los sitios.
- Técnico: busca la extracción de la energía mediante dispositivos específicos.
- Práctico: considera cuestiones técnicas, económicas y ambientales para su viabilidad.

De acuerdo con la teoría de Stokes de primer orden o teoría de Airy, el potencial de la ola por unidad de cresta es función del peso específico del fluido, su longitud de onda, amplitud, profundidad y periodo. Algunas consideraciones relevantes para la aplicación de esta teoría es tener un fondo horizontal impermeable, tener un oleaje regular en el tiempo y espacio, así como amplitudes pequeñas y longitudes relativamente grandes, teniendo como unidad de medición el Watt por metro lineal.

Estudios relevantes del recurso de manera teórica fueron los realizados por (Cornett, 2008) y (Mork *et al.*, 2010). El primero de ellos estimó el potencial energético del oleaje a nivel mundial por medio de datos de simulación numérica a través del modelo numérico *WAVEWATCH 3*, los cuales se compararon con datos de boyas y satélites tomando una predicción de oleaje de 10 años sin tomar en consideración fenómenos naturales como huracanes y sin tomar en cuenta el comportamiento en aguas someras. Sus resultados arrojaron que la mayor potencia disponible a nivel global se encuentra en latitudes altas. En México, el potencial energético teórico se encuentra entre los 10 a 20 kW/m en ciertas partes del Océano Pacífico.

Por su parte, (Mork *et al.*, 2010). analizó el potencial energético mundial utilizando una base de datos titulada *WORLDWAVES* (Barstow *et al.*, 2003). En este estudio se tomaron en consideración todas las regiones de acuerdo con su profundidad relativa; aguas profundas, aguas intermedias y aguas someras. Los resultados se obtuvieron mediante modelos numéricos que incluyen efectos en aguas someras, caso contrario a lo que realizó Cornett. En este análisis en la parte del territorio nacional se sugiere que la parte noroeste tiene el mayor potencial energético, de aproximadamente 10-20 kW/m, mientras que el menor potencial se ubica en los golfos de México y el Caribe donde se encuentran valores de entre 5-10 kW/m como se observa en la siguiente figura.

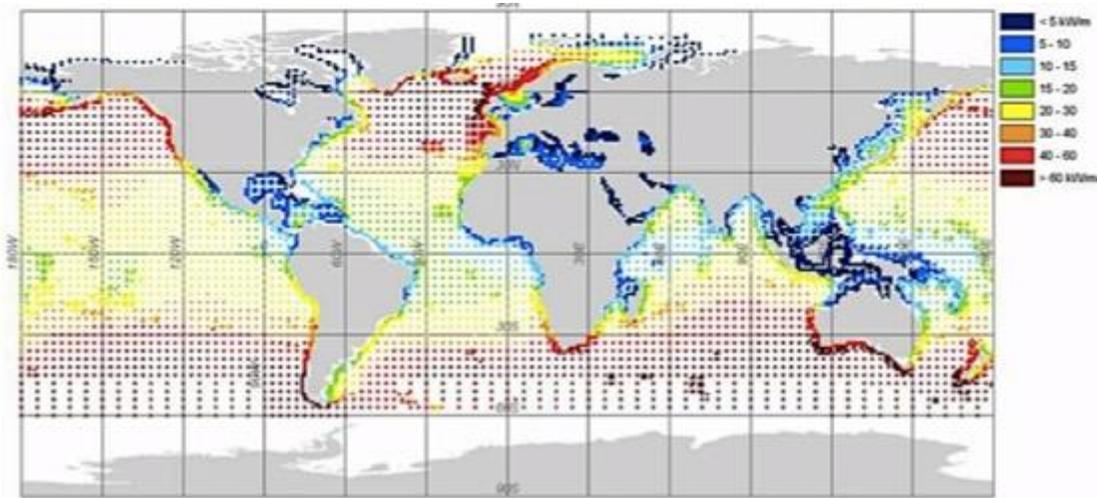


Figura 2.5: Potencial energético del oleaje a nivel mundial (Tomado de Mork et al., 2010).

En un estudio referente a los recursos energéticos marinos en México, (Hernández et al., 2019) crearon diversos mapas de la disponibilidad y variabilidad del potencial teórico de los diversos tipos de energía del océano, analizando e interpolando un total de 144,789 nodos de bases de datos para las zonas costeras de la república mexicana.

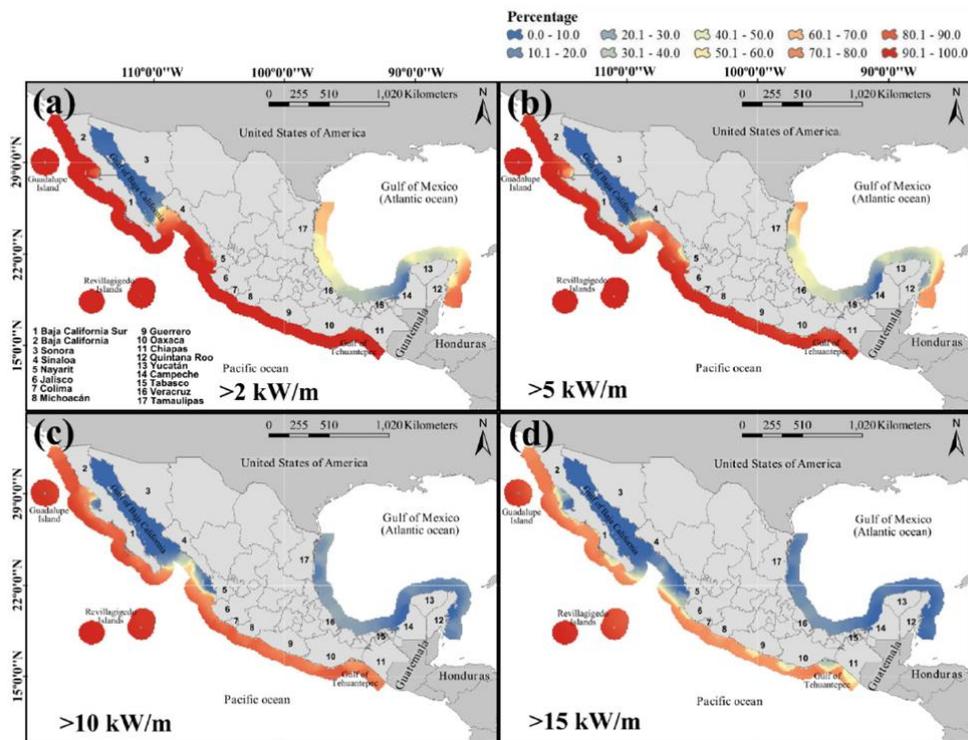


Figura 2.6: Resultados teóricos (en porcentaje) de la disponibilidad de energía undimotriz en México para un periodo de 10 años (2008-2018); a) umbral de  $2\text{ kW/m}$ ; b) umbral de  $5\text{ kW/m}$ ; c) umbral de  $10\text{ kW/m}$ ; d) umbral de  $15\text{ kW/m}$ . (Tomado de Hernández et al., 2019).

La figura 2.6 muestra las zonas costeras donde el potencial teórico es igual o superior a los 2, 5, 10 y 15 kW/m definidos a través de una matriz de potencias de dispositivos convertidores de energía del oleaje (Cahill y Lewis, 2011). Los resultados muestran que sobre el pacífico se encuentra el mayor potencial del oleaje con la menor variabilidad, caso contrario a la parte del Golfo de México, donde existe menor potencial energético y mayor susceptibilidad de variaciones a lo largo del año. Así mismo, se sugiere que la mejor opción para la extracción de energía se encuentra en el oeste de las costas mexicanas, en estados como Baja California, Baja California Sur, Jalisco, Colima, Michoacán, Oaxaca, Guerrero y Chiapas, con un potencial igual o superior a los 10kW/m por al menos el 50% del tiempo, concordando con lo descrito por (Cornett, 2008) y (Mork, 2010).

García (2019), identificó a través de ensayos con modelos de dispositivos convertidores de energía del oleaje probados *in-situ* que los mejores sitios para la instalación de estos dispositivos en el país son: la Península de Baja California, Michoacán y Guerrero.

En países como Chile, Portugal o Australia, el potencial del oleaje supera los 60kW/m a comparación de México en donde oscila entre 8 y 14 kW/m, sin embargo, diversos autores han propuesto el estudio de granjas convertidores de energía y sistemas híbridos para obtener una mayor eficiencia y rentabilidad.

## II.3 Convertidores de energía del oleaje

Se define como Convertidores de Energía del Oleaje (CEO o WEC por sus siglas en inglés, *Wave Energy Converter*) a los dispositivos capaces de capturar la energía cinética y/o potencial de las olas convirtiéndola en energía mecánica para finalmente transformarla en energía eléctrica de manera económica, eficiente y sostenible (Posada *et al.*, 2019). Existen diversidad de configuraciones de los WEC's para la transformación de la energía undimotriz, con el fin de entender la complejidad de la alta gama de dispositivos, estos se clasifican de acuerdo con su localización, su principio de funcionamiento y su orientación.

### II.3.1 Clasificación de acuerdo con su principio de funcionamiento

- **Columna oscilante de agua:**

Conocidos como dispositivos OWC (*Oscillating Water Column*), hacen uso de una columna de agua, generalmente en cámaras de concreto parcialmente sumergidas abierta en el fondo del mar, la cual asciende y desciende actuando sobre un pistón que comprime y descomprime una columna de aire dirigiendo el flujo hacia una turbina mediante un generador para poder obtener energía eléctrica.

El dispositivo más destacable de este tipo de funcionamiento es la central de Mutriku en España (Figura 2.8), siendo esta la primera planta comercial de generación mediante energía del oleaje en el mundo. Consta de 16 turbinas tipo Wells de eje vertical con una potencia instalada de 296 kW (Castillo, 2018). Las cuales se alojan mediante un dique de abrigo de 440 metros de longitud hecho en concreto armado con revestimientos de mampostería. Así mismo, cuenta con mantos de escolleras y roca natural para el manto principal.



Figura 2.8: Central undimotriz de Mutriku, España (Tomado del diario vasco, 2020)

Con el desarrollo de este tipo de centrales, han surgido ideas novedosas para poder aplicar este concepto en diferentes sitios alejados un poco más de la costa, tal es el caso del *King Island Project* de la empresa *Wave Swell*. Un proyecto mediante el dispositivo *Uniwave200* (ver Figura 2.9), conformado por una central OWC flotante con una turbina unidireccional, la central cuenta una potencia de 200kW instalada el 10 de enero del 2021 en *Grassy, King Island* (WaveSwell, 2021), exportando la energía generada por primera vez en junio del mismo año.



Figura 2.9: *Uniwave200, Tasmania* (Tomado de WaveSwell, 2021).

- **Rebosamiento:**

Estos dispositivos transforman la energía transforman la energía cinética de las olas en energía potencial mediante el almacenamiento, posteriormente, el fluido se dirige a una turbina hidráulica de baja altura, obteniendo energía mecánica rotatoria y finalmente energía eléctrica mediante un generador.

El dispositivo más famoso de este tipo es el *Wave Dragon* o Dragón de Olas (ver Figura 2.10), un dispositivo flotante inventado por Erik Friis-Madsen. En 2003 se probó un prototipo a gran escala siendo este el primer dispositivo conectado a la red en alta mar en Dinamarca (CCO, 2013). El *Wave Dragon* consta de 4 diferentes tamaños y potencias; 1.5MW, 4MW, 7MW y 12MW y en la actualidad se realizan los preparativos para un dispositivo de 50MW.

Mediante unos reflectores, el dispositivo dirige la energía de las olas hacia una rampa, esta se almacena en un tanque o reservorio para finalmente dirigir el agua hacia una turbina, generalmente del tipo Kaplan.



Figura 2.10: Sistema Wave Dragon (Tomado de Energía de los mares, 2016)

- **Cuerpos oscilantes:**

La energía se recoge a partir de la absorción del choque de ondas de oleaje producido por el movimiento de las partículas de agua. Igualmente, se puede aprovechar desde el movimiento relativo a través de dos estructuras mecánicas unidas ya sea fijas o móviles.

El Pelamis es uno de los dispositivos más famosos en este tipo de funcionamiento (Figura 2.11), este se conforma de varias secciones cilíndricas, generalmente 4, las cuales están parcialmente sumergidas y unidas por unas juntas móviles. El oleaje induce un movimiento relativo entre los cilindros activando un sistema hidráulico generando la potencia mecánica necesaria para así transmitirla al generador eléctrico. En los últimos años se han realizado diversas investigaciones logrando grandes aportes, en el 2004 se probó un prototipo de 120 metros de longitud y 3.5 m de diámetro generando 750 kW (Falcão, 2010). Actualmente el dispositivo ya se encuentra en fase de comercialización.

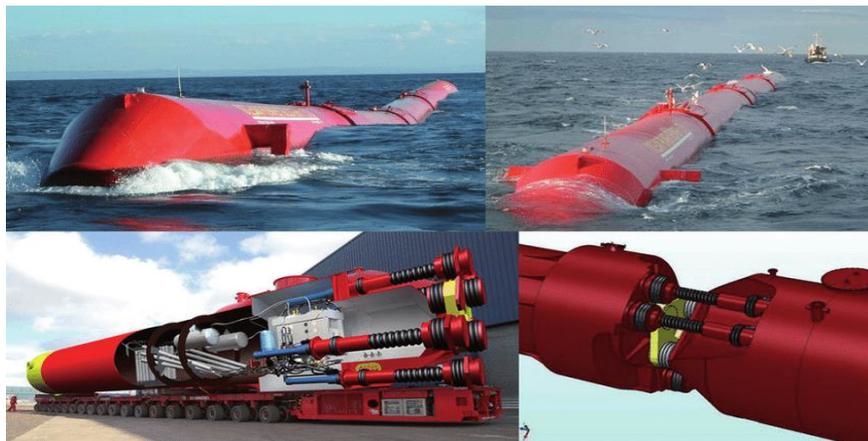


Figura 2.11: Sistema Pelamis de generación de energía undimotriz (Tomado de Vercelli, 2012).

En la Figura 2.12 se muestra la clasificación en base al principio de funcionamiento previamente descrita con diversos dispositivos que han llegado a la etapa de prototipo y/o comercialización.

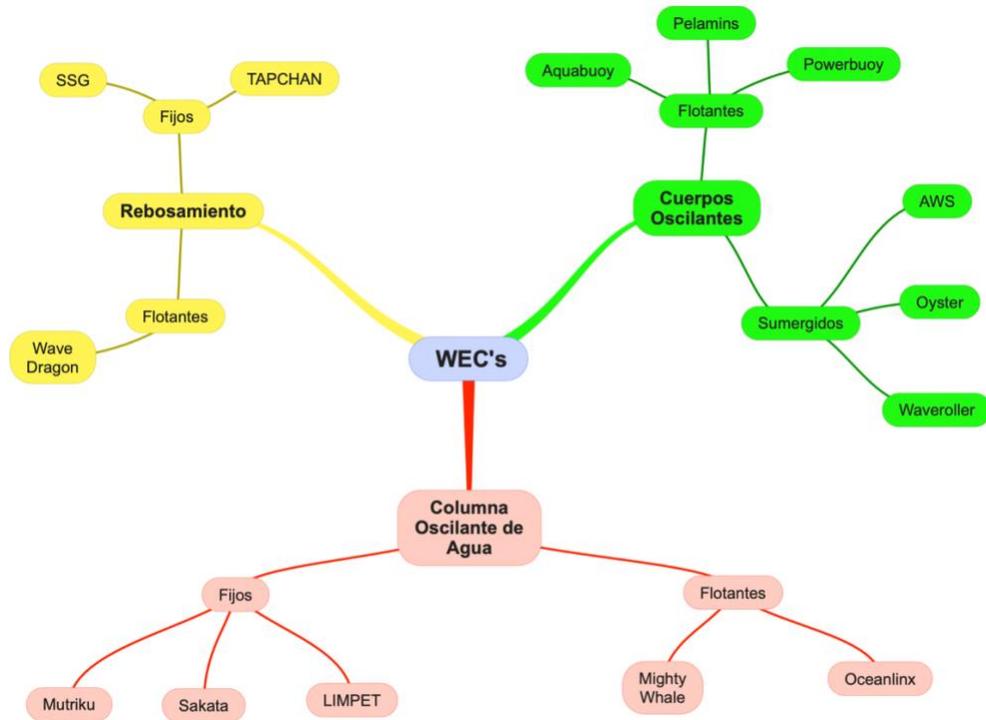


Figura 2.12: Clasificación de tecnologías WEC (Modificado de Díaz, 2015)

### II.3.2 Clasificación de acuerdo con su localización

Esta hace referencia a la distancia en la que se instala el dispositivo respecto a la línea de costa en función de su anclaje, cimentación o método constructivo (ver Figura 2.13).

#### 1. Sobre la línea de costa (*Onshore*):

La instalación y el mantenimiento es el más sencillo debido a la accesibilidad del sitio. Generalmente los WEC's se construyen sobre roca para resistir fenómenos naturales y no figuran los dispositivos flotantes con sistemas de amarre. Los principales tipos de convertidores usados sobre la línea de costa son: columna oscilante de agua y rebosamiento.

#### 2. Cercanos a la costa (*Nearshore*) 35-70 m:

Poseen un mayor potencial de oleaje respecto a las estructuras *onshore*, no obstante, el principal inconveniente es su instalación. Ejemplos de WEC's *nearshore* son los

OWC flotantes, los convertidores de sobretensiones de ondas oscilantes y los dispositivos de presión diferencial sumergida

### 3. Costa afuera (*Offshore*) >70 m:

El potencial es elevado, sin embargo, las principales desventajas son la accesibilidad, el mantenimiento y el transporte de energía eléctrica. Algunos dispositivos comerciales offshore son el Pelamis y Power Buoy

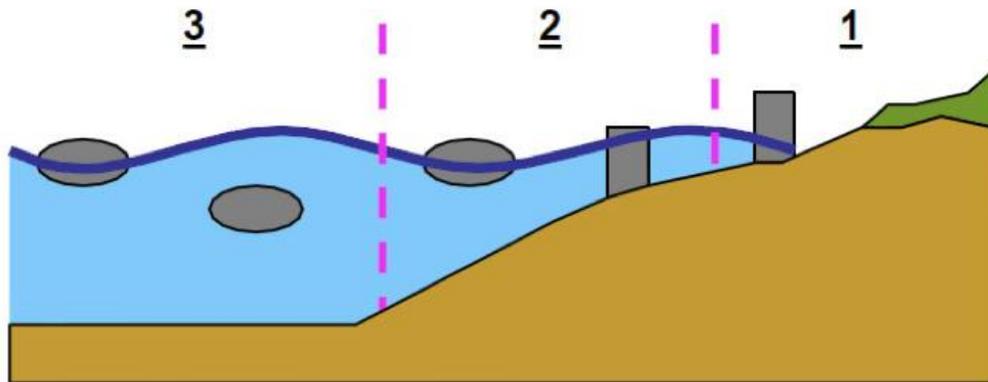


Figura 2.13: Clasificación de dispositivos según su localización (Tomado de Imaz, 2016).

### II.3.3 Clasificación según su orientación respecto al oleaje

Este tipo de clasificación es de gran utilidad ya que muestra la disposición de los WEC's con respecto a la dirección del oleaje (ver Figura 2.14), influyendo directamente en la interacción dispositivo-oleaje. Existen principalmente 3 tipos los cuales se describen a continuación:

- **Absorbedor puntual:** Dispositivos de tamaño relativamente reducido en comparación a la longitud del oleaje incidente, se concentran en un punto y se pueden organizar de forma conjunta formando granjas.
- **Atenuador:** Su eje dominante es paralelo a la dirección de la ola incidente, generalmente son estructuras alargadas y captan la energía de manera progresiva. Requieren de un sistema de anclaje menos resistente en comparación a los totalizadores.
- **Totalizador:** Suelen tener una forma alargada al igual que los atenuadores, sin embargo, estos se colocan en dirección perpendicular a la dirección del oleaje requiriendo un mejor sistema de anclaje.



Figura 2.14: WEC's según su posición respecto al oleaje incidente (Tomado de Imaz, 2016)..

## II.4 Turbinas tipo Wells

El elemento principal de las centrales OWC es la turbina, este debe diseñarse de manera meticulosa para dar solución a la bidireccionalidad del flujo, el régimen del fluido, los fenómenos naturales que pueden provocar fallas en el sistema, los estados de mar en los que puede trabajar, etc.

Para dar solución a las problemáticas de las turbinas unidireccionales convencionales se idearon las turbinas bidireccionales con el propósito de optimizar su funcionamiento y ampliar el rango de aplicación, ofreciendo más alternativas que la forma neumática a partir de un dique de concreto en la línea de costa.

### II.4.1 Turbina Wells convencional

La turbina Wells fue creada en el año de 1976 por el profesor Alan Wells de la *Queen's University* en Belfast, con el propósito de tener un dispositivo capaz de poder girar en el mismo sentido independientemente de la dirección del flujo. Este tipo de turbina es la de mayor utilización en los dispositivos del tipo OWC en la actualidad.

La constitución de esta turbina está formada por un rodete con álabes aerodinámicos simétricos perpendiculares al eje de rotación donde en la parte superior se aloja el generador, los álabes se encuentran distribuidos de manera equidistante dentro de una carcasa especial para poder transformar la energía del oleaje en energía mecánica y transmitirla al eje conectado al generador para finalmente obtener energía eléctrica (ver Figura 2.15).

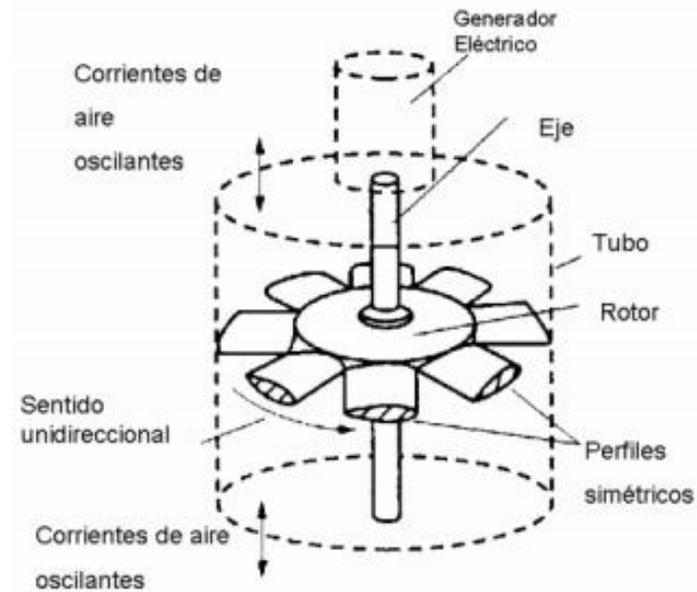


Figura 2.15: Esquema de turbina Wells convencional (Modificado de Takao y Setoguchi, 2012).

Los perfiles aerodinámicos del tipo NACA (*National Advisory Committee for Aeronautics*), generalmente se utilizan para el desarrollo de turbinas eólicas, de corrientes marinas, alas de avión, etc. (Figura 2.16). La nomenclatura NACA define el concepto geométrico del perfil en dos dimensiones para calcular las características principales y su comportamiento una vez se instale. Dichas características son función del coeficiente de sustentación y coeficiente de arrastre.

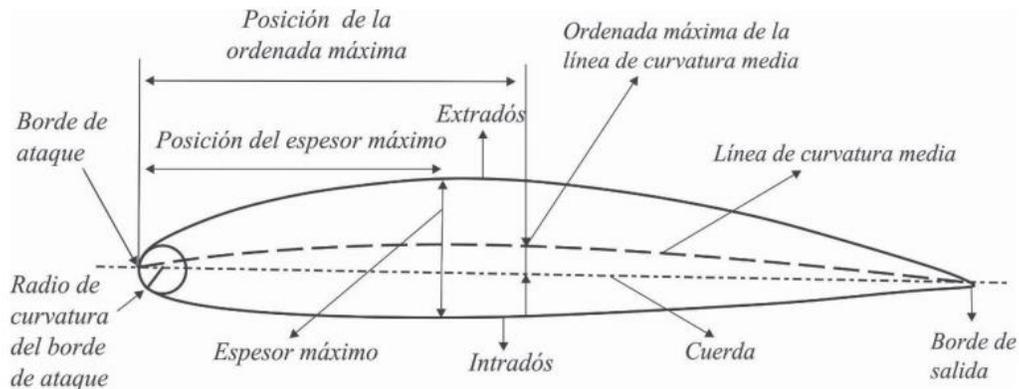


Figura 2.16: Terminología de un perfil alar (Tomado de Román et al., 2022).

La NACA estableció un sistema con cuatro parámetros para definir la estructura de un perfil. Sea un perfil NACA WXYZ, donde:

- W: ordenada máxima de la línea media en porcentaje de la cuerda
- X: posición de la ordenada máxima en décimas de la cuerda
- YZ: espesor máximo en porcentaje de la cuerda

Un caso particular donde se forma un grupo de perfiles alares es cuando la ordenada máxima de la línea de curvatura es cero y la posición de la ordenada máxima es igual a cero, recibiendo el nombre de perfil simétrico, ya que tanto la cara superior a la cuerda como la cara inferior son iguales, teniendo como variable el espesor máximo de la cuerda, un ejemplo de ello es el perfil NACA0015 como se observa en la Figura 2.17:

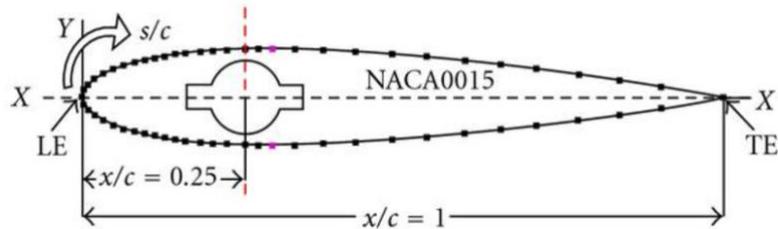


Figura 2.17: Perfil aerodinámico NACA0015 (Tomado de Sharma y Poddar, 2010).

El principio de funcionamiento de la turbina Wells se basa en las fuerzas actuantes relacionadas al fluido sobre los álabes simétricos aerodinámicos permitiendo un cambio de momentum angular generando así la rotación de la turbina.

La velocidad relativa del flujo ( $W_r$ ), generada por la combinación de la velocidad del flujo axial a través de la turbina ( $V_A$ ), y la velocidad tangencial del álabe ( $V_T$ ), crea fuerzas aerodinámicas en la sección del perfil que son función de la magnitud del ángulo de incidencia o ataque ( $\alpha$ ). Estas fuerzas resultantes son la fuerza de sustentación ( $L$ ) y la fuerza de arrastre ( $D$ ), las cuales actúan de manera normal y paralela a  $W_r$  respectivamente.  $L$  y  $F$  pueden descomponerse en fuerzas tangenciales ( $F_T$ ) y fuerzas axiales ( $F_A$ ) respectivamente (Gareev, 2011). En la Figura 2.18 se puede observar de manera gráfica las fuerzas involucradas sobre un perfil aerodinámico simétrico tipo NACA.

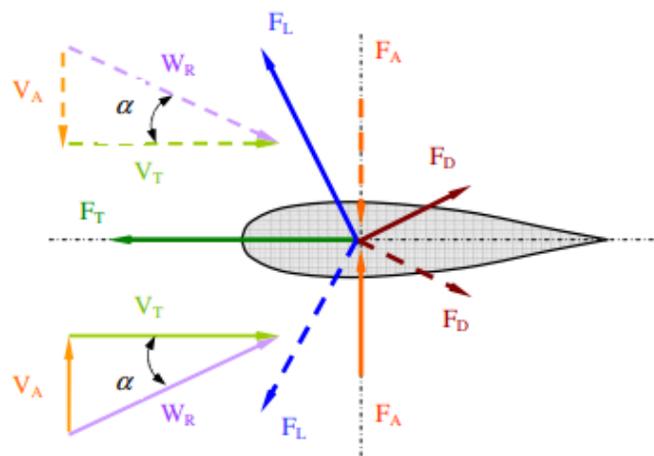


Figura 2.18: Fuerzas actuantes sobre un perfil aerodinámico (Tomado de Gareev, 2011).

El ciclo de operación de la turbina Wells se clasifica en dos fases de acuerdo con la acción de la columna oscilante de agua. La fase de succión, en la cual el nivel del fluido asciende dentro de la carcasa y contacta con el álabe aerodinámico. La fuerza resultante ( $F_R$ ) debida a la fuerza de sustentación ( $L$ ) y arrastre ( $D$ ) está dada por:

$$F_R = \sqrt{L^2 + D^2} \quad (\text{II.1})$$

Dicha fuerza resultante  $F_R$  puede descomponerse de manera axial ( $F_A$ ) y tangencial ( $F_T$ ) en términos de la sustentación y el arrastre:

$$F_t = L \sin(\alpha) - D \cos(\alpha) \quad (\text{II.2})$$

$$F_A = L \cos(\alpha) + D \sin(\alpha) \quad (\text{II.3})$$

Las fuerzas aerodinámicas de sustentación ( $L$ ) y arrastre ( $D$ ) sobre los álabes en función de la densidad, la velocidad efectiva, la longitud de cuerda y los coeficientes aerodinámicos quedan definidas por las ecuaciones II.4 y II.5:

$$L = \frac{1}{2} \rho \cdot v_{efec}^2 \cdot C \cdot h \cdot Cl \quad (\text{II.4})$$

$$D = \frac{1}{2} \rho \cdot v_{efec}^2 \cdot C \cdot h \cdot Cd \quad (\text{II.5})$$

A diferencia de la etapa de succión, en la etapa de compresión, el nivel del agua desciende a través del conducto y contacta con el álabe aerodinámico por la parte superior. A través del esquema de la Figura 2.18 se puede observar como la fuerza tangencial en la etapa de succión y de compresión tienen la misma dirección, caso contrario a la fuerza axial que mantiene su magnitud, pero cambia de sentido en la etapa de succión. Al colocar perfiles aerodinámicos simétricos alrededor de un eje de rotación se consigue un giro en la dirección de la fuerza tangencial independientemente de los movimientos ascendentes y descendentes del flujo de agua.

Algunos factores que influyen directamente en el rendimiento de las turbinas tipo Wells son la solidez, el tipo de perfil aerodinámico seleccionado, el espesor de este y su ángulo de ataque, el número de álabes en el rodete, el material en el que se construyen (Shehata *et al.*, 2016). Para mejorar la eficiencia general de la turbina se han propuesto variantes a la turbina Wells convencional.

## II.4.2 Turbina Wells con directrices

Esta variante de la turbina convencional consta de unas directrices mejor conocidas como *guide vanes*, las cuales direccionan el flujo con cierto ángulo de ataque de manera más exacta hacia los álabes (ver Figura 2.19). Las pérdidas por turbulencia a la entrada y salida se pueden reducir gracias a la implementación de estas guías las cuales se colocan alrededor del rotor de forma equidistante como se muestra en la siguiente figura. Una de sus principales desventajas es el mantenimiento y la construcción de las directrices en modelos físicos a pequeña escala lo que provoca una reducción en su uso.

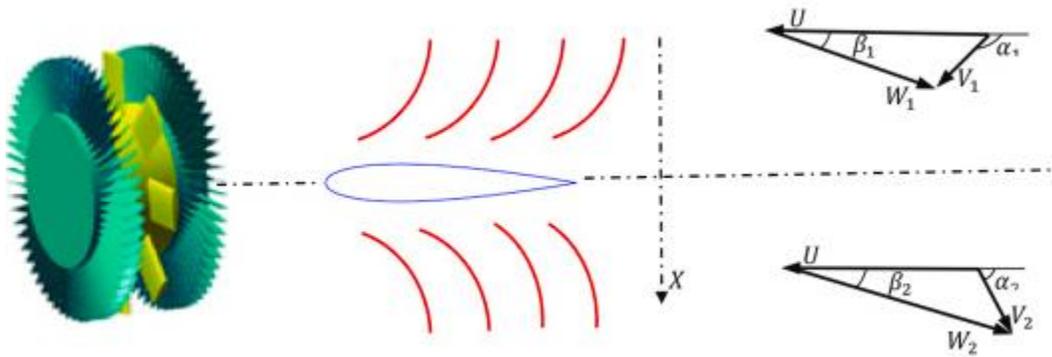


Figura 2.19: Diagrama de velocidad en turbina Wells con *guide vanes*. (Tomado de Falcão and Henriques, 2016).

## II.4.3 Turbina Wells multiplano

También conocida como turbina Wells multietapa, basa su funcionamiento en la continuidad de rotación de la turbina ya que al trabajar con un fluido oscilante las fuerzas no se mantienen constantes teniendo aceleraciones variables que afectan al generador eléctrico.

Este tipo de turbina evita el uso de las aletas directrices y por tanto un menor mantenimiento. Existen dos tipos de turbinas multiplano. En primer lugar, la turbina cuyos álabes se colocan en la misma dirección (Figura 2.20 a), diversos autores recomiendan colocar una sobre otra con una relación de espacio entre planos de 1 con el fin de mejorar la eficiencia en espacio limitado sin llegar a la eficiencia con *guide vanes*, no obstante, es más simple de armar.

La segunda variante de la turbina biplano, conocida como turbina contrarrotante, tiene la característica de alojar los álabes aerodinámicos en sentidos opuestos, generando un par de fuerza en un sentido en la etapa de compresión y otro opuesto en la etapa de succión (Figura 2.20 b). Tiene un rango operativo similar al de la turbina monoplano con guías y logra una eficiencia máxima similar. El valor de la eficiencia máxima de la turbina contrarrotante es mayor que el de la turbina monoplano en un 12% y en un 9% para la turbina biplano. No

obstante, se requiere de un generador adicional o una caja de cambios que permita invertir la dirección de rotación (Ahmed *et al.*, 2016).

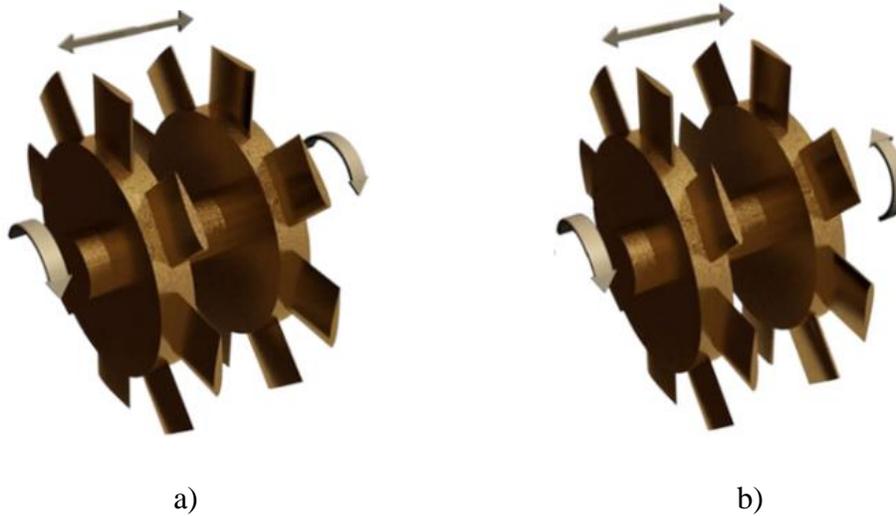


Figura 2.20: Turbina Wells multiplano; a) biplano b) contrarrotante (Modificado de Shehata *et al.*, 2016).

#### II.4.4 Turbina Wells con álabes direccionables

La particularidad de este tipo de turbina, también conocida como turbina Wells con control de *pitch*, es la complejidad interna del mecanismo de los perfiles aerodinámicos. Estos tienen un pivote que hace rotar el álabes, teniendo la capacidad de modificar el ángulo de incidencia y optimizando su funcionamiento a través del flujo incidente (ver Figuras 2.21 y 2.22). En el momento que el flujo toca el álabes, crea un momento que permite la rotación del álabes, una vez el flujo encuentra salida, las fuerzas de sustentación y arrastre generan un par de mayor magnitud respecto a la turbina Wells convencional.

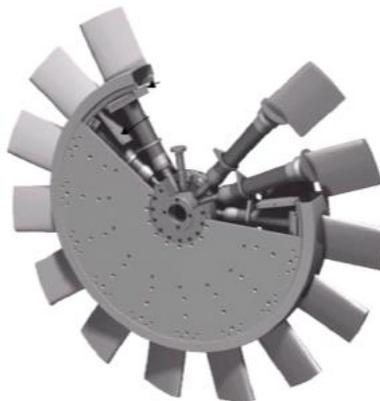


Figura 2.21: Sección de rotor de la turbina Wells con *pitch* variable en Pico Island (Modificado de Taylor y Caldwell, 1998).

Diversos investigadores han indicado que la turbina con álabes orientables puede trabajar en un rango más amplio de condiciones respecto a otras turbinas fijas. La primera turbina de este tipo a gran escala fue implementada en la planta OWC en Pico Island, teniendo un rotor diseñado para alojar 15 álabes con ángulos de rotación desde los  $-40^\circ$  hasta los  $40^\circ$  (Gareev, 2011). El principal inconveniente de este tipo de turbina es el alto costo de diseño y manufactura ya que se debe crear un sistema interno que conecte los álabes con el rotor permitiendo una rotación precisa para que se obtengan los máximos rendimientos.

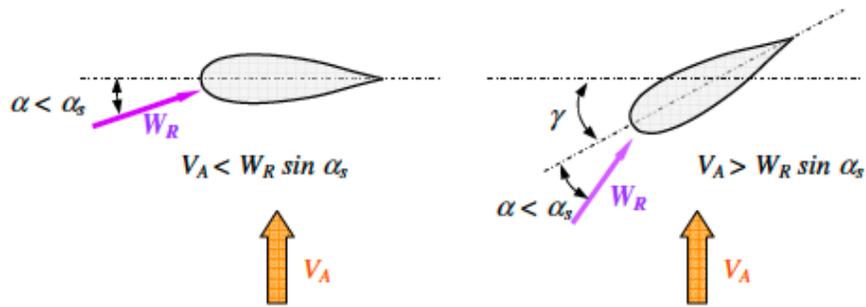


Figura 2.22: Esquema de funcionamiento de la turbina Wells con pitch (Tomado de Gareev, 2011).

## III. Metodología

### III.1 Diseño de la turbina

Para poder realizar un diseño adecuado de un dispositivo de laboratorio es indispensable tomar en cuenta diversos factores y variables que nos faciliten su construcción, instalación y realización de pruebas del modelo con el fin de representar de la mejor manera las condiciones imperantes en las que este trabajará para obtener conclusiones y continuar diversas líneas de investigación.

#### III.1.1 Parámetros de diseño

La constitución del modelo escalable de la turbina Wells requiere la definición de ciertos parámetros para la constitución física y geométrica que permita su desarrollo, los cuales se describen a continuación:

##### Número y distribución de álabes

La selección del número de álabes ( $B$ ) es el punto de partida para el diseño de la turbina, diversas centrales OWC y prototipos de laboratorio manejan valores entre los 3 y 15 álabes.

##### Solidez

Uno de los factores más influyentes es la solidez ( $\sigma$ ), ya que esta relaciona el área descrita por los álabes y el área total de la turbina. La solidez determina el comportamiento de arranque de la turbina, si los valores son muy pequeños, la turbina no podrá crear el par de fuerza necesario para su arranque partiendo del reposo, dicho fenómeno se conoce como *crawling*. De acuerdo con (Raghunathan *et al.*, 1981), un valor mínimo recomendado de solidez es de 0.60 cuya expresión se define como:

$$\sigma = \frac{BC}{2\pi \left( \frac{Re + Ri}{2} \right)} \quad (\text{III.1})$$

donde:

$B$ : número de álabes

$C$ : longitud de cuerda (m)

$Re$ : radio exterior de la turbina (m)

$Ri$ : radio interior de la turbina (m)

### Diámetro exterior e interior

Dadas las condiciones limitantes al momento de la manufactura en impresión 3D junto con el tamaño del canal de oleaje para la instalación del dispositivo, se optó por delimitar el diámetro exterior de la turbina ( $De$ ) a un máximo de 5"Ø, igualmente, solo se tomarán en consideración tubos comerciales con paredes de hasta 3mm. El diámetro interior, al ser directamente proporcional al diámetro exterior (ecuación III.2) se eligió fijando un factor gamma superior a 0.5 y menor al valor de la solidez para un correcto arranque.

$$\gamma = \frac{Di}{De} \quad (III.2)$$

### Envergadura

La envergadura ( $h$ ) está dada por la diferencia de longitud entre el radio exterior de la turbina y el radio interior tomando en cuenta el espacio libre que debe existir entre los álabes y la carcasa como lo muestra la ecuación III.3. Dicho valor permite conocer el tamaño perpendicular al eje de rotación que tendrá el perfil aerodinámico.

$$h = De - (Di + 6 \text{ mm}) \quad (III.3)$$

### Diseño de álabes

Como se ha mencionado previamente en el capítulo II.4.1, existe una gran diversidad de perfiles aerodinámicos simétricos tipo NACA00XX responsables de la extracción de la energía de las olas para convertirla posteriormente en energía mecánica, estos poseen diversos coeficientes de sustentación y arrastre dependiendo su geometría y ángulo de ataque.

Para obtener las características fundamentales del perfil alar se puede hacer uso de diversos softwares libres, como es el caso de Airfoil Tools, que permite obtener los coeficientes de sustentación ( $Cl$ ), arrastre ( $Cd$ ) y el ángulo de ataque mediante gráficas para poder diseñar el perfil correctamente.

Los coeficientes antes mencionados se obtienen al trazar una línea tangente en la gráfica de  $Cl$  vs  $Cd$  partiendo del punto 0 en el eje de las ordenadas hasta tocar la curva, posteriormente se traza una línea horizontal que será el coeficiente de sustentación y finalmente se traza una recta vertical hasta el eje de las abscisas obteniendo el coeficiente de arrastre.

Posteriormente, en la gráfica de  $Cl$  vs  $\alpha$ , se da continuidad a la línea horizontal trazada previamente en la primera gráfica que relaciona el coeficiente de sustentación con el de arrastre ( $Cl$  vs  $Cd$ ), trazada la línea, en el punto de intersección con la curva de  $Cl$  vs  $\alpha$  se vuelve a trazar una línea vertical, encontrando el ángulo  $\alpha$  en el eje de las abscisas. Finalmente, en la gráfica de  $Cl/Cd$  vs  $\alpha$  se prolonga la línea vertical trazada en la gráfica de  $Cl$  vs  $\alpha$  y en su intersección con la curva se traza una línea horizontal.

### Longitud de cuerda y espesor

La longitud de cuerda ( $C$ ), definida por la ecuación III.4, determina que tan largos serán los álabes aerodinámicos para poder absorber la energía de las olas y poder transformarla en energía rotacional.

$$C = \frac{2\pi\sigma \left( \frac{Re + Ri}{2} \right)}{B} \quad (\text{III.4})$$

El máximo espesor de los alabes ( $Max_e$ ), corresponde a un porcentaje de la longitud de cuerda  $C$ , definido por los dos últimos dígitos de acuerdo con la elección del perfil simétrico como lo muestra la ecuación III.5:

$$Max_e = \%C \quad (\text{III.5})$$

### III.1.2 Velocidades actuantes en la turbina

Mediante el triángulo de velocidades formado por el fluido a través de los álabes, se puede observar la relación entre las velocidades axial ( $U$ ), lineal ( $\Omega_r$ ) e inducida ( $U_t$ ) con el ángulo de ataque como lo muestra la Figura 3.1.

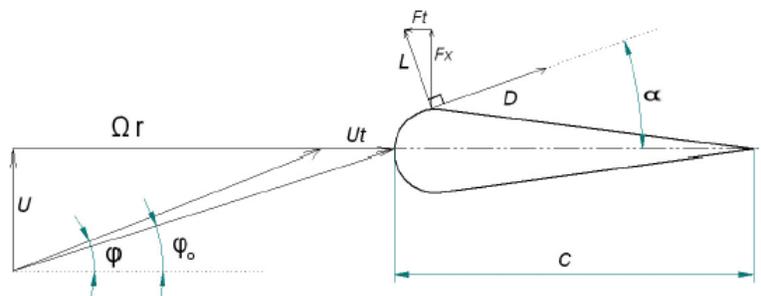


Figura 3.1: Diagrama de velocidades y fuerzas sobre un álabe (Tomado de Ortiz, 2009).

Las velocidades y ángulo de ataque, responsables del movimiento rotacional de la turbina se pueden expresar en conjunto mediante la ecuación III.6.

$$\tan(\alpha) = \frac{U}{\Omega_r + U_t} \quad (\text{III.6})$$

donde:

$U$ : Velocidad axial del fluido (m/s)

$\Omega_r$ : Velocidad lineal (m/s)

$U_t$ : Velocidad inducida (m/s)

Así mismo, la velocidad lineal e inducida se pueden definir de la siguiente manera mediante las ecuaciones III.7 y III.8 respectivamente:

$$\Omega_r = \Omega R \quad (\text{III.7})$$

$$U_t = \frac{\Delta P}{2\rho\Omega_r} \quad (\text{III.8})$$

Sustituyendo la ecuación III.7 en la ecuación III.8 se obtiene la ecuación III.9:

$$U_t = \frac{\Delta P}{2\rho\Omega R} \quad (\text{III.9})$$

Despejando la velocidad lineal de la turbina de la ecuación III.6 y sustituyendo la ecuación III.9 se obtiene:

$$\Omega \cdot R = \frac{U}{\tan(\alpha)} - \frac{\Delta P}{2\rho\Omega R} \quad (\text{III.10})$$

Agrupando términos se obtiene la ecuación III.11 en función de la velocidad angular, la velocidad axial y la diferencia de presiones:

$$2\rho\Omega^2 R^2 - \frac{2 \cdot \rho \cdot \Omega \cdot R \cdot U}{\tan(\alpha)} + \Delta P = 0 \quad (\text{III.11})$$

donde:

$\rho$ : Densidad del agua a 20°C (kg/m<sup>3</sup>)

$R$ : Radio exterior de la turbina (m)

$\alpha$ : Ángulo de ataque (°)

$U$ : Velocidad axial del fluido (m/s)

$\Omega$ : Velocidad angular (rad/s)

$\Delta P$ : Diferencia de presión (Pa)

### **Velocidad axial de las olas**

En el laboratorio de Ingeniería de Costas y Puertos del IIUNAM se cuenta con un Velocímetro Acústico Doppler (ADV por sus siglas en inglés), el cual permite estimar la velocidad axial del oleaje de manera directa de acuerdo con un estado de mar dado.

El sensor acústico de cuatro receptores Vectrino Profiler realiza el registro de las tres componentes de velocidad ( $X$ ,  $Y$ ,  $Z$ ) a través de la interacción del transmisor y los receptores mediante el efecto Doppler, estos últimos están alineados generando un volumen de muestreo en su intersección con el brazo transmisor. El transmisor genera pulsos acústicos de manera axial a su eje haciendo que los receptores capten dicho sonido reflejado por las partículas suspendidas del agua con una inclinación dada en el volumen de muestreo. Los receptores del sensor Vectrino tienen una inclinación de  $30^\circ$  cada uno respecto del brazo, así mismo, se cuenta con una distancia de enfoque 5 cm por debajo de los receptores para la generación del volumen de muestreo que permita la correcta lectura de datos del oleaje como se muestra en la Figura 3.2.

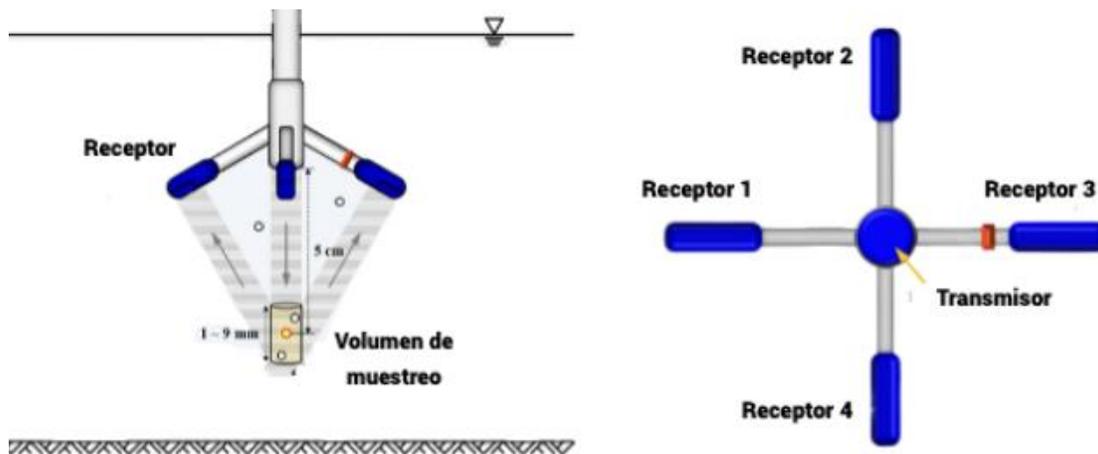


Figura 3.2: Funcionamiento esquemático del sensor ADV (Modificado de Park y Hwang, 2021).

Para la realización de las pruebas de velocidad en el canal de oleaje se consideraron los parámetros de periodo ( $T$ ), profundidad ( $h$ ) y altura de ola ( $H$ ) la Tabla 3.1, tomando en cuenta una posible rotura de ola, arrojando lecturas erróneas. Igualmente, se agregaron partículas en suspensión para que el Vectrino pueda trabajar en óptimas condiciones ya que el agua de la cisterna del laboratorio es muy cristalina y arroja mucho ruido, lo cual distorsiona los datos ya que los pulsos no rebotan de manera adecuada y se reflejan con la base de vidrio del canal.

Tabla 3.1: Datos del estado de mar para el canal de oleaje.

Prueba de velocidad	
$T$	1 s
$h$	0.45 m
$H$	0.12 m

Al ser una turbina de flujo biaxial se tomaron en cuenta las componentes del ascenso y descenso de las olas ( $Z_1$  y  $Z_2$ ), verificando que las velocidades sean lo más parecidas posible

para impedir una intermitencia en el giro de la turbina ya que al tener las mismas velocidades tanto en la fase de succión como en la de compresión la velocidad angular se mantendrá relativamente constante, para ello, la altura del Vectrino fue de 40 cm. La duración de las pruebas fue de 5 minutos para poder propagar el oleaje y tomar un espectro de velocidades que permita realizar un promedio de las crestas y los valles para conocer la variabilidad de las lecturas y resumir la prueba en un dato que refleje de manera adecuada el comportamiento de la turbina.

### Velocidad geométrica

Haciendo uso del teorema de Pitágoras a través del triángulo de velocidades en el álabe, la velocidad geométrica ( $V_{geo}$ ) queda definida a través de la ecuación III.12:

$$V_{geo} = \sqrt{U^2 + \Omega_r^2} \quad (\text{III.12})$$

El ángulo de la velocidad geométrica ( $\varphi$ ) está dado por la ecuación III.13:

$$\varphi = \text{angtan}\left(\frac{U}{\Omega_r}\right) \quad (\text{III.13})$$

### Velocidad efectiva

La obtención de la velocidad efectiva ( $V_{efe}$ ) se realiza de manera similar a la velocidad geométrica, a través de la trigonometría, no obstante, se debe tomar en consideración la velocidad inducida  $U_t$ , siendo la geométrica un caso ideal mientras que la velocidad efectiva refleja de mejor manera lo que ocurre en la realidad. La velocidad efectiva se calcula con la ecuación III.14.

$$V_{efe} = \sqrt{U^2 + (\Omega_r + U_t)^2} \quad (\text{III.14})$$

El ángulo de la velocidad efectiva ( $\varphi_{efe}$ ) se calcula mediante la ecuación III.15:

$$\varphi_{efe} = \text{angtan}\left(\frac{U}{\Omega_r + U_t}\right) \quad (\text{III.15})$$

### Gasto

El caudal ( $Q$ ) de agua necesario para poder accionar la turbina se puede obtener a partir de la velocidad axial de acuerdo con la ecuación III.16:

$$Q = A \cdot U \quad (\text{III.16})$$

### III.1.3 Fuerzas actuantes en la turbina

La velocidad efectiva es la responsable de la generación de la fuerza de sustentación y la fuerza de arrastre, provocando el movimiento rotacional de la turbina. Dichas fuerzas se encuentran rotadas un ángulo  $\alpha$ , formado entre la cuerda geométrica del ala y la dirección de la velocidad de la corriente del flujo, siendo el mismo que el formado por la bisectriz del ángulo de la velocidad efectiva y la velocidad geométrica (ver Figura 3.3).

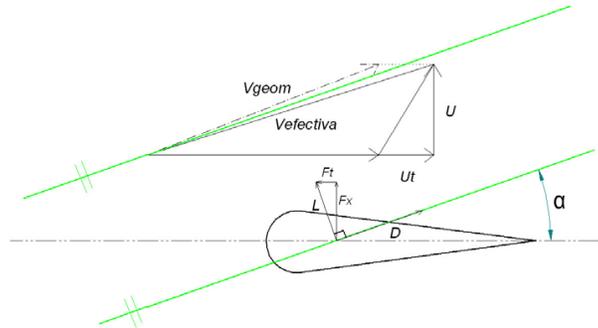


Figura 3.3: Diagrama de velocidades ideal y real en la turbina Wells (Ortiz, 2009).

#### Fuerza de sustentación

La fuerza de sustentación para una turbina Wells convencional en función de la velocidad efectiva, la cuerda del álabe, la envergadura y la densidad del fluido se define como lo muestra la ecuación II.4:

$$L = \frac{1}{2} \rho \cdot v_{efec}^2 \cdot C \cdot h \cdot Cl \quad (\text{II.4})$$

#### Fuerza de arrastre

De manera similar a la fuerza de sustentación, la fuerza de arrastre depende de las mismas variables, no obstante, el cambio más significativo es el debido al coeficiente de arrastre el cual reduce de manera significativa su magnitud como lo muestra la siguiente expresión:

$$D = \frac{1}{2} \rho \cdot v_{efec}^2 \cdot C \cdot h \cdot Cd \quad (\text{II.5})$$

#### Ángulo $\alpha$

El ángulo de ataque ( $\alpha$ ) se calcula como un promedio del ángulo de la velocidad geométrica y la velocidad efectiva, por lo tanto:

$$\alpha = \frac{\varphi + \varphi_o}{2} \quad (\text{III.17})$$

### Fuerza tangencial y axial

Haciendo una proyección de las fuerzas de sustentación y arrastre se obtienen la fuerza tangencial y la fuerza axial representadas en la ecuación II.2 y II.3 respectivamente:

$$F_t = L\sin(\alpha) - D\cos(\alpha) \quad (\text{II.2})$$

$$F_A = L\cos(\alpha) + D\sin(\alpha) \quad (\text{II.3})$$

### Torque

Se determina mediante la ecuación III.18, a partir de la fuerza tangencial obtenida previamente multiplicada por el radio exterior de la turbina:

$$T = (L\sin(\alpha) - D\cos(\alpha)) \cdot R \quad (\text{III.18})$$

#### III.1.4 Selección de carcasa

Este componente tiene que ser capaz de resistir los impactos continuos del agua, así mismo, debe estar constituido de un material que permita analizar el ascenso y descenso de la columna oscilante de agua junto con el movimiento rotacional de la turbina. Dicho elemento tendrá en su interior un eje longitudinal con el rotor, sostenido por un par de soportes en los extremos en los cuales se encuentran dos rodamientos.

#### III.1.5 Selección de eje longitudinal

Para la selección del eje de la turbina se tomaron en cuenta los diámetros comerciales más pequeños de ejes lineales rectos desde 3 hasta 6 milímetros que se puedan adquirir fácilmente de manera unitaria, ya que el modelo tiene unas dimensiones reducidas y ejes mayores se consiguen únicamente por tramos de 3 a 6 metros.

#### III.1.6 Selección de rodamientos

Al contar con un eje longitudinal definido, los rodamientos serán de la misma medida, no obstante, se debe considerar el costo de ellos ya que existen rodamientos cerámicos pequeños con un gran rendimiento, pero con un costo excesivo que sería inviable para el proyecto.

### III.1.7 Diseño de soportes de la turbina

El funcionamiento de la turbina Wells en un estado parcialmente sumergido está relacionado de manera directa con sus soportes ya que estos permiten la correcta hermeticidad para el paso del fluido además de una precisa alineación del eje longitudinal, ya que un desplazamiento no deseado puede provocar que la turbina no gire y la flecha sea prácticamente imperceptible.

El primer punto de anclaje en la parte más alta del canal de oleaje es el soporte superior, este aloja la primera chumacera con su rodamiento, su diseño es función del diámetro de la carcasa y la altura del canal de oleaje, igualmente, se debe considerar una correcta hermeticidad para hacer girar el dispositivo y tener los menores desplazamientos posibles para enfocarse en la interacción ola-turbina.

En el caso del soporte inferior, este debe ser capaz de permitir el paso del agua al mismo tiempo que debe soportar la chumacera inferior y evite su desprendimiento, igualmente, se debe procurar la rigidez del sistema ya que esta pieza estará siempre en contacto con el agua independientemente de la fase de succión o compresión.

Dentro del canal de oleaje del laboratorio se aloja un riel central tipo canaleta de metal que recorre toda la estructura en su base, este puede ser aprovechado como último punto de contacto de todo el sistema de anclaje para una óptima sujeción, no obstante, se debe cuidar la alineación de toda la estructura y prestar atención a la precisión de la parte inferior del soporte para evitar que este se desprenda debido a la fuerza de las olas, para el diseño de este soporte su diseño se debe seguir la misma línea de los dos soportes anteriores para evitar imprecisiones y tener que volver a imprimir.

## III.2 Caracterización en el laboratorio

Para abordar de manera óptima la caracterización del dispositivo WEC tipo OWC resulta imprescindible conocer el ecosistema de trabajo para llevar a cabo una serie de procedimientos que permitan controlar las variables involucradas y realizar pruebas con una metodología planeada que permita detectar y/o prevenir problemas, además de dar homogeneidad entre ensayos para su posterior análisis.

La caracterización de la turbina Wells tiene lugar dentro del canal de simulación de olas del Laboratorio del Grupo de Ingeniería de Costas y Puertos del IIUNAM (Figura 3.4), cuyas características geométricas son de 37 metros de longitud, 1.2 metros de altura y 0.8 metros de anchura. Basa su funcionamiento mediante una pala tipo pistón de acero inoxidable con dos tableros controladores que fungen como reguladores del sistema de accionamiento eléctrico con los motores y del manejo del software Vázquez y Torres Ingeniería.

Para el llenado y vaciado del canal, el laboratorio cuenta con tres bombas centrífugas en paralelo y dos tableros de control para su accionamiento, además, cuenta con diversas válvulas que permiten direccionar el flujo hacia otro canal de menores dimensiones o en su caso, dirigir el agua hacia de nuevo hacia la cisterna.



*Figura 3.4: Sección transversal del canal de oleaje.*

Finalmente, una característica importante a considerar en el modelado es solucionar el problema de reflexión creada por la interacción entre la pala, las olas y las paredes del canal, ya que, cuando la pala está en movimiento creando las olas, al llegar al final del canal estas chocan y rebotan, sumándose a la ola siguiente y alterando el tren de olas en movimiento. Por tal motivo, al final del canal se instaló una playa artificial de grava con una estructura metálica de soporte para que, al pasar las olas a través del dispositivo, estas sigan su camino hasta su rotura tal como se muestra en la Figura 3.5. Aunado a ello, en la interfaz del software Vázquez y Torres Ingeniería existe una opción de absorción, la cual permite a la pala ir ajustando diferentes coeficientes con el fin de mantener el estado de mar original que se introdujo, haciendo homogéneas las olas.



*Figura 3.5: Playa artificial de grava y estructura de soporte.*

### III.2.1 Construcción de la turbina a escala

En el laboratorio del GICP se cuenta con equipo especializado para realizar la correcta construcción de la turbina. En sus instalaciones se alojan un par de impresoras 3D en las que se puede utilizar diferentes tipos y colores de filamentos como el PLA y el ABS para la creación de variedad de objetos. Al ser un modelo a escala relativamente pequeño cuya complejidad de impresión radica en la posición respecto a la placa base de la impresora y configuración de los patrones internos de filamento y no tanto en su geometría. Se optó por utilizar la impresora 3D Ultimaker<sup>2</sup> extended+ (Figura 3.6 a), cuya manejabilidad es más sencilla y la diversidad de colores de filamentos es mayor.

La impresora cuenta con el software Ultimaker Cura 5.2.1, el cual permite una visualización sencilla del objeto a imprimir, además de permitir la manejabilidad de muchos parámetros para una mayor precisión de impresión tales como; el grosor del filamento, material de soporte, número de capas, entre otros (ver Figura 3.6 b). Otra característica importante es la visualización capa por capa de como viaja el extrusor a través de la placa base para la creación del objeto, lo que le permite al software estimar el peso final del objeto, los metros de filamento a ocupar y el tiempo de impresión, esto es de gran ayuda debido a que se pueden optimizar los tiempos entre las diferentes piezas de la turbina al igual que el de los diferentes usuarios de la impresora y se puede controlar el uso de los materiales para que el objeto no quede incompleto. Por último, un aspecto importante es el control de los parámetros de la impresora como la nivelación y temperatura de la placa base, los ventiladores y el tamaño del cabezal del extrusor, ya que a pesar de que se tenga todo correcto en el software al momento de imprimir puede que no se haya revisado alguno de los parámetros anteriores y la pieza quede chueca, se desplace y se deforme.

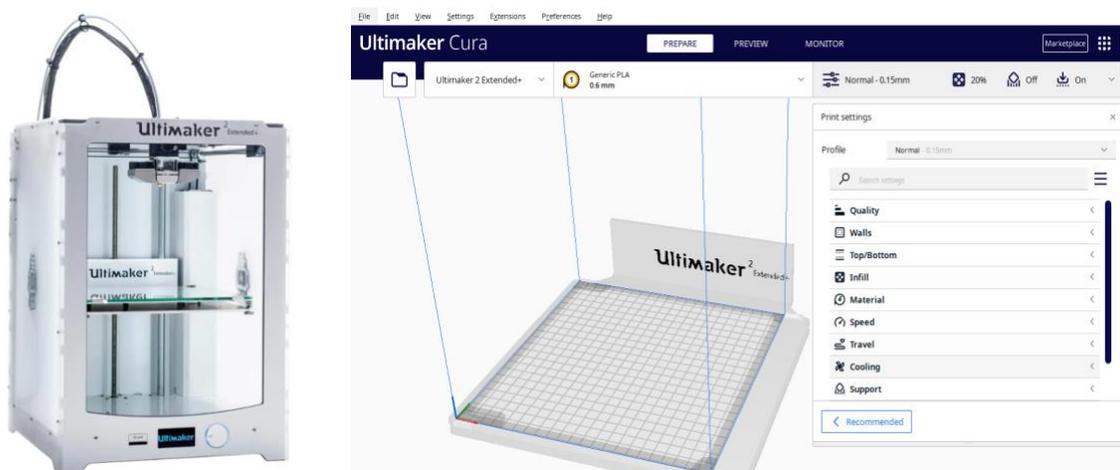


Figura 3.6: a) Impresora 3D Ultimaker<sup>2</sup> extended+; b) Interfaz del software Ultimaker Cura.

### III.2.2 Parámetros del oleaje y pruebas de laboratorio

La caracterización de un estado de mar está descrito a través de parámetros espaciales y temporales del oleaje, tales como la altura de ola ( $H$ ) y el periodo ( $T$ ). Mediante el software Vázquez y Torres ingeniería se pueden introducir dichos parámetros en conjunto con la profundidad ( $h$ ) para la simulación de un estado de mar deseado por un tiempo determinado por el usuario que sea adecuado para realizar sus observaciones y mediciones, igualmente, el programa analiza la relación entre la altura de ola y el periodo elegidos para advertir si las olas generadas romperán, generando así olas irregulares en el ensayo. Se fijó una primera altura de ola de 12 cm dadas las restricciones del modelo a escala y una distancia al fondo del canal de 45 cm, debido a que, las dimensiones del canal de oleaje tienen un mejor comportamiento a partir de los 40 cm de profundidad.

Fijando la primera altura de ola, se decidió utilizar un rango de periodos partiendo desde los 0.9 segundos hasta los 2 segundos, considerando la potencial rotura y la frecuencia en que el oleaje incidirá en el dispositivo. Para analizar el comportamiento de distintas columnas oscilantes de agua y obtener más datos que permitan conocer si la turbina puede trabajar con número mayor de estados de mar, ampliando así su rango de aplicación, se optó por tres diferentes alturas de ola; 12 cm, 14 cm y 16 cm, con un rango similar de periodos, partiendo de un periodo inicial donde el oleaje no rompa.

Las pruebas de laboratorio comenzaron con la limpieza en el interior del canal de oleaje debido a que, durante la prueba de velocidad se tuvo que inducir una turbiedad para poder tener partículas en movimiento que permitieran una correcta lectura de datos, no obstante, si se utilizase la misma agua no se podría percibir de manera óptima el trabajo de la turbina. Una vez limpio el canal, se procedió al encendido de los equipos de bombeo para el llenado controlado del canal a la altura seleccionada de 45 cm, después, se encendieron los tableros controladores del canal y se calibraron los coeficientes de la pala en conjunto con la activación de la absorción mediante el software para una correcta generación del tren olas, realizando un pequeño test de algunos segundos con un pequeño oleaje aleatorio donde se muestra la máxima variabilidad de ruido, fase, demora, etc., los cuales fueron aprobados satisfactoriamente en el tercer test.

Posteriormente, se colocó un dispositivo de videograbación de forma perpendicular a la turbina perfectamente alineado para una óptima lectura de las revoluciones debido a que la medición a través de un tacómetro convencional arrojaría falsos datos por la constante reflexión del láser en las paredes del canal, la carcasa y la variación de la columna de agua. Así mismo, se colocaron unas marcas con diferentes medidas para confirmar in situ el nivel del agua ante una posible fuga inesperada.

Se realizaron un total de 43 pruebas de laboratorio con una duración de 6 minutos cada una, tiempo suficiente para poder configurar los parámetros de la pala e iniciar la generación de las olas, acudir al sitio del montaje de la turbina, esperar a que el oleaje tenga un comportamiento homogéneo, grabar en una posición estratégica la interacción ola-turbina y finalmente esperar a que el oleaje se propague para dar paso a la siguiente prueba con otro estado de mar.

Se activó la pala generadora con los diferentes estados de mar, fijando la primera altura de ola y modificando el periodo hasta concluir en  $T=2s$ , permitiendo la propagación completa del oleaje antes de volver a comenzar. Una vez se concluyeron las pruebas con  $H=12$  cm, se modificó la altura de ola a 14 cm y se repitió la misma secuencia de manera sucesiva hasta la conclusión con el último estado de mar correspondiente a  $H=16$  cm y  $T=2s$ .

Concluidas las pruebas de laboratorio de manera satisfactoria, verificando que se grabaran todas las pruebas en el tiempo estimado, los videos fueron enviados hacia el ordenador para su clasificación, procesamiento, análisis videográfico en cámara lenta y captura de datos. Utilizando un editor de video, se enfocó una parte específica del dispositivo ante la variación de las olas y se redujo la velocidad de reproducción a 0.2x, la cual permitió contabilizar de manera adecuada las revoluciones por minuto.

## IV. Resultados y discusión

### IV.1 Diseño de la turbina

A continuación, se presentan los resultados de los diferentes parámetros de diseño considerados para la elaboración de la turbina Wells parcialmente sumergida.

#### IV.1.1 Parámetros de diseño

Como punto de partida para el diseño de la turbina Wells se eligió un valor de seis álabes aerodinámicos NACA con el fin de tener facilidad de manejo al momento de imprimir y ensamblar.

$$B = 6$$

La distribución de los álabes es equidistante, por lo tanto:

$$\theta = \frac{360^\circ}{B} = 60^\circ$$

#### Solidez

En este proyecto se eligió un valor de solidez igual a 0.6546, superior a los 0.6 recomendados para evitar el fenómeno de *crawling*, por lo tanto:

$$\sigma = 0.6546$$

#### Diámetro exterior e interior

El diámetro exterior de la turbina se eligió de acuerdo con un tubo comercial de 4" de diámetro y paredes de 3mm, por lo que:

$$De = 95.6 \text{ mm}$$

Al tener el diámetro exterior definido, el diámetro interior de la turbina se calculó de acuerdo con la ecuación III.2 usando un valor gamma de 0.6177 para mayor facilidad en la impresión 3D:

$$Di = \gamma \cdot De$$

$$Di = (0.6177)(95.6 \text{ mm})$$

$$Di = 59.05 \text{ mm}$$

## Envergadura

Tomando en consideración la distancia que debe existir entre la carcasa de la turbina y las aspas para que pueda generarse la rotación sin ningún inconveniente, el valor de envergadura se calculó mediante la ecuación III.3 como:

$$h = 30.55 \text{ mm}$$

## Diseño de álabes

Para este proyecto se utilizó un perfil aerodinámico tipo NACA0018 debido a su relación entre cuerda y espesor de 18%, permitiendo una mayor manejabilidad al momento de la manufactura en impresión 3D.

Teniendo el perfil definido, el coeficiente de arrastre ( $C_d$ ), el coeficiente de sustentación ( $C_l$ ) y el ángulo de ataque se obtuvieron mediante las gráficas  $C_l$  vs  $C_d$  (Figura 4.1 a),  $C_l$  vs Alpha (Figura 4.1 b) y  $C_l/C_d$  vs Alpha (Figura 4.2), a través del software libre Airfol Tools siguiendo el procedimiento descrito en la metodología.

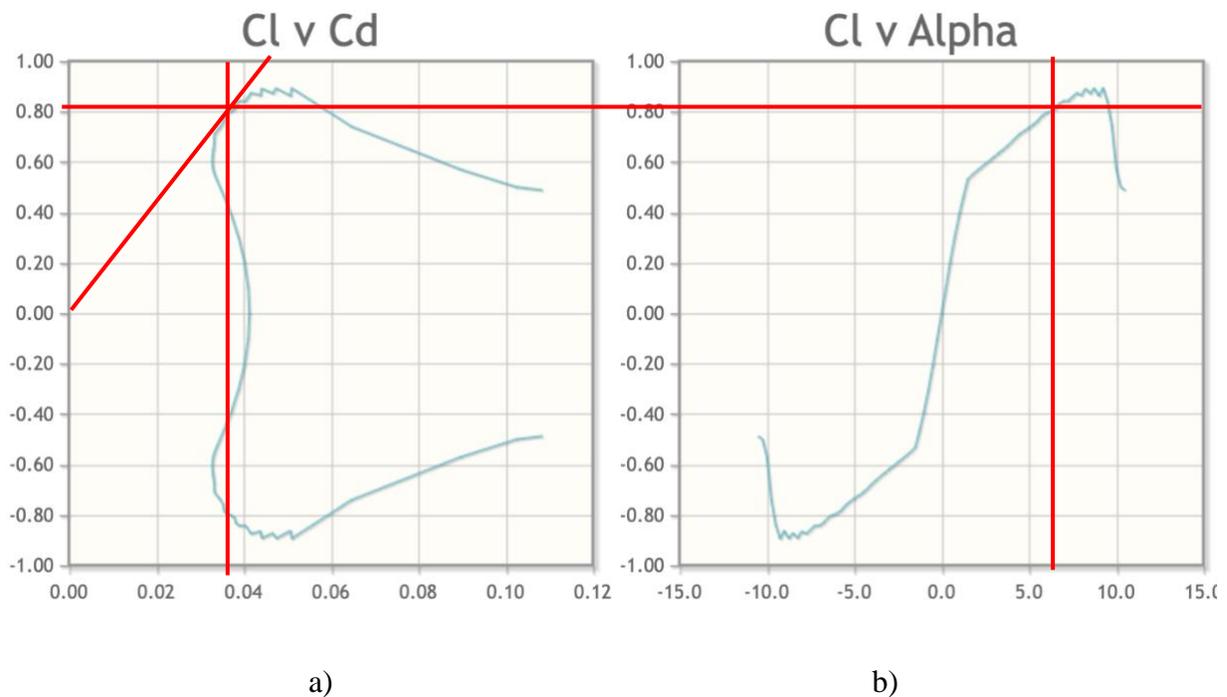


Figura 4.1: a) Gráfica  $C_l$  vs  $C_d$  NACA0018; b) Gráfica  $C_l$  vs Alpha NACA0018.

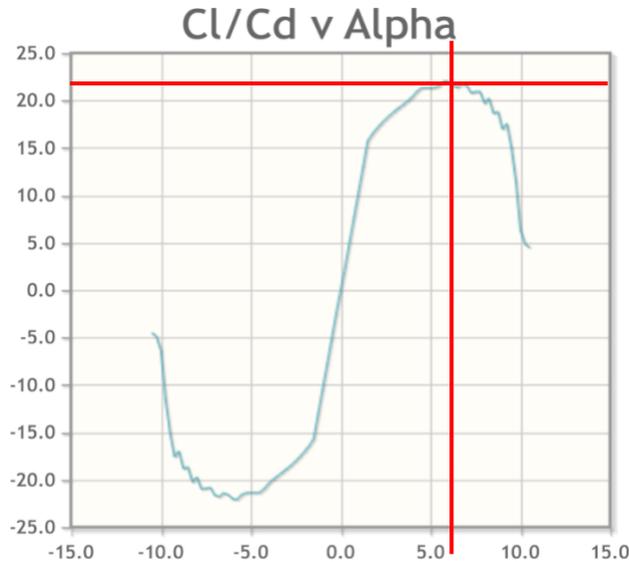


Figura 4.2: Gráfica Cl/Cd vs Alpha para perfil NACA0018.

Con la información obtenida de los gráficos anteriores, se elaboró la Tabla 4.1 para los cálculos posteriores:

Tabla 4.1: Características del perfil aerodinámico

Características aerodinámicas del perfil	NACA0018
Coefficiente de sustentación (Cl)	0.82
Coefficiente de arrastre (Cd)	0.036
Ángulo de ataque ( $\alpha$ )	6.25
Cl-Cd	0.784
Cl/Cd	22.7778

### Longitud de cuerda y espesor

Una vez obtenidos los principales parámetros aerodinámicos del perfil se calculó la longitud de cuerda total con la ecuación III.4.

$$C = \frac{2\pi(0.6546)(0.0387)}{6}$$

$$C = 26.5 \text{ mm}$$

Para el perfil NACA0018 elegido, el máximo espesor de los álabes está definido por la ecuación III.5 como el 18% de la longitud de la cuerda, por lo tanto:

$$Max_e = 4.77 \text{ mm}$$

Una vez elegido el perfil aerodinámico y obtenidas sus características se elaboró un gráfico representativo (Figura 4.3), de uno de los seis álabes de la turbina.

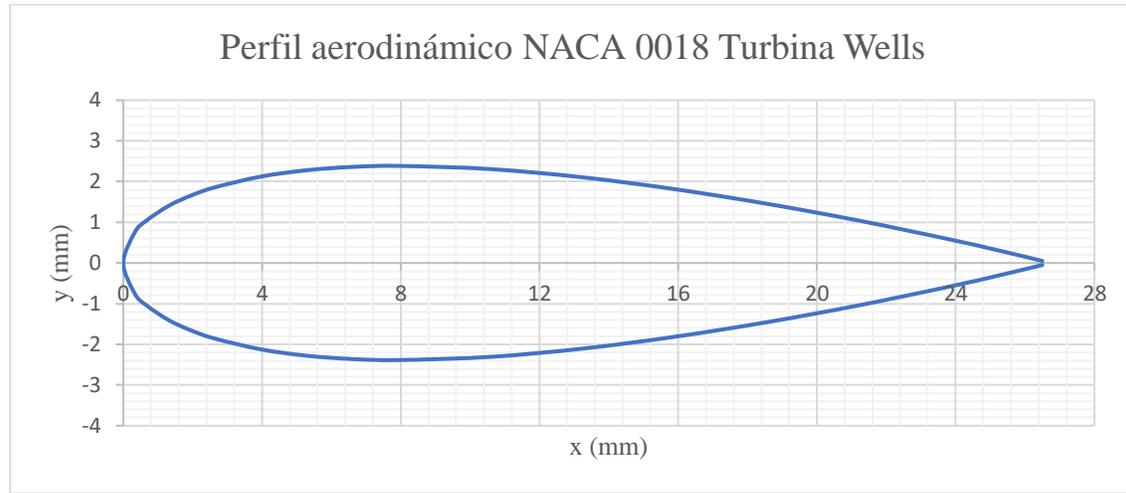


Figura 4.3: Perfil NACA0018 ajustado para turbina Wells.

### Velocidad axial de las olas

Las pruebas de la velocidad axial  $U$  arrojaron un total de 11,279 datos por cada componente ( $Z_1$  y  $Z_2$ ), estas se visualizaron en tiempo real mediante el software Vectrino+ V2.00.02, verificando su correcta calibración, fijación y frecuencia para realizar el menor trabajo de filtrado de datos.

Para una mejor visualización gráfica y tratamiento de datos de las pruebas, los valores se trasladaron del software del sensor a una hoja de cálculo donde se realizó un filtrado, obteniendo unas curvas similares al comportamiento de las olas, confirmando su correcta ejecución, posteriormente, se acotaron las curvas a una duración de 30 segundos como lo muestran los siguientes gráficos de las Figuras 3.4 y 3.5.

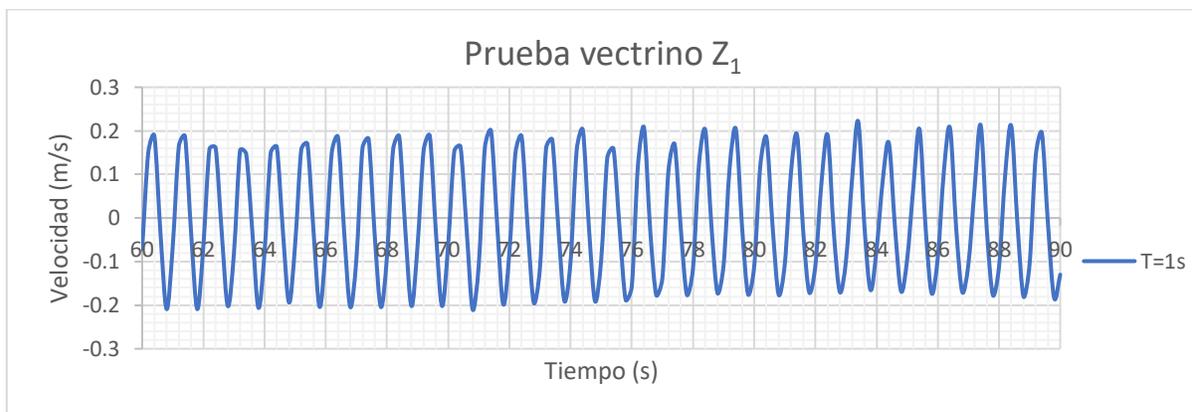


Figura 4.4: Resultados de pruebas de velocidad para la componente  $Z_1$ .

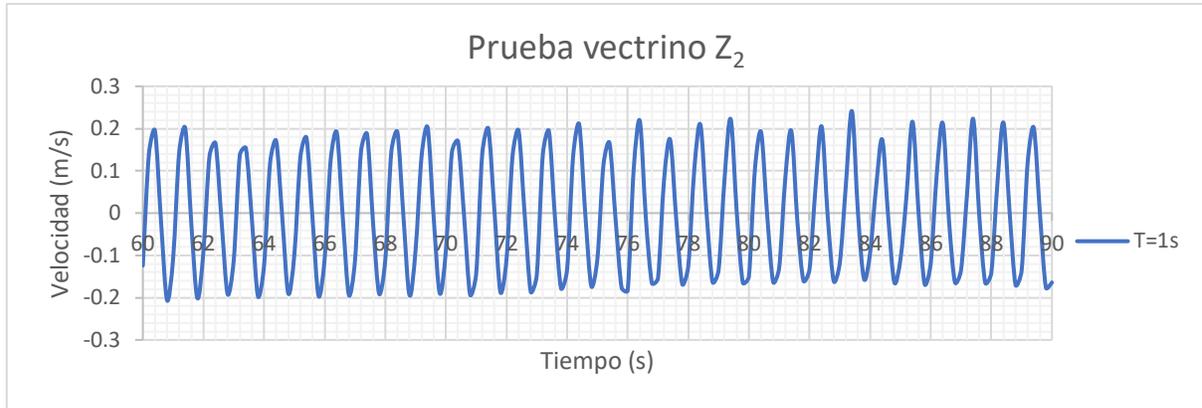


Figura 4.5: Resultados de pruebas de velocidad para la componente  $Z_2$ .

Posteriormente, se recolectaron los datos de los máximos valores y se realizó un promedio por cada componente.

$$\bar{U}_{Z1} = 0.2270 \text{ m/s}$$

$$\bar{U}_{Z2} = 0.2178 \text{ m/s}$$

Para fines prácticos se tomó como valor de la velocidad axial  $U$  a la media de ambas fases para la realización de los cálculos posteriores.

$$U = 0.2224 \text{ m/s}$$

#### IV.1.2 Velocidades actuantes turbina

Una vez obtenida la velocidad axial se resolvió la ecuación III.11 mediante iteraciones para obtener la velocidad angular y la diferencia de presiones de acuerdo con los siguientes datos:

$$2\rho\Omega^2 R^2 - \frac{2 \cdot \rho \cdot \Omega \cdot R \cdot U}{\tan(\alpha)} + \Delta P = 0$$

datos:

$$\rho = 998 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad \text{Densidad del agua a } 20^\circ\text{C}$$

$$R = 0.0478 \text{ m} \quad \text{Radio exterior de la turbina}$$

$$\alpha = 6.25^\circ \quad \text{Ángulo de ataque}$$

$$U = 0.2224 \text{ m/s} \quad \text{Velocidad axial del fluido}$$

### Velocidad angular teórica

Resuelta la ecuación III.11, se obtuvo una velocidad angular menor respecto a las turbinas Wells convencionales que emplean aire como fluido de trabajo, las cuales giran en torno a 1,500 rpm, no obstante, el orden de esta velocidad de giro es adecuada debido a que en este proyecto se utiliza agua como fluido principal.

$$\Omega = 14.8255 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = 141.57 \text{ rpm}$$

### Diferencia de presión

Al ser un sistema donde la turbina está parcialmente sumergida, la diferencia de presión teórica es igual a:

$$\Delta P = 1,870.03 \text{ Pa}$$

### Velocidad lineal y velocidad inducida

Con los datos obtenidos de la ecuación III.11 calculó la velocidad lineal y la velocidad rotacional inducida de acuerdo con el triángulo de velocidades con las ecuaciones III.7 y III.8 respectivamente.

$$\Omega_r = \Omega R = \left( 14.8255 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \right) (0.0478 \text{ m}) = 0.7086 \text{ m/s}$$

$$U_t = \frac{\Delta P}{2\rho\Omega R} = \frac{1870.0471 \text{ Pa}}{2 \left( 998 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) \left( 0.666 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)} = 1.3220 \text{ m/s}$$

### Velocidad geométrica

De la misma forma, usando el teorema de Pitágoras, se calculó la velocidad geométrica de la turbina con la ecuación III.12:

$$V_{geo} = \sqrt{(0.2224 \text{ m/s})^2 + (0.7086 \text{ m/s})^2}$$

$$V_{geo} = 0.7427 \text{ m/s}$$

El ángulo de la velocidad geométrica se obtuvo mediante la ecuación III.13 a través de razones trigonométricas.

$$\varphi = \text{angtan} \left( \frac{0.2224 \text{ m/s}}{0.7086 \text{ m/s}} \right)$$

$$\varphi = 17.42^\circ$$

### Velocidad efectiva

La velocidad efectiva se obtuvo a través de razones trigonométricas con la ecuación III.14:

$$V_{efe} = \sqrt{(0.2224 \text{ m/s})^2 + (0.7086 \text{ m/s} + 1.3220 \text{ m/s})^2}$$

$$V_{efe} = 2.0307 \text{ m/s}$$

De manera análoga, el ángulo de la velocidad efectiva se calculó con trigonometría a través de la ecuación III.15:

$$\varphi_o = \text{angtan} \left( \frac{0.2224 \text{ m/s}}{0.7086 \text{ m/s} + 1.3220 \text{ m/s}} \right)$$

$$\varphi_o = 6.25^\circ$$

### Gasto

De acuerdo con la velocidad axial del oleaje previamente calculada y tomando en cuenta el diámetro total de la turbina, el gasto se determinó con la ecuación III.16:

$$Q = \frac{\pi(95.6 \text{ mm})^2}{4} \cdot 0.2224 \text{ m/s}$$

$$Q = 1.5964 \text{ L/s}$$

### IV.1.3 Fuerzas de sustentación y arrastre

Obtenida la velocidad efectiva, se calcularon de manera simultánea las fuerzas de sustentación ( $L$ ) y arrastre ( $D$ ) con ayuda de los coeficientes de la tabla 4.1 y las ecuaciones II.4 y II.5 respectivamente:

**Fuerza de sustentación**

$$L = \frac{1}{2} \left( 998 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) \cdot \left( 2.0307 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^2 \cdot (0.0265) \cdot (0.03055) \cdot (0.82)$$

$$L = 1.3661 \text{ N}$$

**Fuerza de arrastre**

$$D = \frac{1}{2} \left( 998 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) \cdot \left( 2.0307 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^2 \cdot (0.0265) \cdot (0.03055) \cdot (0.036)$$

$$D = 0.06 \text{ N}$$

El ángulo de ataque resulta del promedio entre el ángulo de la velocidad geométrica y el ángulo la velocidad efectiva de acuerdo con la ecuación III.17:

$$\alpha = 11.84^\circ$$

**Fuerza tangencial y axial**

Proyectando la fuerza de sustentación y la fuerza de arrastre respecto del ángulo de ataque resultante, se estimaron la fuerza tangencial y la fuerza axial con las ecuaciones II.2 y II.3:

**Fuerza tangencial**

$$F_t = (1.3661 \text{ N}) \cdot \sin(11.84^\circ) - (0.06 \text{ N}) \cdot \cos(11.84^\circ)$$

$$F_t = 0.2215 \text{ N}$$

**Fuerza axial**

$$F_A = (1.3661 \text{ N}) \cdot \cos(11.84^\circ) + (0.06 \text{ N}) \cdot \sin(11.84^\circ)$$

$$F_A = 1.3493 \text{ N}$$

**Torque**

Finalmente, se calculó el torque de acuerdo con la ecuación III.18:

$$T = (0.2649 \text{ N}) \cdot (0.0478 \text{ m})$$

$$T = 0.0106 \text{ N} \cdot \text{m}$$

#### IV.1.4 Selección de carcasa

Con el fin de analizar de mejor manera el comportamiento de la turbina al momento de la caracterización en el canal de oleaje, se optó por un housing transparente de acrílico con paredes de 3 mm con cuatro pulgadas de diámetro y veinte centímetros de altura (Figura 3.6), en la cual se alojan todos los componentes de la turbina

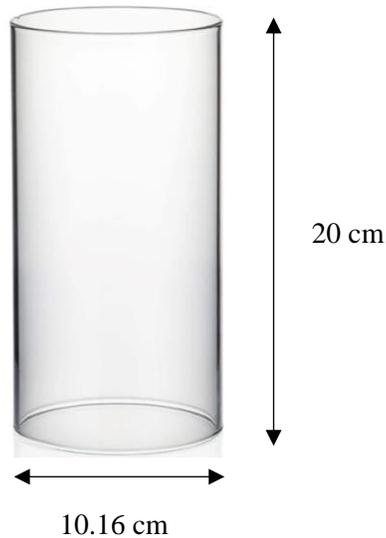


Figura 4.6: Carcasa de la turbina Wells.

#### IV.1.5 Selección de eje longitudinal

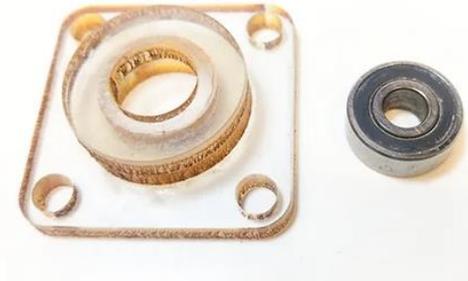
Una vez localizados proveedores cercanos, se eligió un eje longitudinal de precisión recto de cinco milímetros de diámetro por cincuenta centímetros de longitud el cual se cortó en dos mitades para tener un repuesto en caso de errores en la construcción o el montaje (ver Figura 4.7), este permite trabajar sin inconvenientes al WEC ya que las fuerzas involucradas son muy pequeñas respecto de su resistencia.



Figura 4.7: Eje longitudinal 5mm  $\Phi$ .

#### IV.1.6 Selección de rodamientos

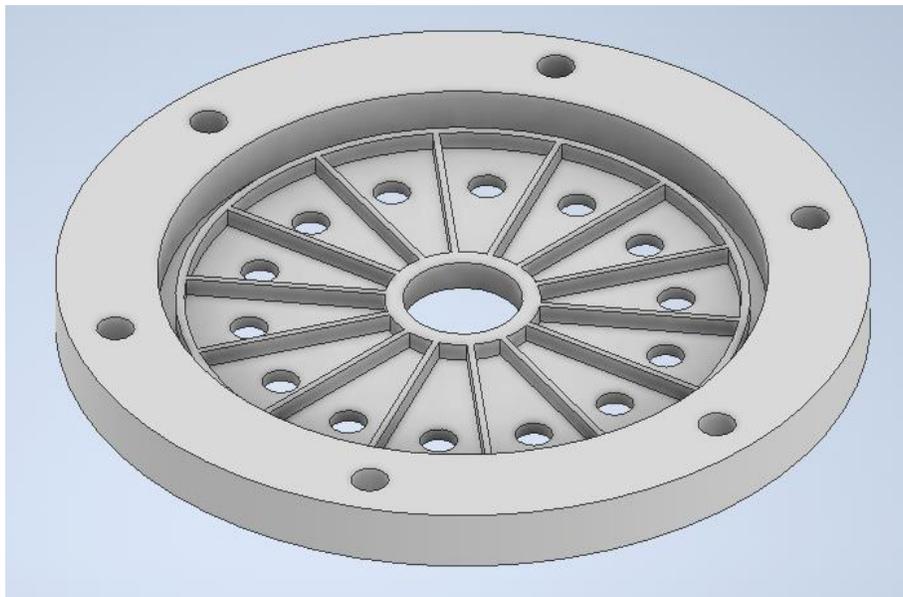
Se adquirieron con el mismo proveedor un par de rodamientos sellados de cinco milímetros de diámetro interior con chumaceras de treinta por treinta milímetros de policarbonato (Figura 4.8), para evitar su oxidación y tener una correcta fijación de todo el sistema que constituye a la turbina



*Figura 4.8: Rodamiento de 5 mm con chumacera*

#### IV.1.7 Soporte superior

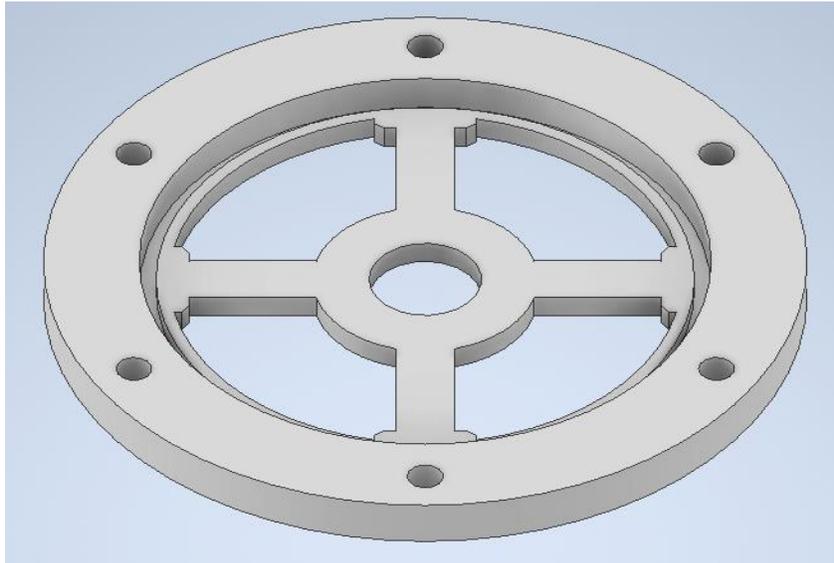
Tomando en consideración las chumaceras adquiridas con sus respectivas dimensiones y la carcasa de acrílico de 4 pulgadas, se elaboró un modelo 3D del soporte inferior parcialmente cerrado (ver Figura 4.9), con 6 orificios de  $\frac{1}{4}$ " para tener diversos puntos de anclaje y modificar la altura de la turbina en caso de ser necesario.



*Figura 4.9: Soporte superior Turbina Wells.*

#### IV.1.8 Soporte inferior

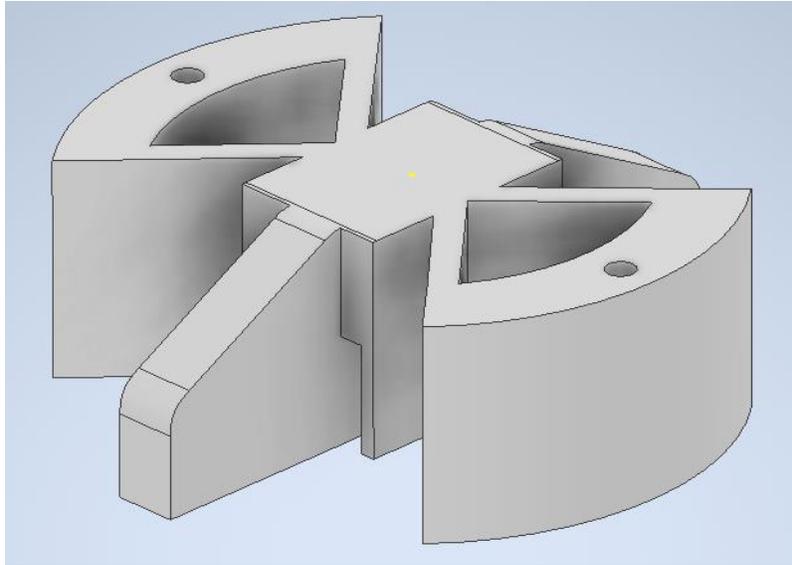
Optimizando la geometría anterior, se retiraron los orificios internos al mismo tiempo que se conservó la equidistancia en los huecos radiales de  $\frac{1}{4}$ " para que el sistema de sujeción coincidiera perfectamente desde la parte superior del canal hasta la base cristalina del fondo. Igualmente, se realizó un ajuste en la parte central del soporte, creando una cruceta para facilitar la entrada de agua sin descuidar la sujeción de la chumacera inferior. A continuación, se presenta la Figura 4.10 del modelo 3D del soporte inferior realizado en Inventor Professional.



*Figura 4.10: Soporte inferior Turbina Wells.*

#### IV.1.9 Soporte de base

Continuando con la misma línea de diseño, se creó el soporte inferior realizando un par de ranuras en el centro del soporte para la entrada a presión dentro de la canaleta, así mismo, se conservaron un par de huecos de  $\frac{1}{4}$ " para alojar la estructura inferior. La circunferencia principal se cortó para ahorrar tiempo de impresión, conservando el rango de las dimensiones permisibles de la impresora 3D ya que el canal tiene una altura de 1.2 m de altura. Por último, el soporte se diseñó para que sea capaz de montarse y desmontarse con facilidad debido a la probabilidad de que el canal sea ocupado con otros propósitos. En la Figura 4.11 se muestra una vista isométrica del soporte.



*Figura 4.11: Soporte inferior Turbina Wells.*

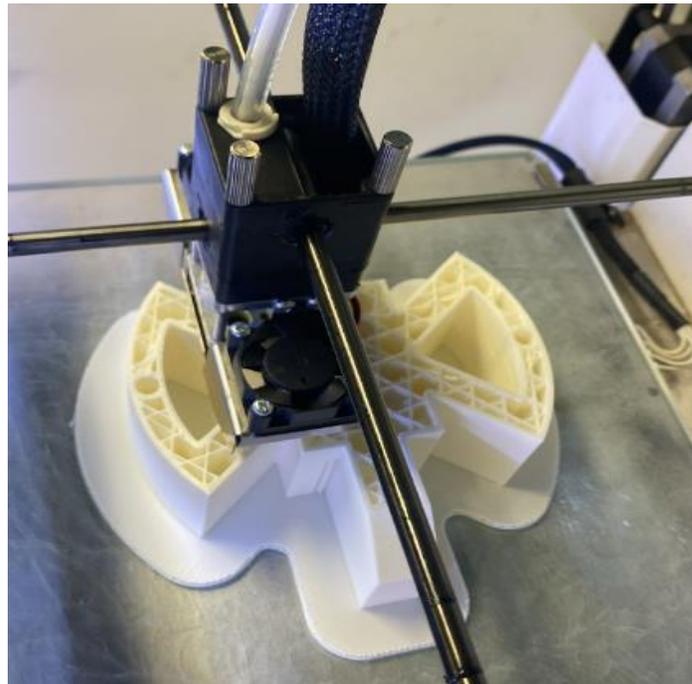
## **IV.2 Impresión de los componentes**

La primer pieza impresa fue el rotor donde se encuentran los seis álabes aerodinámicos, estos, al ser los responsables directos de la rotación del dispositivo necesitaban una impresión casi perfecta ya que el material de soporte pegado, el exceso de grosor en las capas o la curvatura de la pieza debido al clima o al exceso de temperatura de la placa, podrían causar grandes variaciones tanto en el montaje como en las pruebas, ya que se pueden desprender, no crear el par necesario de fuerza o incluso chocar con la carcasa. Para llevar el modelo 3D a imprimir se necesita exportar el archivo a un formato. stl o. gcode que son las extensiones que admite el software Ultimaker Cura.

Al momento de imprimir, se configuraron los valores de temperatura de la placa, se activaron los ventiladores, se agregó pegamento adhesivo y se tapó con hule cristal la pieza para evitar variaciones que la desprendieran en distintas capas. Posteriormente, se imprimieron los elementos direccionadores de flujo repitiendo el mismo patrón de exportación y configuración que con los álabes, siendo estas dos semiesferas lo más huecas posible para ahorrar peso, las cuales se imprimieron a la vez para optimizar tiempos y cuya complejidad radicaba en el orificio central donde estará el eje longitudinal. La razón de la impresión de estas piezas por separado es que al exportar el modelo 3D hacia el software de la impresora, se requería mucho material de soporte debido a la semiesfera inferior, la extensión de los álabes aerodinámicos y su respectivo ángulo, lo que dificultaría el detalle de cada pieza una vez finalizado el proceso.

Una vez impresos los componentes internos, se continuó con los soportes, los cuales requieren un tiempo mucho mayor debido a sus dimensiones. En primera instancia se

imprimió el soporte inferior ya que es el más sencillo en geometría, al igual que las otras piezas, primero se exportó el modelo desde Inventor a un formato .stl, ya en el software de la impresora, se verificó que las paredes interiores y exteriores permitieran un correcto ensamble de la carcasa, ya que un milímetro de error provocaría que la pieza se volviera a imprimir porque la carcasa no entraría, desperdiciando muchas horas y sobre todo material. Al momento de la impresión no se requirió mucho material de soporte debido a que es una pieza cuya base es completamente horizontal, no obstante, se sustituyó el pegamento adhesivo por un material nuevo a base de PLA en la placa base para desprender la pieza con mayor facilidad una vez terminara de imprimirse. Una vez finalizado el proceso y verificando que el soporte se imprimió bien, se procedió a repetir los mismos pasos para los dos soportes restantes, lavando la placa base del nuevo adhesivo y volviendo a calibrar la nivelación de esta. En la Figura 4.12 se muestra un fragmento del proceso de impresión de la pieza correspondiente al soporte del base, donde se observa el cabezal con los ventiladores, el filamento imprimiendo, el adhesivo para evitar deformaciones y el material de soporte.



*Figura 4.12: Proceso de impresión del soporte de base.*

### **IV.3 Ensamblaje de la turbina**

Teniendo cada uno de los componentes impresos y comprobando sus dimensiones por separado, se consiguió pegamento industrial para fijar las semiesferas, la turbina (rotor) y las chumaceras, cuidando que no se desplegara hacia otros sitios y las piezas quedaran rotadas

hacia un sentido que impida el ingreso al housing. Para los soportes se decidió un montaje a presión para poder mover las piezas cada que el laboratorio lo requiera, sin embargo, se lijaron los bordes superiores e inferiores de la carcasa de acrílico para tener una buena verticalidad al momento de su colocación, el cual debe tener los orificios alineados para su posterior montaje en el canal.

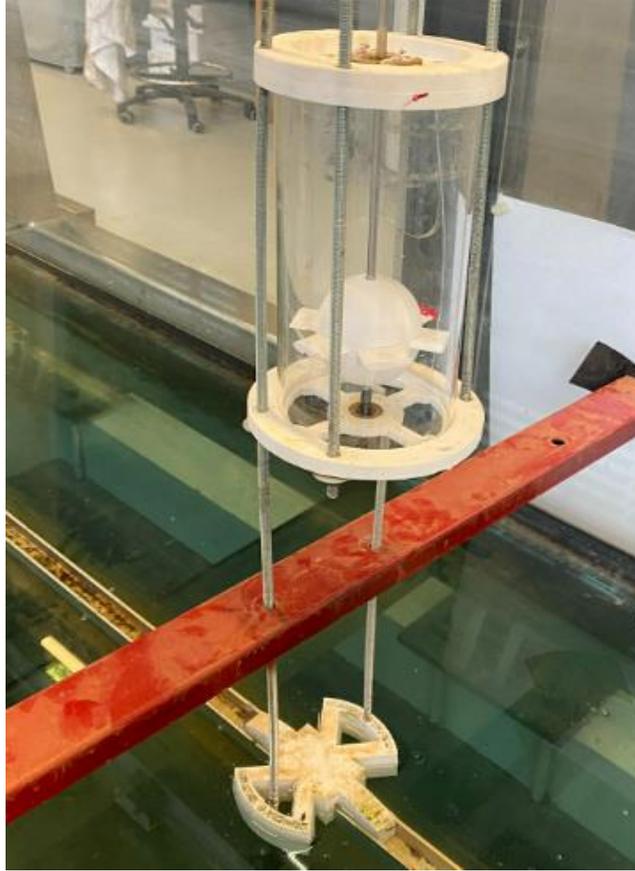
Primeramente, se acoplaron las chumaceras y los rodamientos con los soportes superior e inferior, posteriormente, se colocó este último en la carcasa y se introdujo el eje con la turbina pegada y alineada, después, se colocó el soporte superior verificando la alineación del eje y presionando ambas tapas para tener buena hermeticidad, una vez realizado esto se comprobó el giro de la turbina y se procedió al montaje en un sitio estratégico del canal que permitiera una buena visualización además de un fácil acceso al interior de este.

#### **IV.4 Montaje de turbina en canal de oleaje**

En el proceso de traslado del dispositivo se llevó la turbina armada en conjunto con el soporte del riel, 4 varillas de  $\frac{1}{4}$ " y 50 cm de longitud, 16 tuercas y rondanas de  $\frac{1}{4}$ ", un par de perfiles de acero HSS de 2"x 1" y 79 cm de longitud pintados con pintura anticorrosiva, cada uno con dos ranuras de  $\frac{1}{4}$ " coincidentes con los agujeros de los soportes, 4 piezas rectangulares de neopreno para la fijación de los perfiles y un par de llaves españolas. El conjunto de elementos utilizados forma parte de la estructura externa cuya finalidad es soportar la turbina vertical y lateralmente, además de permitir un correcto ingreso del agua a través de la parte inferior del dispositivo para centrarse en la interacción ola-turbina, para ello, los perfiles de acero dentro del canal crearán arrostros en las varillas roscadas y las tuercas con rondanas permitirán fijar la turbina evitando su desprendimiento.

Para el montaje se eligió la sección del tercio final dentro del canal ya que tiene una mejor visibilidad y se puede acceder relativamente más fácil mediante una escalera. Una vez dentro del canal, con ayuda de los técnicos del laboratorio, se fueron introduciendo cada una de las piezas, colocando primeramente el soporte del riel central a la distancia deseada, posteriormente, se tomaron dos varillas colocándolas dentro de los orificios del soporte y se agregaron dos tuercas y rondanas para poder introducir el primer perfil de acero, estando las varillas alineadas y el perfil alineado, se fijó lateralmente con dos neoprenos en sus extremos para no rayar las paredes internas del canal y tener una correcta sujeción, después se colocaron 4 rondanas y tuercas para soportar el perfil en el extremo superior y tener la altura deseada para el soporte inferior de la turbina. Para introducir la turbina dentro de las primeras dos varillas inferiores se tomaron un par de tuercas y rondanas para que se pudiera fijar rápidamente, formando un péndulo invertido, a continuación, se armó de manera similar la estructura superior, colocando el perfil de acero con dos neoprenos a la altura deseada para que las varillas lleguen al límite de la parte inferior de la turbina, cuidando la alineación lateral y tener espacio de visibilidad para la realización de las pruebas, finalmente, se

introdujeron el segundo par varillas a través del perfil, continuando por el soporte superior y terminando en el soporte inferior, completando la estructura de soporte quedando como lo muestra la Figura 4.13. Para comprobar la altura deseada de 35 cm y la verticalidad se utilizó un flexómetro y un nivel de gota para concluir los trabajos ajustando todas las tuercas con las llaves españolas para evitar alguna modificación una vez esté lleno el canal y se realicen las pruebas.



*Figura 4.13: Turbina montada dentro de canal de oleaje.*

## IV.5 Caracterización en laboratorio

De acuerdo con los estados de mar elegidos en el capítulo anterior, se estimó una matriz de potencias teóricas por unidad de cresta promedio para una profundidad fija de 45 cm con el fin de observar de una manera sencilla el potencial de energía aprovechable en cada estado de mar como lo muestra la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Matriz de potencia en W/m.

T (s)	H (cm)		
	12	14	16
0.9	13.3053	18.1101	23.6539
0.95	14.3557	19.5397	25.5213
1	15.434	21.0073	27.4382
1.05	16.5174	22.482	29.3642
1.1	17.5863	23.9369	31.2645
1.15	18.6255	25.3514	33.112
1.2	19.6243	26.7109	34.8877
1.25	20.5759	28.0061	36.5794
1.3	21.4767	29.2322	38.1808
1.4	23.1218	31.4713	41.1054
1.5	24.5654	33.4362	43.6718
1.6	25.8253	35.1512	45.9117
1.7	26.9235	36.6459	47.8641
1.8	27.8816	37.95	49.5673
1.9	28.7194	39.0902	51.0566
2	29.4541	40.0903	52.3629

Realizada la matriz de potencias en una escala de colores donde el amarillo muestra la potencia mínima mientras que el rojo presenta la máxima potencia por unidad de cresta, se graficaron los resultados en conjunto para todas las alturas de ola (ver Figura 4.14), en ellos se muestra una mayor diferencia de potencial de oleaje entre los 14 y los 16 cm de altura para el mismo periodo que entre los 12 y 14 cm de altura.

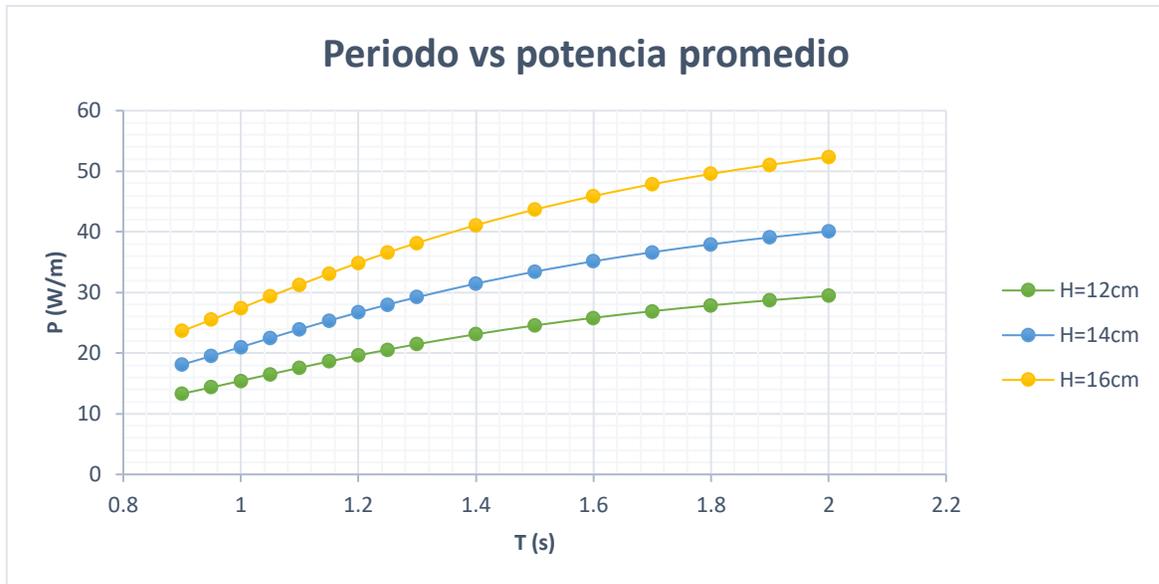


Figura 4.14: Periodo vs Potencia por unidad de cresta.

Obtenidos los datos de las revoluciones por minuto, exceptuando los casos donde la ola rompe (OR) y confirmando los resultados en tres ocasiones por estado de mar, se elaboró la tabla 4.3 y las gráficas de las Figuras 4.16, 4.17, 4.18 y 4.19 para su análisis y discusión.

Tabla 4.3: Matriz de velocidad angular en rpm.

T (s)	H (cm)		
	12	14	16
0.9	144	OR	OR
0.95	141	OR	OR
1	144	170	OR
1.05	154	172	163
1.1	164	177	188
1.15	156	174	176
1.2	160	172	188
1.25	157	166	184
1.3	158	176	180
1.4	155	176	174
1.5	144	160	170
1.6	138	152	162
1.7	146	154	180
1.8	133	140	164
1.9	110	96	124
2	141	159	156

De acuerdo con la velocidad angular teórica calculada mediante la solución de la ecuación III.9 y comparándola con los datos experimentales obtenidos en la tabla 4.2 para  $H=12$  cm y  $T=1$  s (figura 4.15), se confirma una correcta estimación de la velocidad angular, teniendo un error de 1.7%. Dicho resultado no es completamente fiable debido a que existen diferentes factores como la variación de velocidades por instante dentro de la turbina instalada, además, en las ecuaciones no se consideran factores relevantes como la rugosidad del material de la turbina que puede ayudar o perjudicar el desempeño, sin embargo, sirve como una primera aproximación para conocer la manera en que probablemente trabajará el dispositivo para comparar resultados *in-situ* al realizar pruebas de laboratorio y poder hacer modificaciones en el proceso.



Figura 4.15: Análisis videográfico de pruebas de laboratorio.

El comportamiento de la turbina para los 16 diferentes estados de mar con una altura fija de ola de 12 centímetros mostrados en la Figura 4.16 muestra el rango de velocidad angular en la que oscila el dispositivo, siendo en este caso de 54 rpm, teniendo un ascenso exponencial para periodos cortos donde se aloja un pico de 164 rpm en  $T=1.1$  s y un descenso relativamente constante cuando aumenta el periodo, en  $T=1.9$  s ocurre algo particular, hay una gran caída de las revoluciones, no obstante, cuando  $T=2$  s aumenta de manera gran manera la velocidad, acercándose a los valores de los periodos entre 1.6 y 1.8 segundos.

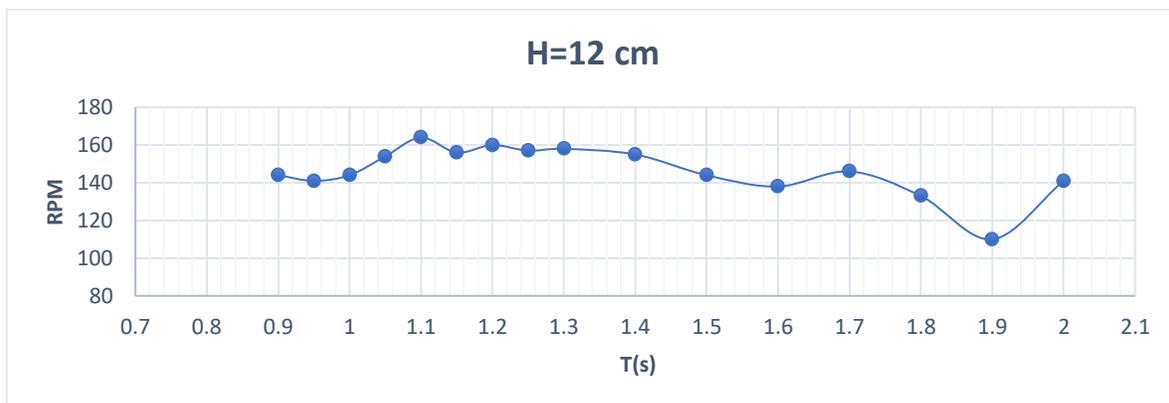


Figura 4.16: Variación de las revoluciones vs periodo para  $H=12$  cm

La Figura 4.17 muestra una mayor constancia en los primeros 7 estados de mar, tendiendo su máximo valor con un total de 177 rpm en  $T=1.1$  s, mismo periodo que en el caso anterior, sin embargo, presenta un mayor descenso relativo a partir de  $T=1.4$  s y hasta  $T=1.8$  s, en  $T=1.9$  s, se encuentra el mínimo valor de velocidad de giro, llegando a las 96 rpm, el rango variable para este caso es de 81 rpm entre su máximo y su mínimo, con 0.8 segundos de diferencia entre periodos. Para los 2 s de periodo ocurre un ascenso exponencial al igual que con  $H=12$  cm, no obstante, el crecimiento de la cantidad de velocidad de giro es mayor llegando hasta las 159 rpm, siendo este valor mayor que casi todos los estados de mar del caso anterior exceptuando dos.

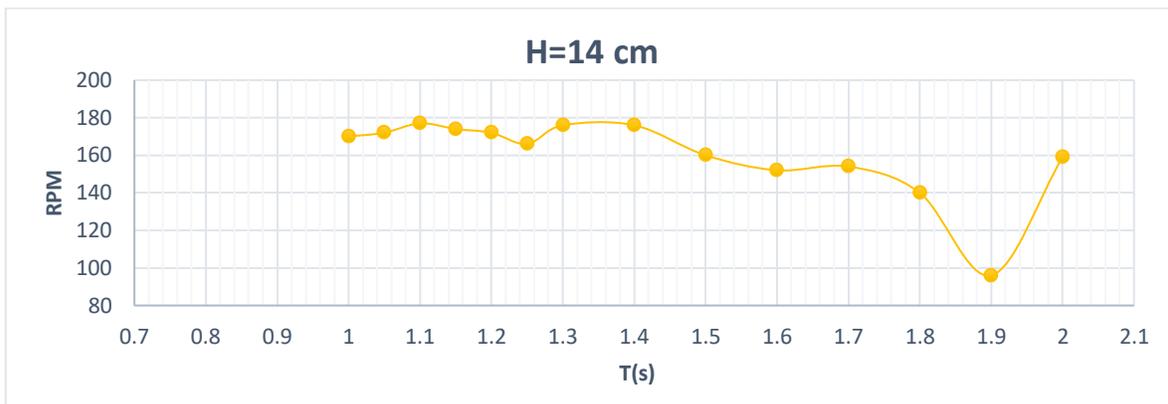


Figura 4.17: Variación de las revoluciones vs periodo para  $H=14$  cm

En el último caso de estudio, con una altura fija de ola de 16 centímetros (Figura 4.18), existe una gran similitud de forma en la curva comparándola con la gráfica de  $H=12$  cm (Figura 4.16), teniendo las mayores revoluciones absolutas (188 rpm) en el periodo correspondiente a  $T=1.1$  s y  $T=1.2$  s. Igualmente, se presenta un decaimiento en  $T=1.9$  s siendo relativamente menor que en el caso con  $H=14$  cm, manteniendo las 124 rpm y volviendo a ascender en  $T=2$  s, donde su crecimiento es menor respecto a  $T=1.8$  s.

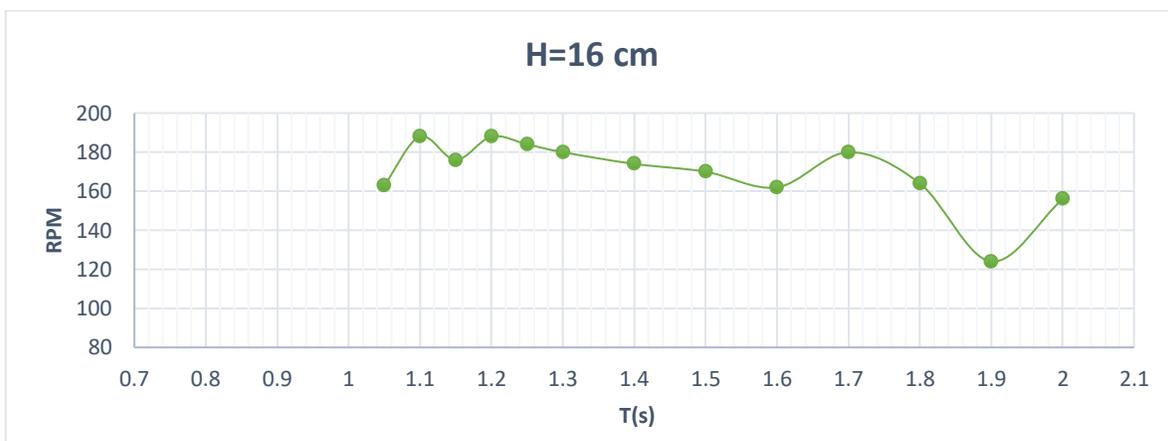


Figura 4.18: Variación de las revoluciones vs periodo para  $H=16$  cm

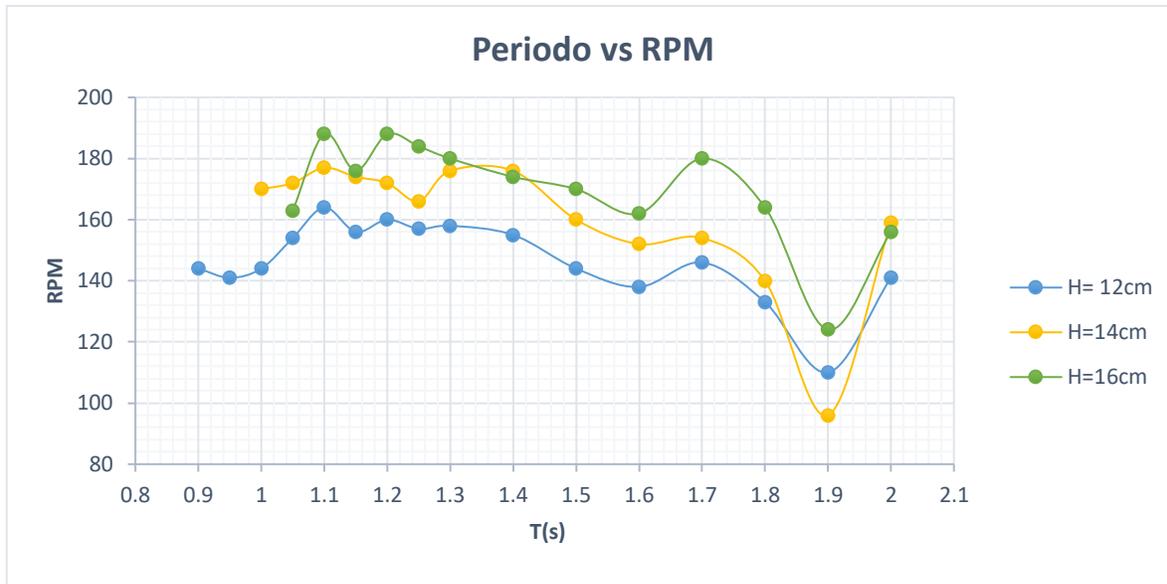


Figura 4.19: Periodo vs rpm para diferentes alturas de ola

En la Figura 4.19, se observa que la mayoría de los datos correspondientes a la velocidad angular experimental se alojan cuando existe la mayor altura de ola, en este caso de 16 cm, lo cual es razonable debido a que la columna de agua oscilante dentro de la carcasa aumenta de tamaño llegando hasta los 50 cm aproximadamente contra los 45 cm para el caso de  $H=12$  cm, existiendo una mayor carga de columna de agua, generando así una mayor velocidad angular para la turbina, lo que haría pensar que sería lo mejor para implementar en el dispositivo independientemente del periodo que se encuentre, sin embargo, las crestas de las olas para los periodos  $T=1.9$  s y  $T=2$  s para los periodos comprendidos entre los 1.3 y 1.5 segundos, hay un mejor comportamiento en la turbina debido a que se presenta una mejor relación de altura de columna de agua y frecuencia de las olas, permitiendo que no exista una intermitencia evidente entre ambas fases de operación, aumentando sus valores absolutos. Para los periodos más cortos comprendidos hasta los 1.1 segundos, las dos mayores alturas de ola tienen un comportamiento adecuado, no obstante, con  $H=12$  cm se puede trabajar en un rango de periodos más cortos sin que la ola rompa, teniendo mejores resultados de revoluciones por minuto respecto periodos altos con alturas de ola grandes, por lo tanto, es una opción viable por considerar. En el caso particular del periodo  $T=1.9$  s, podría inferirse una gran intermitencia de giro entre fases debido a los valores obtenidos, sin embargo, la turbina mantuvo un comportamiento constante en donde no se percibió inconsistencia de giro aparente en instantes concretos a pesar de los grandes tiempos relativos entre la succión y la compresión, lo que en una futura conexión con un generador podría crear grandes variaciones eléctricas. Finalmente, para periodos entre los 1.8 s y 1.95 s,  $H=12$  cm es una mejor opción respecto a  $H=14$  cm, manteniendo un giro con mayor constancia, acercándose a lo presentado por  $H=16$  cm.

Para  $T=2$  s en todos los casos, se aumenta la cantidad de velocidad angular respecto del descenso “natural” que presenta la turbina cuando aumenta el periodo, esto se debe al fenómeno de desfase o disonancia entre la columna oscilante de agua y el tren de las olas incidentes, ya que en el instante donde se presenta la cresta, la columna de agua aún no concluye la primera fase del movimiento, esta llega a su punto máximo cuando la ola está en el nivel medio de aguas tranquilas, comenzando la fase de compresión, generando así una columna de mayor altura.

## V. Conclusiones y futuras líneas de investigación

El presente trabajo tuvo como objetivo el diseño y construcción de un modelo a escala de laboratorio de una turbina Wells parcialmente sumergida del tipo OWC con una disposición de absorbedor puntual, que permitiera estudiar experimentalmente su comportamiento ante distintos estados de mar, contribuyendo con el desarrollo en el campo de los WEC.

Para el diseño de la turbina, se consideró un tamaño relativamente pequeño del dispositivo que permitiera, en primera instancia, conocer de manera adecuada la interacción entre el oleaje y la turbina, sin presentar un gran factor de bloqueo que reflejara las olas y alterara el experimento. Igualmente, se buscó un diseño y construcción de manera rápida y sencilla, que permitiera un fácil transporte al igual que el intercambio de piezas en dado caso que presentaran algún defecto, se rompieran durante su almacenamiento o incluso se desprendieran durante las pruebas de laboratorio.

Se puede concluir que este tipo de turbina Wells permite un amplio rango operación con diferentes estados de mar sin presentar grandes intermitencias, teniendo una posición de los 6 álabes aerodinámicos a una distancia de 5 cm medidos desde el soporte inferior, donde el elemento direccionador de flujo influye de manera directa en el desempeño de la columna oscilante de agua, haciendo un efecto Venturi que permite la rotación del dispositivo desde la primera onda incidente. Así mismo, se concluye que el dispositivo tiene el suficiente potencial para obtener energía eléctrica de manera eficiente ya que durante la etapa experimental y de análisis de resultados se generó una velocidad angular máxima de 188 rpm para  $H=16$  cm con  $T=1.1$  s y una velocidad mínima de 96 rpm para una altura de ola de 14 cm con un periodo de 1.9 s con velocidades axiales de ola entre los 0.2 y 0.3 m/s, dichos valores presentan un comportamiento adecuado en comparación con diversas turbinas de corrientes como, por ejemplo, el hidrogenerador IMPULSA de 20 cm de altura que funciona a partir de velocidades de corriente superiores a 1 m/s, el cual genera una velocidad de 63 rpm con una potencia máxima de 2.1 W, llegando hasta las 115 rpm con una potencia cercana a 0 W (López et al., 2011). No obstante, se debe considerar la eficiencia mecánica de la turbina Wells a través del torque medido en campo mediante dispositivos especializados que permitan una futura conexión a un generador eléctrico, ya que, si solamente se conecta un generador comercial cualquiera, podrían verse afectadas de manera exponencial las eficiencias, resultando en un dispositivo incapaz de generar suficiente energía. Se recomienda brindarle un mejor detallado a las piezas internas de la turbina mediante una impresión continua con impresoras que acepten la incorporación de distintos filamentos de manera simultánea (uno para la pieza a imprimir y otro para el soporte), lijarlas de manera precisa para evitar burbujas de aire que puedan frenar el movimiento de la turbina. Igualmente, para un mejor desempeño se recomienda el uso de rodamientos de mejor calidad que permitan una menor lubricación.

Los dispositivos convertidores de energía del oleaje son una alternativa sostenible en el campo de las energías renovables para dar solución a las diversas problemáticas energéticas que demanda la sociedad. La investigación enfocada en su desarrollo permite el acercamiento hacia la maduración tecnológica para una futura implementación a nivel comercial. Dadas las limitantes tecnológicas y temporales presentadas en la etapa experimental, se proponen las siguientes líneas de investigación:

- Escalamiento progresivo del dispositivo para la estimación de la eficiencia mecánica y eléctrica, análisis de la interacción con el medio marino y evaluación del impacto ambiental mediante análisis de ciclo de vida.
- Diseño de un sistema de anclaje al fondo marino o estructura flotante, considerando los desplazamientos y aceleraciones ante la acción del oleaje en un sitio con potencial energético, donde se considere la opción de instalar varias turbinas de manera simultánea.
- Investigación referente a la invención de nuevos materiales o recubrimientos capaces de reducir la corrosión para la conservación del dispositivo, así como del medio ambiente.

## VI. Referencias

Álvarez-Silva, O., Osorio, A. y Winter C. (2016). Practical global salinity gradient energy potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 60: p. 1387-1395.

Cahill, B., Lewis, T. (2011). Wave energy resource characterization and the evaluation of potential Wave Farm sites. In *Proceedings of the Oceans 2011 MTS/IEEE KONA*, Waikoloa, HI, USA: p. 1–10.

Cornett, A. M. (2008). A global wave energy resource assessment. In: *The Eighteenth International Offshore and Polar Engineering Conference*. International Society of Offshore and Polar Engineers.

CTR mediterráneo (2016, 22 de julio). Energías renovables: los 10 proyectos más importantes del mundo. Visitado el 8 de septiembre del 2022. Recuperado de: [https://www.ecoticias.com/energias-renovables/117485\\_energias-renovables-10-proyectos-importantes-mundo](https://www.ecoticias.com/energias-renovables/117485_energias-renovables-10-proyectos-importantes-mundo).

Deia. (2020, 25 febrero). Nuevo récord de la central undimotriz de Mutriku. *Deia*. Visitado del 8 de septiembre del 22. Recuperado de: <https://www.deia.eus/economia/2020/02/25/nuevo-record-central-undimotriz-mutriku-4723636.html>

Díaz Toril, F. (2015). Generación undimotriz mediante absorbedores puntuales con sistemas hidráulicos de conversión de potencia, proyecto de fin de carrera para obtener el grado de Ingeniero Industrial, Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Sevilla, España.

Echeverría, C., Juárez, G., y Martínez, E. (2021). Escalamiento físico de una turbina helicoidal de eje vertical para el canal de Cozumel. *1er Congreso Internacional CEMIE-Océano*, p. 80-81.

Edenhofer, O., Seyboth, K., Creutzling, F. y Schlömer, S. (2013). On the Sustainability of Renewable Energy Sources. *Annual Review of Environment and Resources*. Volume 38: p. 169- 200.

Energía de los Mares (2016, 27 de julio). Visitado el 17 de septiembre del 2022. Recuperado de: <https://energiademar.wordpress.com/wavedragon-photo/>.

Falcão, A. (2010). Wave energy utilization: A review of the technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volume 14 issue 3, p. 899-918, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.11.003>

Falcão, A. Henriques, J. (2016). Oscillating-water-column wave energy converters and air turbines: A review, *Renewable Energy*, Volume 85, p. 1391-1424, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.086>.

Félix, A., Mendoza, E., Chávez, V., Silva, R., & Rivillas-Ospina, G. (2018). Wave and wind energy potential including extreme events: A case study of Mexico. *Journal of Coastal Research*, (85 (10085)), 1336-1340.

García Santiago, E. (2014). Optimización de un dispositivo undimotriz de tipo boya flotante, tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias, Posgrado en Ciencias del Mar y Limnología-Instituto de Ingeniería de la UNAM, México.

García Santiago, E. (2019). Potencial de la energía undimotriz en costas mexicanas y usos potenciales, tesis para obtener el grado de Doctor en Ingeniería, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería Civil- Hidráulica, UNAM, México.

Garduño Ruiz, E. P., García Huante, A., Rodríguez Cueto, Y., Bárcenas Graniel, J. F., Alatorre Mendieta, M. A., Cerezo Acevedo, E., Tobal Cupul, G., Romero Medina, V. M., & Silva Casarin, R. (2017). Conversión de Energía Térmica Oceánica (OTEC) Estado del arte. EPOMEX-UAC. <https://doi.org/10.26359/epomex.cemie012017>.

Gareev, A. (2011). Analysis of variable pitch air turbines for oscillating water column (OWC) wave energy converters, Doctor of Philosophy thesis, School of Mechanical, Materials and Mechatronic Engineering, University of Wollongong. <http://ro.uow.edu.au/theses/3418>.

Grove-Palmer COJ (1982). Wave energy in the United Kingdom: a review of the programme June 1975 to March 1982. Proceedings of 2nd International Symposium on Wave Energy Utilization; p. 23–54.

Hernández, J., Mariño, I., y Silva, R. (2019). Recursos Energéticos del Oleaje en México y Criterios para su Aprovechamiento. p. 225-240. En: Rivera-Arriaga, E., P. Sánchez-Gil, y J. Gutiérrez (eds.). Tópicos de Agenda para la Sostenibilidad de Costas y Mares Mexicanos. Universidad Autónoma de Campeche. Red RICOMAR. 334 p. ISBN 978-607-8444-57-1. doi: 10.26359/epomex.0519.

Hernández-Fontes, J. V., Felix, A., Mendoza, E., Cueto, Y. R., and Silva, R. (2019). On the marine energy resources of Mexico. *Journal of Marine Science and Engineering*, 7(6), 191.

Imaz Gómez, M. (2016). Energía del oleaje en la isla de Tenerife, proyecto de fin de máster, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid.

International Renewable Energy Agency (2020). Technologies. Visitado el 8 de septiembre del 2022. Recuperado de: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies>.

Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2021, 29 de abril). Especialistas de Europa y México intercambian retos y experiencias en torno a la vulnerabilidad de zonas costeras frente al cambio climático. Visitado el 14 de septiembre del 2022. Tomado de: <https://www.gob.mx/inecc/prensa/especialistas-de-europa-y-mexico-intercambian-retos-y-experiencias-en-torno-a-la-vulnerabilidad-de-zonas-costeras-frente-el-cambio-climatico?idiom=es>.

Jia, Z., Wang, B., Song, Sh. y Fan Y. (2014). Blue energy: Current technologies for sustainable power generation from water salinity gradient. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 31: p. 91-100.

Khare, V., Khare, C., & Nema, S. (2018b). *Tidal Energy Systems: Design, Optimization and Control*. Elsevier.

Kinsman, B (1965), *Wind waves*, Printice-Hall, Englewood Cliffs, Nueva Jersey

López, J. (2015). Aprovechamiento de Corrientes Marinas para la Generación de Energía Eléctrica, Proyecto de Fin de Carrera, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Sevilla, España.

López, J., Silva, R., Mendoza, E. (2011). Aprovechamiento de la energía de las corrientes con el hidrogenerador IMPULSA. *Tecnología y Ciencias del Agua*, Volumen 2, núm 4, p.97-110.

Marín, E., Roldán, M., Sánchez, C., Enríquez, C., Felix, A., Silva, R., y Mendoza, E. (2020). Energía del Océano. Potencial del Gradiente Salino. <https://doi.org/10.26359/epomex.cemie012020>.

Morales, A., Montoya, R., Osorio, A., Oterto, L. (2014). Ocean thermal energy resources in Colombia. *Renewable Energy*, 66, p. 759-769.

Mork, G., S. Barstow, A. Kabuth, y M.T. Pontes (2010). Assessing the Global Wave Energy Potential. In *29th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering: Volume 3*.

Ocean Energy Systems Technology Collaboration Programme (2022). What is Ocean Energy. Visitado el 17 de septiembre del 2022. Recuperado de: <https://www.ocean-energy-systems.org/ocean-energy/what-is-ocean-energy/>

Odériz, I. Mendoza, E. y Silva, R. (2012). Dispositivo WEC: OWC. Síntesis y posible implementación en el clima marino mexicano.

OTEC Matters. (2015). *Science for the Professions*. Edit Petter Dessne and Lans Golmen. University of Boras. Disponible en: <https://goo.gl/DL7Wqq>.

Pattle, R. (1954). Production of electric power by mixing fresh and salt water in the hydroelectric pile. *Nature*. 174:660.

Pérez A. I. (2013). Estimación del clima marítimo y la energía de oleaje disponible en las costas mexicanas, tesis para obtener el grado de Maestra en Ingeniería, Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería Civil - Hidráulica, UNAM, México.

Posada, G., Chávez, V., Hernández, J., Rodríguez Y., Cadena, G., Félix, A., González, R., López, E. y Silva, R. (2019). El Futuro de las Energías Marinas en México. p. 255-274. En: Rivera-Arriaga, E., P. Sánchez-Gil, y J. Gutiérrez (eds.). *Tópicos de Agenda para la Sostenibilidad de Costas y Mares Mexicanos*. Universidad Autónoma de Campeche. Red RICOMAR. 334 p. ISBN 978-607-8444-57-1. doi: 10.26359/epomex.0519.

Raghunathan, S., Tan, C. P., Wells, N. A. J. and McIlhagger, D. S. (1981) Efficiency, starting torque and prevention of runaway with Wells self-rectifying air turbine. *Proc. Int. Syrup. Wave Tidal Energy*, p. 207-218, Cambridge.

Sandoval-Sánchez, E.; De la Cruz-Barragán, Z.; Miranda-Hernández, M.; Mendoza, E. (2022). Effect of Gaskets Geometry on the Performance of a Reverse Electrodialysis Cell. *Energies* 2022, 15, 3361. <https://doi.org/10.3390/en15093361>

Sannasiraj, S.A., y Sundar, V. (2016). Assessment of Wave Energy Potential and Its Harvesting Approach along the Indian Coast. *Renewable Energy*, 99: 398-409.

Sharma, D. M., & Poddar, K. (2010). Investigations on Quasi-Steady Characteristics for an Airfoil Oscillating at Low Reduced Frequencies. *International Journal of Aerospace Engineering*, 2010, 1–11. <https://doi.org/10.1155/2010/940528>.

Shehata, A. S., Xiao, Q., Saqr, K. M., & Alexander, D. (2016). Wells turbine for wave energy conversion: a review. *International Journal of Energy Research*, 41(1), 6-38. <https://doi.org/10.1002/er.3583>

Silva, R. (2005). Análisis y descripción estadística del oleaje, Universidad Nacional Autónoma de México, México

Skråmestø, Ø.S., S.-E. Skilhagen, y W.K. Nielsen, 2009. Power production based upon osmotic pressure. In: *Waterpower XVI*, Spokane, WA, USA, 27-30 July 2009.

Skilhagen, S., Dugstad, J. y Aaberg R. (2008). Osmotic power-power production based on the osmotic pressure difference between waters with varying salt gradients. *Desalination*. 220:476-482.

Subsecretaría de Planeación y Transición Energética (2021). Balance Nacional de Energía 2020, Dirección General de Planeación e Información Energéticas, México.

Takao, M., & Setoguchi, T. (2012). Air Turbines for Wave Energy Conversion. *International Journal of Rotating Machinery*, 2012, 1–10. <https://doi.org/10.1155/2012/717398>.

Taylor, J. R. M. & C, N. J. (1998) Design and Construction of the Variable-Pitch Air Turbine for the Azores Wave Energy Plant. 3rd European Wave Energy Conference. Patras, Greece.

Tobal-Cupul, J.G.; Cerezo-Acevedo, E.; Arriola-Gil, Y.Y.; Gomez-Garcia, H.F.; Romero-Medina, V.M. (2021). Sensitivity Analysis of OTEC-CC-MX-1 kWe Plant Prototype. *Energies* 2021, 14, 2585. <https://doi.org/10.3390/en14092585>

Va de mar (2012, 21 de septiembre). Ondas oceánicas I. Visitado el 12 de septiembre del 2022. Recuperado de: <http://nuvoldepoma.blogspot.com/2012/09/ondas-oceanicas-i.html>.

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

Ventura, Y., Rodríguez, Y., Odériz, I., Chávez, V., Mori, N., Felix, A., Cerdeira-Estrada, S., and Silva, R. (2022). New Assessment of Wave Energy in Relation to Geomorphological and Demographic Characteristics on the Pacific Coast of Baja California, Mexico. *Front. Mar. Sci.* 9:872707. doi: 10.3389/fmars.2022.872707

Vercelli, A. (2012, 12 de octubre). ¿Qué es la energía undimotriz? Energías como bienes comunes. Recuperado de: <http://www.energias.bienescomunes.org/2012/10/12/que-es-la-energia-undimotriz/>

Vikas, M, Suba Rao, S. Jaya-Kumar (2016). Tidal Energy: A Review, Proceedings of International Conference on Hydraulics, Water Resources and Coastal Engineering (Hydro2016), CWPRS Pune, India.

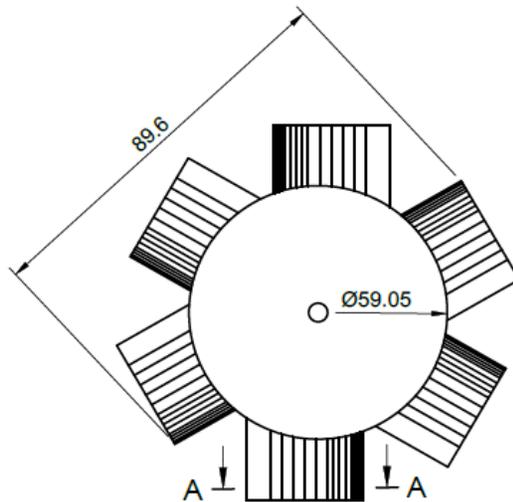
WAVESWELL (2022). King Island project. Visitado el 12 de septiembre del 2022. Recuperado de: <https://www.waveswell.com/king-island-project-2/> wave swell.

### Anexo 1: Coordenadas del perfil aerodinámico NACA0018

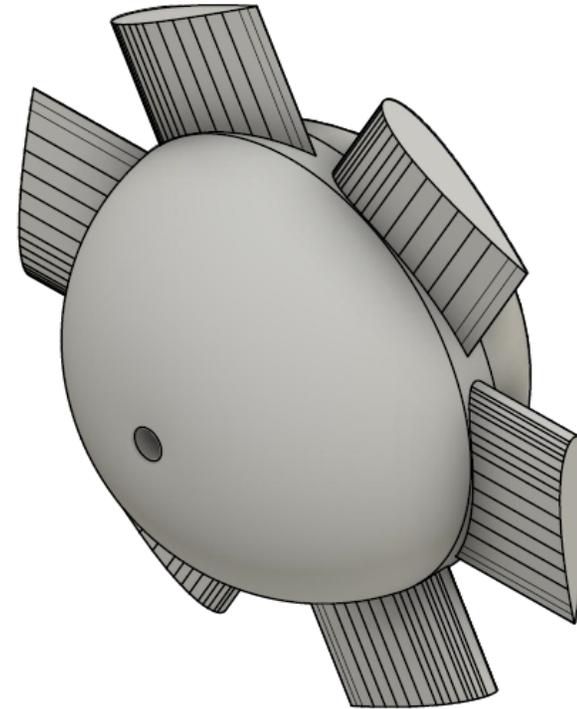
X(mm)	Y(mm)
26.5	0.050085
25.175	0.32065
23.85	0.57558
21.2	1.042775
18.55	1.45644
15.9	1.813925
13.25	2.104365
10.6	2.306825
7.95	2.385795
6.625	2.36168
5.3	2.28059
3.975	2.12477
2.65	1.86136
1.9875	1.6695
1.325	1.41298
0.6625	1.03933
0.33125	0.752865
0	0
0.33125	-0.752865
0.6625	-1.03933
1.325	-1.41298
1.9875	-1.6695
2.65	-1.86136
3.975	-2.12477
5.3	-2.28059
6.625	-2.36168
7.95	-2.385795
10.6	-2.306825
13.25	-2.104365
15.9	-1.813925
18.55	-1.45644
21.2	-1.042775
23.85	-0.57558
25.175	-0.32065
26.5	-0.050085

## Anexo 2: Planos constructivos de la turbina

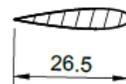
Superior Turbina Wells



Isométrico Turbina Wells

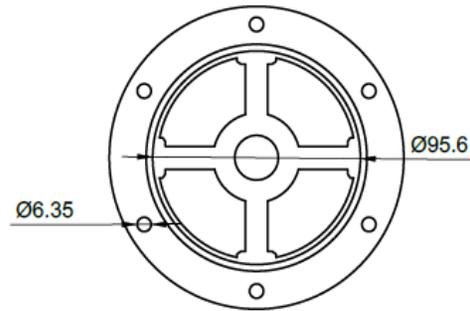


Frontal perfil NACA0018

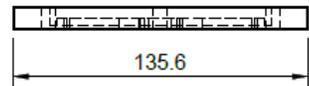


	Institución: Universidad Nacional Autónoma de México		
	Escuela: Facultad de Ingeniería		Autor: Luis Fernando Martínez Arcos
	Anexo: 2	No de plano: 1/5	Unidades: mm
	Título: <b>TURBINA WELLS</b>		

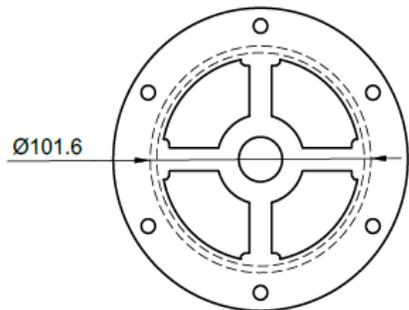
Superior soporte



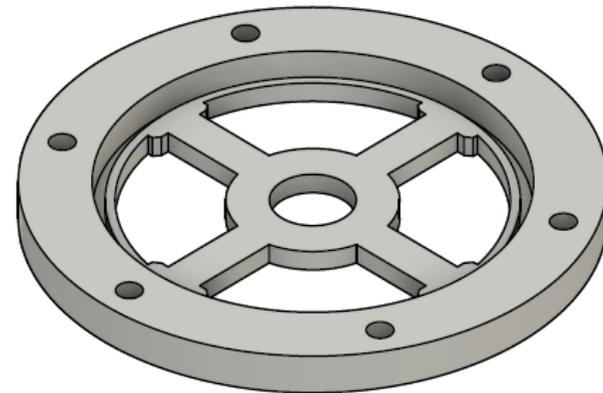
Frontal soporte



Inferior soporte

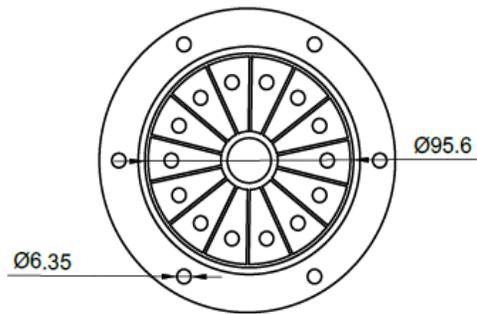


Isométrico soporte

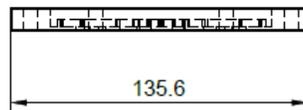


 <b>INSTITUTO DE INGENIERÍA UNAM</b>	Institución: Universidad Nacional Autónoma de México		
	Escuela: Facultad de Ingeniería	Autor: Luis Fernando Martínez Arcos	
	Anexo: 2	No de plano: 2/5	Unidades: mm
	Título: <b>SOPORTE INFERIOR TURBINA WELLS</b>		

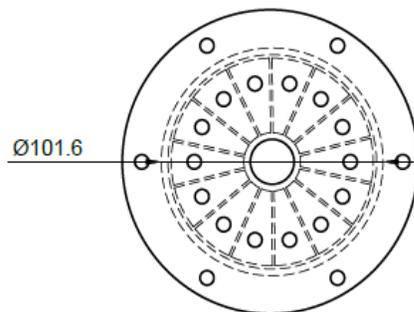
Superior soporte



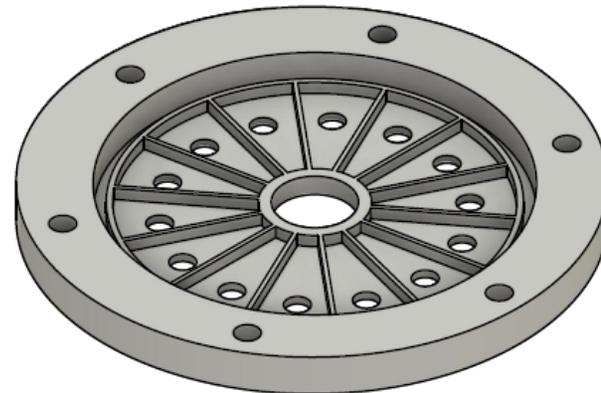
Frontal soporte



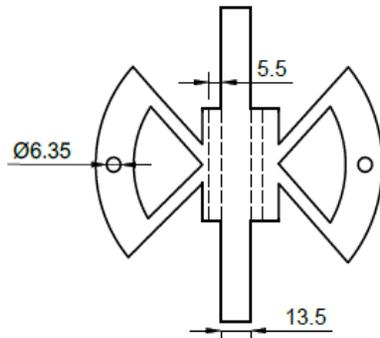
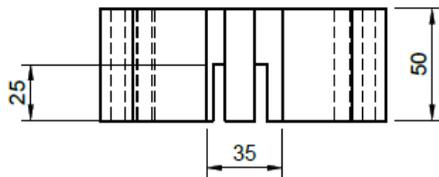
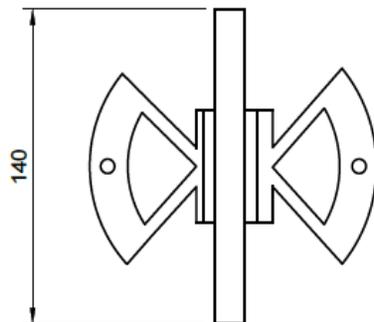
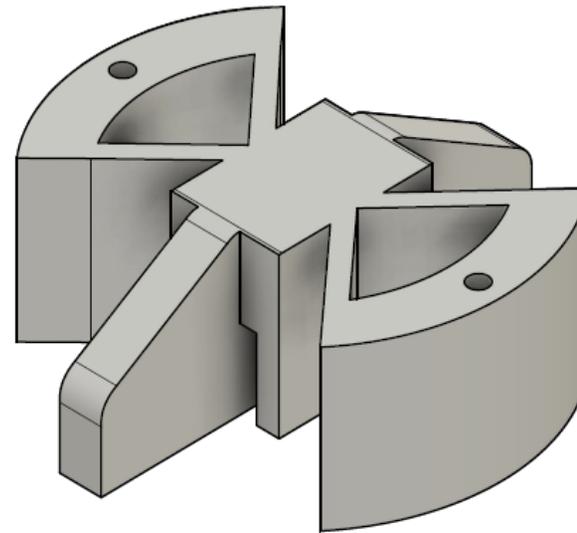
Inferior soporte



Isométrico soporte

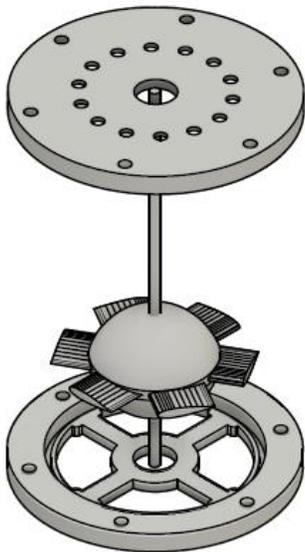


	Institución: Universidad Nacional Autónoma de México		
	Escuela: Facultad de Ingeniería	Autor: Luis Fernando Martínez Arcos	
	Anexo: 2	No de plano: 3/5	Unidades: mm
	Título: <b>SOPORTE SUPERIOR TURBINA WELLS</b>		

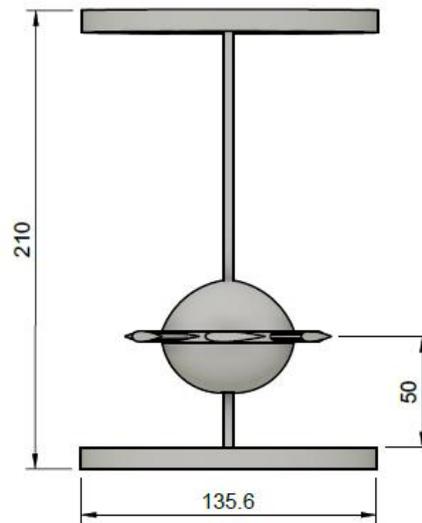
**Superior soporte****Frontal soporte****Inferior soporte****Superior soporte (1:1)**

 <b>INSTITUTO DE INGENIERÍA UNAM</b>			Institución: Universidad Nacional Autónoma de México		
			Escuela: Facultad de Ingeniería		Autor: Luis Fernando Martínez Arcos
Anexo: 2		No de plano: 4/5		Unidades: mm	
Título: <b>SOPORTE DE CANAL TURBINA WELLS</b>					

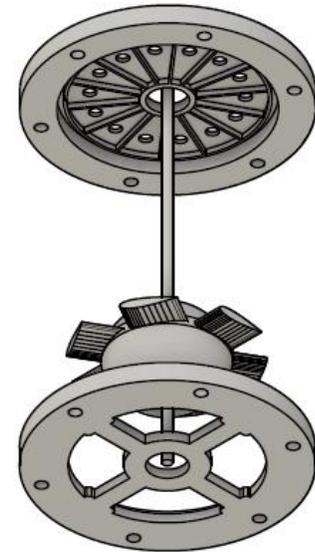
Isométrico ensamblaje



Frontal ensamblaje



Isométrico ensamblaje



INSTITUTO  
DE INGENIERÍA  
UNAM

Institución: Universidad Nacional Autónoma de México		
Escuela: Facultad de Ingeniería	Autor: Luis Fernando Martínez Arcos	
Anexo: 2	No de plano: 5/5	Unidades: mm
Título: <b>ENSAMBLAJE DE TURBINA WELLS</b>		