



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

SOBRE EL USO DE GRANJAS WEC COMO UNA ALTERNATIVA  
MULTIPROPÓSITO A LAS NECESIDADES ACTUALES

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

PRESENTA:  
ALFREDO SÁNCHEZ CARRANZA

TUTOR PRINCIPAL  
DR. EDGAR GERARDO MENDOZA BALDWIN  
INSTITUTO DE INGENIERÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, CIUDAD DE MÉXICO, SEPTIEMBRE 2022



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Fuentes Mariles Oscar Arturo  
Secretario: Dr. Silva Casarín Rodolfo  
1 er. Vocal: Dr. Mendoza Baldwin Edgar Gerardo  
2 do. Vocal: Dra. Escudero Castillo Mireille Del Carmen  
3 er. Vocal: Dra. Chávez Cerón Valeria

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Instituto de Ingeniería, UNAM

**TUTOR DE TESIS:**

Dr. Edgar Gerardo Mendoza Baldwin

-----  
**FIRMA**



*Son muchas las personas que han contribuido en el desarrollo y conclusión de este trabajo. En primer lugar, quiero agradecer al Dr. Edgar Gerardo Mendoza Baldwin, director de esta tesis, por guiarme a lo largo de este proceso.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), al Centro Mexicano de Innovación en Energía Océano (CEMIE-O) y al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT); quienes me brindaron las herramientas técnicas y económicas para terminar con éxito esta tesis.*

*A mi Madre, por ser mi apoyo a lo largo de toda mi vida y siempre confiar en mí.*

*A Mariana, por su cariño y apoyo incondicional*

*Mi agradecimiento a mi familia y amigos que de una u otra manera han colaborado en mi formación profesional y humana.*



## RESUMEN

La creciente necesidad de fuentes de energía a nivel mundial ha ocasionado que se destine tiempo y recursos para el desarrollo de tecnologías alternativas a los hidrocarburos. México tiene una alta viabilidad de generar energía limpia, pues cuenta con una inmensa cantidad de recursos naturales que, de ser utilizados apropiadamente, impulsarían al país en ámbitos tan importantes como lo son el sector ambiental y económico. La energía undimotriz ofrece una posibilidad prometedora de contribuir a las demandas futuras de energía eléctrica en las regiones donde ésta se encuentra en cantidades aprovechables.

En el sector económico, al estar estrechamente relacionado con el uso de nuevas tecnologías, hace que se vuelva necesario realizar una evaluación financiera para conocer el grado de viabilidad de que las tecnologías de conversión undimotriz inicien operaciones. Por ello, en este trabajo se presenta el cálculo del costo nivelado de la energía (LCOE) enfocado específicamente en granjas de dispositivos con dicha tecnología. El sitio de estudio es la costa suroeste de Baja California, México.

El cálculo del costo nivelado de la energía (LCOE) se ejecutó haciendo un análisis exhaustivo de las condiciones históricas de oleaje que han regido en la costa de estudio, comparándolas con dispositivos previamente probados a nivel mundial y conociendo la cantidad de energía eléctrica que se podría producir. También, se calculó el costo en valor presente de los gastos en una granja de WECs, involucrando capital propio, deuda e impuestos, así como el valor presente de la generación de energía en función de la vida útil del proyecto.

Por último, se proponen alternativas que enriquezcan el uso de dispositivos de aprovechamiento undimotriz, señalando el uso de estos en temas como protección costera o suministro de nicho que hagan de esta tecnología una opción atractiva a inversionistas.



## **ABSTRACT**

The increasing necessity of electric power worldwide incentivized the development of energy conversion technologies different from hydrocarbons. Mexico has high viability to generate clean energy as it has an immense number of natural resources available, which could impel the country in sectors as necessary as environmental protection and economic growth. Wave energy offers a definite possibility to contribute to the future electrical energy demands in the regions where it is available.

Regarding the economic sector, as it is closely related to the use of new technologies, it is necessary to perform financial assessments to investigate the viability of the wave energy plants to initiate operations. For that reason, this work shows the calculation of the Levelized Cost of Energy (LCOE) focused explicitly on farms of devices. The study site is on the Southwestern coast of Baja California, Mexico.

The LCOE was computed via an exhaustive analysis of the historical wave conditions prevailing in the study area and applying them to previously tested devices and estimating their power output. Also, the net present value of the farm's expenses, capital, debt, and taxes were estimated. The energy production along the project's useful life was also converted to its net present value.

Finally, alternatives that may enhance wave energy devices, such as using them for coastal protection, are stated to make this technology attractive to investors.



ÍNDICE

<b>RESUMEN .....</b>	<b>VII</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>IX</b>
<b>ÍNDICE.....</b>	<b>XI</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>XIII</b>
<b>LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>XVII</b>
<b>CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.2. OBJETIVO PRINCIPAL Y PARTICULAR .....	2
1.3. CLASIFICACIÓN DE DISPOSITIVOS WEC .....	2
1.3.1. Principio de Operación.....	3
1.3.2. Extracción de Potencia (PTO).....	8
1.3.3. Localización y Alineación.....	11
1.3.4. Nivel de Madurez Tecnológica (TRL) .....	12
1.4. WAVE DRAGON (WD) .....	12
1.5. ARCHIMEDES WAVE SWING (AWS).....	14
1.6. EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS.....	15
1.6.1. Evaluación de la Rentabilidad del Capital Propio.....	15
1.6.2. Impuestos Sobre la Renta (ISR).....	16
1.6.3. Razón de Cobertura de Deuda.....	17
1.7. IMPORTANCIA DE LA DEPRECIACIÓN ACELERADA.....	17
1.8. COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA (LCOE).....	18
1.9. CARGO POR CAPACIDAD NIVELADO .....	18
<b>CAPÍTULO 2 APROVECHAMIENTO UNDIMOTRÍZ.....</b>	<b>21</b>
2.1. SITIO DE ESTUDIO .....	21
2.2. CLIMA DE OLEAJE.....	22
2.3. MODELACIÓN.....	26
2.4. ZONA CON MAYOR POTENCIAL ENERGÉTICO.....	29
2.5. ZONAS PROPUESTAS PARA LA INSTALACIÓN DE GRANJAS WEC .....	33

2.6.	ANÁLISIS DE DISPOSITIVOS .....	35
2.6.1.	Coeficiente de Transmisión .....	35
2.7.	CANTIDAD DE ENERGÍA GENERADA.....	39
2.7.1.	Granja de Dispositivos Wave Dragon.....	40
2.7.2.	Granja de Dispositivos Archimedes Wave Swing .....	48
2.8.	FACTOR PLANTA .....	56
2.8.1.	Factor Planta Granjas Wave Dragon.....	56
2.8.2.	Factor Planta Granja Archimedes Wave Swing.....	58
2.9.	CÁLCULO DEL COSTO POR CAPACIDAD NIVELADO.....	58
2.9.1.	Parámetros Técnicos .....	59
2.9.2.	Inflación e Impuestos .....	60
2.9.3.	Tasa de Rendimiento.....	61
2.9.4.	Costo por Dispositivo .....	64
2.9.5.	Costo por Infraestructura .....	66
2.9.6.	Resultados Cargo por Capacidad Nivelado .....	67
2.10.	COSTO NIVELADO DE LA ENERGIA CASO WAVEDRAGON.....	68
2.11.	COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA CASO ARCHIMEDES WAVE SWING.	70
	<b>CAPÍTULO 3 ANÁLISIS DE RESULTADOS .....</b>	<b>73</b>
3.1.	COMPARATIVA ENTRE TECNOLOGÍAS .....	73
3.2.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD .....	76
3.3.	USOS ADICIONALES .....	82
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>83</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS .....</b>	<b>85</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.3.1 Clasificación Dispositivos WEC [4].....	2
Figura 1.3.2 Dispositivo Tipo Cuerpo Oscilante (OBWEC) [5].....	3
Figura 1.3.3 Subclasificación de Dispositivos Tipo Cuerpo Oscilante [7], [8], [9].....	4
Figura 1.3.4 Dispositivo Tipo Columna Oscilante (WEC-OWC) [5].....	5
Figura 1.3.5 Subclasificación de Dispositivos Tipo Columna Oscilante [15], [16].....	6
Figura 1.3.6 Dispositivo de Desbordamiento (OWEC) [5].....	7
Figura 1.3.7 PTO's Utilizados en Dispositivos WEC.....	8
Figura 1.3.8 Transmisión Directa [5].....	9
Figura 1.3.9 Hidráulico/ Neumático [5].....	9
Figura 1.3.10 Transmisión Mecánica [5].....	10
Figura 1.3.11 Turbinas de Flujo Unidireccional [5].....	10
Figura 1.3.12 Turbinas de Flujo Axial [5].....	11
Figura 1.3.13 Clasificación de WECs en Función de su Localización y Alineación [4].....	11
Figura 1.4.1 Estructura Wave Dragon [19].....	12
Figura 1.4.2 Matriz de Potencia WD [21].....	13
Figura 1.5.1 Planta Piloto AWS [22].....	14
Figura 1.5.2 Dispositivo AWS [24].....	14
Figura 1.5.3 Matriz de Potencia AWS [25].....	15
Figura 1.6.1 Cálculo de los Flujos Netos Asociados al Capital Propio.....	16
Figura 1.6.2 Cálculo de los Impuestos Sobre la Renta.....	16
Figura 2.1.1 Bahía de Todos los Santos, Baja California, México.....	21
Figura 2.2.1 Dirección Hs Histórica del Punto A1 (1979 – 2020).....	23
Figura 2.2.2 Hs vs Tm Histórica del Punto A1 (1979 – 2020).....	24
Figura 2.2.3 Hs vs Tp Histórica del Punto A1 (1979 – 2020).....	24
Figura 2.2.4 Dirección Hs Histórica Mensual del Punto A1 (1979 – 2020).....	25
Figura 2.3.1 Batimetría Digitalizada Ensenada.....	26
Figura 2.3.2 División de Batimetría en Cuadrantes.....	27
Figura 2.3.3 Datos de Entrada WAPO.....	28
Figura 2.3.4 Propagación del oleaje con WAPO.....	28
Figura 2.4.1 Zona con Mayor Potencial Energético.....	29
Figura 2.4.2 Matriz de Potencia Teórica.....	30

Figura 2.4.3 Probabilidad Conjunta Rectángulo con coordenadas (519023, 3527959 m).....	31
Figura 2.4.4 Energía Teórica Anual .....	32
Figura 2.5.1 Zonas Propuestas para la Instalación de WECs .....	33
Figura 2.5.2 Profundidad en Ensenada.....	34
Figura 2.6.1 a) Arreglo Escalonado y b) Arreglo Alineado .....	35
Figura 2.6.2 Arreglo de Granja WD.....	37
Figura 2.6.3 Arreglo de Granja AWS.....	38
Figura 2.7.1 Matriz de Potencia WD Recortada a las Condiciones del Sitio .....	40
Figura 2.7.2 Arreglo de Granja WD para Modelación.....	41
Figura 2.7.3 Energía Eléctrica Teórica Máxima Generada por Dispositivos WD .....	43
Figura 2.7.4 Energía Eléctrica Generada con Granja de Dispositivos WD.....	45
Figura 2.7.5 Horas del Año con Potencia Mayor a 200 kW.....	47
Figura 2.7.6 Horas del Año con Potencia Mayor a 800 kW.....	47
Figura 2.7.7 Matriz de Potencia AWS Recortada a las Condiciones del Sitio.....	48
Figura 2.7.8 Arreglo de Granja AWS para Modelación.....	48
Figura 2.7.9 Energía Eléctrica Teórica Máxima Generada por Dispositivos AWS .....	51
Figura 2.7.10 Energía Eléctrica Generada con Granja de Dispositivos AWS .....	53
Figura 2.7.11 Horas del Año con Potencia Mayor a 30 kW.....	55
Figura 2.7.12 Horas del Año con Potencia Mayor a 300 kW.....	55
Figura 2.9.1 Bonos del Tesoro en EUA a 20 Años [38].....	61
Figura 2.9.2 Índice Riesgo País México [39].....	62
Figura 2.9.3 Deuda a Largo Plazo Empresas con Giro en Energías Renovables [40] .....	63
Figura 2.9.4 Beta Desapalancada en Empresas con Giro en Energías Renovables [40] .....	63
Figura 2.9.5 Rendimiento Histórico S&P 500 [40].....	64
Figura 2.9.6 Precio Histórico Acero [42] .....	65
Figura 2.10.1 Flujo de Efectivo para la Granja “E” con Dispositivos WD.....	68
Figura 2.10.2 Razón de Cobertura de Deuda Granja WD .....	69
Figura 2.11.1 Flujo de Efectivo para la Granja “E” con Dispositivos AWS.....	70
Figura 2.11.2 Razón de Cobertura de Deuda Granja AWS.....	71
Figura 3.1.1 Comparativa Tiempo de Generación .....	73
Figura 3.1.2 Comparativa Cantidad de Energía Eléctrica Generada.....	74
Figura 3.1.3 Comparativa LCOE Constante.....	75
Figura 3.2.1 Impacto del Factor Planta en el LCOE .....	77
Figura 3.2.2 Probabilidad de Préstamo .....	78
Figura 3.2.3 Impacto del Factor de Uso Compartido en el LCOE .....	79

Figura 3.2.4 Impacto del Precio del Acero en el LCOE.....	80
Figura 3.2.5 Impacto de la Capacidad Utilizada en el LCOE .....	81
Figura 3.3.1 Ubicación del Puerto Pesquero “El Sauzal” y Granja AWS Propuesta .....	82



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.3.1 Nivel de Maduración Tecnológica en Dispositivos WEC [4] .....	12
Tabla 1.4.1 Características Principales de Modelos de Wave Dragon [20] .....	13
Tabla 1.5.1 Características Principales AWS [23] .....	14
Tabla 2.2.1 Coordenadas de Puntos Analizados .....	22
Tabla 2.2.2 Clases Propuestas para Cada Variable Analizada .....	22
Tabla 2.2.3 Número de Clases Propuestas .....	23
Tabla 2.2.4 Dirección Hs Histórica Mensual del Punto A1 (1979 – 2020).....	25
Tabla 2.3.1 Probabilidad de Ocurrencia de las Condiciones de Oleaje en el Punto A1 .....	26
Tabla 2.3.2 Datos Utilizados para la Modelación en WAPO.....	27
Tabla 2.4.1 Vértices del Polígono en Estudio .....	29
Tabla 2.5.1 Potencia Promedio en Subpolígonos.....	33
Tabla 2.5.2 Coordenadas UTM Zonas Propuestas para la Instalación de WECs.....	34
Tabla 2.6.1 Características Básicas de dispositivos WEC .....	35
Tabla 2.6.2 Distancia Entre Dispositivos .....	36
Tabla 2.6.3 Número de Dispositivos Wave Dragon en Granja .....	37
Tabla 2.6.4 Número de Dispositivos AWS en Granja .....	38
Tabla 2.7.1 Coordenadas UTM Granja de Dispositivos WD.....	41
Tabla 2.7.2 Coordenadas UTM Granja de Dispositivos AWS.....	49
Tabla 2.8.1 Porcentaje h/Año en que los Dispositivos WD Superan un Umbral de Energía.....	56
Tabla 2.8.2 Cantidad de Energía Mínima Generada por Umbral.....	57
Tabla 2.8.3 Factor Planta y Tiempo de Generación WD .....	57
Tabla 2.8.4 Factor Planta y Tiempo de Generación AWS .....	58
Tabla 2.9.1 Potencia Máxima Generada por Granja WD.....	60
Tabla 2.9.2 Potencia Máxima Generada por Granja AWS .....	60
Tabla 2.9.3 Impuestos e Inflación Utilizados.....	60
Tabla 2.9.4 Tasa de Rendimiento Calculada.....	64
Tabla 2.9.5 Relación Acero/Lastre Dispositivos.....	64
Tabla 2.9.6 Precio por Dispositivo y Granja de Dispositivos .....	65
Tabla 2.9.7 Costo de Infraestructura como Porcentaje del Dispositivo .....	66
Tabla 2.9.8 Costo Total de Infraestructura.....	66
Tabla 2.9.9 Cargo por Capacidad Nivelado Granjas WD .....	67

Tabla 2.9.10 Cargo por Capacidad Nivelado Granjas AWS .....	67
Tabla 2.10.1 LCOE para Granja con Dispositivos WD .....	68
Tabla 2.11.1 LCOE para Granja de Dispositivos AWS .....	70
Tabla 3.1.1 Comparativa de LCOE Entre Tecnologías .....	75
Tabla 3.2.1 Variables Analizadas.....	76
Tabla 3.2.2 Variación del Factor Planta con Respecto al Caso Base .....	77
Tabla 3.2.3 Variación de la Deuda del Proyecto con Respecto al Caso Base .....	78
Tabla 3.2.4 Variación del Factor de Uso Compartido con Respecto al Caso Base.....	79
Tabla 3.2.5 Variación del Precio del Acero con Respecto al Caso Base .....	80
Tabla 3.2.6 Variación del Decremento de Capacidad del Sitio con Respecto al Caso Base .....	81

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. INTRODUCCIÓN

El mundo está en una situación energética complicada. La demanda de energía es cada vez mayor y gran parte de la energía actual proviene de fuentes que, en su mayoría, tienen recursos limitados y su uso provoca efectos ambientales indeseables. Los recursos naturales no renovables de nuestro planeta se usan a un ritmo acelerado, y si no se toman medidas al respecto, la calidad de vida de las generaciones futuras se verá comprometida. Es necesario migrar hacia otras fuentes y el uso de tecnologías limpias es uno de los principales pilares de esta transición energética tan necesaria.

En los últimos años, la energía solar y eólica han tenido un desarrollo tecnológico significativo, logrando ser competitivas económicamente. Éstas han sumado esfuerzos con tecnologías limpias de mayor presencia en el mercado para lograr el abandono paulatino de fuentes fósiles. Sin embargo, aún son insuficientes, estimando que estas fuentes deben crecer a un ritmo mucho mayor para cumplir con los objetivos marcados en el acuerdo de París [1]. Por lo anterior, como medida para reducir esta brecha, se ha propuesto el uso de nuevas fuentes como la biomasa y la marina. Esta última, al poder ser extraída en diferentes formas (corrientes marinas, mareas, oleaje, gradiente térmico y salino) la hace una opción atractiva y adaptable.

La energía undimotriz, objeto de estudio en este trabajo, cuenta con un potencial teórico mundial de 93,000 TWh [2]. Esta forma de energía ha mostrado un acelerado desarrollo impulsado por grandes inversiones que buscan optimizar los dispositivos, realizando numerosos experimentos en plantas piloto. Éstas buscan mejorar los procesos de extracción de energía, existiendo un gran número de casos que han llegado a operar de manera comercial.

Localizado en una posición geográfica favorable, México cuenta con una longitud de costa de 11,500 km, siendo uno de los países continentales con mayor litoral en el mundo [3]. Nuestro país cuenta con litorales hacia los dos océanos más importantes del planeta, teniendo un potencial inmenso en sus costas. Por lo anterior, resulta razonable aprovechar al máximo esta condición en beneficio de la población. La extracción de energía de estos cuerpos de agua resulta ser una opción escalable que no ha sido aprovechada.

El primer paso para poner en marcha plantas que extraigan energía es hacer una evaluación a fin de identificar sitios potenciales de aprovechamiento. Paralelamente, se debe considerar el impacto ambiental que esta infraestructura pudiera generar, así como una planeación integral que considere factores sociales, políticos y económicos. En este sentido, el trabajo de investigación que aquí se presenta busca evaluar la costa suroeste de Baja California, México, a fin de valorar si la instalación de una granja de dispositivos de aprovechamiento undimotriz (WECs – *Wave Energy Converter*) es técnica y económicamente viable.

## 1.2. OBJETIVO PRINCIPAL Y PARTICULAR

El objetivo principal del presente trabajo de investigación es calcular el costo nivelado de la energía (LCOE – *Levelized Cost Of Energy*) para una granja de dispositivos WEC que maximice la cantidad de energía eléctrica generada en función de las condiciones predominantes de oleaje en la costa suroeste de Baja California, México.

Es parte esencial del desarrollo, que el cálculo del LCOE cuente con datos lo más precisos posible y den al lector un panorama real del costo por kWh de la tecnología undimotriz en México, logrando así compararla con renovables más maduras y tecnologías convencionales.

Como objetivos adicionales, se pretende proponer diferentes usos de esta tecnología, utilizando los dispositivos instalados para fines de protección costera o en el aprovechamiento de la energía eléctrica generada en aplicaciones específicas de la región que maximicen la aceptación de este tipo de tecnologías.

Para lograr el cumplimiento de los objetivos propuestos, se acudirá al empleo de análisis y modelado de la costa, facilitando posibles puntos de interés donde el uso de la tecnología undimotriz sea aprovechado. Así también, se pretende hacer un análisis económico adecuado que permita obtener el costo de esta tecnología en México, bajo las condiciones marítimas estudiadas en la costa de Baja California. Los resultados permitirán plantear y resolver interrogantes acerca de la utilidad que podría traer la energía undimotriz en el país y proponer las bases para desarrollar un análisis económico más detallado en estudios posteriores.

## 1.3. CLASIFICACIÓN DE DISPOSITIVOS WEC

En la literatura existe una vasta cantidad de clasificaciones de dispositivos WEC, siendo la propuesta por Falcão [4] la más usada mundialmente por su sencillez, pues solo los divide por su principio de operación. Actualmente, esta clasificación es insuficiente para abarcar la inmensa cantidad de dispositivos que se encuentran en fase operativa y desarrollo, por lo que la clasificación propuesta por Lehmann es más adecuada a las necesidades actuales. En la Figura 1.3.1 se muestra la clasificación de Lehmann, la cual está dividida en 5 categorías principales: principio de operación, localización, orientación, extracción de potencia (PTO – *Power Take Off*) y nivel de maduración tecnológica (TRL – *Technology Readiness Level*).



**Figura 1.3.1 Clasificación Dispositivos WEC [4]**

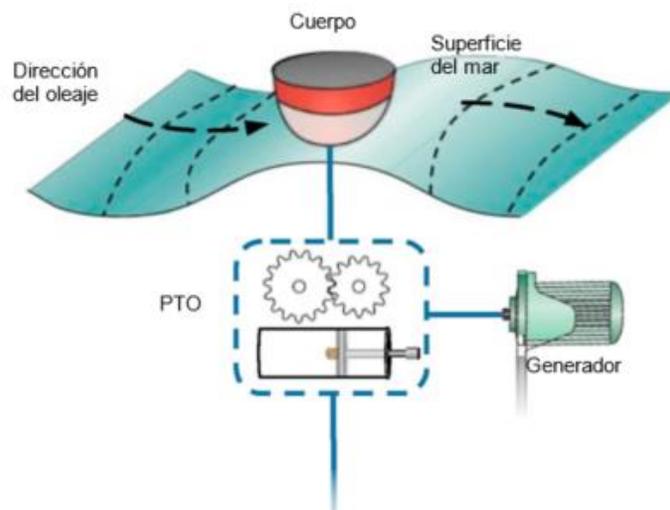
### 1.3.1. Principio de Operación

El principio de operación se refiere al conjunto de propiedades, forma, distribución e interrelación de los materiales con los que está construido un dispositivo, así como las leyes físicas que rigen su funcionamiento. Los dispositivos WEC operan mediante 3 principios básicos [5]:

#### *Cuerpo Oscilante*

Los dispositivos de tipo cuerpo oscilante extraen energía a partir del movimiento generado por el cuerpo del dispositivo a causa del oleaje. Este tipo de dispositivos pueden encontrarse tanto en la superficie como sumergidos, siendo su dimensión principal pequeña en relación con la longitud de onda reinante en la zona en la que están instalados [6]. La energía eléctrica generada con este tipo de tecnología puede obtenerse utilizando diferentes PTO los cuales se detallan en el apartado 1.3.2.

En la Figura 1.3.2 se muestra un esquema con los componentes principales de un dispositivo tipo cuerpo oscilante (OBWEC).



**Figura 1.3.2 Dispositivo Tipo Cuerpo Oscilante (OBWEC) [5]**

Dentro de la gama de dispositivos tipo cuerpo oscilante, es posible subclasificarlos como: absorbedor puntual, atenuador y terminador. En la Figura 1.3.3 se muestra una descripción más detallada de estos dispositivos.



**Figura 1.3.3 Subclasificación de Dispositivos Tipo Cuerpo Oscilante [7], [8], [9]**

En la Figura 1.3.3a se muestra un dispositivo tipo absorbedor puntual llamado *WaveBob* [7]. Este dispositivo fue desarrollado por el físico irlandés William Dick en 1999, que junto a Andrew Parrish en el lado administrativo, crearon una empresa con el nombre del dispositivo [10]. Su misión era desplegar una granja de dispositivos que abastecieran la costa oeste de Irlanda con 250 MW de energía eléctrica, por lo que decidieron aliarse con Vattenfall y así crear Tonn Energy, siendo esta la que diera seguimiento al proyecto. Sin embargo, este terminó operaciones en el año 2013 por problemas de financiación.

En la Figura 1.3.3b se muestra un dispositivo tipo atenuador llamado Pelamis [8]. Este dispositivo creado por *Pelamis Wave Power* en 1998 en Edimburgo, Escocia, fue el primer dispositivo en desplegarse a escala real en el sitio de pruebas de olas de EMEC en Billia Croo [11] en el año 2014, donde suministró de energía eléctrica a una red nacional. Siendo las pruebas exitosas, se creó una segunda generación de este dispositivo el cual era de mayor tamaño y con mejor tecnología. Uno de estos dispositivos fue vendido en el año 2009 a la E.ON UK, convirtiéndose en el primer dispositivo comprado por una empresa de servicios públicos. Este dispositivo capaz de generar 750 kW fue instalado en Billia Croo donde tras 3 años de pruebas se convirtió en propiedad de *Pelamis Wave Power*. Se siguió trabajando con este dispositivo con el fin de caracterizar con qué estados de mar era óptimo y cuáles eran los riesgos a los

que el dispositivo estaba expuesto, desafortunadamente *Pelamis Wave Power* entró en administración en noviembre del 2014 por lo que el dispositivo pasó a ser de *Wave Energy Scotland* [12].

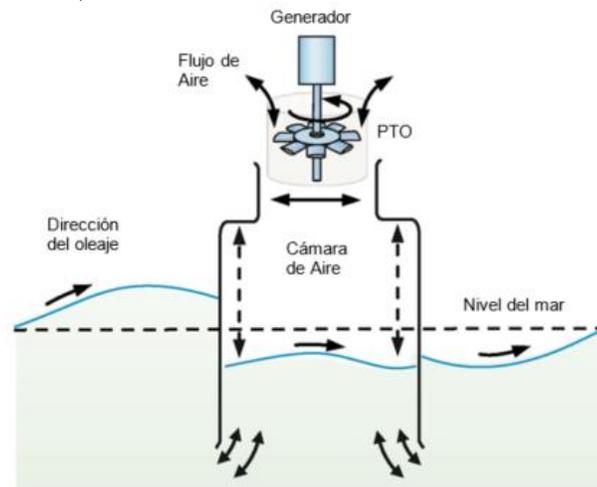
Finalmente en la Figura 1.3.3c se muestra un dispositivo tipo terminador llamado *bioWAVE* [9]. Este dispositivo desarrollado por la empresa *BioPower Systems* localizada en Sídney, Australia, está diseñado para operar en el fondo del mar (a una profundidad de 30 metros) y contiene una serie de flotadores que, a medida que el oleaje los empuja hacia adelante o hacia atrás, accionan un PTO llamado O-Drive para generar energía eléctrica [13]. Este PTO es desmontable, modulable y de bajo costo; siendo capaz de generar 250 kW. Su principio básico se describe en la sección 1.3.2.

Como consideración ambiental se debe resaltar que la presencia de estos dispositivos puede afectar a los peces, mamíferos marinos y aves. Entre sus principales riesgos está la colisión, que pueden atraer organismos hacia el dispositivo o que eviten el lugar donde están instalados. Por ser dispositivos que generan energía eléctrica, existe cierta preocupación de que los campos electromagnéticos generados por cables eléctricos y piezas móviles puedan afectar a los animales que utilizan el campo magnético natural de la Tierra para orientarse, navegar y cazar [6], por lo que resulta necesario realizar más estudios sobre el impacto que podrán tener estos dispositivos a gran escala.

### *Columna Oscilante*

En los dispositivos de tipo columna oscilante la ola entra en una columna, donde el aire es forzado a pasar por una turbina. En el momento en que sale la ola, el aire vuelve a pasar por la turbina debido a la disminución de la presión al interior. A medida que el agua se aleja de la cámara, el vacío resultante mueve el aire de vuelta a través de la turbina y dentro de la cámara.

En la Figura 1.3.4 se muestra un esquema con los componentes principales de un dispositivo tipo columna oscilante (WEC-OWC).



**Figura 1.3.4 Dispositivo Tipo Columna Oscilante (WEC-OWC) [5]**

Este tipo de dispositivos se pueden subclasificar como se muestra en la Figura 1.3.5, donde en el inciso a) se muestra la planta de Mutriku, ubicada en el Golfo de Vizcaya en el país Vasco; mientras que en el inciso b) se muestra un dispositivo desplegado en Japón en el año de 1985 llamado Kaimei [14].



**Figura 1.3.5 Subclasificación de Dispositivos Tipo Columna Oscilante [15], [16]**

Mutriku fue uno de los primeros puertos documentados en el País Vasco. El puerto se encuentra en una pequeña bahía natural, protegida de los temporales del noroeste Cantábrico por el promontorio Burumendi y limitada al este por la punta Alcolea. Los temporales que se presentan en la zona son de especial objeto de estudio pues han ocasionado, a lo largo de los años, daños en los diques de abrigo del puerto, así como gran inestabilidad en la ruta de entrada y en las dársenas interiores. Estos problemas, combinados con la estrechez de la boca del puerto han hecho a menudo peligroso o incluso imposible, la entrada de los barcos. Para hacer frente a este problema, la Dirección de Puertos y Asuntos Marítimos del País Vasco examinó 17 posibles alternativas para darle solución a los problemas presentados en la zona. Entre las opciones se encontraba la prolongación de los diques existentes, la creación de un dique exterior o la creación de un dique sumergido. La solución tomada fue la creación de un dique de abrigo que iniciara desde la punta de Burumendi hasta el cañón submarino del eje de la ensenada [17].

Las principales características del diseño fueron las siguientes:

- Se trata de un dique de aproximadamente 440 m que se remata en sus dos extremos mediante dos morros: uno situado más próximo a Burumendi con cotas en torno a la -2.00 m y el otro morro en el extremo opuesto a profundidades de -17.00 m.
- Al dique de abrigo se llega a través de un camino de acceso de 370 m de longitud, protegido por escolleras.
- Es un dique en talud el cual cuenta con un espaldón de concreto con revestimiento de mampostería. La estructura del dique está formada por un núcleo impermeables y mantos de escolleras y bloques de piedra natural para el manto principal con tamaños que van de los 15 a las 45 ton.

Una vez definido el proyecto inicial, y en el marco de una estrategia global de desarrollo de las energías renovables, el Departamento de Transportes y Obras Públicas del Gobierno Vasco firmo un convenio de colaboración con el Ente Vasco de la Energía para aprovechar la construcción de esta infraestructura para la instalación de una central generadora de energía undimotriz.

Terminado el proyecto del rompeolas, para resolver los problemas de acceso al puerto de Mutriku, el Departamento de Transportes y Obras Públicas del Gobierno Vasco propuso al Ente Vasco de la Energía el estudio de aprovechamiento de las obras para introducir algún tipo de sistema de generación de energía.

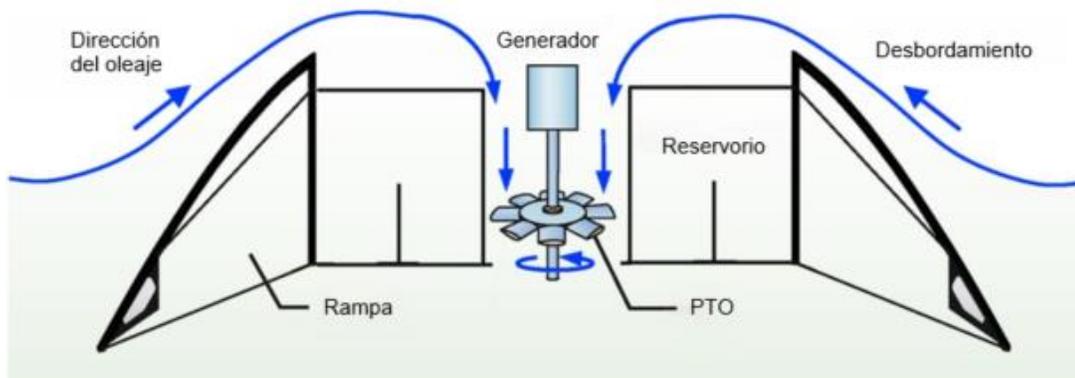
Dado que el proyecto se encontraba en una fase avanzada de definición, había dos condiciones iniciales: que la solución propuesta no interfiriera con la función principal del dique, es decir, mejorar el acceso marítimo al puerto, y que el diseño del dique no sufriera demasiadas alteraciones [17]. Por lo que se constató que la tecnología WEC-OWC podía integrarse en el diseño del rompeolas respetando, en términos generales, tanto la línea del rompeolas proyectado como su funcionalidad.

Es importante resaltar que este tipo de dispositivos produce un ruido significativo a medida que el aire pasa a través de las turbinas, lo que puede afectar a diferentes especies de aves, mamíferos y otros organismos marinos que se encuentren en las proximidades del dispositivo. Otra preocupación que surge en las instalaciones de estos dispositivos es la posibilidad de que organismos marinos queden atrapados en las cámaras de aire. En comparación con los dispositivos OBWEC cuando se encuentra en alta mar, los inconvenientes de colisión, atracción o evitación, campos electromagnéticos y cambios en el gasto son similares; mientras que cuando se encuentran cercanos a la costa, no difieren de los que se presentan en una estructura costera convencional [6].

#### *De Desbordamiento*

Los dispositivos tipo desbordamiento son estructuras largas las cuales llenan su embalse gracias al movimiento de las olas hasta un nivel de agua mayor al predominante. Su funcionamiento se basa en la diferencia de presión entre el agua del embalse y el agua de la superficie del mar, ocasionando que el fluido pase por una turbina de baja altura acoplada a un generador encargado de generar energía eléctrica. En la Figura 1.3.6 se muestra un esquema con los componentes principales de un dispositivo tipo desbordamiento (OWEC).

Por otro lado, al utilizar este tipo de dispositivos existe cierta preocupación por los bajos niveles de ruido de las turbinas, pues los organismos marinos pueden quedar atrapados en el embalse o chocar con las turbinas por no percatarse de estas. Al igual que en los casos anteriores, la mayor preocupación surge cuando estos dispositivos se encuentran alejados de la costa, por los casos expuestos con los dispositivos OBWEC y OWCWEC; mientras que cercanos a la costa generan los mismos problemas como cualquier estructura costera [6].

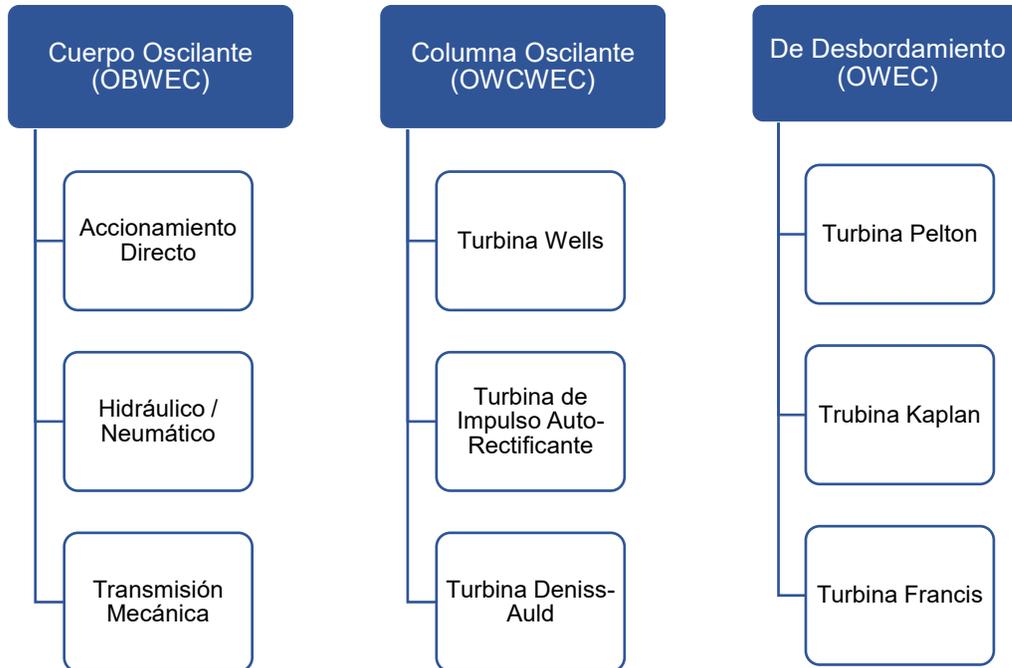


**Figura 1.3.6 Dispositivo de Desbordamiento (OWEC) [5]**

### 1.3.2.Extracción de Potencia (PTO)

Los WECs necesitan utilizar diferentes dispositivos de extracción de potencia (PTO). Su función consiste en servir como intermediario entre la energía de las olas y la generación de energía eléctrica constante. Los dispositivos utilizados para este fin varían de acuerdo al tipo de dispositivo, sin embargo, es posible clasificarlos en función de su principio de operación (Apartado 1.3.1).

A continuación, se presenta una breve descripción de los diferentes tipos de PTO utilizados actualmente, mientras que en la Figura 1.3.7 se muestra cómo se clasifican de acuerdo con su principio de operación.

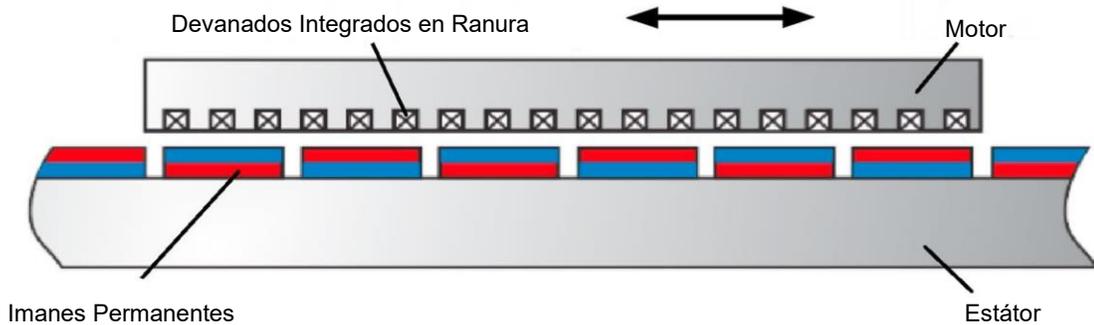


**Figura 1.3.7 PTO's Utilizados en Dispositivos WEC**

### Cuerpo Oscilante

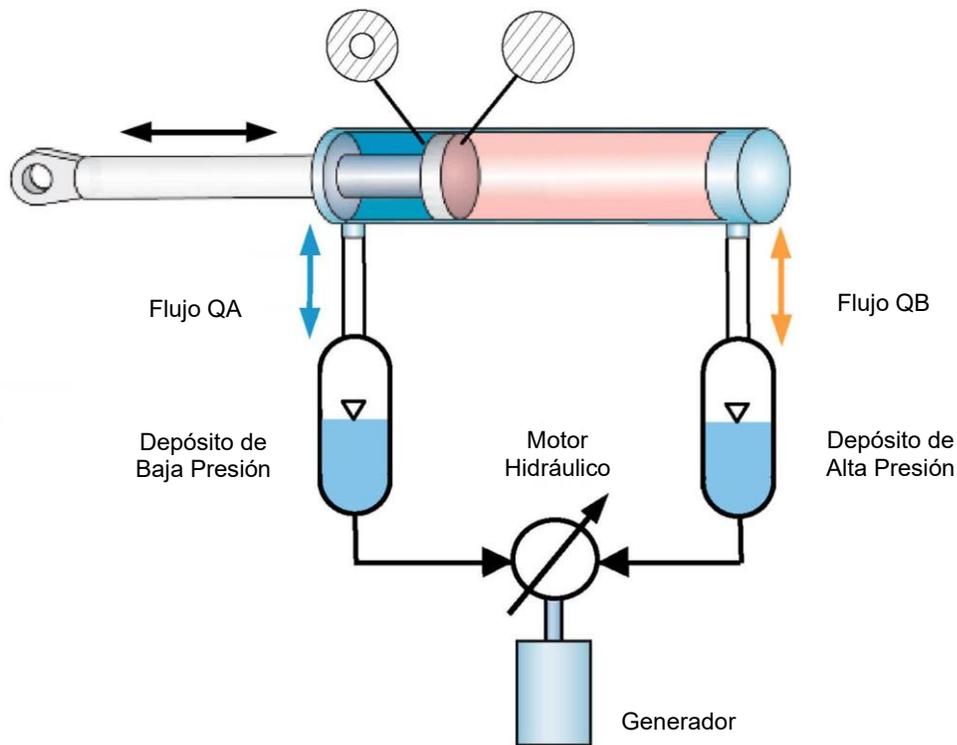
Los dispositivos OBWEC utilizan principalmente 3 tipos de PTO descritos a continuación.

- a) *Transmisión Directa*: Esta forma de extracción de potencia se apoya del movimiento del oleaje para empujar el generador y realizar un movimiento lineal. Su principal ventaja es que puede generar energía eléctrica directamente sin transmisión, por lo que reduce su diseño, requisitos de funcionamiento y mantenimiento [5]. En la Figura 1.3.8 se muestra su esquema general.



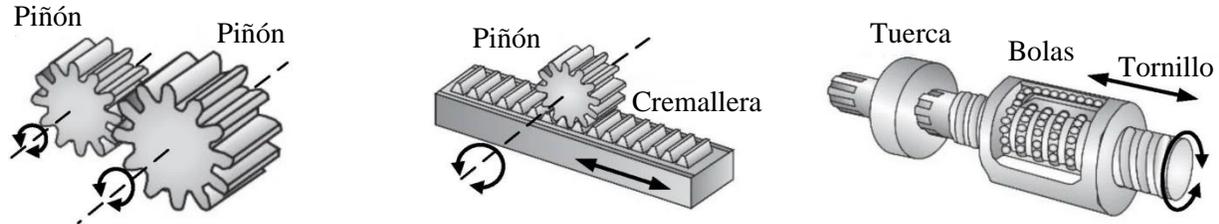
**Figura 1.3.8 Transmisión Directa [5]**

- b) *Hidráulico/Neumático*: Funciona a través del sistema de presión de líquido/aire el cual trata de uniformizar la fuerza y velocidad del oleaje, logrando de esta manera una conversión uniforme y continua de energía eléctrica. Dentro de sus ventajas está su gran resistencia a la torsión y almacenamiento de energía, por lo que está pensado para conseguir energía eléctrica constante y uniforme [5]. En la Figura 1.3.9 se muestra la estructura de este PTO.



**Figura 1.3.9 Hidráulico/ Neumático [5]**

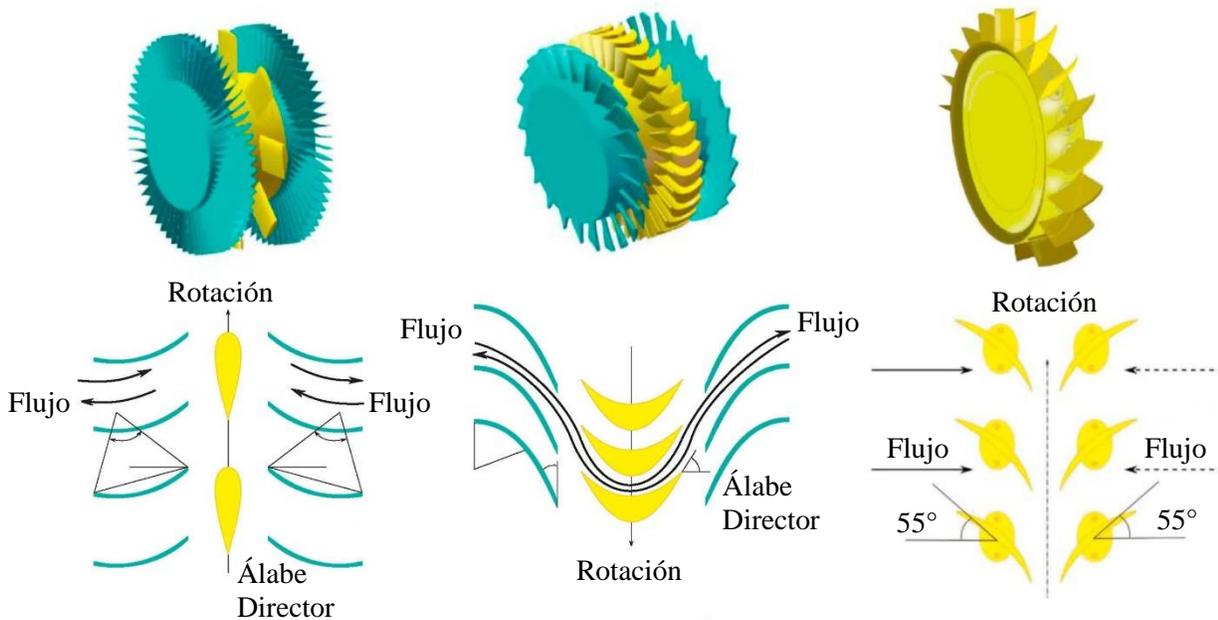
c) *Transmisión Mecánica*: Este tipo de PTO puede funcionar de 3 formas distintas: transmisión por engranes, por cremallera y por husillo de bolas. Este dispositivo funciona girando en una sola dirección acompañado de un incrementador de velocidad para lograr generar energía eléctrica de manera continua y estable [5]. En la Figura 1.3.10 se muestran de izquierda a derecha el transmisor de engranes, por cremallera y por husillo de bolas.



**Figura 1.3.10 Transmisión Mecánica [5]**

*Columna Oscilante*

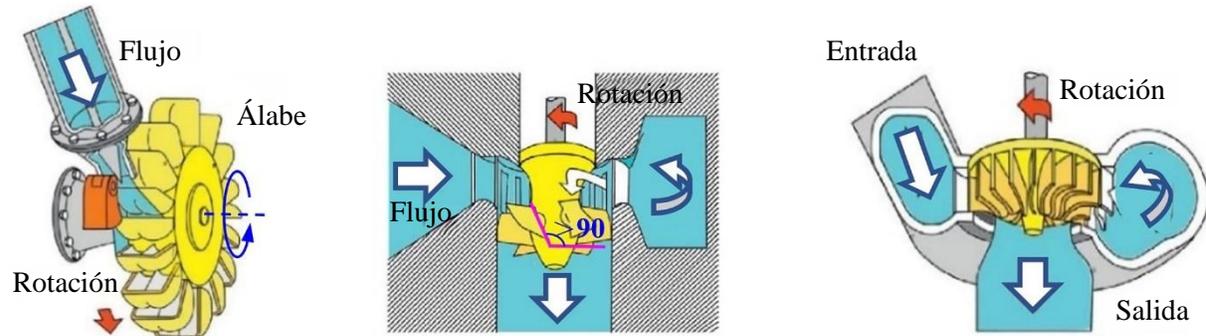
Por el principio de operación de los dispositivos tipo WEC-OWC, es necesario utilizar un tipo de PTO que gire de forma unidireccional para poder generar energía eléctrica a la entrada y salida de la ola, por lo que es necesario utilizar turbinas que sean diseñadas para este propósito. En la Figura 1.3.11 se muestran de izquierda a derecha las turbinas comúnmente empleadas: turbina tipo Wells, de impulso auto-rectificante y Dennis-Auld. Para mayor información acerca de su funcionamiento [16].



**Figura 1.3.11 Turbinas de Flujo Unidireccional [5]**

### De Desbordamiento

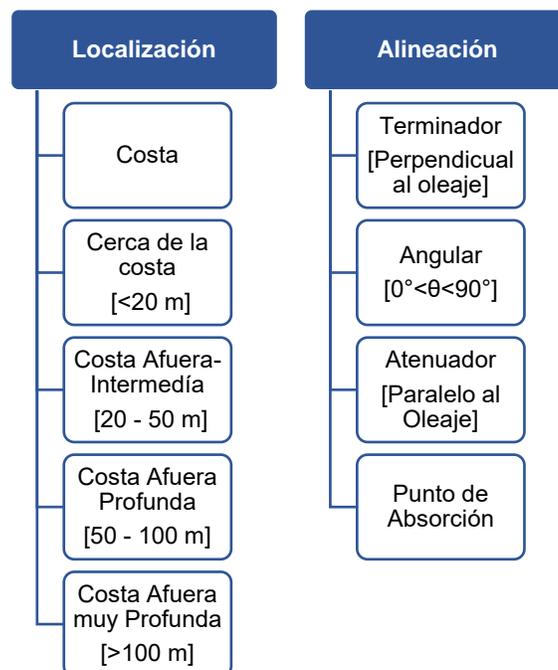
Al igual que las centrales hidroeléctricas, los dispositivos con principio de operación OWEC utilizan turbinas de flujo axial para la generación de energía eléctrica. Su elección estará en función de la columna de agua en la que se encuentre y su principio de operación. En la Figura 1.3.12 se muestran de izquierda a derecha: Turbina Pelton, Kaplan y Francis. Para mayor información acerca de su funcionamiento [18].



**Figura 1.3.12 Turbinas de Flujo Axial [5]**

### 1.3.3. Localización y Alineación

Comúnmente, los dispositivos WEC se pueden identificar por el grado de cercanía en la que se encuentran con respecto de la costa, por lo que resulta útil tener en consideración la clasificación mostrada en la Figura 1.3.13. En esta misma figura se muestra el tipo de alineación en la que se pueden encontrar los dispositivos de acuerdo a su orientación respecto al oleaje incidente.



**Figura 1.3.13 Clasificación de WECs en Función de su Localización y Alineación [4]**

### 1.3.4. Nivel de Madurez Tecnológica (TRL)

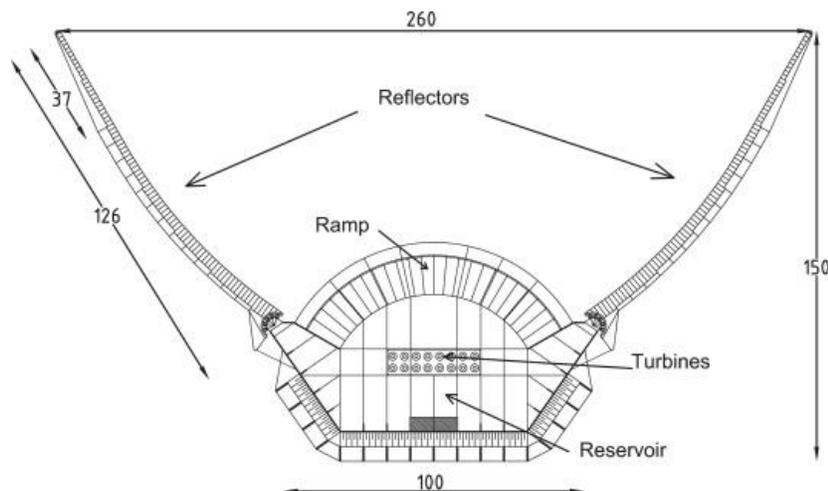
El nivel de madurez tecnológica, trata de fungir como una clasificación que sirva como referencia para conocer el avance que tienen las tecnologías emergentes. Esta clasificación está compuesta de 9 niveles de desarrollo, donde en el nivel 1 se encuentran las tecnologías que apenas se están proponiendo, mientras que el nivel 9 representa una total maduración tecnológica. En la Tabla 1.3.1 se presenta esta clasificación adaptada a las tecnologías undimotrices.

**Tabla 1.3.1 Nivel de Maduración Tecnológica en Dispositivos WEC [4]**

TRL	Funcionamiento
1	Principios básicos observados y reportados.
2	Concepto de tecnología formulado.
3	Función crítica analítica y experimental y/o prueba de concepto característica.
4	Validación del componente WEC y/o del subsistema básico WEC en un entorno de laboratorio.
5	Validación del componente WEC y/o del subsistema básico WEC en un entorno relevante.
6	Demostración del prototipo WEC en un entorno relevante.
7	Demostración del prototipo WEC en entorno operativo.
8	WEC a escala real completado y calificado mediante ensayo y demostración.
9	Rendimiento operativo y fiabilidad demostrados para un conjunto de WECs.

### 1.4. WAVE DRAGON (WD)

Este dispositivo WEC de tipo de desbordamiento cuenta con una potencia nominal que está entre los 4 y 11 MW, variando en función de su tamaño y lugar de instalación. Sus características principales se muestran en la Figura 1.4.1.



**Figura 1.4.1 Estructura Wave Dragon [19]**

De manera general, sus características principales se describen a continuación.

- Dos reflectores unidos a la estructura principal cuya función es guiar el oleaje hacia el depósito del dispositivo.
- Su estructura principal consta de una rampa de doble curvatura y un depósito de almacenamiento de agua.
- Turbinas hidráulicas que tienen por objetivo transformar la energía hidráulica en eléctrica.

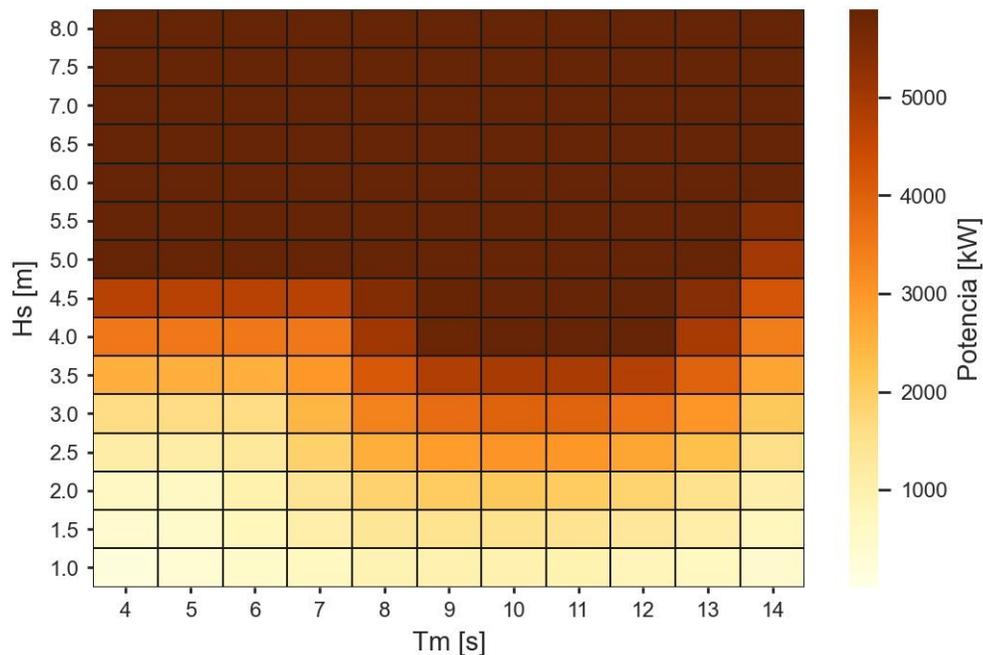
Este WEC ha sido probado desde principios del siglo XXI, donde se llevaron a cabo varios experimentos con un prototipo de *Wave Dragon* de 57 x 27 m, colocado en la laguna Nissum Bredning, Dinamarca. Este dispositivo fue el primer WEC en conectarse a la red eléctrica en el mundo.

De acuerdo con el sitio oficial de *wavedragon* [20], este dispositivo cuenta con 3 modelos distintos, mostrándose sus características principales en la Tabla 1.4.1

**Tabla 1.4.1 Características Principales de Modelos de Wave Dragon [20]**

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
<b>Peso Total [ton]</b>	22,000	33,000	54,000
<b>Tamaño [m]</b>	260 x 150	300 x 170	390 x 220
<b>Potencia Nominal [MW]</b>	4	7	11
<b>Profundidad requerida [m]</b>	> 20	> 25	> 30

Así también, en la Figura 1.4.2 se muestra la matriz de potencia de este dispositivo .



**Figura 1.4.2 Matriz de Potencia WD [21]**

### 1.5. ARCHIMEDES WAVE SWING (AWS)

Este dispositivo de tipo punto de absorción cuenta con una potencia nominal de 2 MW. Este dispositivo fue testeado en Póvoa de Varzim, Portugal mediante una planta piloto en el año 20004, siendo su diseño coordinado por *Teamwork Technology BV*, además de empresas e institutos de investigación. En la Figura 1.5.1 se muestra la planta piloto probada.



**Figura 1.5.1 Planta Piloto AWS [22]**

De manera general en la Tabla 1.5.1 se muestran sus características principales.

**Tabla 1.5.1 Características Principales AWS [23]**

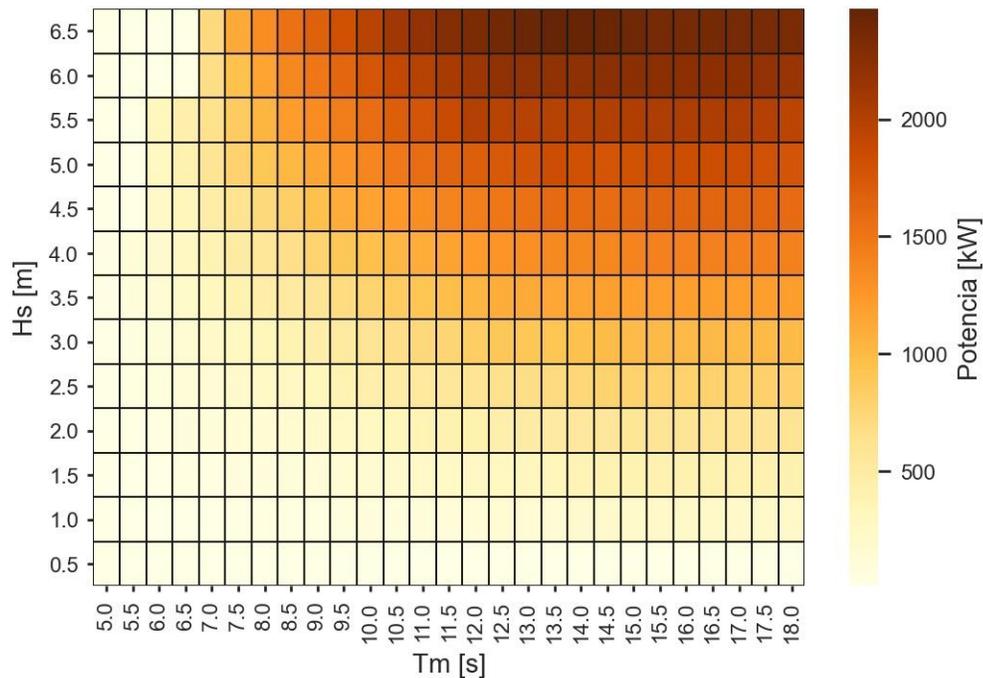
Descripción	Largo [m]	Diámetro [m]	Altura [m]	Ancho [m]	Peso [Ton]
<b>Flotador</b>		9.5	21		206
<b>Pontón</b>	48		5.5	28	1200
<b>Guía de la Estructura</b>			33.5		120

De acuerdo con el sitio oficial *awsoccean* [24], este dispositivo puede funcionar en sitios con una profundidad mayor a los 25 m y puede configurarse para tener una potencia de salida de 25 – 250 kW en función del tamaño de dispositivo. Actualmente, este dispositivo se encuentra en fase comercial, realizándose un proyecto para la *European Marine Energy Centre*. El dispositivo mostrado en la Figura 1.5.2 tendrá 17 m de alto y 4 m de diámetro, con una potencia de 16 kW.



**Figura 1.5.2 Dispositivo AWS [24]**

Adicionalmente, en la Figura 1.5.3 se muestra la matriz de potencia de este dispositivo.



**Figura 1.5.3 Matriz de Potencia AWS [25]**

## 1.6. EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS

La evaluación financiera es un proceso que se debe realizar en cualquier obra de ingeniería pues analiza el grado en que un proyecto cumple sus objetivos de generar un retorno a los diferentes actores que participan en su ejecución o financiamiento. Esta evaluación contempla en su análisis los flujos financieros del proyecto, los cuales resultan ser una mezcla de capital propio y en mayor medida el prestado por una entidad financiera.

Considerando la importancia que tiene el capital propio y la deuda que se pueda contraer para poder poner en marcha una obra de ingeniería, se presenta a continuación una serie de definiciones que resultan indispensables para una correcta evaluación financiera.

### 1.6.1. Evaluación de la Rentabilidad del Capital Propio

Para evaluar la rentabilidad del capital propio que puede generar un proyecto (en este caso, en la industria eléctrica) es necesario calcular los flujos de efectivo netos, es decir, de los ingresos generados por la venta de energía eléctrica restarle los gastos derivados de impuestos y del pago de la deuda durante el plazo estipulado. Lo anterior se traduce en beneficios netos logrados por el capital propio utilizado para financiar una parte de la inversión total.

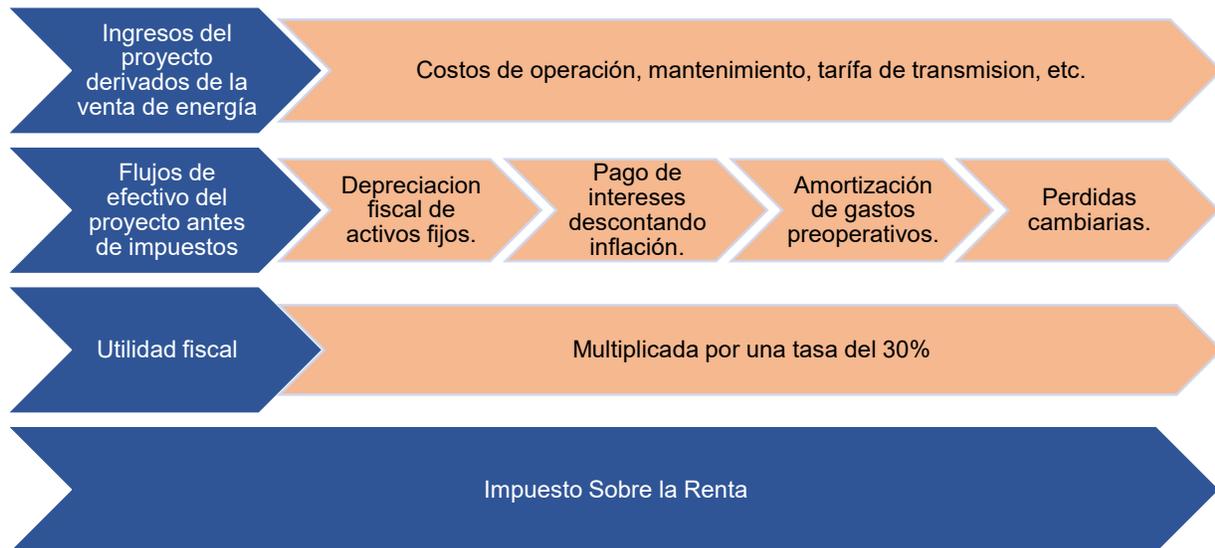
En la Figura 1.6.1 se muestra en color rojo los gastos a cubrir para calcular el flujo neto del capital propio para un proyecto, mientras que en color azul se muestra el nombre de los flujos de efectivo antes de descontar estos gastos.



**Figura 1.6.1 Cálculo de los Flujos Netos Asociados al Capital Propio**

### 1.6.2. Impuestos Sobre la Renta (ISR)

Actualmente, la tasa de impuesto sobre la renta en México es del 30% para personas morales [26]. La cantidad de ISR a pagar se calcula sobre una base gravable, que se define como los ingresos menos las deducciones autorizadas. Las deducciones permitidas son: costos operativos, depreciación de activos fijos, amortización de los gastos preoperativos, pago de intereses y pérdidas cambiarias sobre la deuda. En la Figura 1.6.2 se muestra el proceso para determinar los impuestos sobre la renta.



**Figura 1.6.2 Cálculo de los Impuestos Sobre la Renta**

En México, cuando la utilidad fiscal arroja pérdidas, pueden utilizarse como saldo a favor durante los 10 años posteriores [27]; por ende, es posible no pagar impuestos en este periodo hasta que se agote este saldo a favor, pudiéndose actualizar la pérdida conforme la inflación del año en curso manteniendo su valor en términos reales.

La tasa de depreciación se determina en función del tipo de activo y de la actividad industrial en la que se utilizado, siendo utilizadas en el campo de las renovables las que se muestran a continuación.

- 100% Maquinaria y equipo para generación de energía proveniente de fuentes renovables y sistemas de cogeneración eficiente (artículo 34-XIII) [27].
- 5% Edificios y construcciones (artículo 34-I-b) [27].
- 10% Erogaciones realizadas en periodos preoperativos (artículo 33-II) [27].

Es importante resaltar que la depreciación en cuanto a maquinaria y equipo solo se refiere a los equipos de generación, por lo que excluye las edificaciones, transformadores y la línea de interconexión.

### 1.6.3. Razón de Cobertura de Deuda

La razón de cobertura de deuda es un indicador utilizado por las instituciones financieras para evaluar si los ingresos generados en el proyecto al cual se le está prestando dinero es suficiente para cubrir la deuda más los intereses que esta genere [28], por esta razón es necesario que para cada año del plazo de la deuda los flujos de efectivo del proyecto después de impuestos tengan capacidad suficiente para cubrirla, así como un excedente que le asegure al banco el pago puntual del préstamo. En la Ecuación (1) se muestra cómo se calcula este indicador.

$$\text{RCD} = \frac{\text{Flujos de Efectivo Después de Impuestos}}{\text{Servicio de Deuda}} > 1+k \quad (1)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \text{RCD} &= \text{Razón de Cobertura de Deuda [1]} \\ k &= \text{Factor de excedente de ingresos [1]} \end{aligned}$$

Cada institución financiera especifica el factor de excedente de ingresos que se deben de tener después de impuestos para que te otorguen un préstamo, siendo este calculado en función de los riesgos asociados al proyecto, dicho de otra forma, al tipo de proyecto, la volatilidad de los ingresos e incluso si el tipo de moneda en la que se contrató la deuda es distinto a aquella en la que se generan ingresos.

## 1.7. IMPORTANCIA DE LA DEPRECIACIÓN ACELERADA

Cuando las leyes fiscales permiten depreciar un activo fijo durante un periodo corto en comparación a su vida útil, tiene como resultado el diferimiento en el tiempo del pago de impuestos. Lo anterior genera un efecto favorable, pues es posible aumentar la rentabilidad del capital propio o reducir el costo de producción pues el dinero tiene un valor a través del tiempo superior a la inflación y, por consiguiente, resulta conveniente pagar después los impuestos. Además, al no tener que pagar impuestos se podrá atender de manera más abierta el pago de la deuda principal y los intereses que esta genere

En el caso de energías alternativas, donde se tiene el beneficio de tener una depreciación total en el primer año, se produce la ventaja de que esta pérdida fiscal puede utilizarse para no pagar impuestos en un lapso de 10 años. Por lo que es posible aprovechar los recursos para reducir el LCOE o aumentar las ganancias del inversionista que aportó capital propio.

## 1.8. COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA (LCOE)

El costo nivelado de la energía (LCOE) se refiere al costo unitario equivalente en \$/kWh [29], que aplicado a la generación neta de cada periodo ( $Q_t$ ) produce costos cuya suma en valor presente es igual al valor presente de costos de una central eléctrica, es decir, a los costos totales de inversión, combustible, operación y mantenimiento, etc.

Lo anterior se puede expresar matemáticamente como se muestra en la Ecuación (2).

$$VPC = \sum \frac{LCOE * Q_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

Donde:

VPC = Valor presente de los costos de la central eléctrica [\$]  
 $Q_t$  = Generación neta en el periodo t [kWh]  
 LCOE = Costo Nivelado de la Energía [\$/kWh]

Por lo que al despejar el valor de LCOE, obtenemos la siguiente relación.

$$LCOE = \frac{VPC}{\sum \frac{Q_t}{(1+i)^t}} = \frac{VPC}{VPQ} \quad (3)$$

De la Ecuación (3) se puede intuir que no solo importa la generación total de energía, sino también cómo está distribuida a lo largo del tiempo, pues no es lo mismo generar 1 kWh hoy que dentro de 10 años. Es importante recalcar que para un correcto cálculo del LCOE es importante utilizar el valor presente de la generación física (VPQ), ya que si solo se usara la sumatoria de la generación de energía producida ( $\sum Q_t$ ) sería totalmente erróneo, pues no se estaría considerando la vida útil del proyecto y su tasa de descuento; por lo cual, el monto resultante solo permitiría recuperar la inversión sin ningún tipo de ganancia sobre la cantidad invertida.

Por otra parte, es importante tener presente las unidades con los que se hace el cálculo del LCOE, pues si entre las unidades monetarias y la tasa de descuento existe alguna discrepancia se tendrá como consecuencia, resultados sin sentido.

## 1.9. CARGO POR CAPACIDAD NIVELADO

El cargo por capacidad nivelado se refiere al monto unitario expresado en \$/MW<sub>año</sub> que debe de recibir una central generadora de energía eléctrica para recuperar todos los costos asociados a la inversión realizada, es decir, de manera general incluye:

- Deuda contratada e intereses generados
- Capital propio aportado y rendimiento después de impuestos
- Impuestos sobre la renta

La principal ventaja de este indicador es que la estructura de financiamiento (deuda/capital) es explícita, así como la cantidad de impuestos sobre la renta, quedando desglosados año con año los montos gastados en cada rubro.

Dentro de los usos de este concepto se encuentra el cálculo del LCOE ya que, al estar expresado en términos de potencia, se puede transformar a su equivalente en \$/MWh para un factor de planta en particular, pudiéndose expresar como se muestra en la Ecuación (4).

$$\text{LCOE} = \frac{\text{CCN}}{t * \text{F.P}} \quad (4)$$

Donde:

- LCOE = Costo Nivelado de la Energía [\$/MWh]
- CCN = Cargo por Capacidad Nivelado [\$/MW<sub>año</sub>]
- t = Horas del año [1]
- F.P = Factor Planta [1]

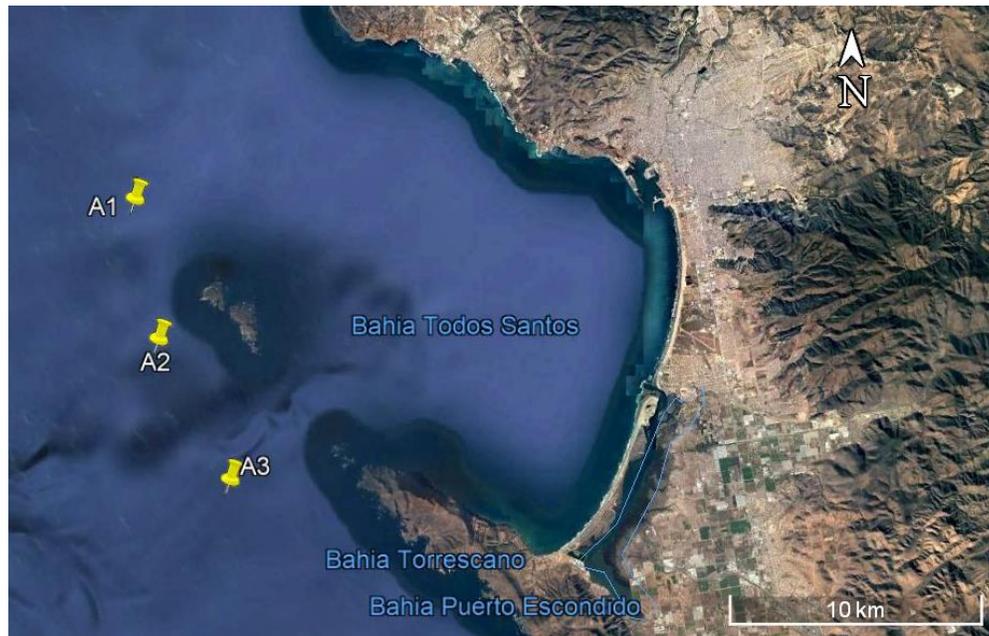


## CAPÍTULO 2 APROVECHAMIENTO UNDIMOTRÍZ

### 2.1. SITIO DE ESTUDIO

La Bahía de Todos los Santos está ubicada en la costa noroeste de la península de Baja California, entre los  $31^{\circ} 40'$  y  $31^{\circ} 56'$  de latitud Norte y  $116^{\circ} 36'$  y  $116^{\circ} 5'$  de longitud Oeste (Figura 2.1.1). Sus límites naturales le dan una forma trapezoidal. con un área aproximada de 24,090 hectáreas de 18 km de largo por 15 km de ancho.

Esta bahía fue seleccionada como caso de estudio porque en ella podemos encontrar condiciones de oleaje favorables para la instalación de dispositivos WEC. En la costa, podemos encontrar ciudades como Ensenada, la cual es un centro turístico para millones de visitantes al año por ser conocida como la capital del vino mexicano, capital mundial del *off road* y ser un punto de interés por surfistas, resultando evidente la importancia económica de esta ciudad. Además, el puerto de Ensenada ha sido reconocido como un puerto verde, lo que significa que desempeña sus actividades portuarias causando el mínimo daño al medio ambiente y a la sociedad, aportando medidas de mejora y control de calidad de aire, agua, ruidos y residuos [30].



**Figura 2.1.1 Bahía de Todos los Santos, Baja California, México**

## 2.2. CLIMA DE OLEAJE

Como puntos de interés para la extracción de datos de oleaje, se eligieron los mostrados en la Figura 2.1.1 (puntos A1, A2, A3), los cuales tienen por propósito servir como fuente de información según su localización. Es decir, si se eligiera instalar dispositivos al norte de la bahía, se elegiría el punto A1; mientras que, si se elige un punto al sur de esta, se utilizarían los datos del punto A3.

Las condiciones de oleaje históricas de la zona en estudio se obtuvieron del sitio *OpenSource* ERA5. Esta base de datos pertenece a la *European Centre for Medium-Range Weather Forecast* (ECMRWF) [31], y son datos de reanálisis obtenidos de modelaciones numéricas y procesos estadísticos que han demostrado un grado aceptable de confiabilidad. Entre sus ventajas cuenta con estimaciones cada hora del día en todo el mundo para una gran cantidad de variables climáticas, contando con datos históricos que datan a partir del año de 1979.

Se descargaron datos de altura de ola  $H$ , periodo  $T$  y dirección del oleaje incidente  $\theta_p$  en 3 puntos para un periodo comprendido 1979 – 2020. Las coordenadas de los puntos se muestran en la Tabla 2.2.1. La resolución espacial con la que se trabajó es de  $0.25^\circ$  en latitud y longitud, que representan 28 km aproximadamente.

**Tabla 2.2.1 Coordenadas de Puntos Analizados**

Nombre del Punto	Coordenadas
A1	31.84,-116.84
A2	31.79,-116.83
A3	31.74,-116.80

En los puntos elegidos se realizó un análisis estadístico que permitiera extraer información básica del sitio, tal como la altura de ola predominante  $H_s$ , periodo pico  $T_p$ , periodo medio  $T_m$ , dirección de propagación del oleaje  $\theta$ . Así como las relaciones entre “ $H_s$  vs  $T_p$ ” y “ $H_s$  vs  $T_m$ ”, es decir, la probabilidad conjunta de ocurrencia bajo estas condiciones.

De manera general, el análisis consistió en agrupar los valores de  $H_s$ ,  $T_p$ ,  $T_m$  y  $\theta$  mediante clases propuestas, logrando conocer qué condiciones de oleaje se han repetido con mayor frecuencia en cada punto. Por otro lado, para conocer las probabilidades conjuntas “ $H_s$  vs  $T_p$ ” y “ $H_s$  vs  $T_m$ ” se agruparon las condiciones de ( $H_s$ ,  $T_p$ ) y ( $H_s$ ,  $T_m$ ) que cumplieran con las clases propuestas para cada hora de la base de datos.

A continuación, en la Tabla 2.2.2 se muestran las clases propuestas para cada variable, así como su marca de clase.

**Tabla 2.2.2 Clases Propuestas para Cada Variable Analizada**

Hs [m]		Tp [s]		Tm [s]		Op[°]	
Clase	Marca de clase	Clase	Marca de clase	Clase	Marca de clase	Clase	Marca de clase
0.0 – 0.5	0.25	0.0 – 3.0	1.5	0.0 – 3.0	1.5	0 – 22.5	11.25
0.5 – 1.0	0.75	3.0 – 4.0	3.5	3.0 – 4.0	3.5	22.5 – 45.0	33.75
1.0 – 1.5	1.25	4.0 – 5.0	4.5	4.0 – 5.0	4.5	45.0 – 67.5	112.5
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
9.0 – 9.5	9.25	23.0 – 24.0	23.5	23.0 – 24.0	23.5	337.5 – 360.0	348.75

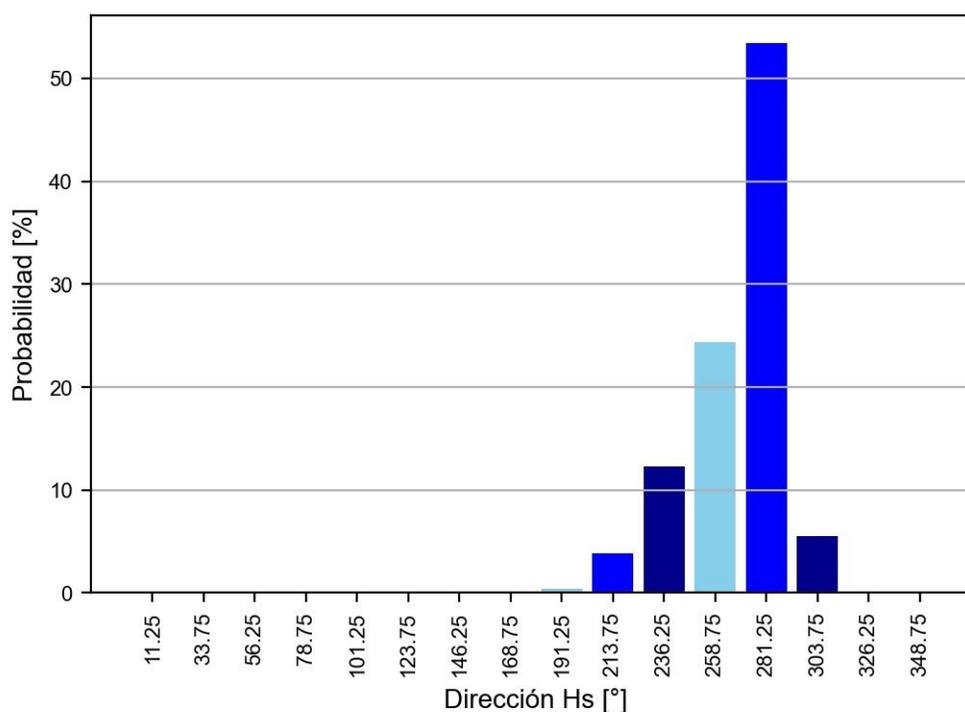
Por lo que el número de clases para cada variable se resume en la Tabla 2.2.3.

**Tabla 2.2.3 Número de Clases Propuestas**

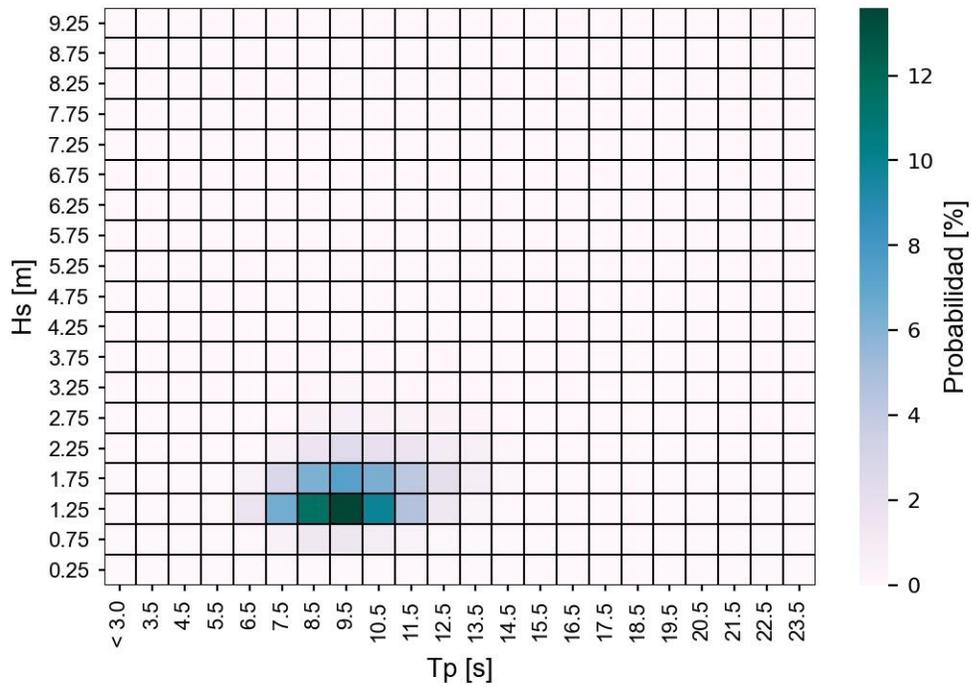
	Lim mín.	Lim máx.	No. Clases	Intervalo de Clase
Hs [m]	0.0	9.5	19	0.5
Tp [s]	0.0	24.0	22	1.0
Tm [s]	0.0	24.0	22	1.0
$\Theta_p$ [°]	0.0	360.0	16	22.5

El análisis mostró que los 3 puntos cuentan con características de oleaje similares, por lo que fue seleccionado el punto A1 como fuente de información. Este punto muestra una clara ventaja al estar ubicado frente al puerto de Ensenada y en una zona donde no existen obstáculos hacia este, de modo que cuando el oleaje se propague hacia la costa no perderá demasiada intensidad. Dado lo anterior, existen zonas con alto potencial energético donde será conveniente colocar dispositivos que puedan aprovecharlo.

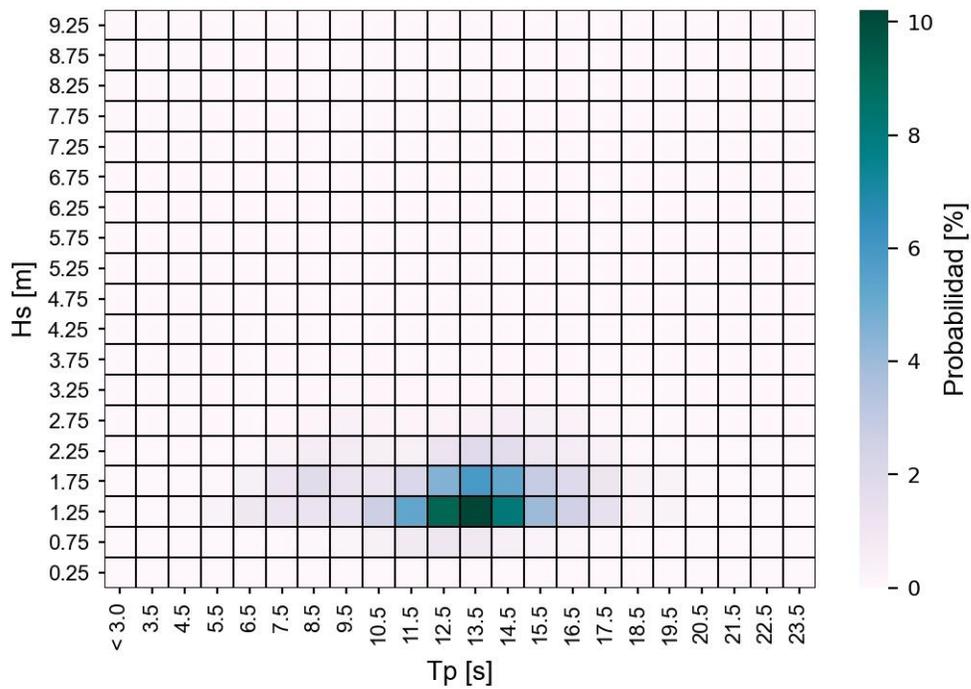
En la Figura 2.2.1 se muestra que  $\theta$  predomina entre los  $236.5^\circ - 281.25^\circ$ . Por otro lado, de la Figura 2.2.2 se resalta que para una  $H_s$  de 1.25 m, tendremos un  $T_m$  de 8.5 – 10.5 s; caso similar en la Figura 2.2.3 donde para una  $H_s$  de 1.25 m, existirá un  $T_p$  de 12.5 – 14.5 s.



**Figura 2.2.1 Dirección Hs Histórica del Punto A1 (1979 – 2020)**



**Figura 2.2.2 Hs vs Tm Histórica del Punto A1 (1979 – 2020)**



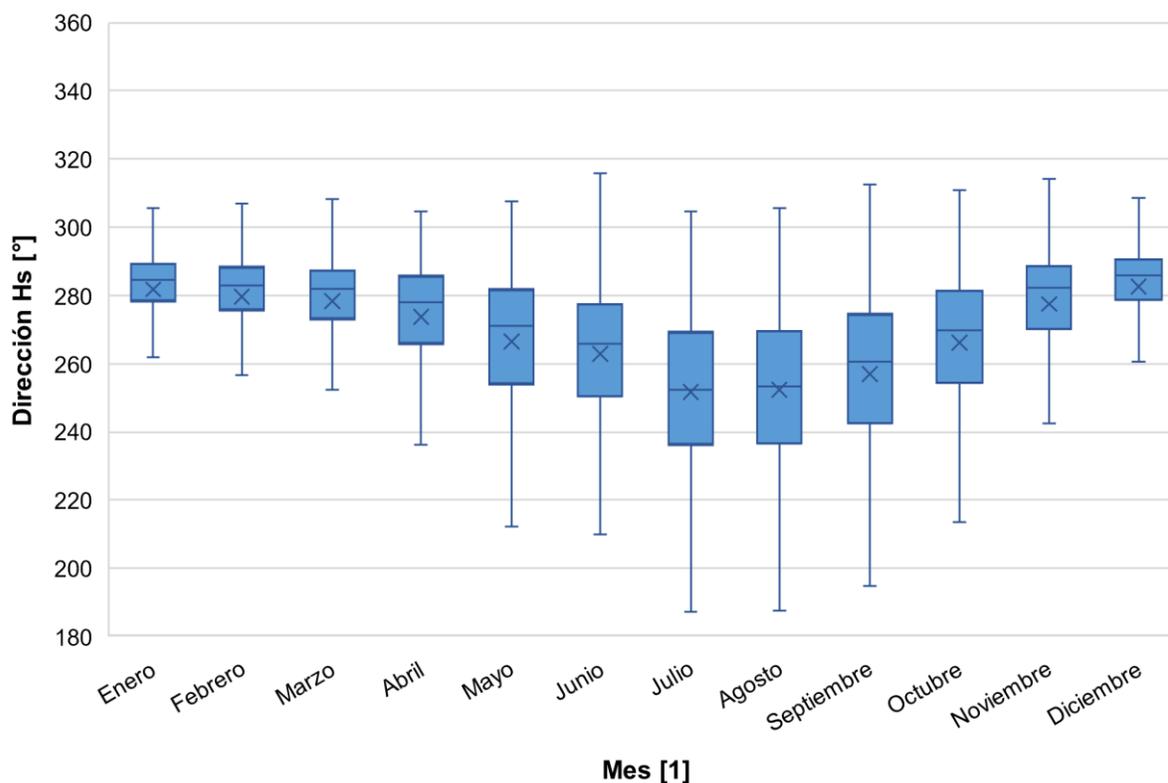
**Figura 2.2.3 Hs vs Tp Histórica del Punto A1 (1979 – 2020)**

Adicionalmente, en la Tabla 2.2.4 se muestra la dirección de oleaje [ $\theta$ ] mensual dominante en el sitio, así como su desviación estándar [ $\sigma_\theta$ ]. Esta representa la variación esperada que tendrá  $\theta$  durante el mes. A manera de ejemplo, se espera que en Enero la  $\theta$  es de  $196.6^\circ - 267.8^\circ$ .

**Tabla 2.2.4 Dirección Hs Histórica Mensual del Punto A1 (1979 – 2020)**

	$\theta$ [ $^\circ$ ]	$\pm\sigma_\theta$ [ $^\circ$ ]	$\theta_{prom}$ [ $^\circ$ ]
Enero	282.2	14.4	281.8
Febrero	280.0	14.8	279.6
Marzo	278.6	13.4	278.4
Abril	273.9	16.6	273.6
Mayo	266.7	19.1	266.4
Junio	263.0	19.0	262.8
Julio	251.9	21.6	251.8
Agosto	252.4	22.1	252.2
Septiembre	257.4	22.2	257.0
Octubre	266.5	19.5	266.2
Noviembre	277.8	15.8	277.5
Diciembre	283.1	14.4	282.7

Así también, en la Figura 2.2.4 se muestra la distribución de los datos de dirección de oleaje mensual. Siendo la dirección promedio de oleaje denotada con una “X”, mientras que la línea dentro de la caja representa la mediana de los datos.



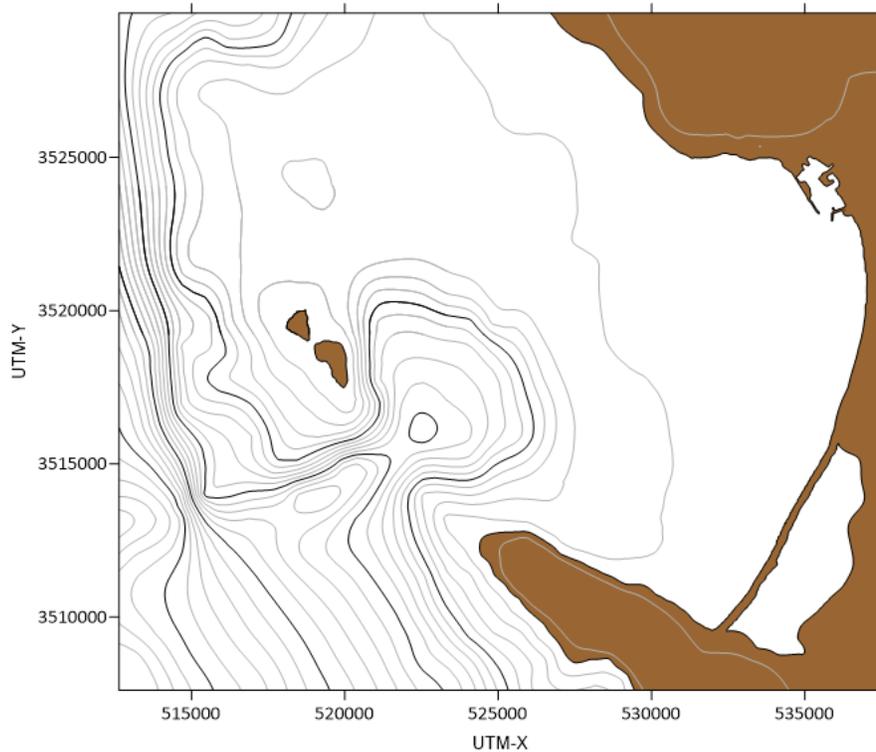
**Figura 2.2.4 Dirección Hs Histórica Mensual del Punto A1 (1979 – 2020)**

Esta grafica nos ayuda a interpretar que tan dispersos se encuentran los datos con respecto a su promedio. Utilizando como ejemplo el mes de Noviembre, notamos que la parte inferior de la caja refleja una mayor dispersión con respecto a la parte superior; mientras que el valor mínimo y máximo en este mes es de  $242.6^\circ$  y  $314.10^\circ$  respectivamente (descartando valores atípicos).

### 2.3. MODELACIÓN

El *software* utilizado para propagar las condiciones de oleaje analizadas del punto A1 hacia la costa fue WAPO – *Wave Propagation On the Coast*. Este programa resuelve la propagación de oleaje regular 2D mediante la solución de la ecuación modificada de la pendiente suave, considerando procesos como reflexión, refracción, asomeramiento, difracción y rotura, utilizando como base una malla batimétrica [32].

La malla utilizada para la zona de estudio es la mostrada en la Figura 2.3.1, teniendo por coordenadas UTM Zona 11 N mínimas (512640 m E, 3507611 m N) y máximas (537540 m E, 3529706 m N).



**Figura 2.3.1 Batimetría Digitalizada Ensenada**

Los datos analizados en el Punto A1 presentados en la Figura 2.2.1, Figura 2.2.2 y Figura 2.2.3 mostraron que muchas de las condiciones históricas tienen muy poca probabilidad de ocurrencia. En consecuencia, se consideró que las condiciones que tuvieran una probabilidad menor al 8% fueran descartadas, ya que la probabilidad conjunta “ $H_s$  vs  $T_m$  vs  $\theta$ ” y “ $H_s$  vs  $T_p$  vs  $\theta$ ” sería despreciable. En la Tabla 2.3.1 se muestran las condiciones de oleaje que cumplen con una probabilidad mayor al 8%.

**Tabla 2.3.1 Probabilidad de Ocurrencia de las Condiciones de Oleaje en el Punto A1**

$H_s$ [m]	Ocurrencia [%]	$\theta$ [°]	Ocurrencia [%]	$T_m$ [s]	Ocurrencia [%]	$T_p$ [s]	Ocurrencia [%]
1.25	49.5%	236.25	12.3%	7.5	10.5%	11.5	9.1%
1.75	30.6%	258.75	24.4%	8.5	21.4%	12.5	16.2%
2.25	10.0%	281.25	53.4%	9.5	25.9%	13.5	19.4%
				10.5	19.8%	14.5	16.5%
				11.5	11.4%	15.5	8.9%

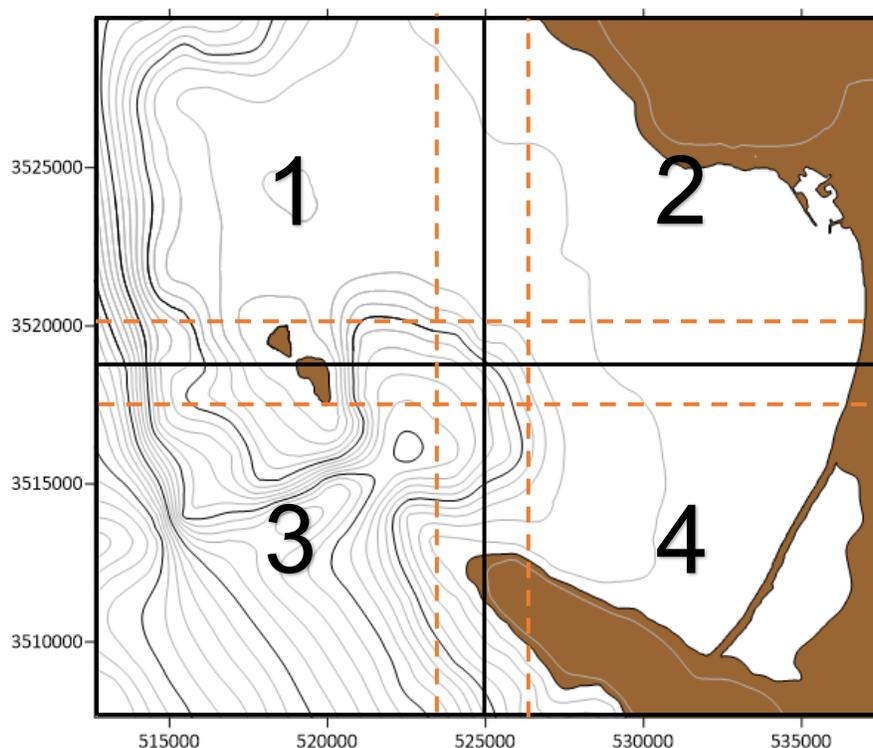
De los datos mostrados en la Tabla 2.3.1, se pueden generar 81 combinaciones ( $H_s$  vs  $T$  vs  $\theta$ ), de las cuales se utilizarán sólo 72 para su propagación, siendo descartadas 9 porque no es posible correr el programa bajo un  $T = 7.5$  s por limitaciones técnicas del tamaño de celda. Esto no demerita los resultados pues es el caso menos energético. En la Tabla 2.3.2 se muestran las condiciones de oleaje utilizadas en la modelación.

**Tabla 2.3.2 Datos Utilizados para la Modelación en WAPO**

$H_s$ [m]	1.25			1.75			2.25		
$T$ [s]	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5	
$\theta$ [°]	236.25			258.75			281.25		

Es necesario resaltar que, para llevar a cabo las modelaciones en toda la zona de estudio, fue necesario utilizar una versión modificada de WAPO pues la versión conocida como “MWAPO\_v4” cuenta con la limitación de no exceder más allá de las 1000 celdas en ninguna dirección, lo que imposibilita cubrir toda la zona con un tamaño de celda razonable. Para conocer más acerca del funcionamiento y utilización del *software*, revisar [33] y [34].

La versión modificada del programa consigue modelar de forma adecuada una batimetría de mayor área dividiéndola en 4 cuadrantes. Esta división tiene por objetivo propagar, como primer paso, el oleaje en los 2 cuadrantes en aguas profundas, y con los resultados de las últimas celdas en dirección “x” iniciar una nueva propagación en los cuadrantes en aguas someras. En esta nueva versión se logró aumentar a 2000 el número de celdas en dirección “x”, sin embargo, se debe tener cuidado con el tamaño de celda pues el programa no es capaz de correr periodos pequeños en celdas grandes. En la Figura 2.3.2 se muestra cómo está dividida la batimetría total en 4 cuadrantes, donde el cuadrante “1” y “3” están en aguas profundas y el cuadrante “2” y “4” en aguas someras. Mientras que las líneas punteadas muestran el tamaño de cada cuadrante, quedando estos acoplados entre sí para su correcta modelación.



**Figura 2.3.2 División de Batimetría en Cuadrantes**

El número de celdas utilizado para cada cuadrante es de (714,1098) para los cuadrantes “1” y “3”, y (948,1098) para los cuadrantes “2” y “4”; todos con un tamaño de celda de 15 m.

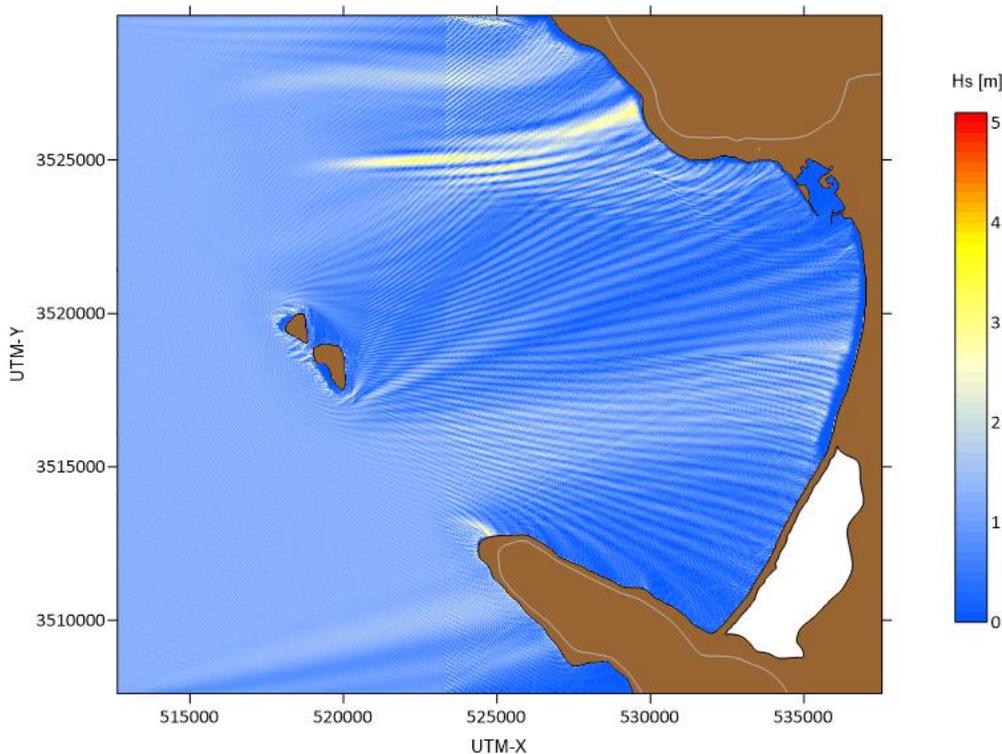
En la Figura 2.3.3 se muestran los parámetros de entrada generales para todos los cuadrantes, donde “X” puede resultar diferente para cada modelación y cuadrante.

```

EN - WAPO
Boundaries: WAPO(1=NORTH,2=WEST,3=EAST,4=SOUTH), WAPO+REFDIF(5,6,7,8), REFDIF(11,12,13,14)
X          IDs Boundaries:
X          PERIOD (SEC)
XXXX      INCIDENT WAVE AMPLITUDE (M)
XXXX      ANGLE
1          BREAKING (YES = 1, NO = 0)
1          WAVENUMBER APPROXIMATION (LINEAR=1, HEDGES = 2)
0.2        MINIMUM WATER DEPTH CONSIDERED AS A WATER (M)
0.0        TIDAL LEVEL (M)
1          NUMBER OF DIFFERENTS FRICTION AREAS
0.0 1 1 XXX XXXX FRICTION VALUE AND RECTANGULAR COORDINATES
1          NUMBER OF DIFFERENTS REFLECTION COEF. TOP BOUNDARY
0.0 1 XXX REFLECTION COEFFICIENT AND COORDINATES LIMITS
1          NUMBER OF DIFFERENTS REFLECTION COEF. LEFT BOUNDARY
0.0 1 XXXX REFLECTION COEFFICIENT AND COORDINATES LIMITS
1          NUMBER OF DIFFERENTS REFLECTION COEF. RIGHT BOUNDARY
0.0 1 XXXX REFLECTION COEFFICIENT AND COORDINATES LIMITS
1          NUMBER OF DIFFERENTS REFLECTION COEF. BOTTOM BOTTOM
0.0 1 XXX REFLECTION COEFFICIENT AND COORDINATES LIMITS
1          NUMBER OF DIFFERENTS REFLECTION COEF. IN THE DOMAIN
0.3 1 1 XXX XXXX REFLECTION COEFFICIENT AND RECTANGULAR COORDINATES
    
```

**Figura 2.3.3 Datos de Entrada WAPO**

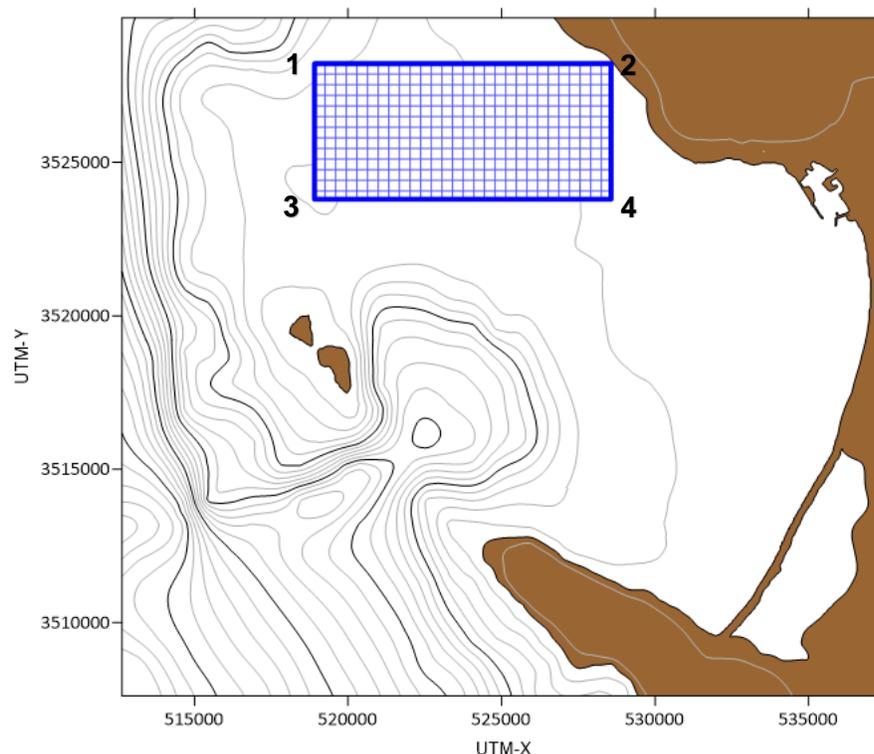
Para ejemplificar los resultados obtenidos del modelo, en la Figura 2.3.4 se presenta la propagación de oleaje en la zona de estudio considerando una  $H_s = 1.25$  m ,  $T = 10.5$  s y  $\theta = 258.75^\circ$ .



**Figura 2.3.4 Propagación del oleaje con WAPO**

## 2.4. ZONA CON MAYOR POTENCIAL ENERGÉTICO

Concluidas las 72 modelaciones, se analizó visualmente qué región tenía mayor  $H_s$ , esto con el fin de delimitar el área en donde será conveniente instalar una granja de dispositivos WEC. En la Figura 2.4.1 se muestra en color azul la zona que mostró tener un mayor potencial energético con la mayoría de las condiciones modeladas.



**Figura 2.4.1 Zona con Mayor Potencial Energético**

El polígono seleccionado tiene un área de 43.25 km<sup>2</sup>, siendo las coordenadas de sus vértices las mostradas en la Tabla 2.4.1.

**Tabla 2.4.1 Vértices del Polígono en Estudio**

Número de Vértice	Coordenadas UTM
1	518910 E,3528236 N
2	528585 E,3528236 N
3	518910 E,3523796 N
4	528585 E,3523796 N

Posteriormente, se construyó una malla de 43 x 8 rectángulos, con una longitud de 225 x 555 m cada uno. Esta malla se creó con el fin de calcular el potencial teórico del oleaje en diferentes zonas del polígono, evitando que se promediara la potencia en toda el área. Derivado de la modelación en WAPO se obtuvieron 190,920 datos de  $H_s$  en el polígono asociadas a un solo  $T$ . Por lo que este paso previo también facilitó la evaluación del potencial teórico del oleaje, ya que se calculó con base en la probabilidad conjunta  $H_s$  vs  $T$  para cada rectángulo de la malla utilizando 555 datos de  $H_s$  asociadas a cada  $T$ .

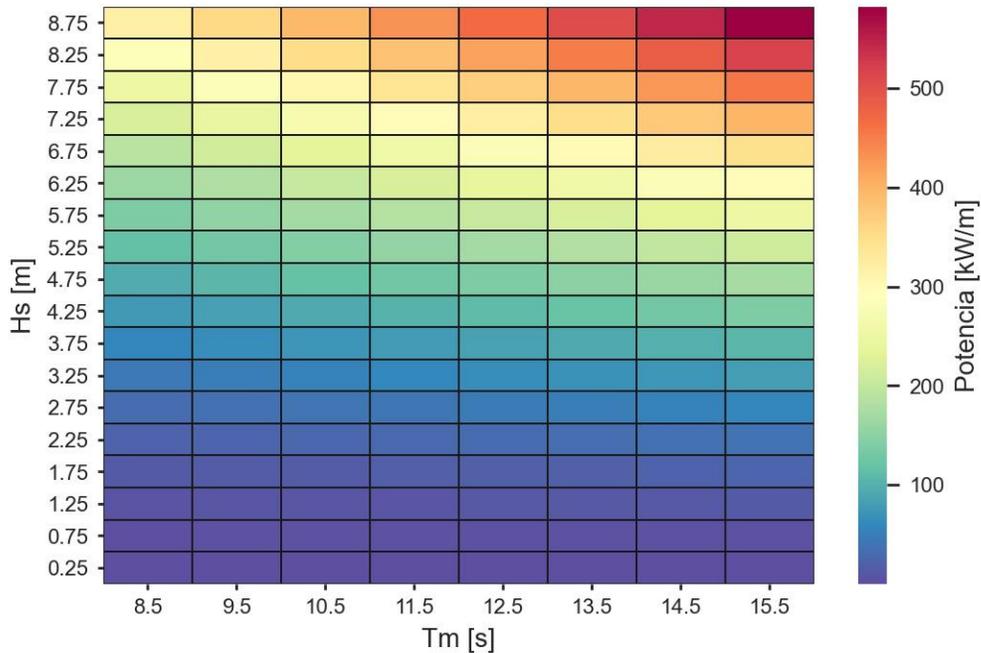
La fórmula para calcular el potencial teórico del oleaje [2] es la mostrada en la Ecuación (5).

$$P_w = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_s^2 T \quad (5)$$

Donde:

- $P_w$  = Potencial teórico del oleaje [W/m]
- $\rho$  = Densidad [ $\text{kg/m}^3$ ]
- $g$  = Aceleración de la gravedad [ $\text{m/s}^2$ ]
- $H_s$  = Altura de ola significativa [m]
- $T_m$  = Periodo medio [s]

La matriz de potencia que se obtiene utilizando la ecuación 5 utilizando las condiciones de oleaje obtenidas en el polígono en estudio se muestran en Figura 2.4.2, donde los valores de  $H_s$  están entre 0 – 9 m; mientras que los de  $T$  están entre los 8 – 16 s.



**Figura 2.4.2 Matriz de Potencia Teórica**

Por otro lado, en la Figura 2.4.3, a manera de ejemplo, se presenta la matriz de probabilidad conjunta  $H_s$  vs  $T$  de uno de los rectángulos en los que se dividió el polígono en estudio.

8.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
8.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
7.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
7.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
6.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
6.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
5.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
5.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
4.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
4.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
3.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%
3.25	0.7%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.2%	0.4%
2.75	1.2%	1.6%	0.7%	0.2%	0.1%	0.0%	0.2%	0.4%
2.25	3.4%	3.7%	3.5%	2.5%	1.2%	0.6%	0.6%	0.7%
1.75	4.1%	3.6%	4.2%	4.5%	3.7%	2.8%	2.1%	1.2%
1.25	3.1%	3.6%	4.0%	4.6%	5.4%	4.6%	4.4%	4.2%
0.75	0.0%	0.0%	0.0%	0.7%	2.2%	4.1%	4.4%	4.8%
0.25	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.6%	0.3%
	8.5	9.5	10.5	11.5	12.5	13.5	14.5	15.5

**Figura 2.4.3 Probabilidad Conjunta Rectángulo con coordenadas (519023, 3527959 m)**

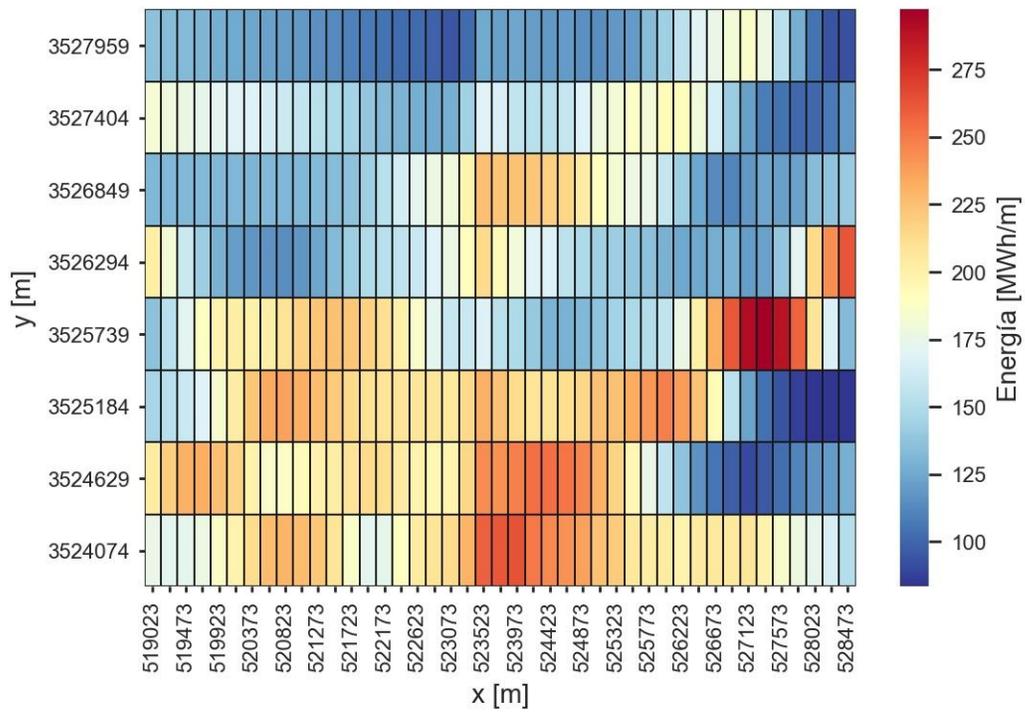
Así, teniendo la matriz mostrada en la Figura 2.4.2 y las probabilidades de ocurrencia del estado del mar, se calculó la energía total teórica en cada rectángulo del polígono en estudio. Matemáticamente el cálculo de la energía anualizada se obtiene conforme la Ecuación (6).

$$E = \frac{1}{1000} \sum_{i=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_H} P_{ij} Q_{ij} t \tag{6}$$

Donde:

- E = Energía teórica anualizada [MWh/m]
- $n_T$  = Número de intervalos de clase de  $T_m$  [1]
- $n_H$  = Número de intervalos de clase de  $H_s$  [1]
- $P_{ij}$  = Ocurrencia del estado del mar [%]
- $Q_{ij}$  = Matriz de potencia teórica [kW/m]
- t = Horas del año [1]

En otras palabras, se multiplican las horas del año por la probabilidad de ocurrencia de las condiciones de oleaje en cada rectángulo y este valor a su vez se multiplica por la matriz de potencia teórica del oleaje. Por lo que la energía teórica anual que es posible generar en cada rectángulo del polígono se muestra en la Figura 2.4.4.



**Figura 2.4.4 Energía Teórica Anual**

Este cálculo mostró que las zonas con mayor energía están en la región sur del polígono, siendo el rectángulo ubicado en 527348 E, 3525739 N la zona con mayor energía teórica disponible.

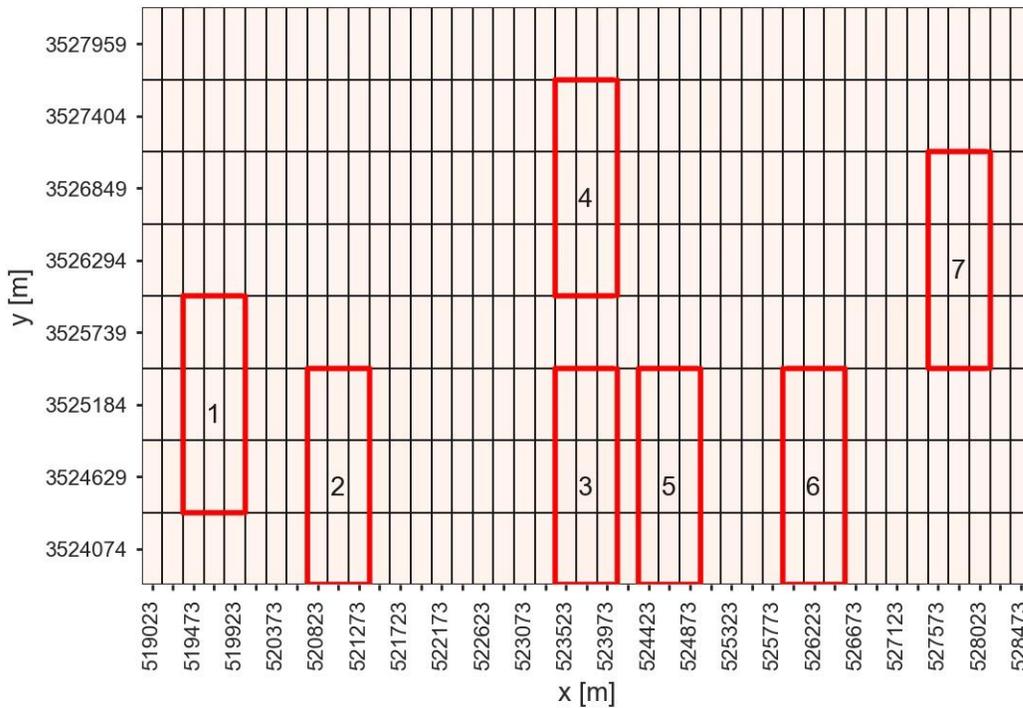
## 2.5. ZONAS PROPUESTAS PARA LA INSTALACIÓN DE GRANJAS WEC

Derivado del análisis anterior, se crearon siete subpolígonos en zonas que cuentan con la mayor cantidad de energía disponible. La metodología para su elección fue construir zonas de 3 x 3 rectángulos, eligiendo las combinaciones que tuvieran una potencia promedio mayor a los 20 kW/m. En la Tabla 2.5.1 se resume la cantidad de potencia teórica disponible en cada subpolígono.

**Tabla 2.5.1 Potencia Promedio en Subpolígonos**

Subpolígono	Potencia Promedio [kW/m]
1	22.35
2	24.80
3	27.72
4	22.24
5	26.76
6	21.87
7	21.00

Estas áreas serán consideradas como lugares potenciales en donde será conveniente instalar una granja de WECs. El área propuesta para cada uno es de 1.12 km<sup>2</sup>, con una longitud de 675 m E, 1665 m N. En la Figura 2.5.1 se presentan los subpolígonos propuestos.



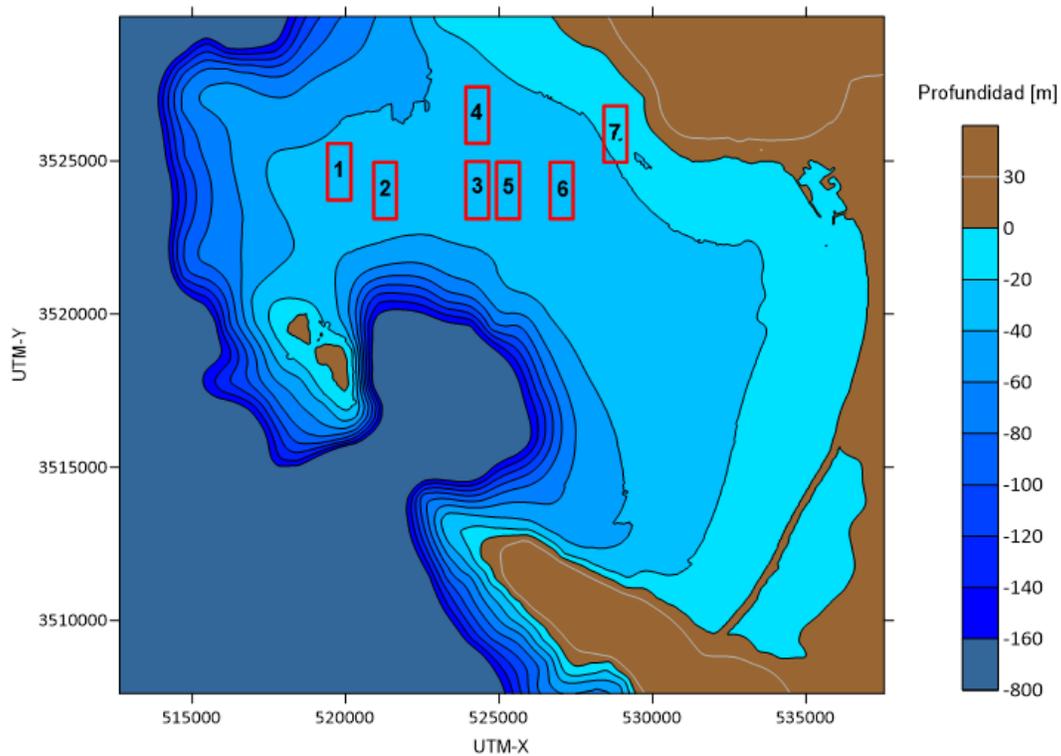
**Figura 2.5.1 Zonas Propuestas para la Instalación de WECs**

Las coordenadas de cada subpolígono se muestran en la Tabla 2.5.2.

**Tabla 2.5.2 Coordenadas UTM Zonas Propuestas para la Instalación de WECs**

Subpolígono	Coordenadas UTM mínimas	Coordenadas UTM máximas
1	519360 E, 3524351 N	520035 E, 3526016 N
2	520710 E, 3523796 N	521385 E, 3525461 N
3	523410 E, 3523796 N	524085 E, 3525461 N
4	523410 E, 3526016 N	524085 E, 3527681 N
5	524310 E, 3523796 N	524985 E, 3525461 N
6	525885 E, 3523796 N	526560 E, 3525461 N
7	527460 E, 3525461 N	528135 E, 3527126 N

Por otro lado, es importante señalar que la profundidad  $h$  en la zona donde se ubican los subpolígonos es de 30 – 40 m, como se puede observar en la Figura 2.5.2.



**Figura 2.5.2 Profundidad en Ensenada**

## 2.6. ANÁLISIS DE DISPOSITIVOS

Al encontrarse nuestro polígono de estudio en una zona con una profundidad de 30 – 40 m, resulta necesario conocer qué dispositivos son factibles para su instalación. En la Tabla 2.6.1 se muestran algunas características básicas de WECs con distinto principio de operación.

**Tabla 2.6.1 Características Básicas de dispositivos WEC**

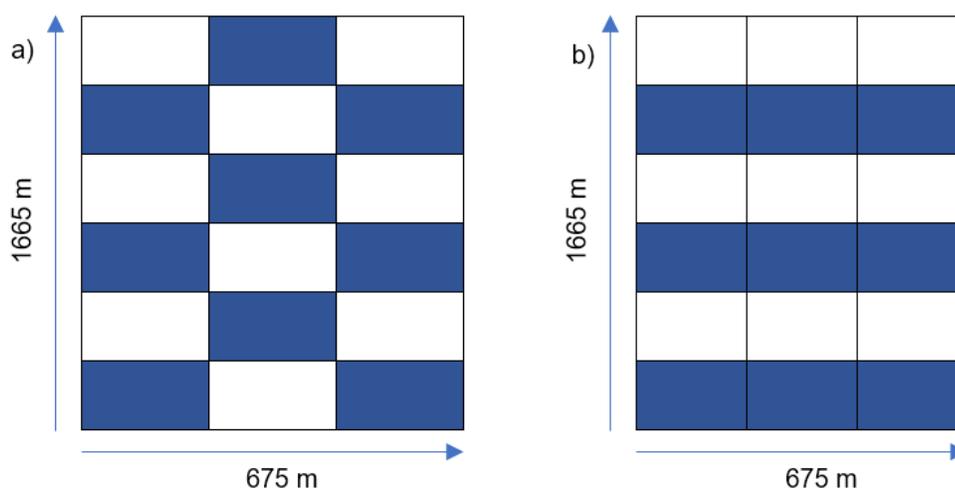
Dispositivo	Principio de Operación	Potencia por Unidad [kW]	Profundidad [m]	Longitud X [m]	Longitud Y [m]	Tamaño
<b>Oceantec</b>	Atenuador	500	30 – 50	52	7.5	Mediano
<b>Seabased</b>		15	30 – 50	3	3	Pequeño
<b>Wave Dragon</b>	De Desbordamiento	4000	25 – 50	150	260	Grande
<b>Archimedes Wave Swing</b>	Punto de Absorción	2000	25 – 100	48	28	Mediano

Los dispositivos de la tabla anterior necesitan una  $h$  de al menos 30 m para ser instalados. Sin embargo, los dispositivos Oceantec y Seabased, al contar con poca potencia nominal y ser dispositivos pequeños, serán descartados en este trabajo.

### 2.6.1. Coeficiente de Transmisión

El coeficiente de transmisión  $K_T$ , es un parámetro adimensional que se puede entender como el complemento en porcentaje de la cantidad de energía que puede absorber un dispositivo. Este coeficiente varía en función del tipo de dispositivo, su localización con respecto al oleaje incidente y la cantidad de dispositivos en granja. A continuación, se muestra el cálculo de  $K_T$  para los dos dispositivos analizados.

Como primer paso, se necesita conocer la cantidad de dispositivos que pueden instalarse en los subpolígonos mostrados en el apartado 2.5. El número de WECs que pueden ser instalados en granja, está estrechamente relacionado con el área utilizada por cada uno y el tipo de arreglo en el que están distribuidos. Para este trabajo se consideró un arreglo de tipo escalonado (Figura 2.6.1), el área utilizada por dispositivo está representada en color azul.



**Figura 2.6.1 a) Arreglo Escalonado y b) Arreglo Alineado**

Las granjas bajo este esquema son capaces de generar mayor cantidad de energía con respecto al arreglo de tipo alineado pues los dispositivos, al encontrarse desfasados, tendrán una menor disipación y por tanto un mayor nivel de absorción. En cambio, en el arreglo alineado, la mayor parte del oleaje solo será absorbido por la primera línea de dispositivos.

Por otro lado, al tratarse de un conjunto de dispositivos, se debe considerar la distancia existente entre ellos a fin de evitar problemas de colisión [35]. La distancia recomendada entre dispositivos varía de acuerdo a su tamaño y principio de operación. Los parámetros utilizados en [35] servirán como base en este trabajo.

**Tabla 2.6.2 Distancia Entre Dispositivos**

Dispositivos Ref. [35]		Utilizadas en este Trabajo			
Dispositivo	Principio de operación	Dispositivo	Principio de operación	Distancia entre Dispositivos $D_x$ [1]	Distancia entre Dispositivos $D_y$ [1]
Wave Dragon	De Desbordamiento	Wave Dragon	De Desbordamiento	1.5	1
DEXA	Punto de Absorción	Archimedes Wave Swing	Punto de Absorción	2	3

Para el cálculo del  $K_T$  por cada línea de WECs en la granja, se usará la metodología utilizada en [35].

$$P_N = \frac{No\_DispN * K_{TD} * L_y + No\_EspN * D_y * L_y}{L_{Total}} \quad (7)$$

Donde:

- $K_{TD}$  = Coeficiente de Transmisión por Dispositivo [1]
- $No\_DispN$  = Número de dispositivos en la línea N [1]
- $No\_EspN$  = Numero de espacios en la línea N [1]
- $L_y$  = Longitud del dispositivo perpendicular al oleaje [m] (ver Tabla 2.6.1)
- $D_y$  = Parámetro de distancia entre dispositivos [1] (ver Tabla 2.6.2)
- $L_{Total}$  = Longitud total del arreglo [m]

Para el cálculo del coeficiente de transmisión en la primera línea se utilizó la formula mostrada en la Ecuación (8).

$$K_{T1} = P_1 \quad (8)$$

Para la segunda línea se utilizó la fórmula de la Ecuación (9).

$$K_{T2} = K_{T1} * P_2 \quad (9)$$

Para el cálculo de líneas posteriores se usa la siguiente expresión.

$$K_{TN} = \left(\frac{K_{T2}}{K_{T1}}\right)^a * K_{T1}^b, \quad a + b = N \text{ donde } b \geq a \text{ y } N \geq 3 \quad (10)$$

Donde:

- a, b = Números enteros positivos [1]

*Wave Dragon*

Para el cálculo del coeficiente de transmisión por dispositivo  $K_{TD}$ , se utilizará la ecuación estudiada en [36].

$$K_{TD} = -0.087 \frac{L_x}{L_p} + 0.82 \text{ para } 0.905 < \frac{L_x}{L_p} < 1.232 \quad (11)$$

Donde:

- $K_{TD}$  = Coeficiente de Transmisión por Dispositivo [1]
- $L_x$  = Longitud del Dispositivo en eje X [m]
- $L_p$  = Longitud de Onda en Aguas Profundas [m]

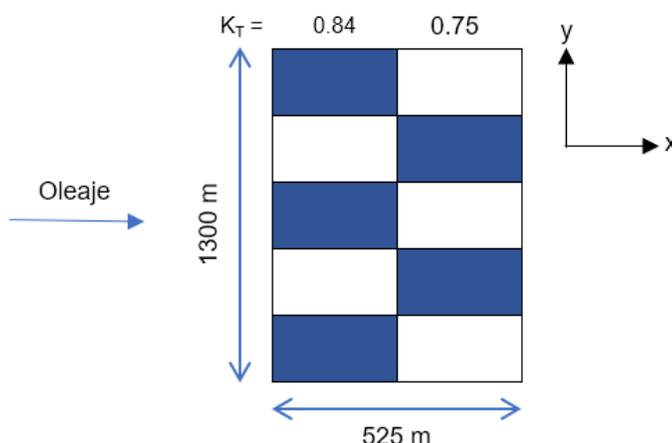
En este caso se hizo unitario el cociente  $L_x/L_p$  obteniendo un  $K_{TD} = 0.733$ .

La granja propuesta buscó maximizar el área de los subpolígonos del apartado 2.5, teniendo como resultado lo mostrado en la siguiente tabla.

**Tabla 2.6.3 Número de Dispositivos Wave Dragon en Granja**

Dispositivo	No. Dispositivos [1]	No. Líneas [1]	Dispositivos en Líneas Impares [1]	Dispositivos en Líneas Pares [1]	Longitud Eje X [m]	Longitud Eje Y [m]	Área Total Ocupada [km <sup>2</sup> ]
<b>Wave Dragon</b>	5	2	3	2	525	1300	0.68

Utilizando las ecuaciones (8) y (9) con los datos de la Tabla 2.6.1, Tabla 2.6.2 y Tabla 2.6.3, se obtiene un  $K_{T1} = 0.84$  y  $K_{T2} = 0.75$ . En la Figura 2.6.2 se muestra el arreglo de dispositivos *Wave Dragon*.



**Figura 2.6.2 Arreglo de Granja WD**

En color azul se representa el área utilizada por dispositivo, mientras que en color blanco se representa la distancia entre éstos. Es de notar que en la longitud “x” se consideró el espaciamiento entre dispositivos dentro del recuadro azul, a fin de que esta sea uniforme entre filas, siendo sus dimensiones (x, y) por dispositivo de (262.5, 260 m).

Esta consideración resulta de bajo impacto en la cantidad de energía generada pues no se añade energía por estar utilizando un área mayor, tan solo la energía es promediada con un mayor número de datos.

Por otro lado, aporta mucho tener una malla bajo esta estructura, facilitando las posteriores modelaciones y la presentación de resultados.

*Archimedes Wave Swing*

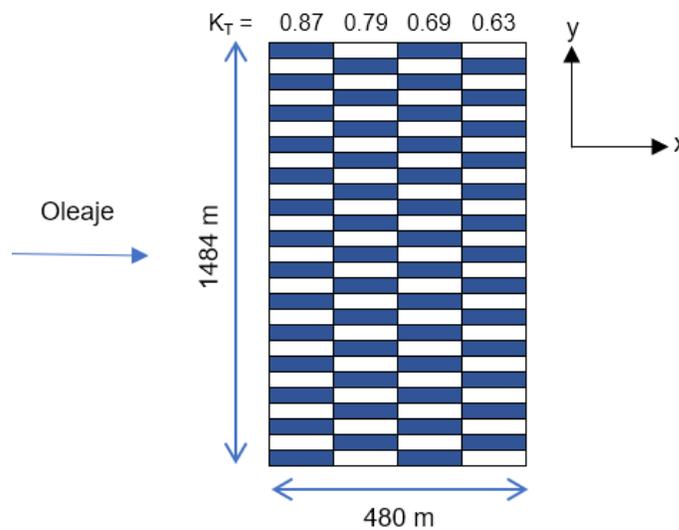
En este caso, al no contar con una ecuación con la cual calcular el  $K_{TD}$  del dispositivo se utilizó el valor medio sugerido en [37] para un dispositivo de tipo punto de absorción, utilizando un  $K_{TD} = 0.50$ .

De igual manera, se buscó maximizar el número de dispositivos con respecto a los subpolígonos propuestos, por lo que se utilizaron la cantidad de dispositivos mostrados en la tabla a continuación.

**Tabla 2.6.4 Número de Dispositivos AWS en Granja**

Dispositivo	No. Dispositivos [1]	No. Líneas [1]	Dispositivos en Líneas Impares [1]	Dispositivos en Líneas Pares [1]	Longitud Eje X [m]	Longitud Eje Y [m]	Área Total Ocupada [km <sup>2</sup> ]
<b>Archimedes Wave Swing</b>	54	4	14	13	480	1484	0.71

Utilizando las ecuaciones (8), (9) y (10) con los datos de la Tabla 2.6.1, Tabla 2.6.2 y Tabla 2.6.3, se obtiene un  $K_{T1} = 0.87$ ,  $K_{T2} = 0.79$ ,  $K_{T3} = 0.69$  y  $K_{T4} = 0.63$ . En la Figura 2.6.3 se muestra el arreglo de dispositivos *Archimedes Wave Swing*.



**Figura 2.6.3 Arreglo de Granja AWS**

Al igual que en el caso anterior, se buscó que la distancia entre dispositivos fuera uniforme, creando una malla rectangular, siendo sus dimensiones (x, y) por dispositivo de (120,55 m).

## 2.7. CANTIDAD DE ENERGÍA GENERADA

Una vez conocida, de manera general, la estructura de cada granja de WECs, es posible calcular la cantidad de energía eléctrica máxima que será posible extraer mediante las siguientes ecuaciones.

$$E_{\text{disp}} = \frac{1}{1,000,000} \sum_{i=1}^{n_T} \sum_{j=1}^{n_H} P_{ij} Q_{ij} t \quad (12)$$

Donde:

$E_{\text{disp}}$	= Energía eléctrica teórica generada por dispositivo [GWh/año]
$n_T$	= Número de intervalos de clase de $Tm$
$n_H$	= Número de intervalos de clase de $Hs$
$P_{ij}$	= Ocurrencia del estado del mar [%]
$Q_{ij}$	= Matriz de potencia del dispositivo [kW]
$t$	= Horas del año

La ecuación anterior calcula la energía eléctrica máxima que puede extraer un dispositivo en función de las condiciones de oleaje que rigen en el sitio. Sin embargo, la cantidad de energía del oleaje aprovechable estará afectada por el  $K_T$ , siendo este valor distinto para cada línea de la granja. Por lo anterior, es necesario corregirla mediante la siguiente expresión.

$$E_{\text{gen}} = E_{\text{disp } ij} * K_{Ti} \quad (13)$$

Donde:

$E_{\text{gen}}$	= Energía Eléctrica Generada por Dispositivo [GWh/año]
$K_{Ti}$	= Coeficiente de Transmisión por Línea [1]
$i$	= Número de Línea del Arreglo de Granja [1]
$j$	= Número de Fila del Arreglo de Granja [1]

Utilizando la Ecuación (13) para cada dispositivo de la granja y sumando su energía, se obtiene la cantidad de energía eléctrica anual que puede generar una granja de WECs. Expresándose matemáticamente de la siguiente forma.

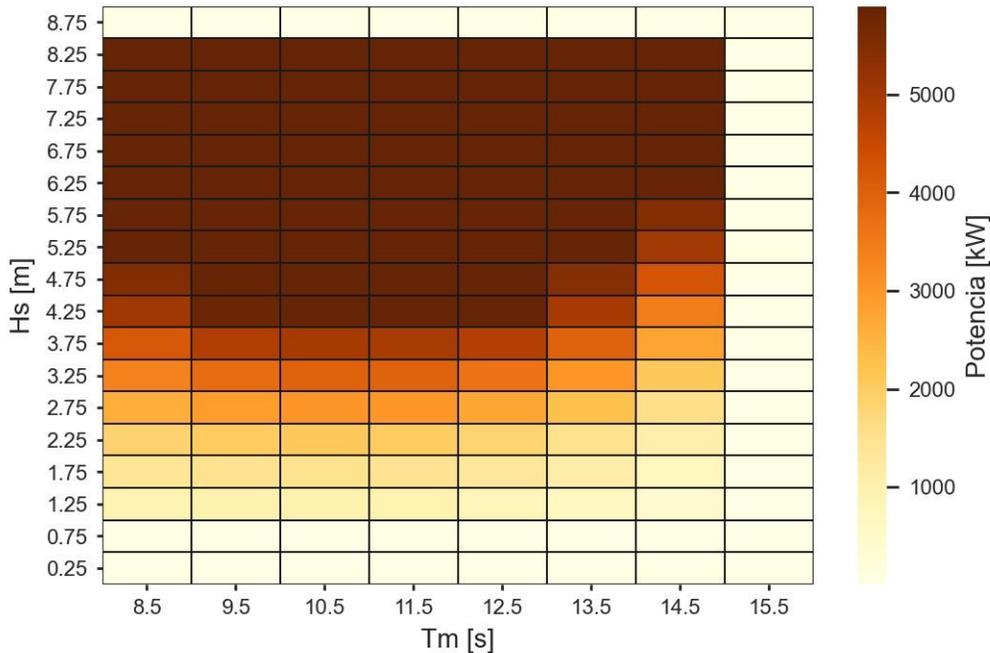
$$E_{\text{granja}} = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n E_{\text{gen } ij} \quad (14)$$

Donde:

$E_{\text{granja}}$	= Energía eléctrica generada por granja de WECs [GWh/año]
$m$	= Número de Dispositivos eje "x" [1]
$n$	= Número de Dispositivos eje "y" [1]

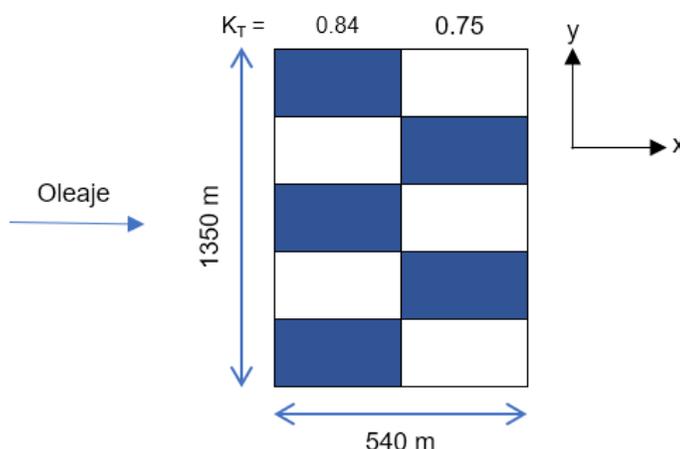
### 2.7.1. Granja de Dispositivos Wave Dragon

A continuación, se muestran los resultados obtenidos al utilizar las ecuaciones (12) a (14) utilizando dispositivos *Wave Dragon*. La matriz de potencia utilizada fue acotada de la matriz de potencia general mostrada en la Figura 1.4.2, asumiendo que el dispositivo no generará energía fuera de las condiciones de oleaje que rigen el sitio.



**Figura 2.7.1 Matriz de Potencia WD Recortada a las Condiciones del Sitio**

Por otro lado, por temas de modelación, el arreglo mostrado en la Figura 2.6.2 fue modificado a fin de hacer las longitudes múltiplos enteros con respecto al tamaño de celda en las que se hizo la modelación en WAPO. En la Figura 2.7.2 se muestra el arreglo utilizado para la modelación, teniendo dimensiones (x, y) por dispositivo de (270, 270 m). En consecuencia, la malla de polígono de estudio fue adaptada de tal manera que cada rectángulo fuera equivalente a las dimensiones del dispositivo, generando una malla de 35 x 16 recuadros.



**Figura 2.7.2 Arreglo de Granja WD para Modelación**

En la Figura 2.7.3 se observa la cantidad de energía eléctrica anual que genera un dispositivo *Wave Dragon* bajo las condiciones de oleaje que rigen el polígono de estudio. Para su cálculo se utilizó la Ecuación (12), por tanto, el  $K_T$  no ha sido considerado. En la Figura 2.7.3 se muestran las granjas propuestas del apartado 2.5, así como la granja que produce una mayor cantidad de energía eléctrica denotada con la letra “E”. Las coordenadas de cada granja se detallan en la Tabla 2.7.1.

**Tabla 2.7.1 Coordenadas UTM Granja de Dispositivos WD**

Granja	Coordenadas UTM mínimas	Coordenadas UTM máximas
1	519450 E, 3524336 N	519990 E, 3525686 N
2	520800 E, 3523796 N	521340 E, 3525146 N
3	523500 E, 3523796 N	524040 E, 3525146 N
4	523500 E, 3525956 N	524040 E, 3527306 N
5	523500 E, 3523796 N	524040 E, 3525146 N
6	525930 E, 3523796 N	526470 E, 3525146 N
7	527550 E, 3525416 N	528090 E, 3526766 N
E	520530 E, 3524606 N	521070 E, 3525956 N

A su vez, en la Figura 2.7.4 se muestra la cantidad de energía eléctrica anual que genera cada granja posible en la zona de estudio, considerando un arreglo de tipo escalonado y un  $K_T$  por línea. El número de granjas se obtuvo de la Ecuación (15), donde se asume que la primera línea de cada granja siempre contará con la mayor cantidad de dispositivos posibles.

$$No_{\text{Granja}} = [No_{\text{cuadx}} - (No_{\text{lin}} - 1)] * [No_{\text{cuady}} - (No_{\text{fil}} - 1)], \text{Disp}_{\text{lin1}} \geq \text{Disp}_{\text{lin2}} \quad (15)$$

Donde:

- No<sub>Granja</sub> = Número de Granjas Analizadas [1]
- No<sub>cuadx</sub> = Número de recuadros en eje “x” en el Polígono de Estudio [1]
- No<sub>cuady</sub> = Número de recuadros en eje “y” en el Polígono de Estudio [1]
- No<sub>lin</sub> = Número de Líneas que Conforman la Granja de WECs [1]
- No<sub>fil</sub> = Número de Filas que conforman la Granja de WECs [1]

De modo que, utilizando la ecuación anterior, se obtiene que la cantidad de granjas analizadas es de 408.



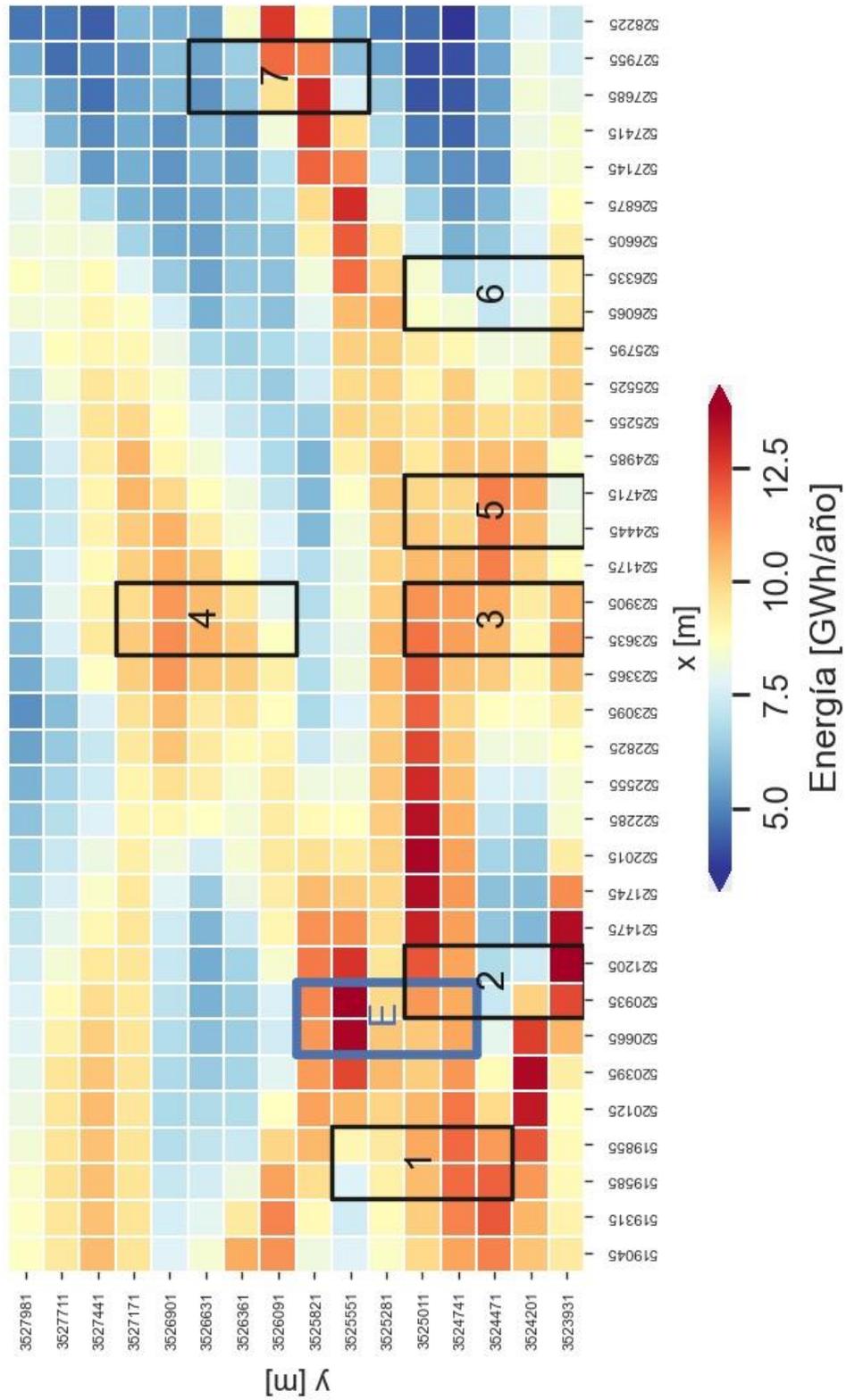
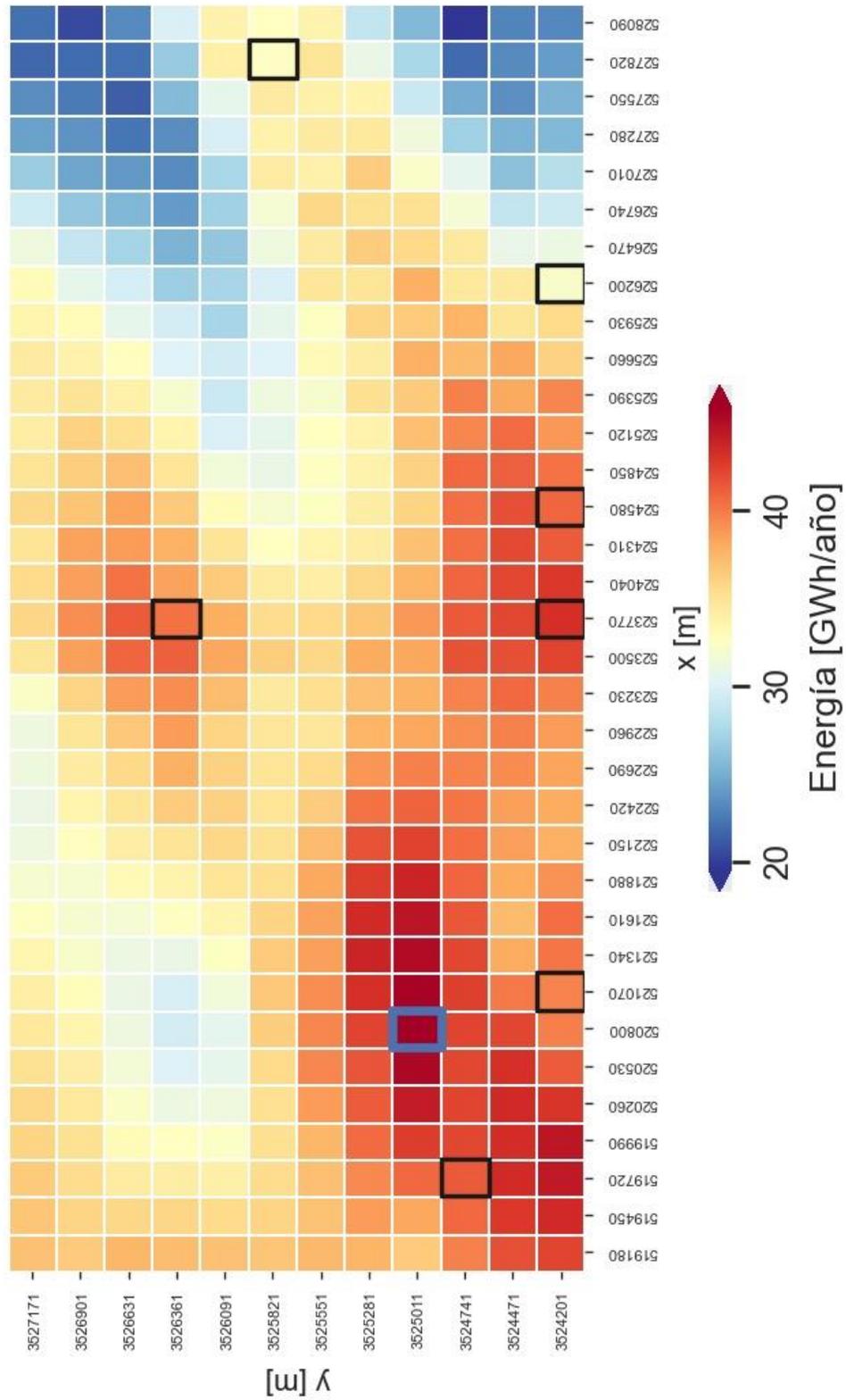


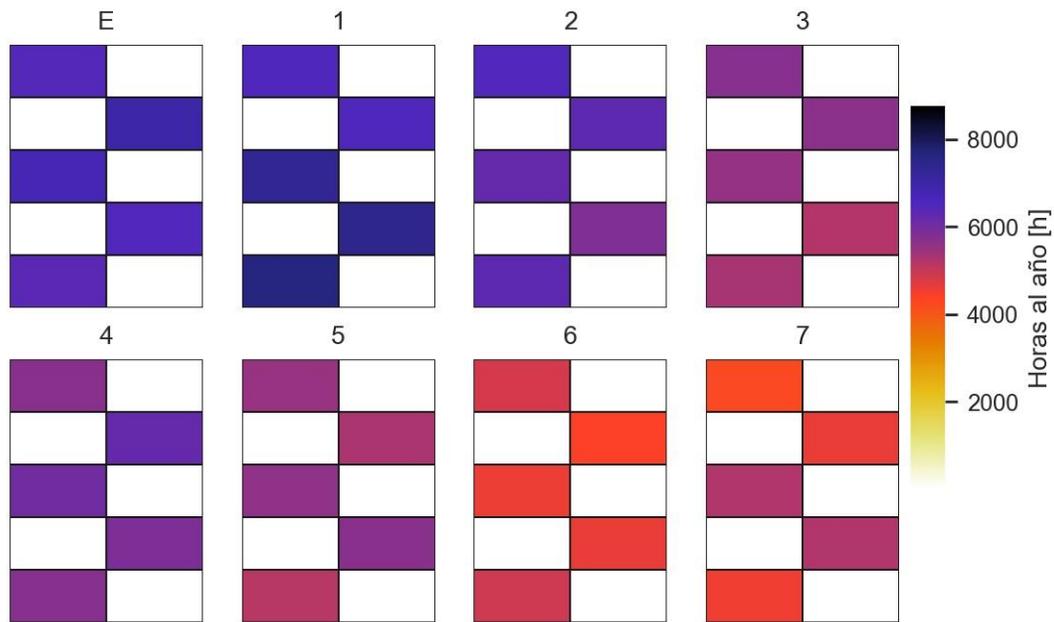
Figura 2.7.3 Energía Eléctrica Teórica Máxima Generada por Dispositivos WD



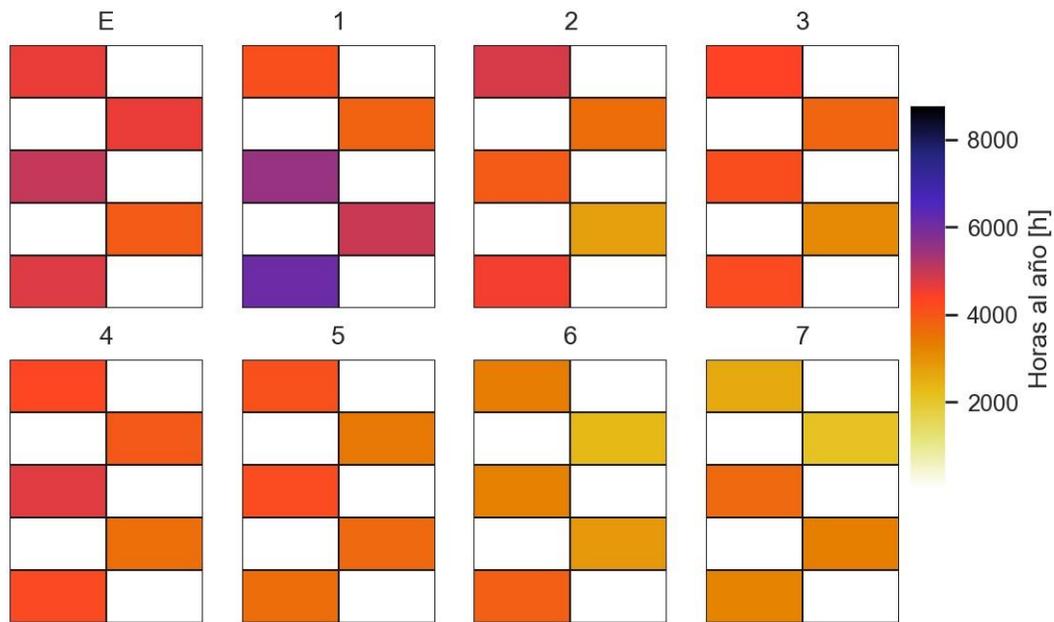




Además, en la Figura 2.7.5 y Figura 2.7.6 se muestra la cantidad de horas en las que cada dispositivo de las granjas seleccionadas puede generar al menos 200 y 800 kW respectivamente. Se observa que las granjas “E” y “1” pueden generar energía eléctrica a lo largo de todo el año.



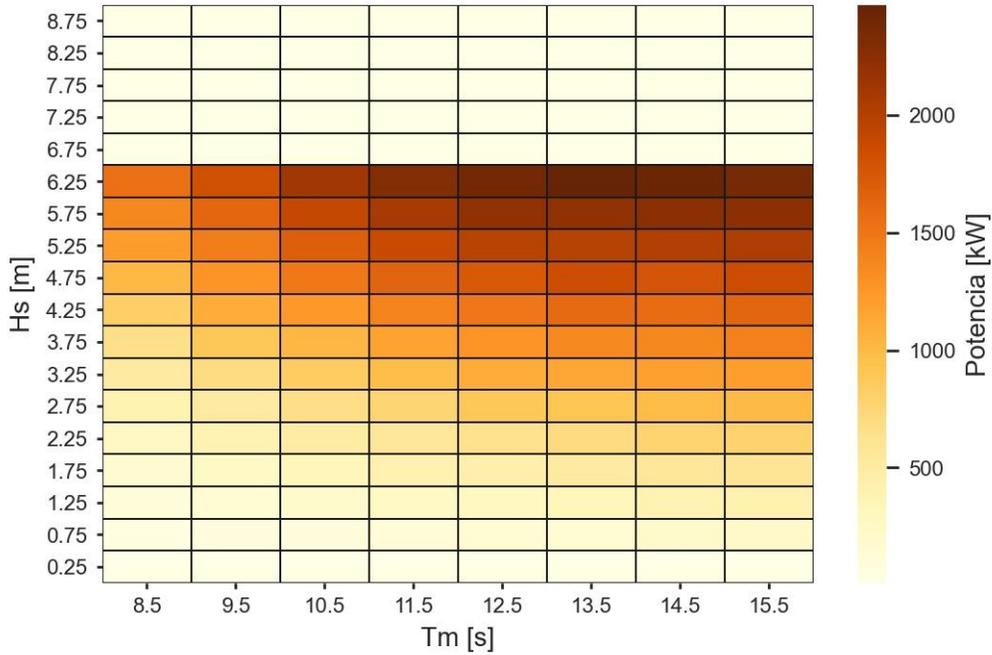
**Figura 2.7.5 Horas del Año con Potencia Mayor a 200 kW**



**Figura 2.7.6 Horas del Año con Potencia Mayor a 800 kW**

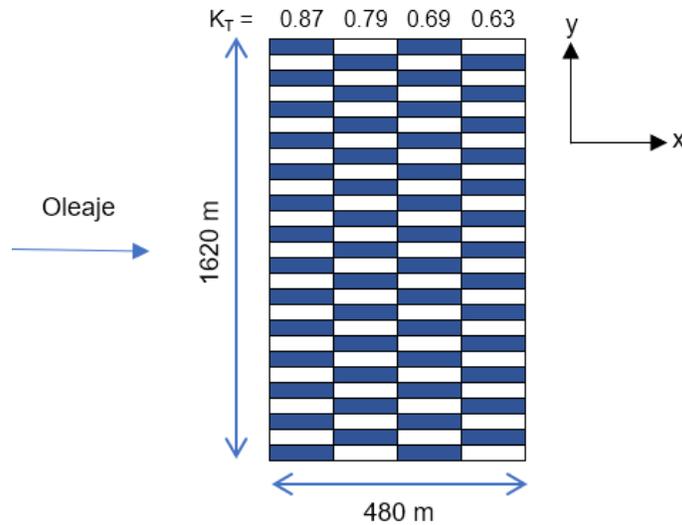
### 2.7.2. Granja de Dispositivos Archimedes Wave Swing

Al igual que en el caso anterior, se utilizó una matriz de potencia acotada de la matriz de potencia general mostrada en la Figura 1.5.3.



**Figura 2.7.7 Matriz de Potencia AWS Recortada a las Condiciones del Sitio**

Mientras que en la Figura 2.7.8 se muestra el arreglo utilizado para la modelación, teniendo dimensiones (x, y) por dispositivo de (120, 60 m), creando una malla en el polígono de estudio de 80 x 74 recuadros.



**Figura 2.7.8 Arreglo de Granja AWS para Modelación**

En la Figura 2.7.9 se observa la cantidad de energía eléctrica anual que genera un dispositivo *Archimedes Wave Swing* bajo las condiciones de oleaje que rigen el polígono de estudio sin considerar  $K_T$ . Las coordenadas de cada granja se detallan en la Tabla 2.7.2.

**Tabla 2.7.2 Coordenadas UTM Granja de Dispositivos AWS**

Granja	Coordenadas UTM mínimas	Coordenadas UTM máximas
1	519390 E, 3524336 N	519870 E, 3525956 N
2	520710 E, 3523796 N	521190 E, 3525416 N
3	523350 E, 3523796 N	523830 E, 3525416 N
4	523350 E, 3526016 N	523830 E, 3527636 N
5	524310 E, 3523796 N	524790 E, 3525416 N
6	525870 E, 3523796 N	526350 E, 3525416 N
7	527430 E, 3525476 N	527910 E, 3527096 N
E	520230 E, 3524036 N	520710 E, 3525656 N

Mientras que en la Figura 2.7.10 se muestra la cantidad de energía eléctrica anual que genera cada granja posible en la zona de estudio, considerando un arreglo de tipo escalonado y un  $K_T$  por línea. El número de granjas se obtuvo de la Ecuación (15), obteniendo un total de 3696 granjas analizadas.



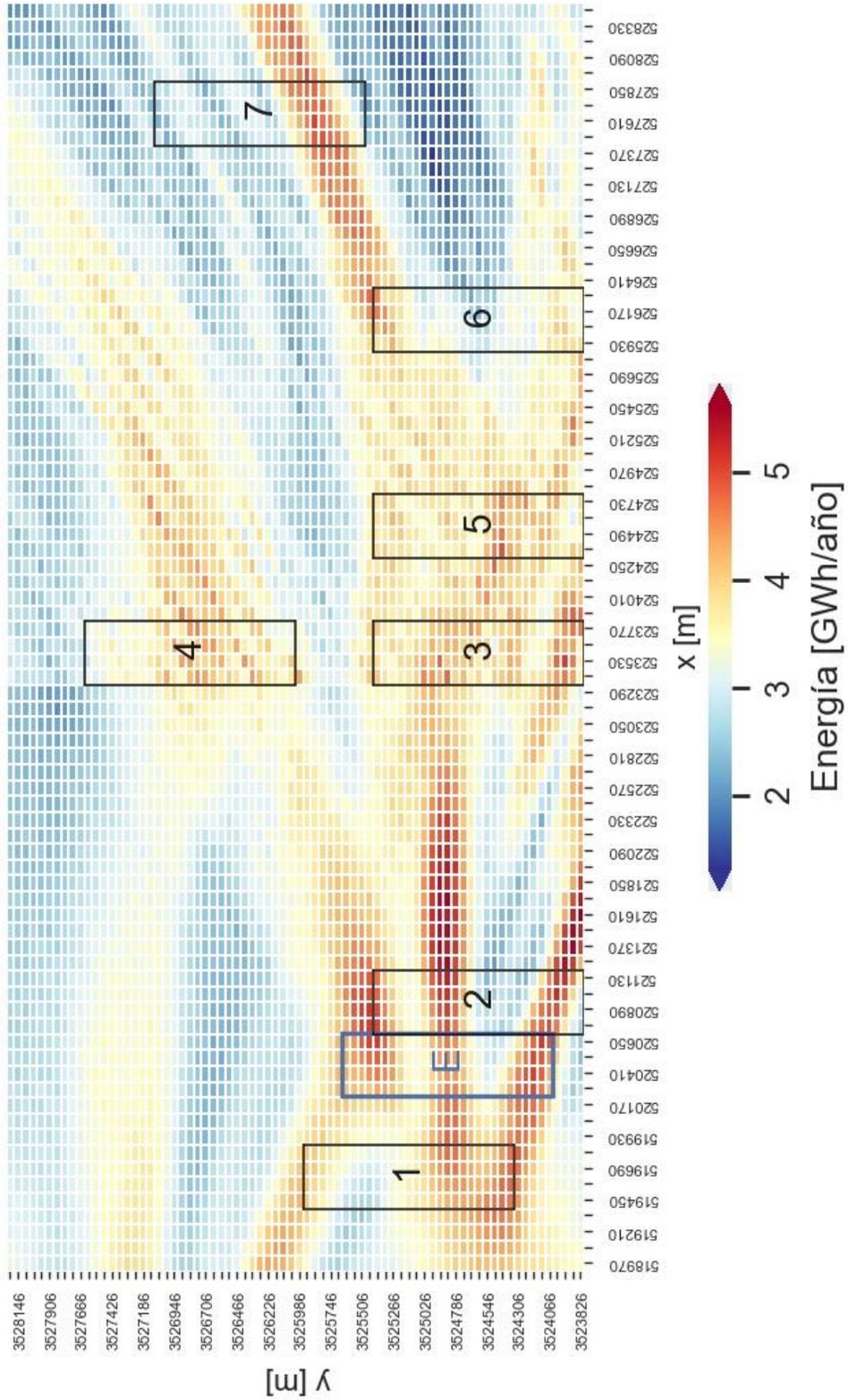


Figura 2.7.9 Energía Eléctrica Teórica Máxima Generada por Dispositivos AWS



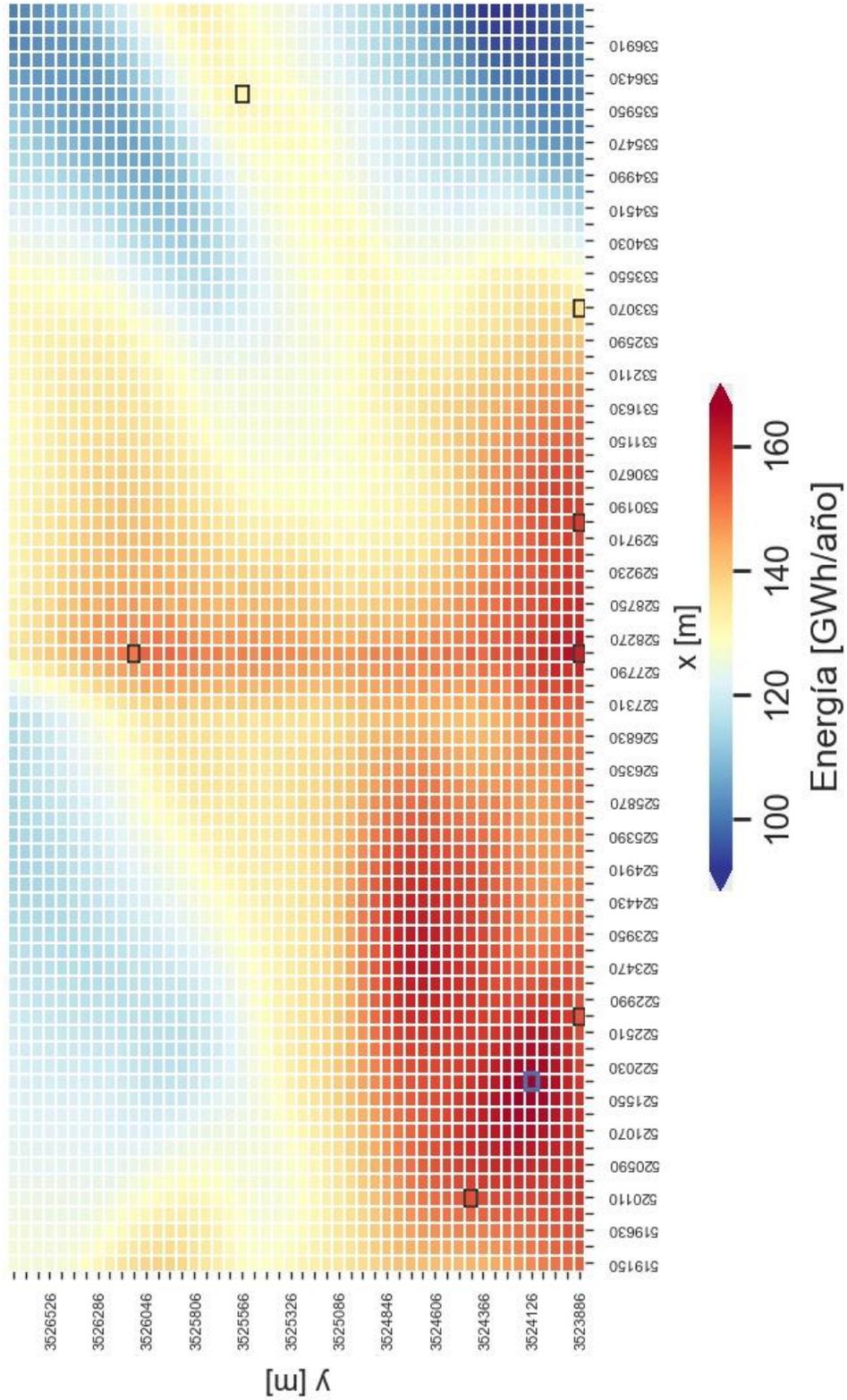


Figura 2.7.10 Energía Eléctrica Generada con Granja de Dispositivos AWS



Además, en la Figura 2.7.11 y Figura 2.7.12 se muestra la cantidad de horas en las que cada dispositivo de las granjas seleccionadas puede generar al menos 30 y 300 kW respectivamente. Al igual que en el caso con dispositivos *Wave Dragon*, las granjas “E” y “1” tienen mayor constancia de generación de energía eléctrica.

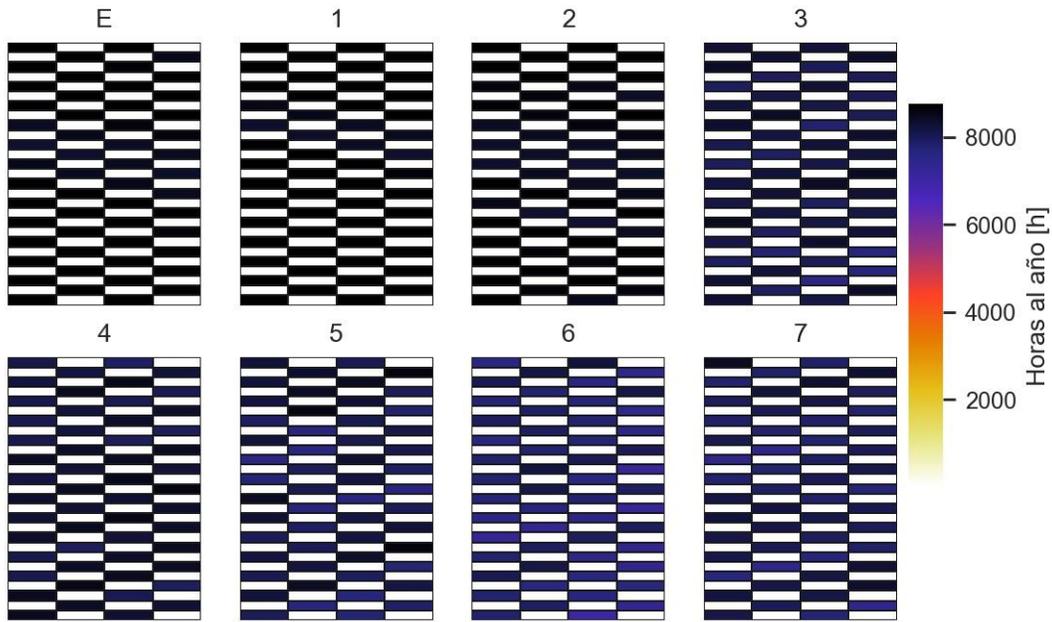


Figura 2.7.11 Horas del Año con Potencia Mayor a 30 kW

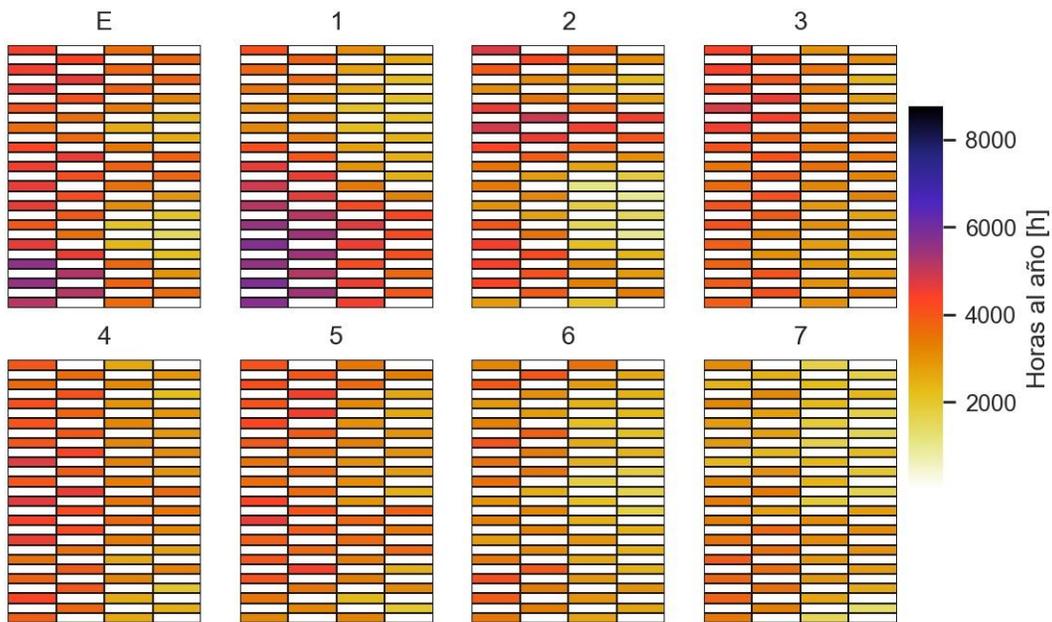


Figura 2.7.12 Horas del Año con Potencia Mayor a 300 kW

## 2.8. FACTOR PLANTA

El factor de planta  $F.P.$  se define como el cociente entre la energía eléctrica que produce un dispositivo y la cantidad de energía eléctrica máxima que este podría generar en las mejores condiciones. Para su cálculo es utilizado como base un mismo periodo de tiempo, normalmente anual. Matemáticamente se expresa en la Ecuación (16).

$$F.P. = \frac{E_{\text{producida}} t}{E_{\text{máxima}} t} \quad (16)$$

Donde:

- F.P. = Factor de Planta [1]
- t = Periodo de Tiempo [1]
- $E_{\text{producida}}$  = Energía Producida en un Periodo de Tiempo [GWh/t]
- $E_{\text{máxima}}$  = Energía Máxima que se Puede Producir en un Periodo de Tiempo [GWh/t]

En este trabajo se consideró un periodo de tiempo de un año. Mientras que la cantidad de energía eléctrica generada por granja mostrada en la Figura 2.7.4 y en la Figura 2.7.10 fue utilizada como la variable  $E_{\text{máxima}}$ . La razón de esto, es porque para su cálculo se consideraron las condiciones de oleaje reinantes en el sitio, así como la pérdida de energía que se tendría a causa del  $K_T$ , obteniendo así la energía máxima que podría generar una granja de dispositivos.

Por otro lado, para el cálculo de la variable  $E_{\text{producida}}$ , se consideraron una serie de umbrales como los mostrados en la Figura 2.7.5 y la Figura 2.7.11 para cada tecnología, a fin de observar la cantidad de energía producida por granja de forma constante.

A continuación, se mostrará la metodología empleada para el cálculo de  $E_{\text{producida}}$ , y el  $F.P.$  de cada granja de WECs.

### 2.8.1. Factor Planta Granjas Wave Dragon

Se utilizaron 9 umbrales de energía para el cálculo de la  $E_{\text{producida}}$ , de 200 – 5000 kW con un incremento uniforme de 800 kW. Estos umbrales se definieron con base en la matriz de potencia de la Figura 1.4.2, a fin de que abarcaran todos los valores de esta. En la Tabla 2.8.1, se muestra el porcentaje de h/año donde la granja supera cada umbral propuesto.

**Tabla 2.8.1 Porcentaje h/Año en que los Dispositivos WD Superan un Umbral de Energía**

Granja	>200 kW	>800 kW	>1400 kW	>2000 kW	>2600 kW	>3200 kW	>3800 kW	>4400 kW	>5000 kW
1	81%	56%	20%	7%	2%	1%	0%	0%	0%
2	71%	45%	17%	9%	6%	5%	3%	2%	0%
3	63%	45%	24%	16%	10%	7%	5%	3%	0%
4	67%	47%	22%	12%	6%	4%	2%	1%	0%
5	62%	43%	22%	14%	8%	6%	4%	3%	0%
6	53%	36%	17%	10%	5%	4%	2%	1%	0%
7	54%	34%	16%	10%	6%	4%	3%	2%	0%
E	75%	52%	23%	13%	8%	5%	3%	2%	0%

Por otro lado, en la Tabla 2.8.2 se muestra la cantidad de energía eléctrica mínima que genera cada umbral, considerando solamente el número de horas entre estos; es decir,  $Umbral_i \leq h < Umbral_{i+1}$ . Para su cálculo, se utilizó la potencia mínima de cada umbral, a fin de obtener la cantidad de energía eléctrica que podría generar cada granja bajo las condiciones más desfavorables.

**Tabla 2.8.2 Cantidad de Energía Mínima Generada por Umbral**

Granja	200 ≤kW< 800	800 ≤kW< 1400	1400 ≤kW< 2000	2000 ≤kW< 2600	2600 ≤kW< 3200	3200 ≤kW< 3800	3800 ≤kW< 4400	4400 ≤kW< 5000	≥5000 kW
1	2191.6	12551.8	7960.5	4215.5	1678.3	903.6	157.0	11.6	0.0
2	2321.0	9844.8	4471.8	2817.9	1693.9	2016.4	1779.4	4071.2	0.0
3	1564.3	7382.9	5007.5	5158.8	2884.1	3416.3	2889.6	5706.9	0.0
4	1759.1	8833.6	6366.5	5392.4	2386.2	1962.3	1417.0	2514.7	0.0
5	1640.1	7506.7	4821.9	5043.9	2644.9	2947.6	2081.9	5189.8	0.0
6	1528.7	6697.7	4143.7	3921.9	2097.2	1708.8	1656.7	2688.2	0.0
7	1774.6	6392.4	3513.4	3251.2	2242.7	2363.6	1813.7	3238.4	0.0
E	2030.6	10252.4	5856.0	4807.3	2898.7	3237.2	2464.4	3183.9	0.0

Hecho el paso anterior, bastó con sumar la cantidad de energía generada por umbral para obtener  $E_{producida}$  para cada granja. En la Tabla 2.8.3 se muestra un resumen de los datos utilizados para el cálculo del  $F.P.$  obtenido a partir de la Ecuación (16), así como el tiempo de generación esperado.

**Tabla 2.8.3 Factor Planta y Tiempo de Generación WD**

Granja	$E_{m\acute{a}xima}$ [GWh/año]	$E_{producida}$ [GWh/año]	F.P. [%]	Tiempo de generación [%]
1	41.39	29.67	72%	81%
2	39.68	29.02	73%	71%
3	43.27	34.01	79%	63%
4	40.42	30.63	76%	67%
5	40.87	31.88	78%	62%
6	32.22	24.44	76%	53%
7	32.48	24.59	76%	54%
E	45.88	34.73	76%	75%

### 2.8.2. Factor Planta Granja Archimedes Wave Swing

Al igual que en el caso de dispositivos *Wave Dragon*, para el cálculo de  $E_{producida}$  se utilizaron 9 umbrales definidos esta vez a partir de la matriz de potencia teórica mostrada en la Figura 1.5.3. Los umbrales utilizados van de 30 – 2190 kW con un incremento uniforme de 270 kW.

La metodología utilizada es la misma, por lo que solo se muestra en la Tabla 2.8.4 un resumen de los datos utilizados para el cálculo del *F.P.* así como el tiempo de generación esperado para cada granja.

**Tabla 2.8.4 Factor Planta y Tiempo de Generación AWS**

Granja	$E_{m\acute{a}xima}$ [GWh/año]	$E_{producida}$ [GWh/año]	F.P. [%]	Tiempo de generación [%]
1	155.00	93.49	60%	99%
2	155.13	96.94	62%	98%
3	161.05	109.70	68%	93%
4	150.35	96.14	64%	94%
5	157.80	106.72	68%	92%
6	136.30	88.69	65%	88%
7	131.41	82.99	63%	91%
E	166.53	106.25	64%	99%

## 2.9. CÁLCULO DEL COSTO POR CAPACIDAD NIVELADO

Para el cálculo del CCN se considera que la central undimotriz tiene una vida útil de 30 años (periodo 2025 – 2054), sin tomar en cuenta al valor de rescate. Así también, se supone que se financie con 65% de deuda, la cual es contratada en dólares a plazo de 15 años con una tasa de interés de 4.51% anual (ya incluido el impuesto a intereses por crédito con banco extranjero), mientras que el 35% restante se cubre con recursos propios con un rendimiento de 12.4% después de impuestos (ver Sección 2.9.3).

Se supondrán desembolsos de inversión en montos iguales cada mes durante el periodo constructivo el cual durará 30 meses (iniciando en 2022), siendo su composición idéntica a la estructura de financiamiento, es decir, 65% deuda y 35% capital. Respecto a la deuda, conforme la institución crediticia otorgue los recursos, se generan intereses que se van acumulando al monto de la deuda hasta la culminación de la construcción. Teniendo por resultado que, al inicio de operación, la deuda resulte mayor por el financiamiento de los intereses durante la construcción; este monto superior se considerará como la base de los pagos financieros (amortización e intereses) durante la operación de la central undimotriz.

Por otro lado, es importante considerar que el capital propio que se desembolsa durante el periodo constructivo queda inactivo; por tanto, se agregará su “costo de oportunidad”, es decir, lo que dejó de ganar durante la construcción, actualizando el valor del capital propio al inicio de la operación.

Así, realizando un promedio ponderado de capital conocido como WACC – *Weighted Average Capital Cost*, se calculó la tasa anual en la que aumentará la inversión. El WACC se calcula conforme la Ecuación (17).

$$WACC = T_{\text{interés}}F_{\text{deuda}} + R_I F_{\text{propio}} \quad (17)$$

Donde:

$$\begin{aligned} T_{\text{interés}} &= \text{Tasa de Interés en la que se Contrajo la Deuda [\%]} \\ F_{\text{deuda}} &= \text{Financiamiento con Deuda [\%]} \\ F_{\text{propio}} &= \text{Financiamiento con Capital Propio [\%]} \\ R_I &= \text{Tasa de Rendimiento [\%]} \end{aligned}$$

Sin embargo, al hacer desembolsos mensuales, es necesario calcular la tasa mensual utilizando la Ecuación (18). Entendiendo a la tasa mensual como aquella que acumulada en doce meses reproduce la tasa anual.

$$(1+T_{\text{men}})^{12} = (1+T_{\text{an}}) \rightarrow T_{\text{men}} = (1+T_{\text{an}})^{1/12} - 1 \quad (18)$$

Donde:

$$\begin{aligned} T_{\text{men}} &= \text{Tasa Mensual [\%]} \\ T_{\text{an}} &= \text{Tasa Anual (WACC) [\%]} \end{aligned}$$

Así, durante la construcción, el costo promedio ponderado de las dos fuentes de financiamiento será de 7.27%, por lo que al utilizar la Ecuación (18), la inversión total al inicio de operación subirá en total 9%, siendo 5.5% el aumento en la deuda al inicio de operación y 15.6% en el capital propio.

Mostrada la estructura de financiamiento que tendrá el proyecto, se presentarán los parámetros necesarios para el cálculo del CCN.

### 2.9.1. Parámetros Técnicos

La potencia nominal por cada granja de *Wave Dragon* y *Archimedes Wave Swing* es de 20 y 108 MW respectivamente. Se considerará a la salida de la central generadora que el 2.5% de la energía generada será destinada para usos propios.

Un aspecto relevante en el cálculo del CCN es que debe especificarse con respecto a la potencia neta realmente disponible bajo las condiciones en las que se instale la central. Por lo anterior y de acuerdo a lo analizado en la Sección 2.7, la potencia para cada granja oscila entre 14 – 26% de su capacidad máxima. Con esto, la capacidad neta en el sitio donde se instalará, se reduce durante el primer año de operación; además, se considera una tasa media de deterioro de esta capacidad a razón de 0.20% por año.

En la Tabla 2.9.1 se muestran los parámetros técnicos utilizados para las granjas de *Wave Dragon*; mientras que en la Tabla 2.9.2 se muestran para las granjas de *Archimedes Wave Swing*.

**Tabla 2.9.1 Potencia Máxima Generada por Granja WD**

Granja	Potencia Nominal Dispositivo [MW]	Número de Dispositivos [1]	Potencial Nominal Granja [MW]	Potencia Máxima en la Zona [MW]	Capacidad Utilizada [%]
1	4	5	20	4.73	24
2				4.53	23
3				4.94	25
4				4.61	23
5				4.67	23
6				3.68	18
7				3.71	19
E				5.24	26

**Tabla 2.9.2 Potencia Máxima Generada por Granja AWS**

Granja	Potencia Nominal Dispositivo [MW]	Número de Dispositivos [1]	Potencial Nominal Granja [MW]	Potencia Máxima en la Zona [MW]	Capacidad Utilizada [%]
1	2	54	108	17.69	16
2				17.71	16
3				18.38	17
4				17.16	16
5				18.01	17
6				15.56	14
7				15.00	14
E				19.01	18

### 2.9.2. Inflación e Impuestos

En este trabajo se utilizaron las tasas de inflación anual promedio de la última década para México y Estados Unidos, las cuales han sido de 3.5% y 2.0% respectivamente. Los impuestos anuales utilizados son los mostrados en el apartado 1.6.2, donde se menciona que el ISR en el país es del 30%, mientras que para la maquinaria y equipo, obra civil y gastos preoperativos es del 100% (al ser generación con fuentes renovables), 5% y 10% respectivamente. Adicionalmente, al estar financiados por un banco extranjero, se tiene que pagar un impuesto sobre intereses del 4.9% de acuerdo al artículo 166 -I Y II de la ley del impuesto sobre la renta. En la Tabla 2.9.3 se muestra un resumen de lo mencionado.

**Tabla 2.9.3 Impuestos e Inflación Utilizados**

Concepto	Porcentaje Anual [%]
Tasa de Impuestos Sobre la Renta ISR	30.0
Maquinaria y Equipo	100.0 (Solo el Primer Año)
Obra Civil	5.0
Gastos Preoperativos	10.0
Tasa de Impuesto sobre Intereses	4.9
Tasa de Inflación para Dólares (EUA)	2.0
Tasa de Inflación para Pesos (MXN)	3.5

### 2.9.3. Tasa de Rendimiento

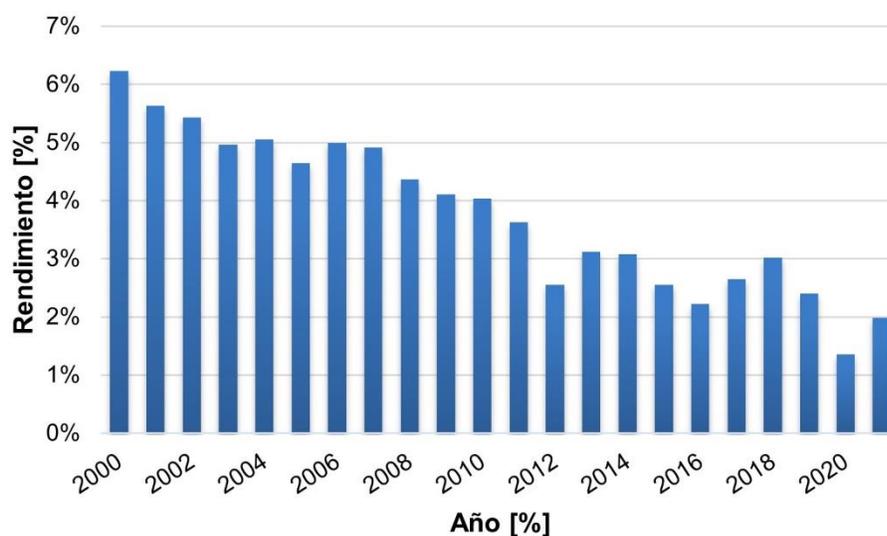
Para el cálculo de la tasa de rendimiento se utilizó el modelo CAPM – *Capital Model Assesment*. Este modelo, comúnmente utilizado para evaluar proyectos de inversión en países desarrollados y emergentes, calcula la tasa de rendimiento generada sobre el capital propio invertido. En la Ecuación (19) se muestran los parámetros involucrados en él.

$$R_I = R_F + \beta_i(R_M - R_F) + R_P \quad (19)$$

Donde:

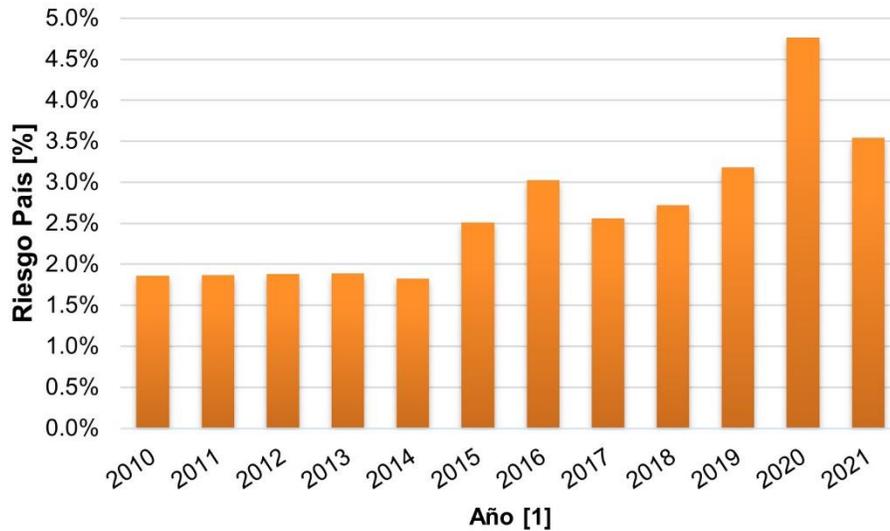
$R_I$	= Tasa de rendimiento [%]
$R_F$	= Tasa Libre de Riesgo [%]
$R_M$	= Tasa de Rendimiento del Mercado Accionario [%]
$\beta_i$	= Indicador de Riesgo específico de la empresa [1]
$R_P$	= Premio por Riesgo País [1]

Normalmente como tasa libre de riesgo  $R_F$  se utilizan los bonos del tesoro de EUA, ya que se considera que es la tasa que se puede lograr sin riesgo alguno. Es recomendable utilizar los bonos a 20 años pues son los que han mostrado mayor inestabilidad. En este trabajo se usó el promedio obtenido en el periodo 2000 – 2020 a fin de considerar su desempeño histórico. En la Figura 2.9.1 se muestra la tasa anual generada, obteniendo en promedio 3.77% de rendimiento.



**Figura 2.9.1 Bonos del Tesoro en EUA a 20 Años [38]**

El premio riesgo país  $R_P$  es un indicador que mide el grado de riesgo que tienen las empresas extranjeras en invertir en un determinado país. Este índice refleja la percepción del mercado de que el gobierno incurra en algún grado de incumplimiento en los términos acordados con el pago de su deuda. Este índice es calculado principalmente por entidades financieras especializadas. En la Figura 2.9.2 se muestra el  $R_P$  para México para el periodo 2010 – 2021. El premio riesgo país utilizado en este trabajo fue el promedio de este periodo, el cual es de 2.64%.



**Figura 2.9.2 Índice Riesgo País México [39]**

El índice  $\beta_i$  del modelo es un indicador de riesgo específico de la empresa en análisis. Si  $\beta_i < 1$ , significa que la empresa tiene un riesgo menor que el promedio del mercado. El parámetro  $\beta$  refleja el riesgo asociado al giro del negocio, así como el asociado al grado en que se utiliza deuda de largo plazo en la estructura de capital.

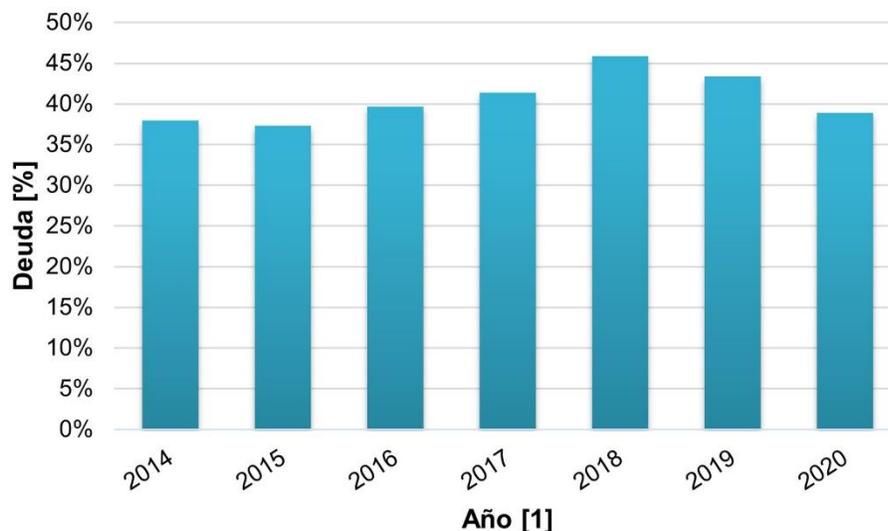
Las empresas con estructura Deuda/Capital están apalancadas financieramente  $\beta_{ap}$ . Por otro lado, es posible calcular su valor teórico de  $\beta$  si estas no tuvieran deuda  $\beta_{desap}$  conforme la Ecuación (20).

$$\beta_{desap} = \frac{\beta_{ap}}{\left[1+(1+r)\frac{D}{E}\right]}, \quad \beta_{ap} = \left[1+(1+r)\frac{D}{E}\right] \beta_{desap} \quad (20)$$

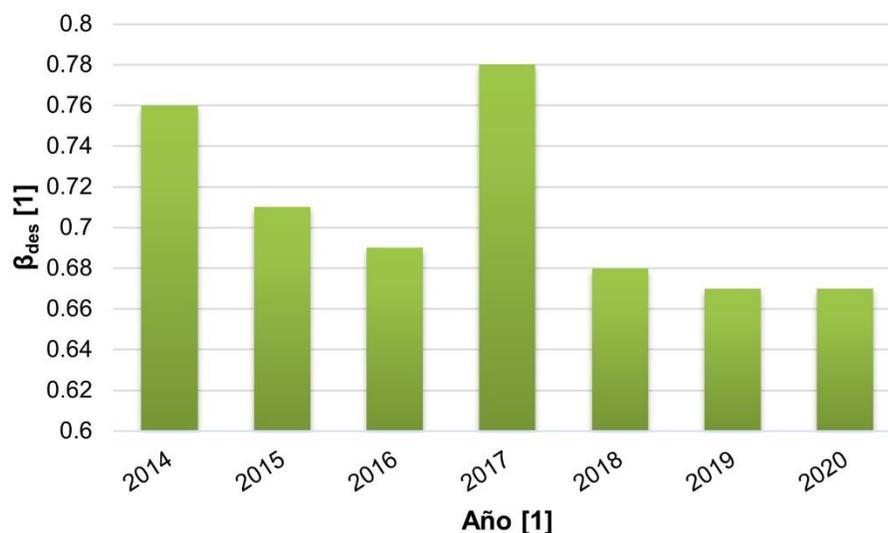
Donde:

- $\beta_{desap}$  = Beta para una Empresa Desapalancada (sin Deuda) [1]
- $\beta_{ap}$  = Beta para una Empresa Apalancada (con Deuda) [1]
- r = Tasa de Impuesto Sobre la Renta [1]
- D = Deuda de Largo Plazo [1]
- E = Capital Accionario [1]

El cálculo de  $\beta_i$  en este trabajo se obtuvo analizando empresas con el giro de energías renovables en mercados emergentes, promediando su estructura Deuda/Capital, así como su  $\beta_{desap}$ . Los datos utilizados son los mostrados en la Figura 2.9.3 y Figura 2.9.4, los cuales fueron reportados por J.P. Morgan para el periodo 2014 – 2020.



**Figura 2.9.3 Deuda a Largo Plazo Empresas con Giro en Energías Renovables [40]**



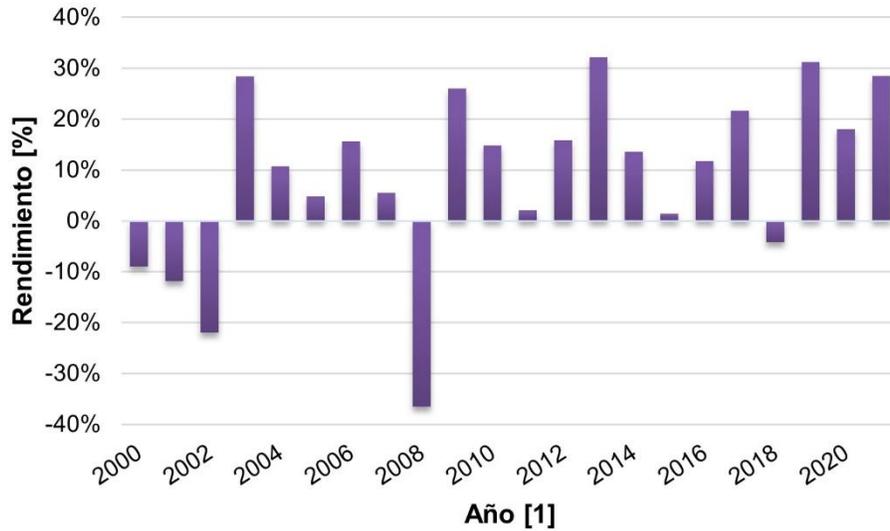
**Figura 2.9.4 Beta Desapalancada en Empresas con Giro en Energías Renovables [40]**

De las gráficas anteriores, se obtiene una Deuda promedio  $D$  de 40.62%, y por tanto el capital aportado  $E$  es de 59.38%; mientras que la  $\beta_{desap}$  promedio es de 0.71.

Al utilizar la Ecuación (20), con los valores obtenidos de  $D/E$  y  $\beta_{desap}$ , más un ISR del 30% (México), se obtiene una  $\beta_i$  de 1.05.

Por último, la tasa de rendimiento del mercado accionario  $R_M$  utilizada fue el rendimiento histórico del índice S&P 500, creada por la calificadora de riesgos *Standard & Poor*. Este índice se destaca en contar con un indicador que mide el rendimiento total de las compañías que lo componen, cuantificando las ganancias de capital implícitas en el precio de las acciones, así como los dividendos pagados a los accionistas. Por otro lado, cubre el 75% del valor total del mercado accionario que opera en EUA.

En la Figura 2.9.5 se muestra el rendimiento obtenido de este índice para el periodo 2000 – 2021, siendo el rendimiento promedio de 9.01%.



**Figura 2.9.5 Rendimiento Histórico S&P 500 [40]**

En la Tabla 2.9.4 se muestra la tasa de rendimiento obtenida a partir de la Ecuación (19).

**Tabla 2.9.4 Tasa de Rendimiento Calculada**

Tasa Libre de Riesgo $R_F$ [%]	Premio Riesgo País $R_P$ [%]	Riesgo por Giro de Negocio $\beta_i$ [%]	Rendimiento del Mercado Accionario $R_M$ [%]	Tasa de Rendimiento $R_i$ [%]
3.77	2.64	1.05	9.01	<b>12.40</b>

### 2.9.4. Costo por Dispositivo

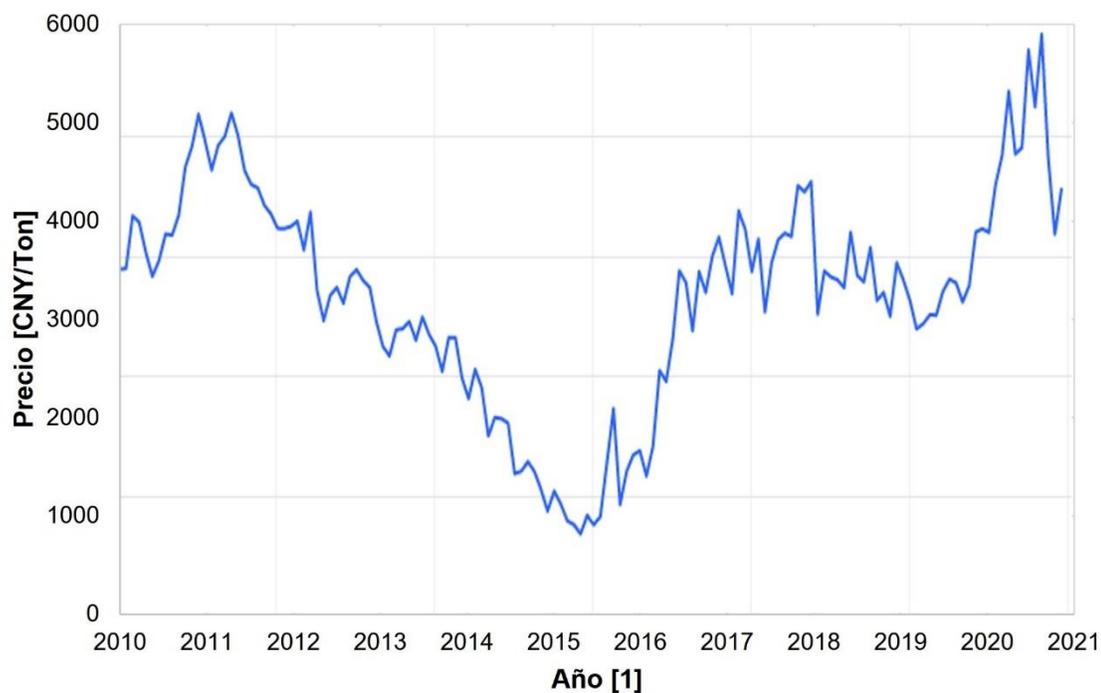
El precio por dispositivo se calculó con respecto a su peso, es decir, se consideró la relación Acero/Lastre para cada tecnología y se multiplicó por el precio promedio del material usado. En la Tabla 2.9.5 se muestra la relación Acero/Lastre de los dispositivos.

**Tabla 2.9.5 Relación Acero/Lastre Dispositivos**

Dispositivo	Acero [%]	Lastre [%]
Wave Dragon	63	37
Archimedes Wave Swing	100	0

La relación Acero/Lastre para el *Wave Dragon* se obtuvo a partir de los pesos reportados de un modelo testado en las costas de Portugal [41]. Por otro lado, el *Archimedes Wave Swing* fue considerado totalmente de acero, pues al ser un dispositivo sumergido, no necesita lastre.

El precio del acero para el periodo 2000 – 2021 se muestra en la Figura 2.9.6. El costo promedio resulta de 4450 CNY/Ton, lo cual equivale en promedio a 700 USD/Ton.



**Figura 2.9.6 Precio Histórico Acero [42]**

Por otro lado, al lastre se le asignó un precio de 100 USD/Ton, ya que se utilizan comúnmente materiales económicos como el agua. En la Tabla 2.9.6 se muestra el costo por dispositivo y por granja de acuerdo a los precios establecidos y su relación Acero/Lastre.

**Tabla 2.9.6 Precio por Dispositivo y Granja de Dispositivos**

Concepto	Wave Dragon	Archimedes Wave Swing
<b>Peso Total [Ton]</b>	22,000	1,526
<b>Peso Acero [Ton]</b>	13,860	1,526
<b>Peso Laste [Ton]</b>	8,140	0
<b>Costo Unitario [Miles USD]</b>	10,516.0	1,068.2
<b>Número de Dispositivos [1]</b>	5	54
<b>Costo por Granja de Dispositivos [Miles USD]</b>	52,580.0	57682.8

### 2.9.5. Costo por Infraestructura

Se basó en la metodología de [43] para calcular el costo de infraestructura para una granja de dispositivos WEC. En esta, se usó como base el costo por dispositivo, asignándole un porcentaje de este a los diferentes rubros que componen la infraestructura.

En este trabajo, se utilizó como base el costo de los dispositivos que conforman la granja, por lo que en la Tabla 2.9.7 se muestran costos para cada tipo de infraestructura, adaptados como porcentaje de estas.

**Tabla 2.9.7 Costo de Infraestructura como Porcentaje del Dispositivo**

Tipo de Infraestructura	Costo Dispositivos Wave Dragon en Granja[%]	Costo Dispositivos Archimedes Wave Swing en Granja [%]
Planeación e Instalación	10	10
Amarre	10	2
Cableado	5	5
Red de Interconexión Eléctrica	1	1
Desmantelamiento	10	10
Otros	5	5
Gastos de Gestión	5	5
Permisos	2	2
Estudios Medioambientales	0.05	0.05
Costos de Sustitución	90	90
Piezas de Cambio	2	2

Asimismo, al costo que se obtiene por tipo de infraestructura en la tabla anterior, se decidió aplicarle un factor el cual busca simular que, al tratarse de un conjunto de dispositivos, estos compartirán gastos entre sí, disminuyendo el costo total de la obra. En la Tabla 2.9.8, se muestra el costo por infraestructura que tendrá cada granja al aplicarle un factor de usos compartidos  $F_{comp}$  de 0.85.

**Tabla 2.9.8 Costo Total de Infraestructura**

Tipo de Infraestructura	Costo Infraestructura Granja Wave Dragon [Miles de USD]	Costo Infraestructura Granja Archimedes Wave Swing [Miles de USD]
Planeación e Instalación	4,469.3	4,903.0
Amarre	4,469.3	980.6
Cableado	2,234.7	2,451.5
Red de Interconexión Eléctrica	446.9	490.3
Desmantelamiento	4,469.3	4,903.0
Otros	2,234.7	2,451.5
Gastos de Gestión	2,234.7	2,451.5
Permisos	893.9	980.6
Estudios Medioambientales	22.3	24.5
Costos de Sustitución	40,223.7	44,127.3
Piezas de Cambio	893.9	980.6

### 2.9.6. Resultados Cargo por Capacidad Nivelado

Con los parámetros descritos anteriormente, se calculó el CCN para cada tecnología, obteniendo lo que se muestra en la Tabla 2.9.9 para las granjas con *Wave Dragon*; así como en la Tabla 2.9.10 para las granjas con *Archimedes Wave Swing*.

**Tabla 2.9.9 Cargo por Capacidad Nivelado Granjas WD**

Granja	Cargo por Capacidad Nivelado [\$ <sub>2022</sub> /MW <sub>año</sub> ]	Cargo por Capacidad Nivelado [\$/MW <sub>año</sub> ]
1	2,187,571	2,646,397
2	2,282,209	2,760,884
3	2,092,727	2,531,660
4	2,240,128	2,709,976
5	2,215,653	2,680,368
6	2,810,391	3,399,848
7	2,387,574	3,372,382
E	1,973,623	2,387,574

**Tabla 2.9.10 Cargo por Capacidad Nivelado Granjas AWS**

Granja	Cargo por Capacidad Nivelado [\$ <sub>2022</sub> /MW <sub>año</sub> ]	Cargo por Capacidad Nivelado [\$/MW <sub>año</sub> ]
1	620,097	750,213
2	619,606	749,618
3	596,818	722,049
4	639,292	773,435
5	609,110	736,920
6	705,212	853,188
7	731,450	884,931
E	577,164	698,271

Es importante resaltar que los resultados anteriores están expresados en términos de potencia, es decir en \$/MW<sub>año</sub>, tanto en dólares del 2022 como dólares corrientes. Sin embargo, para obtener el LCOE para cada granja de dispositivos bastará con dividirlo por su *F.P.* obtenido en la Sección 2.8 y utilizando la Ecuación (4).

**2.10. COSTO NIVELADO DE LA ENERGIA CASO WAVEDRAGON**

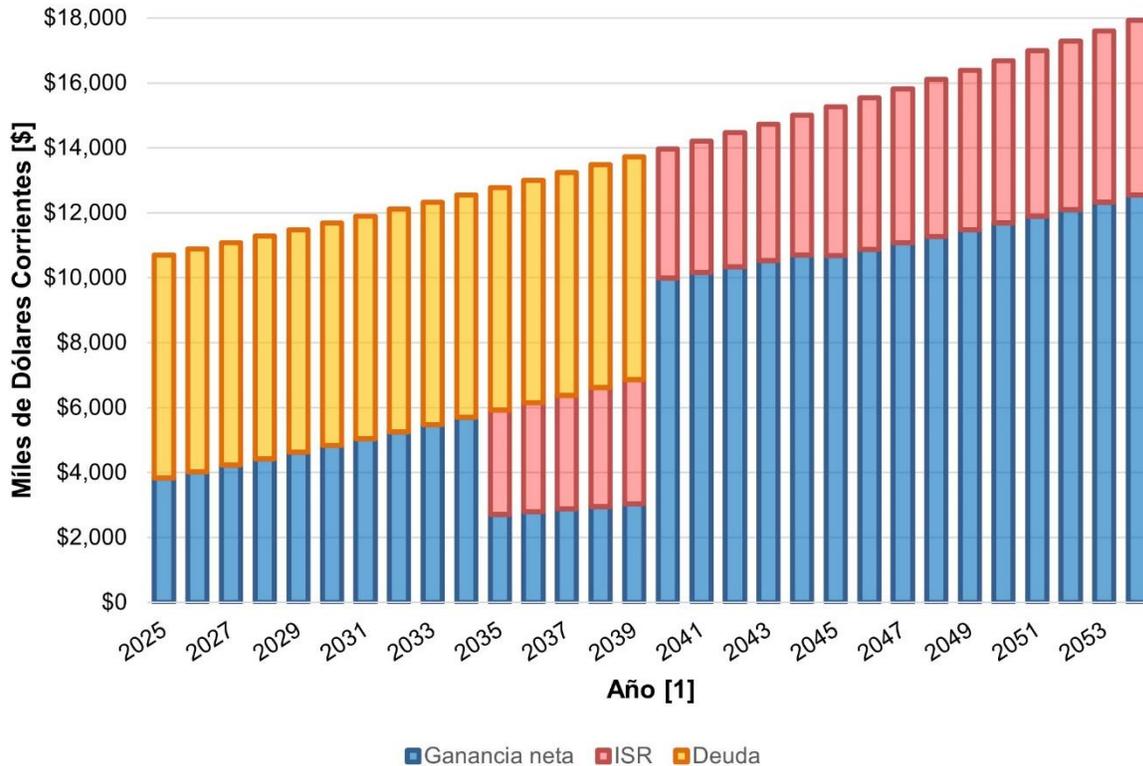
Derivado de los resultados obtenidos en la sección anterior, se muestra en la Tabla 2.10.1 el LCOE para cada granja propuesta.

**Tabla 2.10.1 LCOE para Granja con Dispositivos WD**  
Costo Nivelado de la Energía (LCOE)

Granja	\$ <sub>2022</sub> /MWh	\$ <sub>2022</sub> /kWh	\$/MWh	\$/kWh
1	350.4	0.35	423.9	0.42
2	356.2	0.36	430.9	0.43
3	303.9	0.30	367.7	0.37
4	337.4	0.34	408.2	0.41
5	324.3	0.32	392.3	0.39
6	422.9	0.42	511.6	0.51
7	360.0	0.36	508.5	0.51
<b>E</b>	<b>297.6</b>	<b>0.30</b>	<b>360.0</b>	<b>0.36</b>

De la tabla anterior se resalta que la granja “E” y “3” son las que mostraron tener un menor costo, sin embargo, de acuerdo con la Tabla 2.8.3 la graja “E” tiene mayor constancia de generación de energía eléctrica.

En la Figura 2.10.1 se muestra el flujo de efectivo que tendrá la granja “E” durante toda su vida útil.

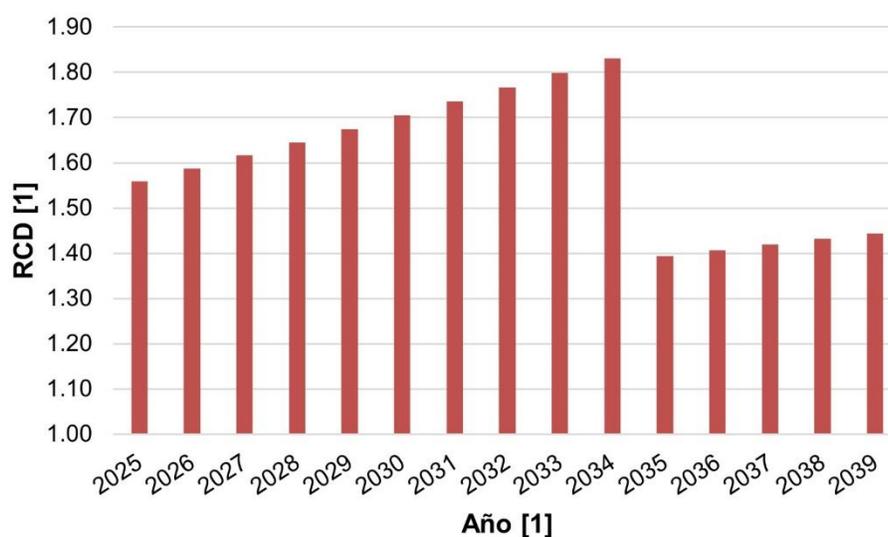


**Figura 2.10.1 Flujo de Efectivo para la Granja “E” con Dispositivos WD**

De la figura anterior se resalta que las ganancias netas en los primeros 10 años (2025 – 2034) representan el 36 – 45 % de las ganancias totales; mientras que la deuda es el 55 – 64 % de estas. Por otro lado, se muestra que a partir del año 11 se empiezan a pagar impuestos, por lo que en el periodo 2035 – 2039 la ganancia neta solo será de 21 – 22 %; mientras que la deuda representa 50 – 54 % de las ganancias totales, terminándose de pagar en este periodo. Posterior al año 2039 y hasta el final de la vida útil de la granja, se tendrán ganancias netas del 70 – 71 %, mostrando total estabilidad en el proyecto.

La ganancia neta promedio en la primera década será de 4,745 miles de USD; para la segunda década del proyecto será de 6,609 miles de USD; mientras que para la última década será de 11,594 miles de USD.

Por último, en la Figura 2.10.2 se muestra la *RCD*, en donde se resalta que la probabilidad de préstamo por la institución financiera es alta, pues durante todo el periodo en la que se contraerá la deuda, la planta generará ingresos netos suficientes para cubrir la deuda más un 40% de esta.



**Figura 2.10.2 Razón de Cobertura de Deuda Granja WD**

**2.11. COSTO NIVELADO DE LA ENERGÍA CASO ARCHIMEDES WAVE SWING**

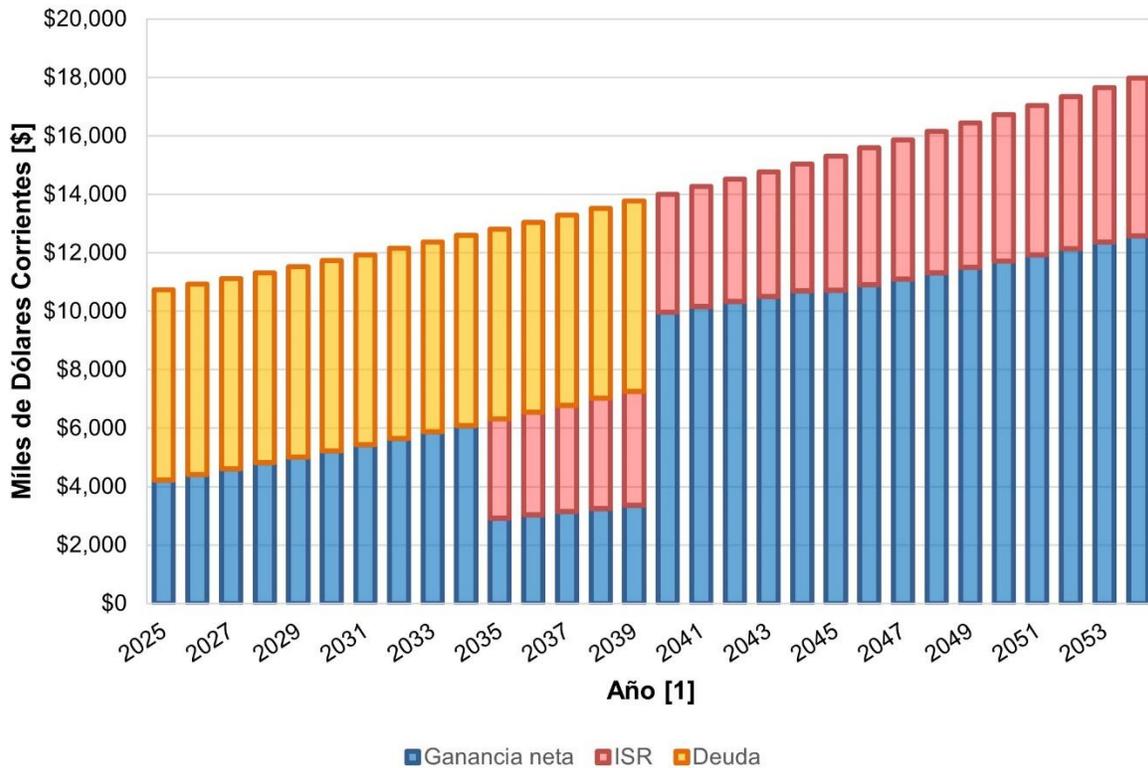
Al igual que lo mostrado para el caso con dispositivos *Wave Dragon*, en la Tabla 2.11.1 se muestra el LCOE para cada granja propuesta.

**Tabla 2.11.1 LCOE para Granja de Dispositivos AWS**

Granja	Costo Nivelado de la Energía (LCOE)			
	\$ <sub>2022</sub> /MWh	\$ <sub>2022</sub> /kWh	\$/MWh	\$/kWh
1	117.4	0.12	142.0	0.14
2	113.2	0.11	136.9	0.14
3	100.0	0.10	121.0	0.12
4	114.1	0.11	138.1	0.14
5	102.8	0.10	124.4	0.12
6	123.7	0.12	149.7	0.15
7	132.2	0.13	160.0	0.16
<b>E</b>	<b>103.3</b>	<b>0.10</b>	<b>124.9</b>	<b>0.12</b>

De la tabla anterior se resalta que la granja “E”, “3” y “5” son las que mostraron tener un menor costo, sin embargo, de acuerdo con la Tabla 2.8.4 la granja “E” tiene mayor constancia de generación de energía eléctrica, por lo que se considera la mejor opción.

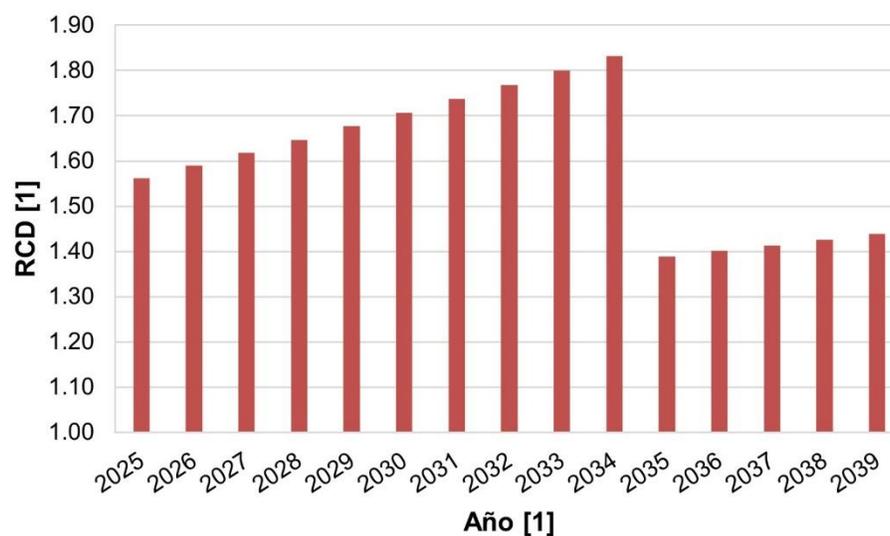
En la Figura 2.11.1 se muestra el flujo de efectivo que tendrá la granja “E” durante toda su vida útil.



**Figura 2.11.1 Flujo de Efectivo para la Granja “E” con Dispositivos AWS**

Al estar utilizando la misma estructura de financiamiento con ambas tecnologías, el porcentaje correspondiente a ganancia neta, impuestos y deuda es similar. Sin embargo, en este caso el flujo de efectivo es mayor, por lo que la ganancia neta será mayor. Teniendo en la primera década una ganancia neta promedio de 5,043 miles de USD; para la segunda década de 6,967 miles de USD; mientras que en la última década se tendrán ganancias de 12,307 miles de USD.

Por último, en la Figura 2.11.2 se muestra la *RCD*, donde se aprecia mucha similitud con respecto a la Figura 2.10.2 por contar con la misma estructura de financiamiento.



**Figura 2.11.2 Razón de Cobertura de Deuda Granja AWS**



## CAPÍTULO 3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 3.1. COMPARATIVA ENTRE TECNOLOGÍAS

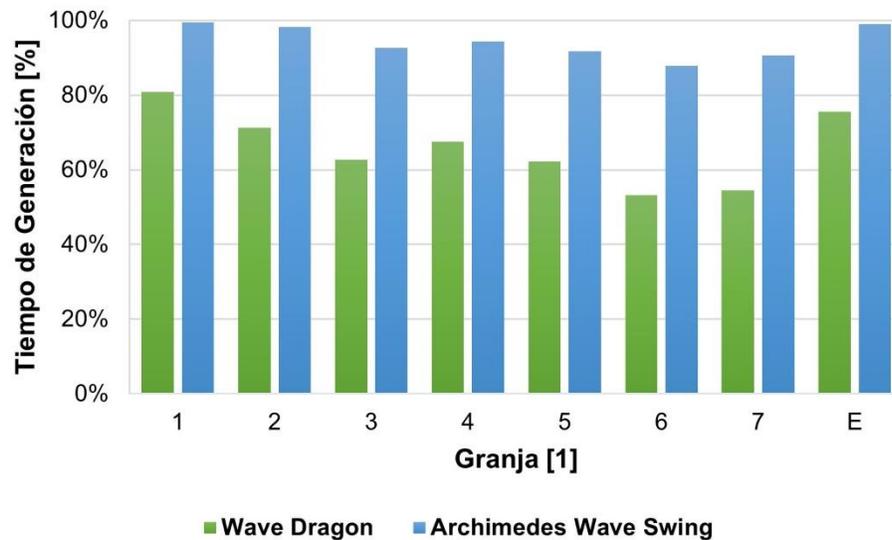
En el capítulo anterior se comentó que, los dispositivos *Wave Dragon* y *Archimedes Wave Swing* fueron los considerados para ser utilizados en forma de granja. Estos dispositivos fueron seleccionados por sus dimensiones, ya que se adaptaban a la malla utilizada en las modelaciones, así como por su potencia nominal alta.

Estos dispositivos, al operar bajo distintos estados de mar (Figura 1.4.2 y Figura 1.5.3) hacen que, a pesar de estar analizando una misma área para la instalación de una granja, los resultados sean distintos, pues las condiciones de oleaje pueden favorecer a una tecnología, en cuanto a tiempo de generación y cantidad de energía eléctrica generada. A continuación, se presenta una comparativa de las granjas considerando estas características, así como el costo por kilowatt producido.

#### *Tiempo de Generación*

El tiempo de generación anual para las granjas con dispositivos *Archimedes Wave Swing* resulta ser mucho mayor al que se logra utilizando *Wave Dragon*. Esto es, principalmente, porque el dispositivo AWS puede operar bajo la mayoría de las condiciones de oleaje en el sitio. En cambio, los dispositivos WD, al funcionar bajo condiciones de oleaje que se presentan poco en el sitio, ocasiona que se opere de manera intermitente.

Así, en la Figura 3.1.1 se muestra una comparativa entre todas las granjas analizadas, donde se observa que las granjas “1” y “E” para ambas tecnologías presentan el mayor tiempo de generación.

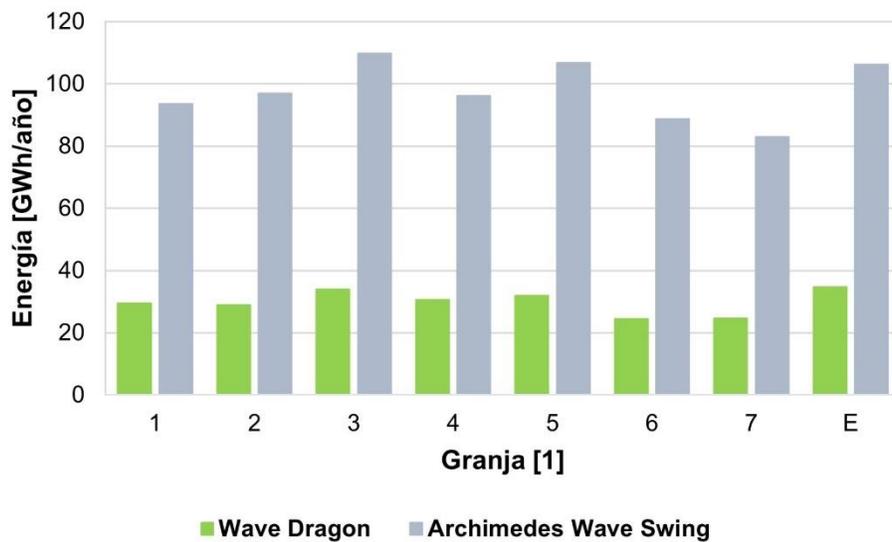


**Figura 3.1.1 Comparativa Tiempo de Generación**

*Energía Eléctrica Generada*

La cantidad de energía eléctrica anual generada con dispositivos *Archimedes Wave Swing* es mayor que la de granjas *Wave Dragon*. La principal razón de esto es por la cantidad de dispositivos instalada, ya que, a pesar de que se utilizó la misma área para ambas tecnologías, la relación *Espacio Utilizado/Potencia Nominal* por dispositivo resulta ser mucho mayor para las granjas con AWS. En resumen, las granjas con WD tienen un mayor *F.P.* y las condiciones de oleaje favorecen la generación de energía eléctrica con estos dispositivos, sin embargo, se ven superados por cantidad de AWS instalados. Teniendo como resultado que los dispositivos AWS son una mejor opción para ser utilizados en granja.

A continuación, en la Figura 3.1.2 se aprecia que las granjas “3”, “5” y “E” para ambas tecnologías, son las que generan una mayor cantidad de energía eléctrica.

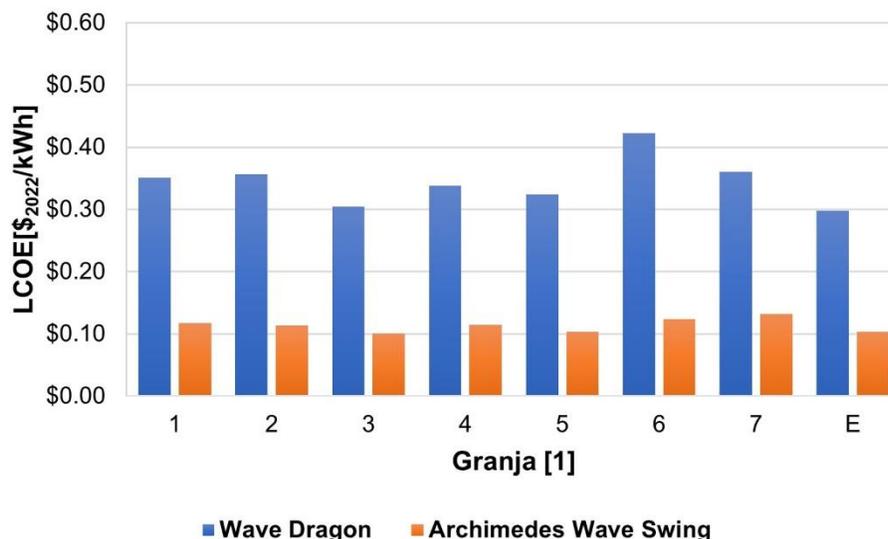


**Figura 3.1.2 Comparativa Cantidad de Energía Eléctrica Generada**

### Costo Nivelado de la Energía

Utilizando la misma estructura de financiamiento mostrada en el Apartado 2.9 se obtuvo que las granjas “3”, “5” y “E” para ambas tecnologías son las que presentaron un \$/kWh menor. Sin embargo, las granjas “E” al presentar una mejor relación costo/tiempo de generación resultan ser las mejores opciones.

A continuación, en la Figura 3.2.1 se muestra el LCOE en dólares constantes para cada granja analizada.



**Figura 3.1.3 Comparativa LCOE Constante**

Por otro lado, de acuerdo con la *U.S. Energy Information Administration* [44], el LCOE proyectado para plantas de generación de energía eléctrica son las que se muestran en la Tabla 3.1.1. Los valores presentados están actualizados a dólares del 2022 considerando una tasa de inflación del 2.0%.

**Tabla 3.1.1 Comparativa de LCOE Entre Tecnologías**

Tipo de Tecnología	LCOE [\$/kWh]	Variación con respecto Granja “E” [%]	
		WD	AWS
Ciclo Combinado	0.036	-88	-65
Turbina de Gas	0.112	-62	9
Geotérmica	0.036	-88	-66
Eólica Offshore	0.120	-60	16
Eólica Onshore	0.033	-89	-68
Solar Fotovoltaica	0.030	-90	-71

En la tabla anterior se muestra que la granja “E” con dispositivos *Archimedes Wave Swing* tiene un precio menor al proyectado para plantas de turbina de gas y eólica offshore, demostrando que esta tecnología compite contra tecnologías más maduras.

Es importante resaltar que el LCOE para las distintas tecnologías fue calculado tomando como base la economía de Estados Unidos, mientras que este trabajo de investigación se hizo considerando la economía Mexicana, por tanto, la diferencia de costos puede ser inclusive menor al mostrado si se analiza bajo una misma economía.

### 3.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

De acuerdo con los resultados obtenidos en el apartado anterior, el LCOE más bajo se obtuvo en las granjas con dispositivos *Archimedes Wave Swing*, siendo las granjas “3”, “5” y “E” las que presentaron mejores resultados. Sin embargo, la granja “E” al tener mayor tiempo de generación fue considerada como la mejor opción y caso base para un análisis de sensibilidad. En la Tabla 3.2.1, se muestran las variables analizadas, así como el \$/kWh que se utilizará como referencia.

**Tabla 3.2.1 Variables Analizadas**

Variable	Escenario Base	LCOE Constantes [\$ <sub>2022</sub> /kWh]	LCOE Corrientes [\$/kWh]
<b>Factor Planta</b> [%]	64	0.10	0.12
<b>Estructura Deuda/Capital</b> [%]	65		
<b>Factor de Uso Compartido</b> [%]	85		
<b>Precio del Acero</b> [\$/Ton]	700		
<b>Capacidad del Sitio</b> [%]	18		

Este análisis busca identificar las variables con mayor impacto en el cálculo del LCOE, mostrándose a continuación el impacto que genera cada una de estas variables.

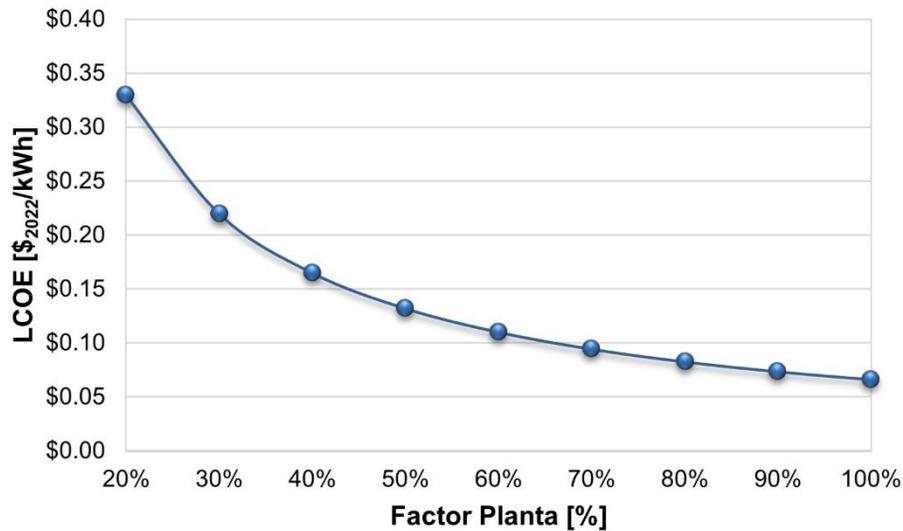
### Factor Planta

El impacto que tiene esta variable en el LCOE se muestra en la Tabla 3.2.2, donde se aprecia que un *F.P.* bajo ocasiona que el \$/kWh aumente dramáticamente; mientras que el impacto que ocasiona se reduce drásticamente a partir de un *F.P.* mayor al 70%. Por ejemplo, un *F.P.* del 40% ocasionaría que el costo con respecto al caso base aumente 59.5%; mientras que un *F.P.* del 90% lograría reducir el costo 29.1%.

**Tabla 3.2.2 Variación del Factor Planta con Respecto al Caso Base**

Escenario Base [%]	Escenario Alternativo [%]	LCOE Constantes		LCOE Corrientes	
		[\$ <sub>2022</sub> /kWh]	Variación [%]	[\$/kWh]	Variación [%]
64	100	0.07	-36.2	0.08	-36.2
	90	0.07	-29.1	0.09	-29.1
	80	0.08	-20.3	0.10	-20.3
	70	0.09	-8.9	0.11	-8.9
	60	0.11	6.3	0.13	6.3
	50	0.13	27.6	0.16	27.6
	40	0.16	59.5	0.20	59.5
	30	0.22	112.7	0.27	112.7
	20	0.33	219.0	0.40	219.0

Esta relación se puede observar de mejor manera en la Figura 3.2.1.



**Figura 3.2.1 Impacto del Factor Planta en el LCOE**

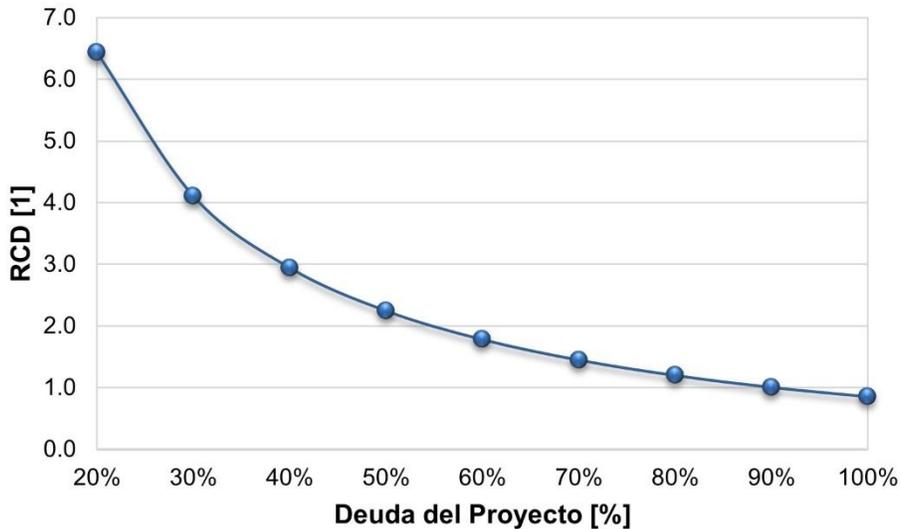
*Estructura Deuda/Capital*

El porcentaje de deuda que se adquiera para financiar el proyecto tiene una variación del  $\pm 5.5\%$  del costo por cada  $\pm 10\%$  de deuda contraída. En la Tabla 3.2.3 se muestra el  $\$/kWh$  obtenido para diferentes porcentajes de deuda. El impacto más significativo de esta variable es en la *RCD*, donde un porcentaje de deuda mayor al 70% ocasiona que la probabilidad de préstamo por parte de una institución financiera sea mínima e incluso que esta no pueda ser cubierta.

**Tabla 3.2.3 Variación de la Deuda del Proyecto con Respecto al Caso Base**

Escenario Base [%]	Escenario Alterno [%]	LCOE Constantes		LCOE Corrientes		RCD	
		[\$ <sub>2022</sub> /kWh]	Variación [%]	[\$/kWh]	Variación [%]	1 <sup>er</sup> Año	Prom.
65	100	0.08	-19.6	0.10	-19.6	0.82	0.85
	90	0.09	-13.7	0.11	-13.7	0.97	1.00
	80	0.09	-8.2	0.11	-8.2	1.16	1.20
	70	0.10	-2.7	0.12	-2.7	1.41	1.45
	60	0.11	2.7	0.13	2.7	1.74	1.78
	50	0.11	8.2	0.14	8.2	2.20	2.24
	40	0.12	13.7	0.14	13.7	2.88	2.94
	30	0.12	19.1	0.15	19.1	4.03	4.11
	20	0.13	24.6	0.16	24.6	6.32	6.44

En la Figura 3.2.2 se muestra la relación entre la razón de cobertura de deuda con respecto la deuda contraída.



**Figura 3.2.2 Probabilidad de Préstamo**

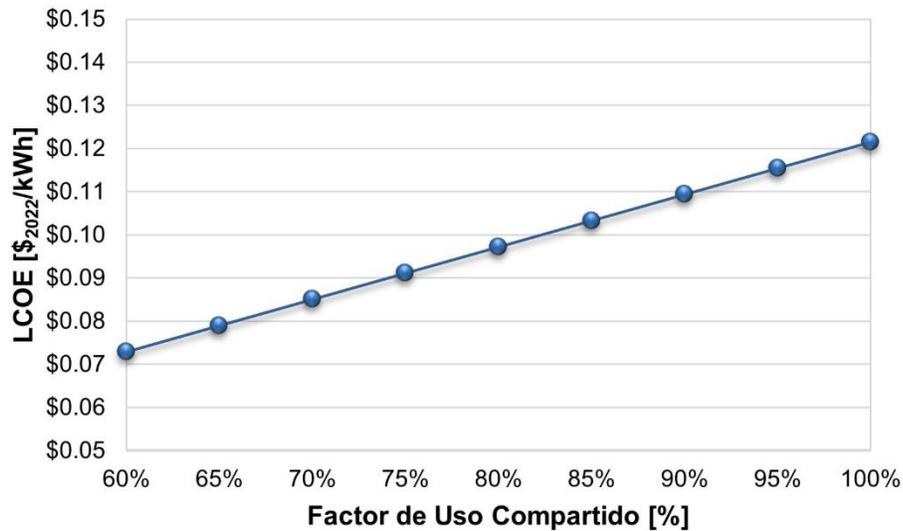
### Factor de Uso Compartido

El impacto generado por este factor resulta ser lineal, teniendo una variación del  $\pm 5.7\%$  del costo por cada  $\pm 10\%$  del factor de uso compartido. En la Tabla 3.2.4 se muestra el  $\$/\text{kWh}$  utilizando diferentes factores.

**Tabla 3.2.4 Variación del Factor de Uso Compartido con Respecto al Caso Base**

Escenario Base [%]	Escenario Alternativo [%]	LCOE Constantes		LCOE Corrientes	
		[\$ <sub>2022</sub> /kWh]	Variación [%]	[\$/kWh]	Variación [%]
85	100	0.12	17.6	0.15	17.6
	95	0.12	11.8	0.14	11.8
	90	0.11	5.9	0.13	5.9
	85	0.10	0.0	0.12	0.0
	80	0.10	-5.9	0.12	-5.9
	75	0.09	-11.8	0.11	-11.8
	70	0.09	-17.6	0.10	-17.6
	65	0.08	-23.5	0.10	-23.5
	60	0.07	-29.4	0.09	-29.4

En la Figura 3.2.3 se muestra que para un  $F_{comp}$  del 100% el  $\$/\text{kWh}$  sería de doce centavos de dólar; mientras que para uno del 70% el costo sería de nueve centavos de dólar.



**Figura 3.2.3 Impacto del Factor de Uso Compartido en el LCOE**

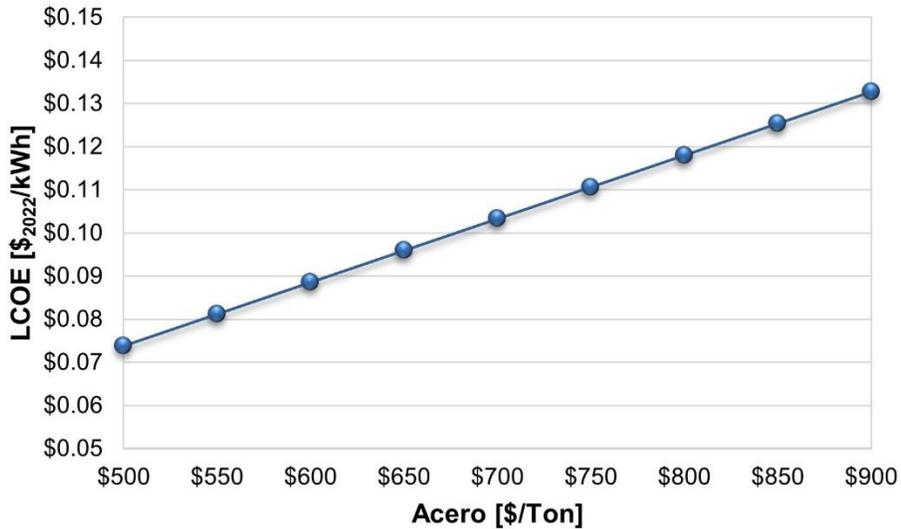
*Precio del Acero*

El impacto generado en el LCOE por el precio del acero es lineal, variando a razón del  $\pm 7.2$  por cada  $\pm \$50/\text{Ton}$ . En la Tabla 3.2.5 se muestra el  $\$/\text{kWh}$  utilizando diferentes precios de acero.

**Tabla 3.2.5 Variación del Precio del Acero con Respecto al Caso Base**

Escenario Base [\$/Ton]	Escenario Alternativo [\$/Ton]	LCOE Constantes		LCOE Corrientes	
		[\$ <sub>2022</sub> /kWh]	Variación [%]	[\$/kWh]	Variación [%]
700	900	0.13	28.6	0.16	28.6
	850	0.13	21.4	0.15	21.4
	800	0.12	14.3	0.14	14.3
	750	0.11	7.1	0.13	7.1
	700	0.10	0.0	0.12	0.0
	650	0.10	-7.1	0.12	-7.1
	600	0.09	-14.3	0.11	-14.3
	550	0.08	-21.4	0.10	-21.4
	500	0.07	-28.6	0.09	-28.6

En la Figura 3.2.4 se muestra se muestra la relación entre el LCOE con respecto al precio del acero.



**Figura 3.2.4 Impacto del Precio del Acero en el LCOE**

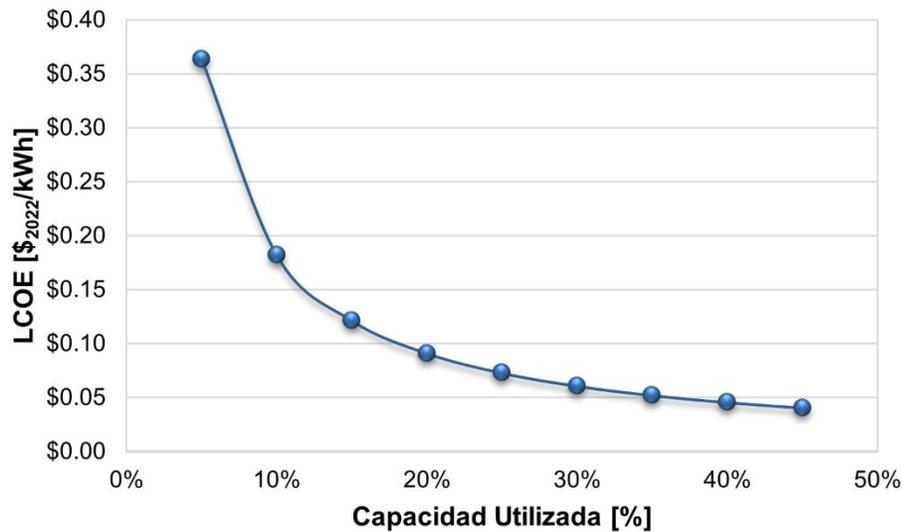
### Capacidad del Sitio

El impacto que tiene esta variable en el LCOE se muestra en la Tabla 3.2.6, donde se aprecia que si las condiciones del sitio no son propicias para los WECs instalados, el \$/kWh aumenta drásticamente. Por otro lado, si el sitio es adecuado puede mejorar el costo de la energía eléctrica. Por ejemplo, si el dispositivo absorbiera como máximo el 5% de la energía en el sitio, el costo aumentaría 252% con respecto al caso base; en contraste, si absorbiera el 35%, el precio se reduciría 49.7%.

**Tabla 3.2.6 Variación del Decremento de Capacidad del Sitio con Respecto al Caso Base**

Escenario Base [%]	Escenario Alternativo [%]	LCOE Constantes		LCOE Corrientes	
		[\$ <sub>2022</sub> /kWh]	Variación [%]	[\$/kWh]	Variación [%]
18	5%	0.36	252.0	0.44	252.0
	10%	0.18	76.0	0.22	76.0
	15%	0.12	17.3	0.15	17.3
	20%	0.09	-12.0	0.11	-12.0
	25%	0.07	-29.6	0.09	-29.6
	30%	0.06	-41.3	0.07	-41.3
	35%	0.05	-49.7	0.06	-49.7
	40%	0.05	-56.0	0.05	-56.0
	45%	0.04	-60.9	0.05	-60.9

En la Figura 3.2.5 se muestra la relación entre el LCOE con respecto al porcentaje de absorción máxima que tendrá la granja de WECs.



**Figura 3.2.5 Impacto de la Capacidad Utilizada en el LCOE**

### 3.3. USOS ADICIONALES

La principal ventaja que se podría tener al instalar una granja de dispositivos WEC, además de proveer energía limpia, es ofrecer protección a la costa. Es claro que las alternativas tradicionales brindan un mayor nivel de protección, sin embargo, poder proveer dos servicios con una sola obra resulta ser una alternativa sostenible. Aun así, es necesario evaluar si la protección que se puede proporcionar con estos dispositivos cumple con el tipo de uso que se le da a la playa.

En este caso, la granja “E” con dispositivos *Archimedes Wave Swing*, al encontrarse a 9.0 km del puerto pesquero “El Sauzal” puede impactar positivamente, pues podría ayudar a reducir la erosión playera que pudiera existir en las costas aledañas. Por otro lado, se debe evaluar si el tamaño de la granja no afecta las rutas de navegación o las actividades costeras que se realizan en la zona.

En la Figura 3.3.1 se muestra la ubicación de la granja con respecto al puerto pesquero “El Sauzal”.



**Figura 3.3.1 Ubicación del Puerto Pesquero “El Sauzal” y Granja AWS Propuesta**

El estado de Baja California no pertenece al Sistema Interconectado Nacional (SIN), sino que opera como un sistema aislado, produciendo su propia energía eléctrica. Actualmente, la energía neta generada (1740 MW) cubre la demanda (1724 MW), utilizando el resto de la energía producida para exportación, teniendo como principal mercado a Estados Unidos [45].

Por lo anterior, resultaría poco atractivo conectar la granja de WECs a la red eléctrica, considerándose una opción más factible abastecer al puerto “El Sauzal” de energía eléctrica. Pues al tratarse de una zona pesquera, se apoyaría a los trabajadores ofreciéndoles alumbrado nocturno que faciliten su labor e incluso suministrar de energía a los equipos de refrigeración que ayuden a preservar su pesca.

## CONCLUSIONES

El uso de energías alternativas a nivel mundial está en constante desarrollo. Los resultados obtenidos en la última década muestran que la brecha económica entre las energías generadas a partir de combustibles fósiles respecto a las renovables es cada vez menor.

La energía undimotriz ha mostrado ser una fuente competitiva, lográndose equiparar con tecnologías con mayor desarrollo. A pesar de ser necesario evaluar su impacto social y ambiental, su futuro es alentador, posicionándose como una opción atractiva en países costeros.

El trabajo de investigación presentado muestra que el uso de granjas con tecnología undimotriz en la costa suroeste de Baja California, México, es rentable.

Se analizó el uso de dispositivos *Wave Dragon* y *Archimedes Wave Swing*, logrando con este último una mejor relación costo/generación. La granja “E” localizada en las coordenadas UTM (mín. 520230 E, 3524036 N; máx. 520710 E, 3525656 N) tuvo el menor costo de generación, siendo de 0.10 \$<sub>2022</sub>/kWh.

Por otro lado, la granja con dispositivos *Wave Dragon* con menor costo de generación fue la granja “E”, localizada en las coordenadas UTM (mín. 520530 E, 3524606 N; máx. 521070 E, 3525956 N), siendo de 0.30 \$<sub>2022</sub>/kWh. Lo anterior expone que el uso de granjas con este dispositivo aún no es viable. Esto ocasionado porque su generación no es proporcional con sus dimensiones, es decir, genera poca energía en comparación al área ocupada. Por lo que resulta más factible utilizar un mayor número de dispositivos (en este caso *Archimedes Wave Swing*) en el área ocupada por *Wave Dragons*.

Las granjas propuestas se encuentran a menos de 10 km del puerto pesquero “El Sauzal”, siendo opciones reales de suministro de energía eléctrica, contribuyendo a la matriz energética existente del sitio. A su vez los dispositivos instalados, al absorber parte de la energía de las olas mar adentro, pueden ayudar a evitar posibles erosiones en las costas aledañas, generando una solución sostenible de acuerdo a las necesidades actuales.

Del análisis de sensibilidad se obtuvo que el sitio donde se instala la granja influye exponencialmente en el valor del LCOE. Es decir, si el sitio no es adecuado, el costo aumentará drásticamente; mientras que si este exige todas las capacidades del dispositivo el impacto será cada vez menor. De lo anterior se concluye que no es necesario un sitio que demande el máximo de los WECs para obtener un costo de generación competitivo. Asimismo, se muestra que la influencia que tiene la eficiencia de los dispositivos en el valor del LCOE es alta. Esto se debe a que una alta eficiencia se traduciría en un *F.P.* mayor, ocasionando un decremento en el costo de generación.

Por último, se analizó que el precio del acero, la estructura deuda/capital y el factor de uso compartido tienen poca relevancia en el valor del LCOE. Concluyendo que es posible ser flexible en las variables económicas del proyecto sin sacrificar el costo final de generación.



## BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- [1] IRENA, “Transformación energética mundial: hoja de ruta hasta 2050,” *Int. Renew. Energy Agency*, pp. 11–12, 2018, [Online]. Available: [www.irena.org](http://www.irena.org).
- [2] J. V. Hernández-Fontes, M. L. Martínez, A. Wojtarowski, J. L. González-Mendoza, R. Landgrave, and R. Silva, “Is ocean energy an alternative in developing regions? A case study in Michoacan, Mexico,” *J. Clean. Prod.*, vol. 266, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.121984.
- [3] P. Salles, A. De Almeida, and S. Casarín, “Infraestructura de protección costera.”
- [4] D. V. Bertram, A. H. Tarighaleslami, M. R. W. Walmsley, M. J. Atkins, and G. D. E. Glasgow, “A systematic approach for selecting suitable wave energy converters for potential wave energy farm sites,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 132, no. March, p. 110011, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110011.
- [5] Y. Zhang, Y. Zhao, W. Sun, and J. Li, “Ocean wave energy converters: Technical principle, device realization, and performance evaluation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 141, no. September 2020, p. 110764, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110764.
- [6] “TETHYS,” *U.S Department of Energy*. <https://tethys.pnnl.gov/technology/wave> (accessed Jun. 15, 2021).
- [7] K. Tarrant and C. Meskell, “Investigation on parametrically excited motions of point absorbers in regular waves,” *Ocean Eng.*, vol. 111, pp. 67–81, Jan. 2016.
- [8] D. Palazzesi, “Pelamis, la serpiente marina robótica que proporciona energía eléctrica,” 2007. <https://www.neoteo.com/pelamis-la-serpiente-marina-robotica-que/>.
- [9] Pacific Gas and Electric Company, “Wave Energy Converters ( WECs ),” *Pacific Gas Electr. Co.*, 2010.
- [10] H. K. Trabish, “Wavebob is Ready to Make Wave Energy,” 2010. <https://www.greentechmedia.com/articles/read/wavebob-is-ready-to-make-wave-energy> (accessed Jul. 15, 2021).
- [11] Xodus Group, “EMEC Billia Croo Test Site: Environmental Appraisal,” vol. 44, no. 0, p. 282, 2019.
- [12] “Pelamis Wave Power,” *The European Marine Energy Centre LTD*. <http://www.emec.org.uk/about-us/wave-clients/pelamis-wave-power/> (accessed Jul. 15, 2021).
- [13] tidalpower, “tidalpower,” 2015. <http://tidalpower.co.uk/biopower-systems> (accessed Jul. 19, 2021).
- [14] K. A. Prasad, A. A. Chand, N. M. Kumar, S. Narayan, and K. A. Mamun, “A Critical Review of Power Take-Off Wave Energy Technology Leading to the Conceptual Design of a Novel Wave-Plus-Photon Energy Harvester for Island/Coastal Communities’ Energy Needs,” *Sustainability*, vol. 14, no. 4, p. 2354, 2022, doi: 10.3390/su14042354.

- [15] D. Vicinanza, E. Di Lauro, P. Contestabile, C. Gisonni, J. Lara, and I. J. Losada, “Review of Innovative Harbor Breakwaters for Wave-Energy Conversion,” *J. Waterw. Port, Coast. Ocean Eng.*, vol. 145, Jul. 2019, doi: 10.1061/(ASCE)WW.1943-5460.0000519.
- [16] A. F. O. Falcão and J. C. C. Henriques, “Oscillating-water-column wave energy converters and air turbines: A review,” *Renew. Energy*, vol. 85, pp. 1391–1424, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2015.07.086.
- [17] Y. Torre-Enciso, I. Ortubia, L. I. López de Aguilera, and J. Marqués, “Mutriku Wave Power Plant: from the thinking out to the reality,” *8th Eur. Wave Tidal Energy Conf. (EWTEC 2009)*, no. January 2009, pp. 319–328, 2009, [Online]. Available: [http://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/Torre-Enciso\\_et\\_al\\_2009.pdf](http://tethys.pnnl.gov/sites/default/files/publications/Torre-Enciso_et_al_2009.pdf).
- [18] O. Paish, “Small hydro power: Technology and current status,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 6, no. 6, pp. 537–556, 2002, doi: 10.1016/S1364-0321(02)00006-0.
- [19] C. Beels, P. Troch, K. Visch, G. De Backer, J. Rouck, and J. Kofoed, “Numerical Simulation of Wake Effects in the Lee of a Farm of Wave Dragon Wave Energy Converters,” 2009, p. 62.
- [20] “Wave Dragon,” *Wave Dragon ApS*. <http://www.wavedragon.net/specifications/> (accessed Feb. 15, 2022).
- [21] N. Guillou and G. Chapalain, “Annual and seasonal variabilities in the performances of wave energy converters,” *Energy*, vol. 165, pp. 812–823, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.10.001.
- [22] J. M. B. P. Cruz and A. J. N. A. Sarmiento, “Sea state characterisation of the test site of an offshore wave energy plant,” *Ocean Eng.*, vol. 34, no. 5–6, pp. 763–775, 2007, doi: 10.1016/j.oceaneng.2006.04.004.
- [23] M. Prado and H. Polinder, *Case study of the Archimedes Wave Swing (AWS) direct drive wave energy pilot plant*. Woodhead Publishing Limited, 2013.
- [24] “AWS,” *AWS Ocean Energy Ltd*. <https://awsocean.com/archimedes-waveswing/> (accessed Feb. 15, 2022).
- [25] S. Diaconu and E. Rusu, “Evaluation of various WEC devices in the Romanian near shore,” *WSEAS Conf.*, p. 11, 2013.
- [26] “Artículo 9 Determinación del ISR del ejercicio,” 2021. <https://www.sat.gob.mx/articulo/93578/articulo-9> (accessed Oct. 20, 2021).
- [27] “Ley del Impuesto sobre la renta,” 2015.
- [28] S. Fernández, L. Otero, and A. Rodríguez, “Estimación de la capacidad de endeudamiento del proyecto. propuesta de un modelo de cobertura temporal,” pp. 761–771, 2008.
- [29] G. Chang, C. A. Jones, J. D. Roberts, and V. S. Neary, “A comprehensive evaluation of factors affecting the levelized cost of wave energy conversion projects,” *Renew. Energy*, vol. 127, pp. 344–354, 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.04.071.
- [30] “Ensenada, Primer Puerto Verde de México,” 2016. <https://www.puertoensenada.com.mx/esps/0000643/puerto-verde> (accessed Oct. 15,

- 2021).
- [31] “ERA5 hourly data on single levels from 1979 to present,” *ECMWF*, 2021. <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=form> (accessed Aug. 01, 2021).
- [32] R. Silva, A. G. L. Borthwick, and R. E. Taylor, “Numerical implementation of the harmonic modified mild-slope equation,” *Coast. Eng.*, vol. 52, no. 5, pp. 391–407, 2005, doi: 10.1016/j.coastaleng.2004.12.009.
- [33] R. Silva, “Manual Rápido WAPO y COCO,” pp. 1–7, 2010.
- [34] R. Silva, “Manual Del Usuario Y Guía De Referencia,” pp. 1–52, 2010.
- [35] E. Mendoza *et al.*, “Beach response to wave energy converter farms acting as coastal defence,” *Coast. Eng.*, vol. 87, pp. 97–111, 2014, doi: 10.1016/j.coastaleng.2013.10.018.
- [36] J. H. Nørgaard and T. L. Andersen, “Investigation of Wave Transmission From a Floating Wave Dragon Wave Energy Converter,” *The Twenty-second International Offshore and Polar Engineering Conference*. p. ISOPE-I-12-066, Jun. 17, 2012.
- [37] X. L. Zhao, D. Z. Ning, Q. P. Zou, D. S. Qiao, and S. Q. Cai, “Hybrid floating breakwater-WEC system: A review,” *Ocean Eng.*, vol. 186, no. June, p. 106126, 2019, doi: 10.1016/j.oceaneng.2019.106126.
- [38] “Banco de México,” *Banco de México*. <https://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CI34&sector=18&locale=es> (accessed Feb. 10, 2022).
- [39] “Invenómica,” *Invenómica*. <https://www.invenomica.com.ar/riesgo-pais-emb-i-america-latina-serie-historica/> (accessed Feb. 05, 2022).
- [40] “Damodaran,” *Damodaran*. [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/dataarchived.html](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html) (accessed Feb. 20, 2022).
- [41] J. P. Kofoed, P. Frigaard, E. Friis-Madsen, and H. C. Sørensen, “Prototype testing of the wave energy converter wave dragon,” *Renew. Energy*, vol. 31, no. 2, pp. 181–189, 2006, doi: 10.1016/j.renene.2005.09.005.
- [42] “Trading Economics,” *Trading Economics*. <https://tradingeconomics.com/commodity/steel> (accessed Mar. 01, 2022).
- [43] G. J. Dalton, R. Alcorn, and T. Lewis, “Case study feasibility analysis of the Pelamis wave energy convertor in Ireland, Portugal and North America,” *Renew. Energy*, vol. 35, no. 2, pp. 443–455, 2010, doi: 10.1016/j.renene.2009.07.003.
- [44] EIA, “Levelized Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2013,” *US Energy Inf. Adm.*, no. January, pp. 1–5, 2013.
- [45] “CENACE,” *CENACE*. <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Info/DemandaRegional.aspx> (accessed Apr. 13, 2022).