



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Industrial

Estudio de evaluación de las energías
mareomotrices o undimotrices más
conveniente para su aprovechamiento en Chile

TRABAJO FIN DE MÁSTER
MÁSTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS RENOVABLES

Autor: Cristian Castillo Díaz

Director: M. del Socorro García Cascales

Cartagena, España, 2018



Universidad
Politécnica
de Cartagena

INDICE

1.	Introducción	1
1.1.	Objetivo general.....	2
1.1.1.	Objetivos específicos.....	2
1.2.	Alcances.....	2
2.	Antecedentes	3
2.1.	Energía Mareomotriz	3
2.1.1.	Aprovechamiento de mareas	3
2.1.2.	Aprovechamiento de corrientes de mareas.....	5
2.2.	Energía Undimotriz.....	6
2.2.1.	Columna de agua oscilante (CAO).....	7
2.2.2.	Rebosamiento	8
2.2.3.	Movimientos oscilatorios	8
3.	Estado del arte	11
3.1.	Instalaciones Mareomotrices con aprovechamiento de mareas.....	11
3.1.1.	Central La Rance, Francia	11
3.1.2.	Central Sihwa Lake, Corea del Sur.....	12
3.1.3.	Central de Kislaya, Rusia.....	12
3.1.4.	Central de la bahía Fundy, Estados Unidos	13
3.2.	Instalaciones Mareomotrices con aprovechamiento de corrientes marinas	13
3.2.1.	Turbinas de flujo axial	14
3.2.2.	Turbinas de flujo cruzado.....	16
3.2.3.	Sistemas de generación ORPC.....	19
3.2.4.	Otros proyectos con turbinas para corrientes de marea.	21
	Proyecto Hydrolienne [24]	21
3.3.	Instalaciones Undimotrices	25
3.3.1.	Wave Dragon, Nissum Bredning, Dinamarca	25
3.3.2.	Mutriku OWC, Guipuzcoa País Vasco España	26
3.3.3.	Pelamis, Portugal y UK	27
3.3.4.	Powerbuoy, Cantabria España	28
3.2.5.	Arquímedes Wave Swing (AWS).....	29
4.	Elección de los lugares	31
4.1.	Análisis nacional del recurso mareomotriz	32
4.1.1.	Análisis de amplitudes de las mareas.....	34

4.1.2.	Análisis de las corrientes mareales	35
4.1.3.	Resultado del análisis mareomotriz	38
4.2.	Análisis nacional del recurso undimotriz	43
5.	Análisis multicriterios	45
5.1.	Método AHP [28].....	45
5.2.	Método Topsis [28]	51
5.3.	Lógica Difusa [29]	55
6.	Desarrollo del estudio	58
6.1.	Criterios de Decisión	58
6.2.	Alternativas	59
6.2.1.	Alternativas de corrientes mareales	60
6.2.2.	Alternativas undimotrices	72
6.3.	Intervención de los expertos.....	78
6.3.1.	Realización de encuesta	78
6.3.2.	Resultados de la evaluación de los expertos.....	79
6.4.	Realización del método AHP-Topsis Difuso.....	82
6.4.1.	Calculo de alternativa elegida, con las prioridades del experto 1	82
6.4.2.	Calculo de alternativa elegida, con las prioridades del experto 2	84
6.4.3.	Calculo de alternativa elegida, con las prioridades del experto 3	86
6.4.4.	Integración de los resultados de la valoración de los expertos	89
7.	Conclusiones.....	92
8.	Bibliografía	94
	ANEXO	97

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Mapa de Chile de Norte a Sur, con su número de Región correspondiente. Fuente: Fuente: imagen sacada de google.....	2
Figura 2.1: Esquema de funcionamiento de un ciclo de doble efecto. Fuente: Universidad Nacional de Cuyo, Federico J. Carnevale.	4
Figura 2.2: Esquema de funcionamiento de un ciclo de doble efecto. Fuente: Universidad Nacional de Cuyo, Federico J. Carnevale.	5
Figura 2.3: Esquema de posible aprovechamiento de corrientes de mareas. Fuente: Energía renovables, Jaime González Velasco, editorial Reverte.	6
Figura 2.4: Esquema de columna de agua oscilante. (a) Cuando una ola llega al dispositivo, el agua en su interior, desplazando el aire hacia arriba y haciéndolo salir a través de turbina de Wells, que gira y comunica a través de su eje, su movimiento de rotación a un generador. (b) y (c) Cuando la ola se retira, el nivel del agua baja, ejerciendo una succión sobre el aire, el cual entra a través de la turbina y la hace rotar en el mismo sentido que cuando el aire salía, debido al perfil simétrico de las paletas que forman su rodete. Fuente: Energía renovables, Jaime González Velasco, editorial Reverte.	7
Figura 2.5: Representación de dispositivo Wave Dragon, el cual corresponde al sistema de rebosamiento. Fuente: Inabensa, Universidad de Sevilla.	8
Figura 2.6: Movimientos relativos provocados por el oleaje. Fuente: Inabensa, Universidad de Sevilla.	9
Figura 2.7: Movimiento vertical flotante. Consta principalmente de boyas que contienen un sistema hidráulico el cual acciona un generador gracias al constante movimiento del oleaje ya que éste hace que se genere un movimiento relativo entre el mástil y el flotador. Fuente: Overview of Wave Energy Technology, Mirko Previsic.	9
Figura 2.8: Movimiento vertical sumergido. Estos sistemas están constituidos por dos partes, una se encuentra fija sobre el fondo marino y la otra se mueve de manera vertical por la variación de presiones hidrostáticas bajo el agua por las olas. Fuente: Overview of Wave Energy Technology, Mirko Previsic.	9
Figura 2.9: Movimiento articulado sumergido. Esta es una aleta flotante que oscila en torno a un eje paralelo al fondo del mar. Mediante el balance hacia atrás y delante de la estructura se activan dos pistones hidráulicos que bombean agua del mar a gran presión a través de un conducto submarino hasta una turbina convencional. Fuente: Overview of Wave Energy Technology, Mirko Previsic.	10
Figura 2.10: Movimiento articulado flotante. Estos dispositivos tienen la capacidad de operar paralelamente en la dirección del oleaje y adecuarse de forma efectiva a él. Capturan la energía desde el movimiento relativo a través de dos estructuras mecánicas unidas, entre sus nodos de unión un sistema hidráulico que actúa sobre el generador eléctrico. Fuente: Overview of Wave Energy Technology, Mirko Previsic.	10
Figura 3.1: Central de generación La Rance. Fuente: imágenes sacada de google.	11
Figura 3.2: Central de generación Sihwa Lake. Fuente: http://www.subdelmar.com	12
Figura 3.3: Central de generación Kislaya. Fuente: http://www.tecnicaindustrial.es	13
Figura 3.4: Turbina Loch Linnhe [25].	14
Figura 3.5: Turbina Seaflow. Fuentes: imágenes sacada de google.	15
Figura 3.6: Turbina Seagen. Fuente: imágenes sacada de google.	15
Figura 3.7: Proyecto Seagen. Fuentes: imagen sacada de google.	16
Figura 3.8: Turbina vertical Kobold, 120 kW con 3,5 m/s. Fuente: http://kipdf.com	17
Figura 3.9: Turbina vertical Gorlov. Fuente: http://kipdf.com	17
Figura 3.10: Turbina de flujo cruzado, flotante [25].	18
Figura 3.11: Planta en dique y planta semiflotante 0,5 MW del proyecto Bluenergy [25].	18
Figura 3.12: Turbina de flujo cruzado de eje horizontal con palas helicoidales, TidGen de ORPC bahía de Fundi, 150 kW. Fuente: http://kipdf.com	20
Figura 3.13: Transporte de la turbina de flujo cruzado TidGen, hacia su emplazamiento en la bahía de Fundi. Fuente: http://www.orpc.co	20

Figura 3.14: OCGen Power System en fase de desarrollo, diseñado para generar electricidad a partir de corrientes oceánicas en alta mar en aguas profundas, 600 kW. Fuente: http://kipdf.com	21
Figura 3.15: Proyecto Hidrolienne. Fuente: http://www.vistaalmar.es	21
Figura 3.16: Proyecto Lunar Energy Hydroventuri. Fuente: http://kipdf.com	22
Figura 3.17: Proyecto Hydrovisión [25].	22
Figura 3.18: Turbina Openhydro. Fuente: http://capesharptidal.com	23
Figura 3.19: Generación Stingray [24].	24
Figura 3.20: Prototipo Sea Snail [24].	24
Figura 3.21: Tendencias futuras para corrientes de mareas. Fuente: https://sistemamid.com	25
Figura 3.22: Wave Dragon. Fuente: https://www.sciencedirect.com	26
Figura 3.23: Funcionamiento de la central Mutriku OWC. Fuente: http://www.tendencias21.net	27
Figura 3.24: Vista del Pelamis, instalado en Portugal. Fuente: http://ingenieroandreatti.blogspot.com .	28
Figura 3.25: Equipo Powerbuoy, de la empresa Iberdrola. Fuente: http://www.interempresas.net	29
Figura 3.26: Arquímedes Wave Swing (AWS). Fuente: http://www.awsocan.com	30
Figura 4.1: Mapa mundial de energía Undimotriz. Fuente: OES, 2011.	31
Figura 4.2: Mapa mundial de amplitud de mareas. Fuente: OES, 2011.	31
Figura 4.3: Pleamar y bajamar. Fuente: http://www.emaze.com	32
Figura 4.4: Configuraciones existentes entre la Tierra, la luna y sol. Fuente: https://steemit.com	33
Figura 4.5: Velocidad de corrientes superficiales en m/s, de mareas vivas y muerta en Canal de Chacao, X región. Fuente: elaboración propia.	35
Figura 4.6: Velocidad de corrientes superficiales en m/s, de mareas vivas y muerta en Paso Ingles en el Estrecho de Magallanes, XII región. Fuente: elaboración propia.	36
Figura 4.7: Velocidad de corrientes superficiales en m/s, de mareas vivas y muerta en Segunda Angostura en el Estrecho de Magallanes, XII región.....	36
Figura 4.8: Velocidad de corrientes superficiales en m/s, de mareas vivas y muerta en Primera Angostura en el Estrecho de Magallanes, XII región. Fuente: elaboración propia.....	37
Figura 4.9: Velocidad de corrientes superficiales en m/s, de mareas vivas y muerta en Canal Kirke en el Estrecho de Magallanes, XII región. Fuente: elaboración propia.	37
Figura 4.10: Mapa de las regiones con mayor potencial mareomotriz. Fuente: elaboración propia.	38
Figura 4.11: Mapa del Sistema Interconectado Central. Fuente: https://www.sic.coordinador.cl	40
Figura 4.12: Mapa del Canal de Chaco [27].	41
Figura 4.13: Mapa del Estrecho de Magallanes [27].	42
Figura 4.14: Mapa del sistema eléctrico de la XII región. Fuente: https://www.sic.coordinador.cl	42
Figura 4.15: Distribución de potencia parabólica a lo largo de la costa chilena, para profundidades de 10m, 25m, 50m y aguas oceánicas [27].	43
Figura 4.16: Grafica del recurso undimotriz en la zona a evaluar [1]......	44
Figura 5.1: Jerarquía AHP [28]......	46
Figura 5.2: Distancia al ideal y al anti-ideal [28].	52
Figura 5.3: Pasos del método TOPSIS [28].	52
Figura 5.4: Ejemplo de conjuntos difusos [29].	56
Figura 5.5: Función de transferencia para un conjunto difuso triangular [29]......	56
Figura 5.6: Función de transferencia para un conjunto difuso trapezoidal [29]......	56
Figura 6.1: Localización del lugar evaluado, Canal de Chacao, ubicado en las coordenadas 41°47'26' latitud Sur y 73°31'48' latitud Oeste. Fuente: Google Earth.....	60
Figura 6.2: Sección transversal del fondo marino, Punta San Gallan. Fuente: elaboración propia.	60
Figura 6.3: Turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000. Fuente: https://conservatuplaneta.com	66
Figura 6.4: Curva de generación Turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000. Fuente: elaboración propia.	67
Figura 6.5: Medidas de la turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000, junto a la distancia mínima entre ellas. Fuente: elaboración propia.	67
Figura 6.6: Turbina RTT Lunar Energy. Fuente: http://www.reuk.co.uk	68
Figura 6.7: Curva de generación Turbina RTT Lunar Energy. Fuente: elaboración propia.	69
Figura 6.8: Distanciamiento mínimo de las turbinas RTT Lunar Energy. Fuente: elaboración propia.....	69

<i>Figura 6.9: Turbina Seagen. Fuente: http://blog.nuestroclima.com</i>	<i>70</i>
<i>Figura 6.10: Curva de generación Turbina Seagen. Fuente: elaboración propia.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 6.11: Distancias de la turbina Seagen. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>71</i>
<i>Figura 6.12: Localización geográfica del lugar seleccionado, para la evaluación de alternativas undimotrices [1].....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 6.13: Perfil de elevación de la zona seleccionada. Fuente: Google Earth.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 6.14: Granja del dispositivo Pelamis, las líneas rojas corresponden al dispositivo y las líneas blancas al anclaje. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>74</i>
<i>Figura 6.15: Matriz de potencia del convertidor de energía de olas Pelamis [kw] . Fuente: elaboración propia.</i>	<i>74</i>
<i>Figura 6.16: A la izquierda muestra los componentes principales del Wave Dragon y a la derecha, muestra como las olas que sobrepasan la rampa, agua almacenada en un depósito sobre el nivel del mar y agua descargada a través de las turbinas hidráulicas. Fuente: https://www.sciencedirect.com</i>	<i>76</i>
<i>Figura 6.17: Dimensiones del Wave Dragon. Fuente: https://www.sciencedirect.com</i>	<i>76</i>
<i>Figura 6.18: Granja del dispositivo Wave Dragon. Fuente: elaboración propia.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 6.19: Matriz de potencia del convertidor de energía de olas Wave Dragon [kw]. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>77</i>
<i>Figura 6.20: Esquema Jerárquico AHP, con respecto a los criterios. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>82</i>
<i>Figura 6.21: Grafico de barras, que corresponde a la valoración de los criterios de cada experto. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>89</i>
<i>Figura 6.22: Grafico de barras de las medias geométricas, de las evaluaciones de los criterios realizadas por los expertos. Fuente: elaboración propia.</i>	<i>89</i>

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 4.1: Diferencias de cotas en cada región.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 5.1: Escala de valoración directa.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 5.2: Escala fundamental de comparación pareada.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 5.3: Índice de consistencia aleatorio (RI) en función de la dimensión de la matriz (n)</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 5.4: Matriz de valoración.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 6.1: Marea viva.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 6.2: Marea muerta.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 6.3: Calificación de criterios de turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 6.4: Calificación de criterios de turbina RTT Lunar Energy.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 6.5: Calificación de criterios de turbina Seagen.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 6.6: Valores medios del recurso undimotriz, en la zona seleccionada.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 6.7: Producción anual de la granja Pelamis.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 6.8: Calificación de criterios de la granja Pelamis.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 6.9: Producción anual de la granja Wave Dragon.....</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 6.10: Calificación de criterios de la granja Wave Dragon.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 6.11: Expertos que responderán la encuesta.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 6.12: Orden de criterios según los expertos.....</i>	<i>78</i>
<i>Tabla 6.13: Respuestas a la comparación de criterios.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 6.14: Orden de criterios.....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 6.15: Comparación de los criterios con el más importante para el experto 1.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 6.16: Orden de criterios.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 6.17: Comparación de los criterios con el más importante para el experto 2.....</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 6.18: Orden de criterios.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 6.19: Comparación de los criterios con el más importante para el experto 3.....</i>	<i>81</i>
<i>Tabla 6.20: Matriz de prioridades locales, experto 1.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 6.21: Vector de prioridades y media normalizada, experto 1.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 6.22: Matriz de decisión, experto 1.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 6.23: Matriz de decisión normalizada, experto 1.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 6.24: Matriz de decisión normalizada ponderada, experto 1.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 6.25: Solución ideal positiva (PIS) y solución ideal negativa (NIS), experto 1.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 6.26: Medidas de distancia, experto 1.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 6.27: Proximidad relativa a la solución ideal, experto 1.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 6.28: Proximidad relativa a la solución ideal, experto 1.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 6.29: Matriz de prioridades locales, experto 2.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 6.30: Vector de prioridades y normalizada, experto 2.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 6.31: Matriz de decisión, experto 2.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 6.32: Matriz de decisión normalizada, experto 2.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 6.33: Matriz de decisión normalizada ponderada, experto 2.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 6.34: Solución ideal positivo (PIS) y solución ideal negativa (NIS), experto 2.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 6.35: Medidas de distancia, experto 2.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 6.36: Proximidad relativa a la solución ideal, experto 2.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 6.37: Proximidad relativa a la solución ideal, experto 2.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 6.38: Matriz de prioridades locales, experto 3.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 6.39: Vector de prioridades y media normalizada, experto 3.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 6.40: Matriz de decisión, experto 3.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 6.41: Matriz de decisión normalizada, experto 3.....</i>	<i>87</i>

<i>Tabla 6.42: Matriz de decisión normalizada ponderada, experto 3</i>	88
<i>Tabla 6.43: Solución ideal positiva (PIS) y la solución ideal negativa (NIS), experto 3</i>	88
<i>Tabla 6.44: Medidas de distancia, experto 3</i>	88
<i>Tabla 6.45: Proximidad relativa a las solución ideal, experto 3</i>	88
<i>Tabla 6.46: Proximidad relativa a la solución ideal, experto 3</i>	88
<i>Tabla 6.47: Medias geométricas de las evaluaciones de criterios realizadas por los tres experto</i>	89
<i>Tabla 6.48: Vector de prioridades, resultante de la integración de las evaluación de los tres expertos</i>	90
<i>Tabla 6.49: Matriz de decisión, resultante de la integración de las evaluación de los tres expertos</i>	90
<i>Tabla 6.50: Matriz de decisión normalizada, resultante de la integración de las evaluación de los tres expertos</i>	90
<i>Tabla 6.51: Matriz de decisión normalizada ponderada, resultante de la integración de las evaluación de los tres expertos</i>	90
<i>Tabla 6.52: Solución ideal positiva (PIS) y solución ideal negativa (NIS), resultante de la integración de las evaluación de los tres expertos</i>	91
<i>Tabla 6.53: Medidas de distancia, resultante de la integración de las evaluación de los tres expertos</i>	91
<i>Tabla 6.54: Proximidad relativa a la solución ideal, resultante de la integración de las evaluación de los tres expertos</i>	91
<i>Tabla 6.55: Proximidad relativa a la solución ideal, resultante de la integración de las evaluación de los tres expertos</i>	91

1. Introducción

Chile como cualquier país del mundo tiene una demanda energética que año a año va aumentando, es por ello que cada año se realizan nuevas instalaciones para aumentar la generación de energía. Considerando los objetivos impuestos por el país, en primer lugar, llegar al 20% de la matriz energética para el año 2025 y teniendo como meta para el año 2050 tener un 70% en energías renovables.

Dado que Chile cuenta con una costa de más de 4.000 km de expansión, es posible suponer a priori, que existe un potencial significativo de energías marinas frente al litoral. Por esta razón, resulta oportuno realizar una evaluación de las energías marinas existentes, dentro de las cuales se encuentran la energía undimotriz y la energía mareomotriz, para las distintas regiones de Chile.

Por esta razón, ha aumentado el interés por cuantificar el potencial de las energías renovables no convencionales (ERNC).

Considerando que el país no cuenta con combustibles fósiles, lo cual encarece la fase de producción de energía, esto hace competitivo a las energías renovables, las cuales tienen un alto costo en la fase inicial, sin embargo, en la fase de producción los costos son mucho más bajo, ya que generalmente no se necesita de algún tipo de combustible para la producción, a excepción de la biomasa.

Otra ventaja con que cuentan las energías renovables, es la casi nula emisión de CO₂ durante la generación de energía, lo cual es bueno desde el punto de vista medio ambiental y también es mejor aceptado socialmente en la actualidad, lo que conlleva una menor oposición de la población local, si se decidiera en realizar una instalación.

Tomando en cuenta las extensas costas chilenas surge como una alternativa viable la energía que provenga del mar, por ello se considera evaluar las energías mareomotrices y undimotrices y posterior a la evaluación sería definir cuál sería la mejor de las alternativas. En particular esta evaluación contempla utilización del método multicriterio AHP-Topsis Difuso.

1.1. Objetivo general

Evaluar con qué tipo de tecnología se puede obtener mayor energía del mar, en Chile, que se conecte al sistema interconectado central (SIC).

1.1.1. Objetivos específicos

- Evaluar los distintos lugares geográficos, existentes en el país, para el proyecto.
- Definir el lugar con más potencial para cada tipo de proyecto.
- Evaluar las tecnologías undimotriz y de corrientes marinas, en los lugares definidos, para cada proyecto.
- Realizar un análisis multicriterios de las tecnologías evaluadas.
- Definir la tecnología más conveniente, según la evaluación realizada.

1.2. Alcances

Los alcances de la memoria son los siguientes, contempla un análisis de toda la costa chilena, del recurso undimotriz y mareomotriz, con respecto a ello se realizará un análisis multicriterios en la o las zonas que tengan mayor potencial con cada una de las energías, según corresponda.

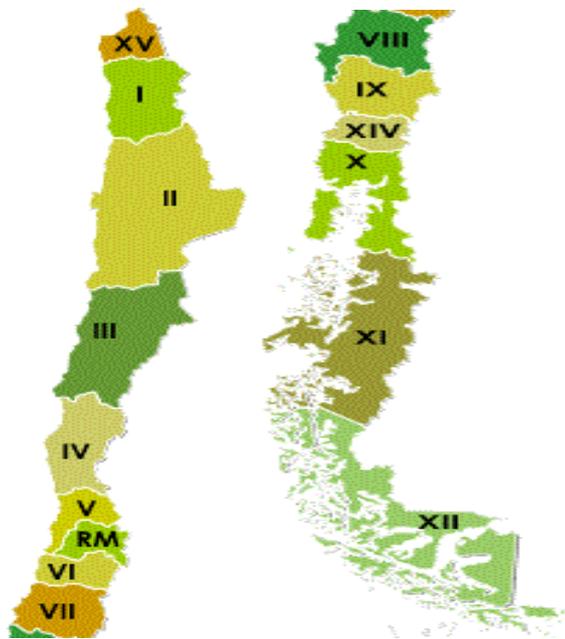


Figura 1.1: Mapa de Chile de Norte a Sur, con su número de Región correspondiente. Fuente: Fuente: imagen sacada de google.

2. Antecedentes

Los océanos ofrecen un gran potencial energético que, mediante distintas tecnologías, se puede transformar en energía eléctrica y contribuir a satisfacer las necesidades energéticas de la actualidad.

Dentro de las energías del mar, existen tecnologías claramente diferenciadas, en función del tipo de aprovechamiento energético. A continuación, se describirán dos tipos de tipologías de energía del mar, como son la energía mareomotriz e undimotriz [8].

2.1. Energía Mareomotriz

Una observación cotidiana de las personas que habitan lugares costeros, es la periódica subida y bajada de las aguas de los mares. Estos movimientos de agua son predecibles, estos ocurren cada 12 y 24 horas. Existen ciertos lugares donde el mar penetra en la costa en una especie de embudo, donde se pueden apreciar subidas y bajadas del nivel del mar de forma significativa, superando en algunos casos los 10 metros de altura. El cambio de altura que se produce entre la pleamar y la bajamar puede variar entre 0,5 y 10 metros, según la localización y características físicas del sitio, esto puede dar lugar para almacenar energía potencial. Estos movimientos de agua, al subir y al bajar la marea, genera corrientes de mareas las que pueden llegar a alcanzar velocidades de 5 [m/s], por lo que también se produce energía cinética. Por lo tanto, las mareas están asociadas a la energía potencial y energía cinética, las cuales pueden ser convertidas en energía eléctrica, en las llamadas centrales mareomotrices.

2.1.1. Aprovechamiento de mareas

El método de aprovechamiento de energía potencial de las mareas, es el que más se ha desarrollado en el mundo, este aprovecha las mareas que se producen por la atracción gravitatoria que ejerce principalmente la luna sobre los mares. Generando durante el día altos y bajos niveles de los mares y tienen un periodo de 12 horas y 25 minutos [16].

Esta técnica de explotación de energía consiste en cerrar una bahía o un estuario con un dique, generando así una diferencia de nivel a ambos lados, es decir energía potencial acumulada. La potencia se obtiene mediante turbinas con sus respectivos generadores y demás equipamiento, las cuales se ponen en movimiento al pasar el agua hacia el embalse y luego desde este hacia el mar [16].

- **Ciclos de simple efecto**

Se dispone de un embalse unico. El llenado del embalse se efectua con las compuertas abiertas y el vaciado con turbinacion. Cuando sube la marea se abren las compuertas del embalse y se llena. Cuando comienza a bajar la marea se cierran las compuertas y se espera un tiempo, del orden de 3 horas, para alcanzar una diferencia de nivel entre el embalse y el mar. Por ultimo se hace pasar el agua por las turbinas generando energia electrica, por alrededor de 5 ó 6 horas [24].

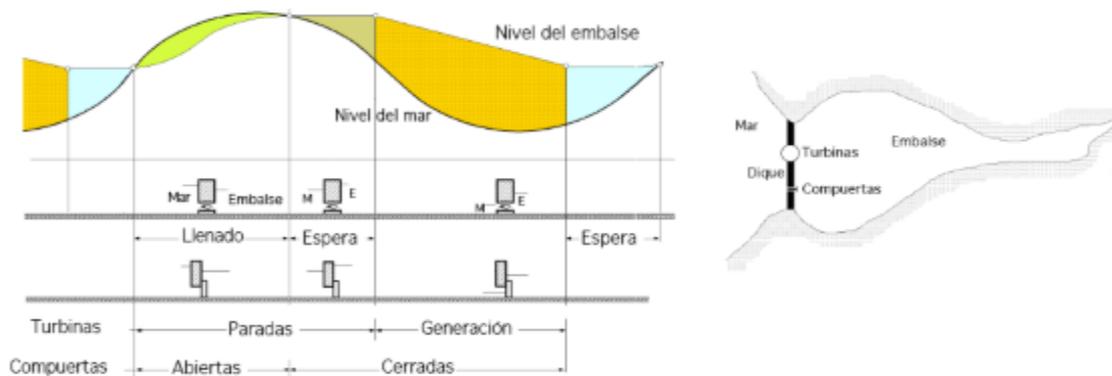


Figura 2.1: Esquema de funcionamiento de un ciclo de doble efecto. Fuente: Universidad Nacional de Cuyo, Federico J. Carnevale.

- **Ciclos de doble efecto**

La generación de energía se efectúa con ambas mareas, lo que exige que las turbinas operen eficazmente con un determinado caudal de agua en cualquier dirección, funcionando tanto durante el llenado, como durante el vaciado del embalse [24].

La energía utilizable es menor debido a que las diferencias de niveles entre el embalse y el mar son menores que en los ciclos de simple efecto, reduciéndose el rango de variación del nivel embalsado y disminuyendo también el rendimiento al no ser posible optimizar las turbinas y el caudal, pero aun así el factor de utilización de la planta es mayor, lo que proporciona un 18% más de energía que en los casos de simple efecto.

Los tiempos de funcionamiento son del orden de 6 a 7 horas por marea, lo que supone entre 12 y 14 horas diarias de generación de energía y con tiempos de espera entre 2 y 3 horas por marea [24].

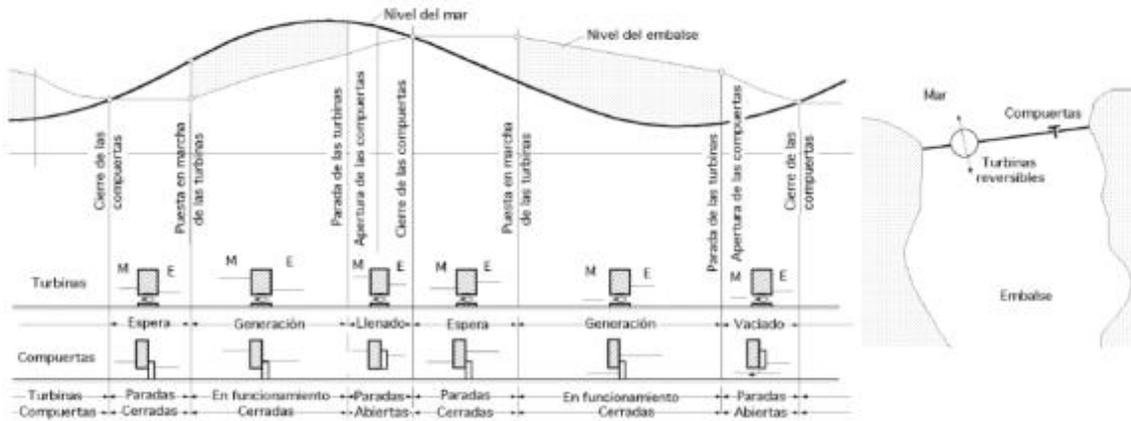


Figura 2.2: Esquema de funcionamiento de un ciclo de doble efecto. Fuente: Universidad Nacional de Cuyo, Federico J. Carnevale.

- **Ciclos de doble efecto con acumulación por bombeo**

Generan energía con ambas mareas y disponen de algún tipo de almacenamiento por bombeo, lo que obliga a utilizar turbinas que sean capaces de funcionar no solo como tales, sino también como bombas, cuando sean accionadas por alternadores. El nivel de generación y la flexibilidad operativa se mejoran, lo que proporcionan una mayor eficiencia económica, es decir, permiten un aprovechamiento más racional y rentable de la central, pudiendo llegar el aumento en la generación al 10% [24].

El sistema de bombeo-turbinaje permite aumentar la generación en función de las necesidades de la red eléctrica, ya que como bomba pueden impulsar entre 1 y 2 metros por encima del nivel de la pleamar, altura que en el turbinaje directo se transforma en 6 ó más metros, con la consiguiente ganancia de energía [24].

2.1.2. Aprovechamiento de corrientes de mareas

Una forma alternativa de aprovechar la energía de las mareas consiste en hacer uso de la energía cinética del agua en puntos donde las corrientes de mareas sean lo suficientemente intensas para mover rotores de turbinas análogos a las utilizadas en el aprovechamiento de la energía eólica, anclados en el fondo marino o fijos sobre soportes de hormigón cimentados en los fondos.

Esta forma de transformar la energía de las corrientes de marea en energía eléctrica, hace innecesaria la construcción de los diques en la costa, como se hace con el aprovechamiento de las mareas.

La energía cinética de la corriente de marea viene dada por la siguiente expresión:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

Donde E_c es la energía cinética, m es la masa y v es la velocidad producida por las corrientes de mareas.

En la Figura 2.3, se muestra de aprovechamiento de corrientes de mareas.

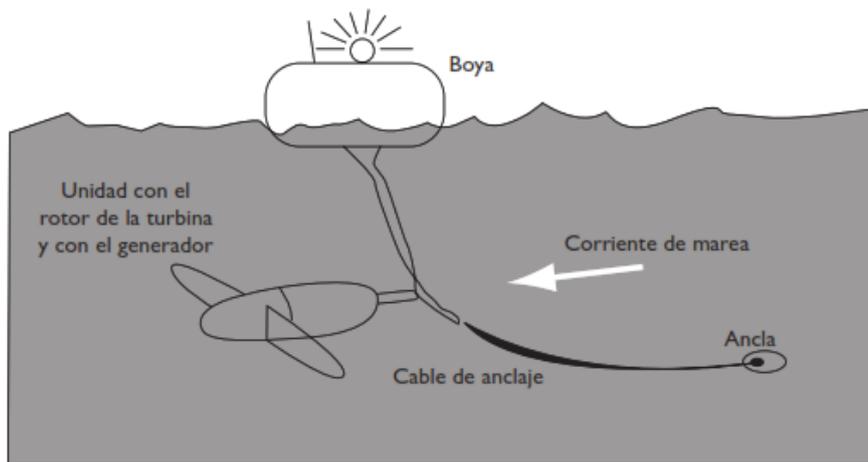


Figura 2.3: Esquema de posible aprovechamiento de corrientes de mareas. Fuente: *Energía renovables*, Jaime González Velasco, editorial Reverte.

2.2. Energía Undimotriz

Este tipo de energía ha sido acogida como una de las fuentes de energías renovables, más prometedoras para los países marítimos, ya que no causan mucho efecto negativo en el medio ambiente y es inagotable, debido a que las olas van y vienen eternamente.

La energía undimotriz es producida por la acción del viento sobre la superficie del mar provocando que esta se abulte, aumente su tamaño y altura proporcionándole una mayor energía cinética a esta masa de agua en desplazamiento. La fuerza que contienen las olas puede ser aprovechada para mover infraestructura que son capaces de convertir la energía undimotriz en energía eléctrica. Esta infraestructura se puede

clasificar en tres grupos, columna de agua oscilante (CAO), rebosamiento y movimiento oscilatorio.

2.2.1. Columna de agua oscilante (CAO)

Este tipo de dispositivos son fijos y cuyo funcionamiento es comprobado. Además por el hecho de ser fijo, se puede acceder fácilmente a las reparaciones y el mantenimiento, y de que pueden encontrarse muy próximos a las redes de transporte de electricidad, lo cual es una ventaja en comparación a otros dispositivos flotantes. Sin embargo, al estar asentados en la costa, sólo los oleajes cuya densidad de potencia ha disminuido con respecto a la que transportaban en aguas profundas acceden a ellos. Por otra parte, no es fácil de encontrar puntos en la costa que reúnan las características específicas para su instalación.

Estos dispositivos hacen uso de una cavidad abierta y parcialmente sumergida, a través de la cual una corriente de aire es impulsada hacia afuera cuando llega una ola, y hacia adentro de nuevo, debido al vacío que crea la ola, al retirarse de la cavidad [7]. En la Figura 2.4, se muestra y se explica el funcionamiento.

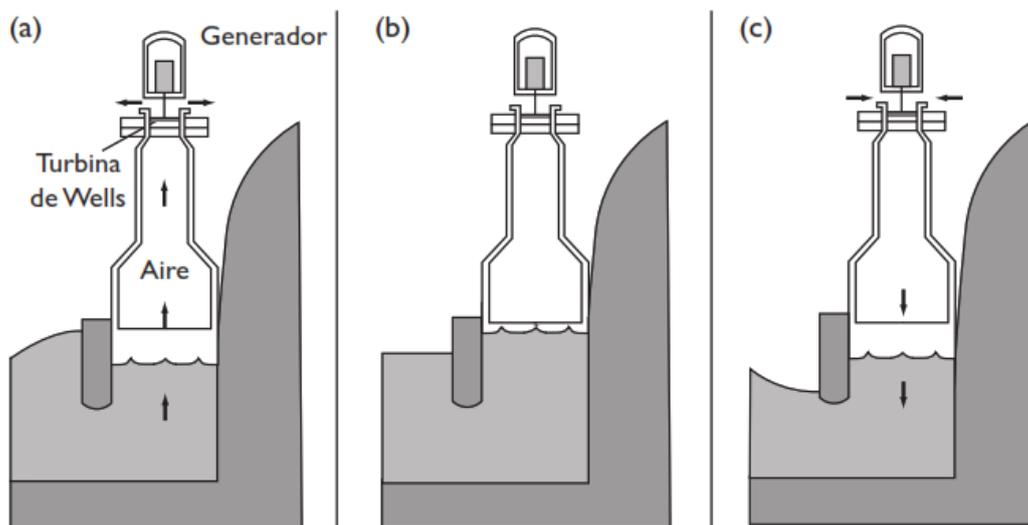


Figura 2.4: Esquema de columna de agua oscilante. (a) Cuando una ola llega al dispositivo, el agua en su interior, desplazando el aire hacia arriba y haciéndolo salir a través de turbina de Wells, que gira y comunica a través de su eje, su movimiento de rotación a un generador. (b) y (c) Cuando la ola se retira, el nivel del agua baja, ejerciendo una succión sobre el aire, el cual entra a través de la turbina y la hace rotar en el mismo sentido que cuando el aire salía, debido al perfil simétrico de las paletas que forman su rodete. Fuente: Energía renovables, Jaime González Velasco, editorial Reverte.

2.2.2. Rebosamiento

Rebosamiento, este principio puede entenderse como la transferencia al mar de la generación hidráulica convencional. Los dispositivos están diseñados con rampas por la cuales ascienden las olas incidentes hasta alcanzar un reservorio de agua en la parte superior. Esta agua almacenada se conduce a través de una turbina hidráulica conectada a un generador que se encarga de producir electricidad. La instalación puede estar dotada de más de un reservorio de agua, a distintos niveles, y de varias turbinas. Este tipo de principio puede ser empleado tanto en instalaciones en la línea de costa como en plataformas flotantes alejadas de la costa, como la mostrada en la Figura 2.5.

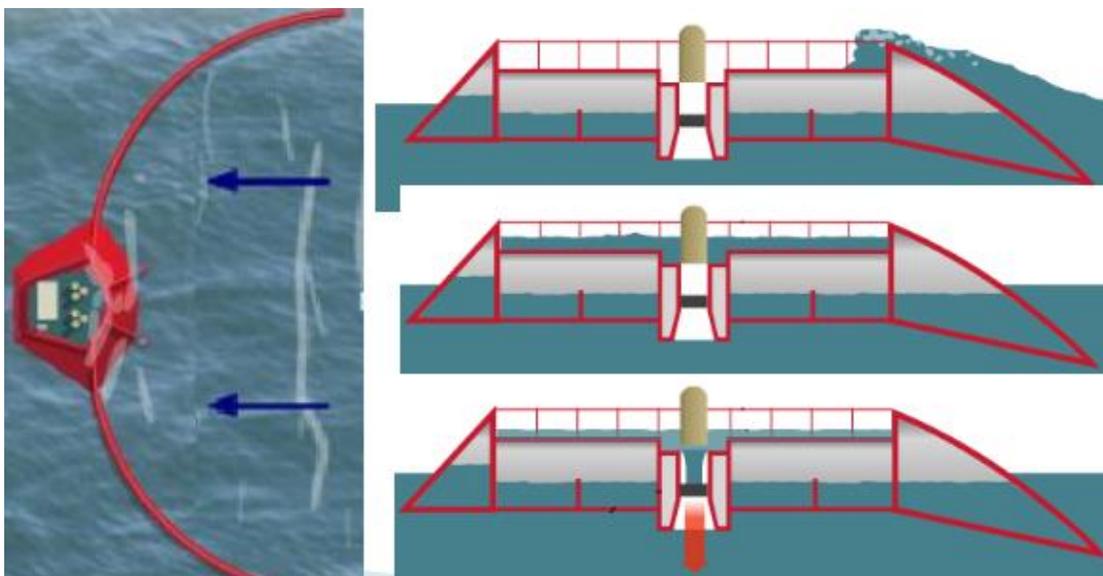


Figura 2.5: Representación de dispositivo Wave Dragon, el cual corresponde al sistema de rebosamiento. Fuente: Inabensa, Universidad de Sevilla.

2.2.3. Movimientos oscilatorios

En este caso se aprovecha el movimiento relativo entre las partes del dispositivo en alguno de los grados de libertad posible. Dicho movimiento está, obviamente generado por el oleaje. En la Figura 2.6 se muestran los tipos de movimientos.

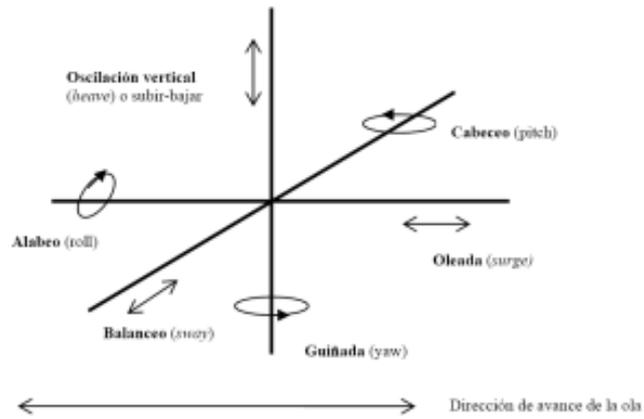


Figura 2.6: Movimientos relativos provocados por el oleaje. Fuente: Inabensa, Universidad de Sevilla.

Dentro de este grupo, los dispositivos pueden ser divididos por el tipo de movimiento concreto que aprovechan como se muestra en las Figuras 2.7, 2.8, 2.9 y 2.10.

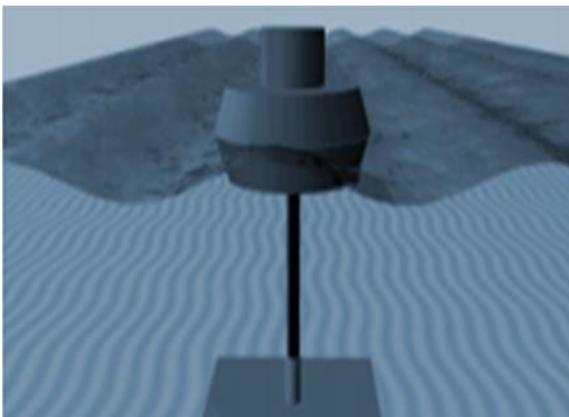


Figura 2.7: Movimiento vertical flotante. Consta principalmente de boyas que contienen un sistema hidráulico el cual acciona un generador gracias al constante movimiento del oleaje ya que éste hace que se genere un movimiento relativo entre el mástil y el flotador. Fuente: Overview of Wave Energy Technology, Mirko Previsic.

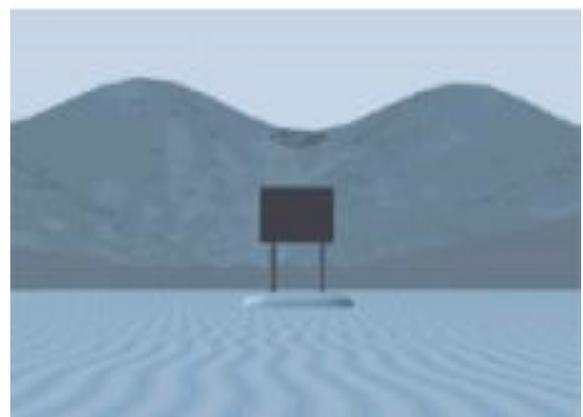


Figura 2.8: Movimiento vertical sumergido. Estos sistemas están constituidos por dos partes, una se encuentra fija sobre el fondo marino y la otra se mueve de manera vertical por la variación de presiones hidrostáticas bajo el agua por las olas. Fuente: Overview of Wave Energy Technology, Mirko Previsic.

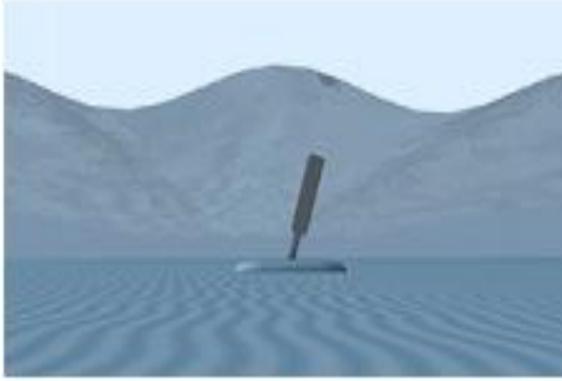


Figura 2.9: Movimiento articulado sumergido. Esta es una aleta flotante que oscila en torno a un eje paralelo al fondo del mar. Mediante el balance hacia atrás y delante de la estructura se activan dos pistones hidráulicos que bombeen agua del mar a gran presión a través de un conducto submarino hasta una turbina convencional. Fuente: Overview of Wave Energy Technology, Mirko Previsic.

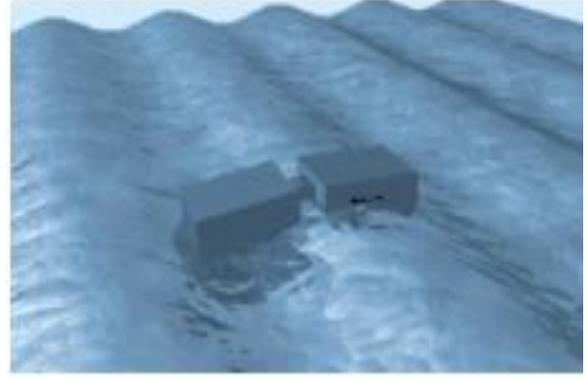


Figura 2.10: Movimiento articulado flotante. Estos dispositivos tienen la capacidad de operar paralelamente en la dirección del oleaje y adecuarse de forma efectiva a él. Capturan la energía desde el movimiento relativo a través de dos estructuras mecánicas unidas, entre sus nodos de unión un sistema hidráulico que actúa sobre el generador eléctrico. Fuente: Overview of Wave Energy Technology, Mirko Previsic.

3. Estado del arte

Una vez conocidas las distintas posibilidades de generar energía a través del mar, realizaremos un recorrido internacional, para tener una visión general en donde se han llevado a cabo experiencias con las diferentes energías, así como los lugares.

3.1. Instalaciones Mareomotrices con aprovechamiento de mareas

3.1.1. Central La Rance, Francia

Esta planta de energía mareomotriz se encuentra situada en el estuario del río Rance, en Bretaña el norte de Francia, Figura 3.1. Esta se comenzó a construir en el año 1961 y su explotación empezó en noviembre de 1966, fue la primera planta de este tipo en construirse.

El funcionamiento de la central aprovecha la amplitud de la marea en esta zona que corresponde a 13,5 metros, aproximadamente. Donde el mar penetra el estuario alcanzando los 20.000 m³/s de agua, la superficie del estuario se ve limitada por el dique, que es de 22 km² y su capacidad de almacenamiento es de 184 millones de metros cúbicos entre pleamar y bajamar [24].

La central es del tipo doble efecto con acumulación por bombeo y cuenta con 24 turbinas cada una de ellas de 10 MW de potencia nominal. La cantidad de energía producida anualmente es 550 GWh, de los cuales 500 GWh proviene del turbinaje directo y 50 GWh del turbinaje inverso [24].



Figura 3.1: Central de generación La Rance. Fuente: imágenes sacada de google.

3.1.2. Central Sihwa Lake, Corea del Sur

La construcción de la central mareomotriz de Sihwa comenzó en 2004 y su funcionamiento a plenitud comenzó en el año 2012. La central se ubica en un terreno de 140.000 m² y tiene diez turbinas de 25,4 MW de potencia nominal, contiene 8 compuertas operan en la parte inferior de esta estación de 15 pisos de altura.

El diámetro de cada turbina es de 14 m y los rotores miden 7,5 m de longitud. La planta producirá 254.000 kWh de electricidad diarios, capaz de abastecer a 500.000 personas, y al año puede llegar a generar 552,7 GWh, convirtiendo a Sihwa como la mayor central mareomotriz del mundo.

Las costas de Corea muestran variaciones de hasta 9 metros, por lo que representan un entorno ideal para la realización de este tipo de proyectos.



Figura 3.2: Central de generación Sihwa Lake. Fuente: <http://www.subdelmar.com>

3.1.3. Central de Kislaya, Rusia

Esta planta fue puesta en marcha el año 1968 como planta piloto, para posteriormente ser ubicada en Penzhinsk, se trata de una instalación que se encuentra ubicada en la bahía de Kislaya, en el mar de Barentz, Rusia. Posee una amplitud media de 2,4 metros (entre 1,1 y 4 metros), y el embalse es de 1,1 km². Posee dos turbinas de tipo bulbo de 4 MW [24].



Figura 3.3: Central de generación Kislaya. Fuente: <http://www.tecnicaindustrial.es>

3.1.4. Central de la bahía Fundy, Estados Unidos

Es una instalación ubicada en el río Anápolis, en la frontera de Estados Unidos y Canadá, donde se alcanzan amplitudes de marea cercanas a 15 metros [24].

En ella hay un dique de 46,5 metros de longitud y 30,5 metros de altura. Hay una única turbina instalada de 18 MW de potencia del tipo Straflo, cuyo consumo es de $408 \text{ m}^3/\text{s}$, y sólo puede girar en un único sentido.

3.2. Instalaciones Mareomotrices con aprovechamiento de corrientes marinas

La primera generación de dispositivos de aprovechamiento de las corrientes marinas estaba basada en el uso de componentes convencionales de ingeniería y sistemas para lograr una fiabilidad razonable al mínimo coste. En 1992-93 se lleva a cabo en el Reino Unido la evaluación del recurso energético de las corrientes marinas. Se estimó que era posible una energía de 20 TW/año, a un coste menor de 0,15 €/kW.

En Loch Linnhe, Escocia, 1994, Figura 3.4, la Marine Current Turbines S.A. (MCT) realiza la instalación de un rotor de 3,5 metros de diámetro, de flujo axial, suspendido bajo un pontón flotante; con una corriente de velocidad $c = 2,25 \text{ m/s}$ se alcanzó una potencia de 15 kW.

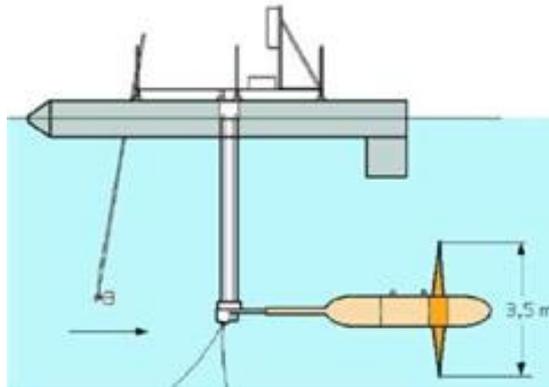


Figura 3.4: Turbina Loch Linnhe [25].

Los dispositivos de primera generación (CEC, 1996), consistían en turbinas medianas, de 10 a 15 m. de diámetro y con una potencia de 200 a 700 kW, situadas en aguas poco profundas, siendo posiblemente la solución más económica. Los principales problemas técnicos correspondían a la necesidad de encontrar un ciclo de vida apropiado y a reducir el coste de mantenimiento, ya que el medio marino donde se trabaja es muy duro.

Los dispositivos de segunda generación siguen la estela de los anteriores, introducen nuevos componentes como los generadores multipolo para bajas velocidades, el sistema de cambio de velocidad hidráulico, etc.

Actualmente se están desarrollando nuevos dispositivos, nuevos rotores y técnicas de mando, que se pueden considerar como de tercera generación.

3.2.1. Turbinas de flujo axial [24]

En el estuario del Severn, Lynmouth (Devon-UK), en donde las corrientes marinas alcanzan una velocidad de 2,5 m/s, se instaló en 2003-04 una turbina bipala de 0,3 MW y 11 metros de diámetro, montada en una torre anclada al fondo, de forma que para las operaciones de mantenimiento asciende a la superficie, la turbina recibe el nombre de Seaflow.

El funcionamiento es similar al de un aerogenerador eólico, de forma que el flujo de la corriente marina hace girar el rotor; el buje del rotor puede orientarse 360° alrededor del poste en que está sujeto para estar siempre frontal a la corriente. Las pruebas realizadas con el Seaflow de 0,3 MW fueron satisfactorias, mejor de lo esperado, habiéndose

conseguido eficiencias del 40% y extracción del 25% de la energía disponible, Figura 3.5.



Modo operacional Modo mantenimiento turbina

Figura 3.5: Turbina Seaflow. Fuentes: imágenes sacada de google.

El año 2006 se inicia una segunda fase, conocida como proyecto Seagen, Figura 3.6, consiste en un generador con dos hélices bipala de 16 m de diámetro, que puede producir 1 MW girando entre 10 y 20 rpm.

- Funciona con flujos de agua en dos sentidos.
- Puede extraer entre 5 y 10 veces más energía por m^2 que un aerogenerador eólico de la misma potencia.



Figura 3.6: Turbina Seagen. Fuente: imágenes sacada de google.

Esto implica máquinas más pequeñas y baratas, al ser el agua un fluido mucho más denso que el aire, por lo que la energía que porta está más concentrada. El costo actual calculado con esta tecnología de 0,1 €/kW, similar al de un generador eólico.

La tercera fase del proyecto Seagen, Figura 3.7, consistía en la instalación de un parque de 5 turbinas (5 MW), 2005-06, las características de diseño de los SeaGen:

- Rotores de flujo axial que impulsan un generador a través de una caja de cambios.
- Rotores de paso controlado, para optimizar la captación energía de las mareas y minimizar las fuerzas que actúan sobre la estructura.
- Paletas colocadas en el tercio superior de la columna de agua donde el flujo de marea es más rápido.
- La potencia nominal se alcanza en las corrientes de marea de 2,4 m/s.
- La infraestructura eléctrica dentro de la estructura de soporte proporciona una señal eléctrica compatible, sin necesidad de acondicionamiento de potencia externa.

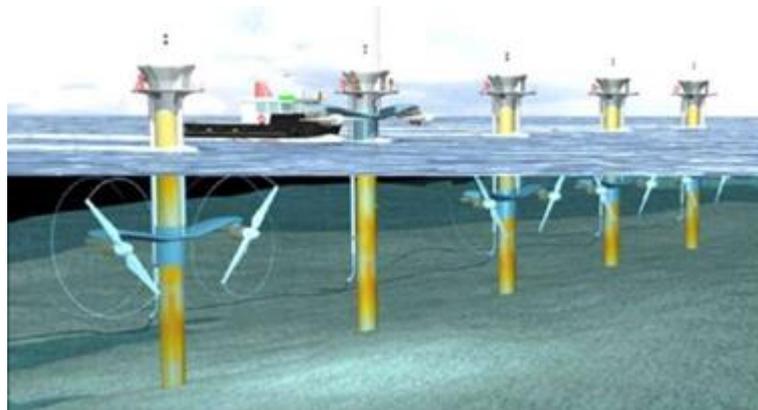


Figura 3.7: Proyecto Seagen. Fuentes: imagen sacada de google.

3.2.2. Turbinas de flujo cruzado [24]

Davis desarrolló una turbina de flujo cruzado en 1981; construyó un prototipo de 20 kW y estimó que su potencia podría alcanzar los 45 kW. Más recientemente se ha instalado en el estrecho de Messina en Sicilia, una turbina de 6 m de diámetro, se espera genere 50 kW con una corriente de 2,4 m/s.

En Italia, a finales de 1990, se desarrolla un prototipo de 130 kW que utilizaba una turbina de flujo cruzado (Kobold) de tres palas, montada sobre una plataforma flotante de forma cilíndrica, amarrada al fondo. Este dispositivo se desplegó en el estrecho de Messina cerca de Sicilia, donde la velocidad de las corrientes es de 1,5 m/s a 20 m de profundidad; del resultado del modelo numérico y físico se estima una eficiencia del 42% para la turbina Kobold; la turbina es de eje vertical con palas oscilantes libres (parecida al Giromill eólico), fue patentada

en 1998 por la empresa Ponte di Archimede International, y está inspirada en las hélices marinas Voith-Schneider, Figura 3.8.



Figura 3.8: Turbina vertical Kobold, 120 kW con 3,5 m/s. Fuente: <http://kipdf.com>

Otro prototipo utilizó una turbina tripala de 6 m de diámetro, con una altura de pala de 5 m y cuerda de 0,4 m, trabajando con números de Reynolds variables.

Cada pala se sostiene con dos brazos, siendo su estructura de acero con unos largueros longitudinales y recubiertos de fibra de carbono; sus características eran las siguientes:

- Sentido de rotación independiente de la dirección de la marea
- Valor elevado del par de arranque; se trata de una turbina que puede trabajar con una velocidad de corrientes bajas de 1,2 m/s, sin necesidad alguna de dispositivos externos que ayuden a hacer girar el rotor.
- Buena eficacia, funcionamiento simple y bajo mantenimiento.
- Una instalación está en curso de pruebas en Italia, y otra prevista en China. Gorlov y colaboradores en USA probaron modelos de turbinas de flujo cruzado de eje vertical con palas helicoidales (Tipo Savonius) para aprovechar las corrientes en ríos y en el Gulf Stream, Figura 3.9.

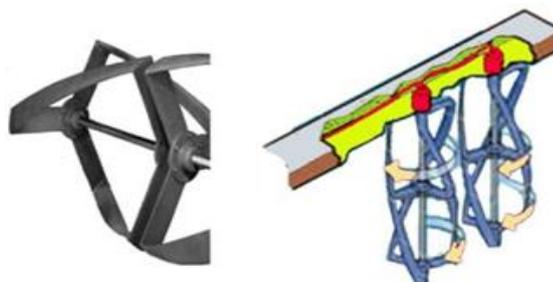


Figura 3.9: Turbina vertical Gorlov. Fuente: <http://kipdf.com>

Se ha estado trabajando en aeroturbinas con difusor, pero prácticamente esta tecnología no se ha aplicado a turbinas marinas, salvo en algunos casos, como en los proyectos de las Figura 3.10, o en otros, como el Bluenergy

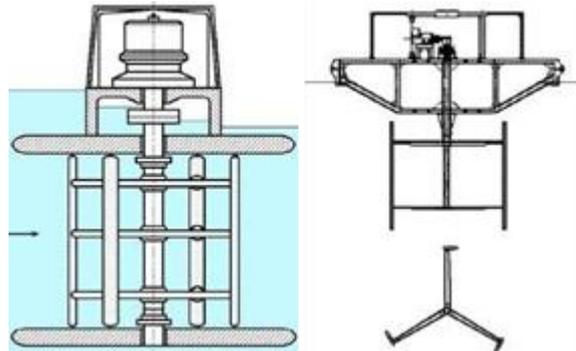


Figura 3.10: Turbina de flujo cruzado, flotante [25].

Bluenergy [24]

Es de flujo cruzado en un conducto, en el que se ha estimado se puede conseguir un aumento de la energía extraída del orden de 5 veces más que sin conducto.

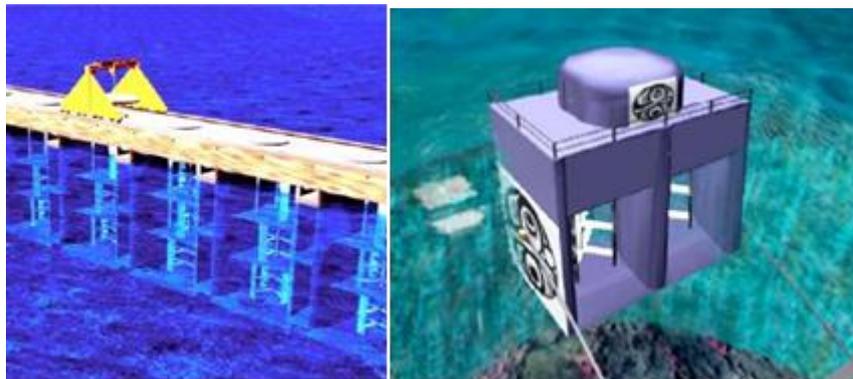


Figura 3.11: Planta en dique y planta semiflotante 0,5 MW del proyecto Bluenergy [25].

Darrieux propuso colocar las turbinas en conductos, para aumentar la potencia extraída por las mismas. La Blue Energy en Canadá colocaba turbinas en conductos, en pleno flujo, sin bloquear el paso del mismo, pero obligándole a pasar a través de la turbina; con este concepto se está planteando la construcción de plantas en las que se pretende hacer circular el agua por un estrecho, en el que irían instalados un gran número de pequeñas turbinas.

Hydroventuri [24]

Gilbert y Foreman descubrieron que con una turbina con difusor se podía obtener 4,25 veces más energía que con la misma turbina

simplemente inmersa en el fluido, utilizando un difusor más corto, con unas hendiduras para el control de la capa límite, diseño mucho más barato que los largos difusores estudiados por otros investigadores.

En las turbinas para corrientes marinas se pueden predecir con exactitud cuáles son las cargas máximas que deben soportar, que serán siempre del orden de las de diseño; no necesitan de ninguna torre que soporte su peso, ya que se pueden dejar flotando (amarradas al fondo), de forma que se orienten por la propia corriente. Las turbinas para las corrientes marinas que operan de una forma análoga a las turbinas eólicas suponen una tecnología relativamente nueva, de la que se puede extraer gran cantidad de energía sin un impacto medioambiental elevado.

Otras empresas también están investigando en este sentido; Ponta y Dutt han ensayado diversos perfiles del conducto para aumentar la caída de presión y la velocidad del flujo a través de la turbina.

3.2.3. Sistemas de generación ORPC

El sistema de energía TidGen

Está diseñado para generar electricidad en mares a profundidades de 15 a 35 m aprovechando la velocidad de las corrientes de marea y en ríos profundos; la potencia de salida de un solo dispositivo TidGen varía según la velocidad de la corriente de agua, generando 150 kW por unidad, Figura 3.12 y 3.13, con velocidades de la corriente de 2,7 m/s.





Figura 3.12: Turbina de flujo cruzado de eje horizontal con palas helicoidales, TidGen de ORPC bahía de Fundi, 150 kW. Fuente: <http://kipdf.com>



Figura 3.13: Transporte de la turbina de flujo cruzado TidGen, hacia su emplazamiento en la bahía de Fundi. Fuente: <http://www.orpc.co>

Los componentes primarios del sistema incluyen la unidad de (30x5x5 metros) más accesorios, y los componentes electrónicos de conversión de potencia y cables y conexiones submarinas.

El sistema de energía OCGen

Todavía en fase de construcción, Figura 3.14, irá fijado al fondo del mar utilizando un soporte marco fijo o un sistema de amarre a boya, que por encima incorpora un ala que proporciona flotabilidad; se ubicará en profundidades del orden de 50 m, en altamar, y generará 0,6 MW por unidad.

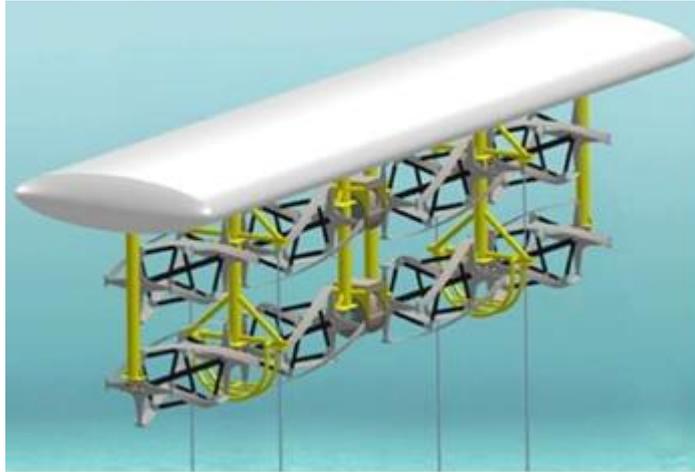


Figura 3.14: OCGen Power System en fase de desarrollo, diseñado para generar electricidad a partir de corrientes oceánicas en alta mar en aguas profundas, 600 kW. Fuente: <http://kipdf.com>

3.2.4. Otros proyectos con turbinas para corrientes de marea.

Proyecto Hydrolienne [24]

Hydrohelix Energías ha previsto tres lugares para posibles parques marinos, dos a lo largo de la costa de Bretaña en Raz de Sein de 1 GW, Fromveur de 2 GW y el tercero sobre el Raz Blanchard de una potencia de 3 GW, las turbinas cuentan con un diámetro de 16 m en total 6 GW. La producción anual de estos tres parques, constituidos por 5000 turbinas, sería de 25.000 GWh, lo que representaría el 5% de la producción eléctrica francesa o el equivalente a 3 centrales nucleares. Las turbinas, instaladas en serie, tendrían 6 palas, y estarían fijadas en el fondo, respetando en todo momento el ecosistema y no tendrían ningún tipo de incidencia sobre la navegación, por cuanto irían situadas entre 20 y 40 m de profundidad, en una zona de corrientes de 2 m/s.

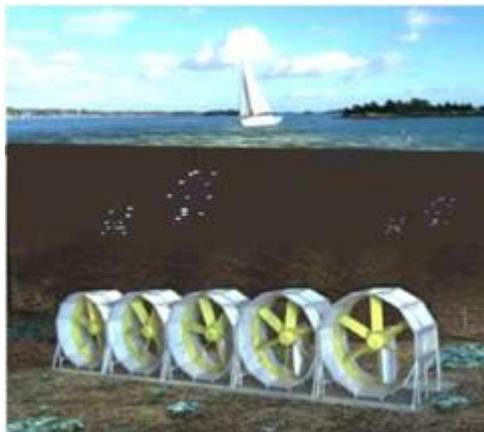


Figura 3.15: Proyecto Hidrolienne. Fuente: <http://www.vistaalmar.es>

Proyecto Lunar Energy [24]

Consiste en una turbina bidireccional horizontal instalada en un Venturi, conduce la corriente de agua marina capturada y convirtiendo su energía en electricidad, lo que proporciona a este tipo de turbina la ventaja, respecto a sus competidores, de generar del orden de 5 veces más energía para la misma sección frontal interceptada. Generaría una potencia de 2 MW, con diámetro 25 metros.



Figura 3.16: Proyecto Lunar Energy Hydroventuri. Fuente: <http://kipdf.com>

Hydrovisión [24]

Es un sistema diseñado para la extracción de energía de las corrientes de marea. Figura 3.17; consiste en dos generadores accionados cada uno por un par de turbinas de 15 metros de diámetro, generando cada uno 0,5 MW, y montados sobre un mismo soporte transversal sumergido; el conjunto flota y está anclado al fondo por unas cadenas, que permiten que las turbinas se alineen en la dirección de la corriente del flujo de marea sin requerir ninguna intervención externa, proporcionando una manera fiable y económica de seguir el flujo alternativo de la marea.

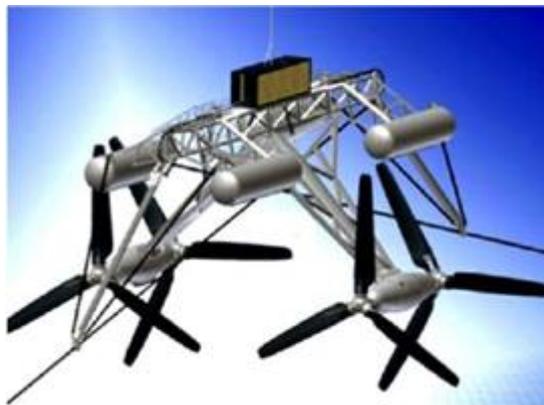


Figura 3.17: Proyecto Hydrovisión [25].

Openhydro [24]

Es una turbina tipo Straflo que aprovecha la energía de las corrientes de marea en la bahía de Fundy, Figura 3.18.

El tipo Straflo es una turbina de reacción que combina el rodete de la turbina y el rotor del generador. El anillo exterior del rodete aloja las bobinas estáticas del generador, dando lugar a un equipo muy corto y muy compacto, al eliminar el eje entre ambos componentes.



Figura 3.18: Turbina Openhydro. Fuente: <http://capesharptidal.com>

Stingray [24]

En UK se instala en 2002 por parte de Engineering Bussines Ltd., el prototipo denominado Stingray, de 150 kW con corrientes de 2 m/s, en Yell Sound cerca de las islas Shetland (Escocia).

Este captador trata de una especie de ala de avión submarina horizontal que oscilando con las corrientes marinas varía su ángulo de inclinación para obtener un movimiento ascendente y descendente para generar electricidad; tiene, aproximadamente, 20 m de ancho y 24 m de alto y va montado sobre un brazo horizontal.

Las corrientes mueven el ala montada sobre el brazo de arriba abajo, Figura 3.19, accionando unos cilindros hidráulicos de aceite a presión que lo dirigen a un motor hidráulico conectado a un generador eléctrico; la salida de este generador pasa a un sistema de control industrial dando lugar a corriente continua, que viaja por un cable submarino hasta una planta en la costa donde se obtiene corriente alterna. El prototipo fue ensayado durante dos semanas promediando 90 kW con corrientes de 1,5 m/s.

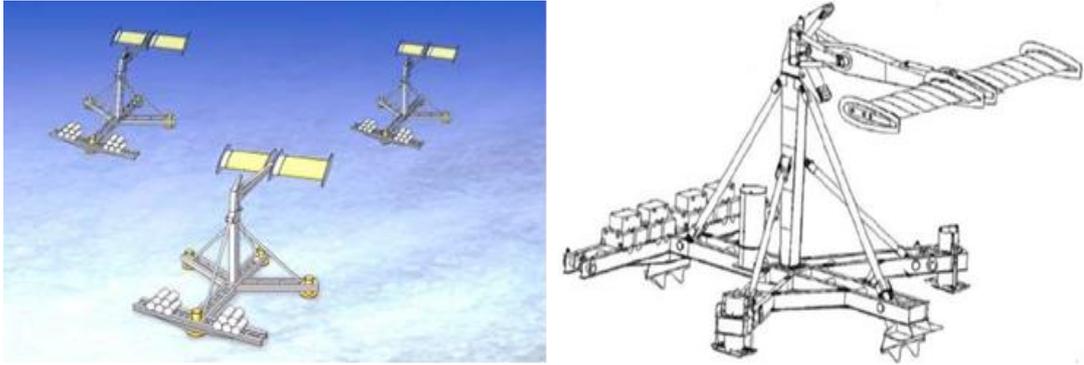


Figura 3.19: Generación Stingray [24].

Actualmente se está desarrollando la idea de instalar una planta de 5 MW, con este tipo de dispositivo. A partir de los resultados obtenidos por el Stingray, la empresa está diseñando una segunda generación capaz de proporcionar 500 kW.

Proyecto Sea Snail [24]

Es un prototipo de 22 Tm capaz de generar 150 kW de energía eléctrica, Figura 3.20; desarrollado por la Universidad Robert Gordon en Aberdeen e instalado en las Islas Orkney, lleva una pequeña turbina que genera electricidad sobre el fondo del mar. Su armazón tubular de acero, se clava sobre el fondo del mar. La turbina situada en el centro se encuentra rodeada por una serie de lóbulos en forma de ala que crean una fuerza descendente conforme la corriente pasa encima de ellos. Contra más rápido sea el flujo de corriente, más fuertemente son empujados hacia el lecho marino. Las alas tienen un movimiento oscilatorio de acuerdo con la marea; este prototipo está fabricado con fibra de vidrio, pero en el futuro se rediseñarán empleando una cubierta inoxidable. Para su mantenimiento, el Sea Snail está diseñado para ser izado a la superficie, ya que como se instala para aprovechar la marea donde las corrientes son más fuertes, resultaría muy peligroso enviar buzos para su reparación. Como la estructura está sumergida, no altera el paisaje, ni contamina o provoca cualquier daño ambiental significativo.



Figura 3.20: Prototipo Sea Snail [24].

Última generación de turbinas para corrientes de marea

La más simple de todas las configuraciones consiste en unos rotores montados sobre un poste fijado al fondo del mar. Para mantener los extremos de las palas libres de cavitación, las palas estarían moldeadas en fibra de carbono. El diseño lleva dos rotores de 20 metros de diámetro, que pueden proporcionar entre 1 y 2 MW, dependiendo de la velocidad de la corriente.

El brazo pivota en la horizontal con ayuda de la boya flotante del mástil, lo que permite que la turbina se pueda orientar horizontalmente siguiendo la dirección de las corrientes marinas y verticalmente hasta la superficie para operaciones de mantenimiento. Para elevarse y poner los rotores en situación horizontal, mantenimiento en superficie, una de las turbinas funciona, mientras que la otra se frena, lo que provoca el que el conjunto se levante; esta idea fue patentada en UK en 2003.

Este diseño se conoce como SST (turbina semisumergida). En el diseño de la turbina de Pentland Firth, el flujo a 60 metros de profundidad sería capturado por 2 pares de rotores de 20 metros de diámetro, siendo la energía generada de 4 MW.

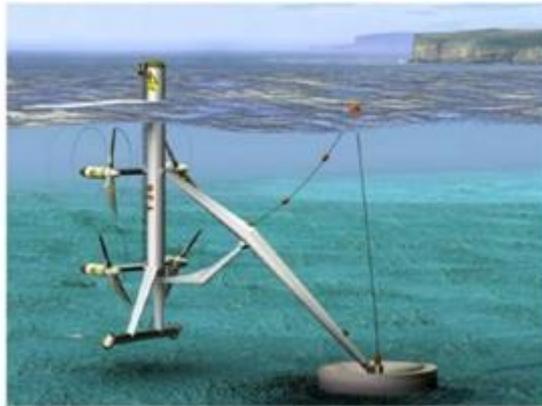


Figura 3.21: Tendencias futuras para corrientes de mareas. Fuente: <https://sistemamid.com>

3.3. Instalaciones Undimotrices

3.3.1. Wave Dragon, Nissum Bredning, Dinamarca

Wave Dragon es un dispositivo que flota en la superficie del agua, diseñado para profundidades de 20 metros o más. La parte central delantera del dispositivo es una rampa curva, sobre la que impactan las olas al llegar, lo que consigue aumentar su energía potencial. Tras la cresta de la rampa se extiende un depósito que acumula el agua que rebosa por encima de la rampa, Figura 3.22. La energía se extrae cuando el agua almacenada en el depósito regresa al mar a través de

un conjunto de turbinas hidráulicas de baja presión situada dentro del depósito. La energía obtenida por el dispositivo aumenta con las alas reflectantes ancladas a cada lado del depósito, que canalizan las olas hacia la rampa central.

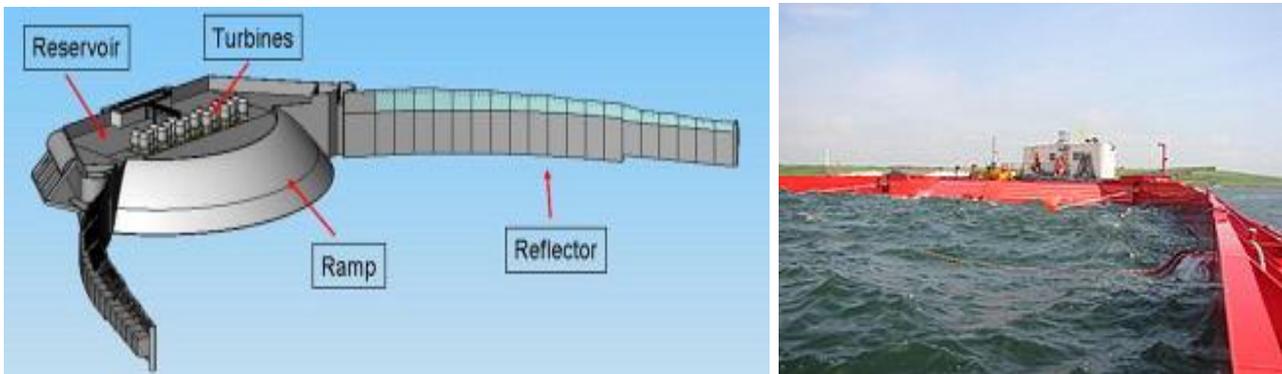


Figura 3.22: Wave Dragon. Fuente: <https://www.sciencedirect.com>

El Wave Dragon tiene una capacidad de 1,5 a 12 MW, en función del oleaje local. Una central eléctrica de Wave Dragon es un conjunto de unidades individuales conectadas a la costa a través de cables de transmisión submarinos, como los parques eólicos marinos. El dispositivo se puede instalar en alta mar, en aguas de más de 20 metros de profundidad, para explotar recursos de olas de gran potencial. Wave Dragon tiene un impacto medioambiental mínimo, con una altura de menos de 7 metros muchas veces resulta invisible desde la costa.

El primer dispositivo lanzado al mar a gran escala fue lanzado el 2003, este fue el primer aparato de energía de las olas conectado a la red eléctrica del mundo. Este prototipo cuenta con un record mundial, ya que ha suministrado más de 20,000 horas. Actualmente se está solicitando un proyecto de demostración de 7 MW en Gales, y se están haciendo los preparativos para una matriz de 50 MW en Portugal.

3.3.2. Mutriku OWC, Guipuzcoa País Vasco España

La primera central de generación eléctrica mediante la utilización de energía generada por el movimiento de las olas del mar. Se ubica en la población guipuzcoana de Motrico en el País Vasco, España. Se inauguró el 8 de julio de 2011. Consta de 16 turbinas con una potencia total de 296 kW capaces de producir 970MWh al año. Es primera planta comercial de energía undimotriz a nivel mundial.

Los dispositivos de este tipo se pueden instalar en los diques de los puertos, cerca de la costa, así como en mar abierto. Los materiales con

los que se construye la instalación, depende del lugar de ubicación de la misma (hormigón, metálico, etc.). En cualquiera de los casos, se tiene una estructura que posee dos zonas claramente diferenciadas: una zona sumergida por debajo del nivel del mar, con una embocadura lo suficientemente ancha como para que el agua ascienda con el oleaje sin dificultad, y la otra zona es más estrecha, fuera del agua.

El efecto consiste en aprovechar el flujo de aire generado por el movimiento alternativo natural del agua del mar, que provoca el accionamiento de una turbina de tipo Well, que es la que genera la electricidad, encontrándose en la parte más estrecha de la estructura, con la particularidad de girar en un único sentido independientemente del sentido del flujo de aire. El mecanismo es el siguiente: cuando el nivel de agua sube, el aire es forzado hacia arriba a través de una turbina que gira e impulsa el generador. Al caer, el aire es succionado de vuelta de la atmósfera para llenar el vacío, activándose nuevamente el generador.

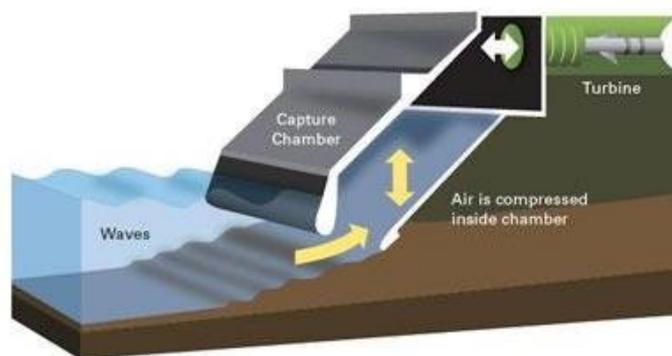


Figura 3.23: Funcionamiento de la central Mutriku OWC. Fuente: <http://www.tendencias21.net>

3.3.3. Pelamis, Portugal y UK

El Pelamis es una estructura flotante, Figura 3.24, semisumergida, compuesta por tramos cilíndricos articulados entre sí, que permiten la flexión en dos direcciones (vertical y horizontal). El Movimiento de las olas acciona cilindros hidráulicos, que bombean aceite a alta presión hacia un sistema de motores hidráulicos a través de acumuladores hidráulicos reguladores. Los motores hidráulicos accionan generadores eléctricos para generar electricidad. El dispositivo está anclado, manteniéndose en una ubicación fija. Las uniones utilizadas para conectar cada tramo tubular están configuradas para aprovechar la energía de las olas desde estados calmos del mar. El movimiento en las articulaciones puede ser controlado activamente para hacer uso del fenómeno de la resonancia, lo que permite a la generación ser

maximizada cuando el mar está calmo y reducir la respuesta durante las tormentas. La energía generada se envía a la costa mediante cables submarinos estándar. El dispositivo está amarrado al fondo del mar utilizando anclas estándar. La estructura completa tiene 180 metros de largo, 4 metros de diámetro y pesa 1.300 toneladas. Gran parte de este peso es del lastre de arena, según Pelamis.



Figura 3.24: Vista del Pelamis, instalado en Portugal. Fuente: <http://ingenieroandreotti.blogspot.com>

Las primeras pruebas realizadas con este modelo se realizaron en Reino Unido y Portugal, siendo satisfactorias. Según los estudios llevados a cabo, la potencia mínima necesaria para que estos dispositivos se accionen y produzcan energía eléctrica de manera competitiva es de 15 kW/m. Las condiciones extremas que soportan son olas de hasta 25,5 metros de altura y un período de 15 segundos, lo que equivale a olas de hasta cuatro veces la longitud del Pelamis. La potencia que entrega el Pelamis es de 250 kW.

3.3.4. Powerbuoy, Cantabria España

La primera central de energía por olas marinas de este tipo fue construida en Santoña provincia de Cantabria. España.

En un comienzo el Powerbuoy consistía en un flotador de 5 metros de diámetro y 5 metros de largo aproximadamente, sumergido bajo el agua del mar, de tal manera que aprovechaba no sólo las olas sino el movimiento circulas de las partículas de las mismas. Posteriormente este modelo inicial, Figura 3.25, se mejoró, y el diseño actual es una boya en cuyo interior se comprime aceite debido por el movimiento pendular y vertical de la boya, accionando un motor hidráulico que es

el que se encarga de producir la energía eléctrica. La potencia marina mínima para que este dispositivo sea rentable se calcula en 20 kW/m.

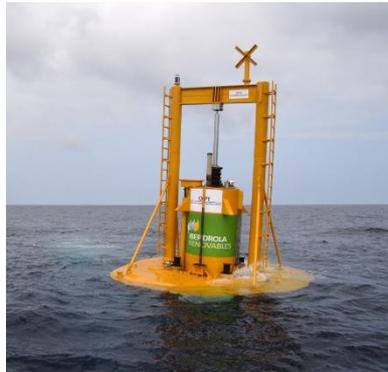


Figura 3.25: Equipo Powerbuoy, de la empresa Iberdrola. Fuente: <http://www.interempresas.net>

Este dispositivo posee un sistema automático de parada de funcionamiento en los casos en los que se tengan olas de 4 metros de altura y vientos a gran velocidad.

El mantenimiento de la instalación se recomienda en el entorno de los tres años y consistiría básicamente en realizar limpieza y repintado de la superficie con algún producto que diera protección, para ello la boya debe extraerse del agua. Cada 7 u 8 años sería conveniente la sustitución de elementos como el generador o la bomba hidráulica.

3.2.5. Arquímedes Wave Swing (AWS)

Dispositivo sumergido y apoyado en el fondo del mar, su instalación se realiza entre los 40 y 100 metros de profundidad, el fondo debe tener la consistencia suficiente para llevar a cabo la instalación de este sistema.

El AWS se basa en una estructura presurizada, donde la parte superior, que tiene forma de cilindro invertido, es móvil. Toda la estructura se encuentra llena de aire, de tal manera que el pistón con las olas baja o sube en función de si la ola está o no encima de la estructura, respectivamente. La presión ejercida por el paso de una ola, empuja aire a una turbina que está protegida de posibles contaminantes marinos, y es lo que produce la generación de energía eléctrica.

Una ventaja considerable a tener en cuenta del AWS, es que las condiciones climatológicas extremas, como los huracanes y olas muy altas, no presentarían riesgo para el sistema, por la profundidad a la que se encuentra instalado.

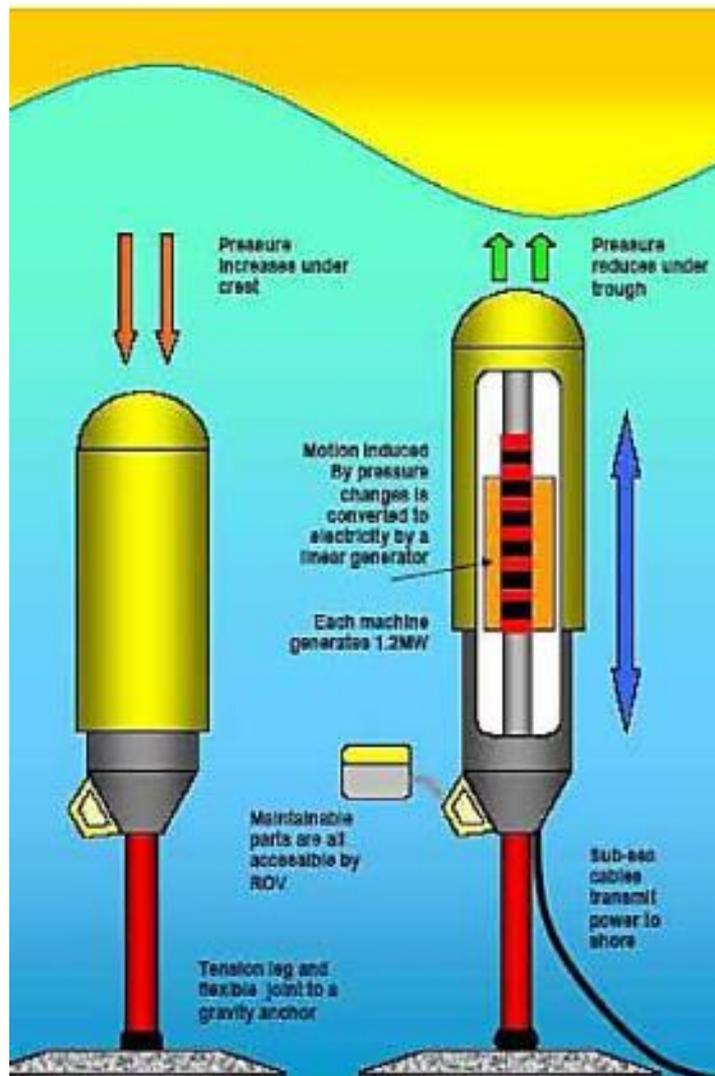


Figura 3.26: Arquímedes Wave Swing (AWS). Fuente: <http://www.awsocan.com>

4. Elección de los lugares

Existen muchos estudios y evaluaciones sobre el potencial disponible alrededor del mundo para la producción de energía, a partir del mar. Las fuentes de estos estudios son variadas (incluyendo la NASA (2006), Joao Cruz (2008), AVISO (2000)). Estas evaluaciones muestran a una escala global el potencial de energía marina.

Las Figuras 4.1 y 4.2 muestran mapas mundiales para energía undimotriz y mareomotriz.

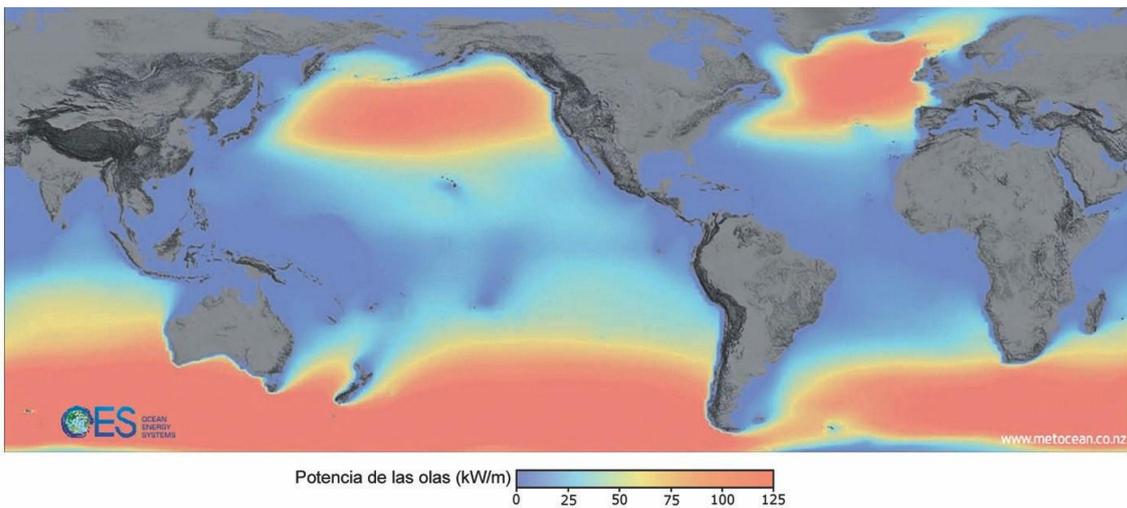


Figura 4.1: Mapa mundial de energía Undimotriz. Fuente: OES, 2011.

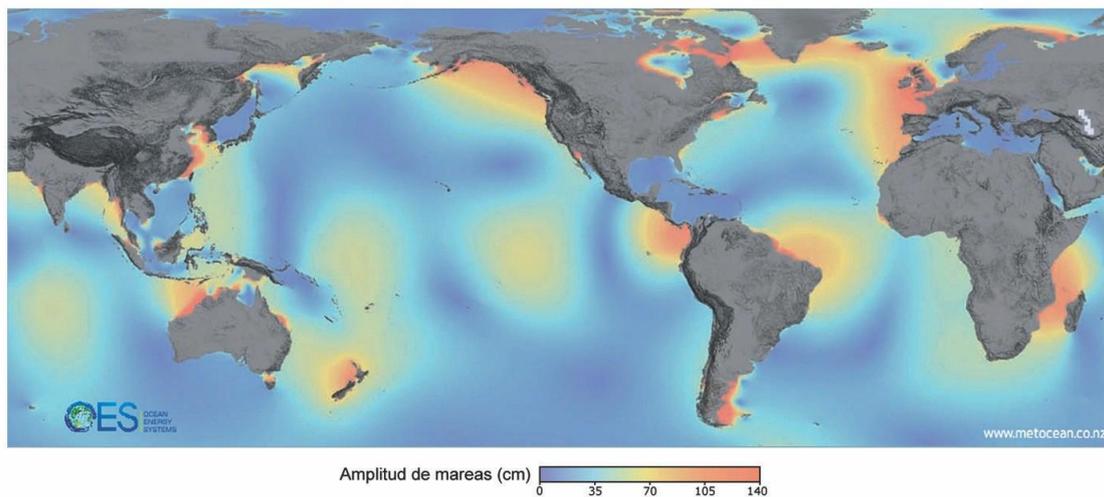


Figura 4.2: Mapa mundial de amplitud de mareas. Fuente: OES, 2011.

4.1. Análisis nacional del recurso mareomotriz

Para analizar el recurso mareomotriz, debemos explicar el fenómeno de las mareas. Las mareas son un fenómeno que se produce por el movimiento periódico de grandes masas de agua debido a la fuerza de atracción gravitatoria que ejercen las masas de la luna y el sol sobre la superficie de la tierra. Esta fuerza de atracción, en mucha mayor medida por la luna que por el sol, actúa combinada con la fuerza de inercia que genera la rotación de la tierra y que conocemos como fuerza centrífuga. El resultado de estas dos fuerzas es lo que conocemos como la marea. La fuerza de atracción de la luna, al estar mucho más cerca de la tierra que el sol, es la fuerza o causa principal de la marea, siendo 2,2 veces superior a la del sol.

Es fácil de entender que la fuerza de la gravedad que la luna ejerce sobre la tierra hace elevar el nivel de las aguas del mar en la parte de la tierra que mira alineada hacia la luna. Ahora bien, la tierra tarda 24 horas en dar una vuelta completa así misma, es decir, desde el punto de vista de un observador, solo una vez cada 24 horas la tierra está alineada con la luna, por lo tanto, sería de lógica pensar que debería haber una única marea alta a lo largo del día. Como sabemos, esto no ocurre así, a lo largo del día se producen dos mareas altas en un ciclo aproximado de 12 horas, con dos mareas bajas entre medias [26]. ¿Por qué ocurre esto?



Figura 4.3: Pleamar y bajamar. Fuente: <http://www.emaze.com>

La tierra y la luna forman un sistema que gira alrededor de un centro de rotación, cuando la luna se encuentra sobre la vertical de un océano atrae las aguas y estas se elevan. En la cara opuesta de la tierra, el movimiento de rotación del sistema tierra-luna provoca una fuerza centrífuga que hace que las aguas también se eleven, provocando también una pleamar (de

menor intensidad) en el lado opuesto al de la luna. Por el contrario, en los océanos de las caras no alineadas con la luna, las fuerzas gravitatorias y centrífugas se contrarrestan dando lugar a la marea baja o bajamar.

Para entender el ciclo de la marea correcto, debemos pensar que a la vez que la tierra gira sobre su propio eje en movimiento de rotación, la luna gira alrededor de la tierra en traslación, avanzando aproximadamente 12° diarios y tardando 29 días, 12 horas, 44 minutos y 3 segundos en completar su órbita. Este movimiento de traslación de la luna, hace que desde un punto de la tierra tardemos algo más de 24 horas en volver a estar alineados frente a la luna, más exactamente tardaremos 24 horas, 50 minutos y 28 segundos [26]. Esto es lo que llamamos un día lunar y es el tiempo por el que se rige el ciclo de la marea.

Por lo tanto, y teóricamente hablando, el ciclo de la marea es de 12 horas, 25 minutos y 14 segundos entre pleamar y pleamar, y de 6 horas, 12 minutos y 37 segundos entre pleamar y bajamar. Estamos diciendo teóricamente, ya que la realidad no es tan puramente matemática. La tierra no está formada solo de agua, es una superficie irregular con continentes de tierra por el medio que hacen efecto de interferencias en la marea, la geometría de las costas también afecta, el perfil de profundidad de cada costa, las tormentas, las corrientes oceánicas, el viento, la latitud a la que esté situado un punto determinado e incluso la presión atmosférica [26].

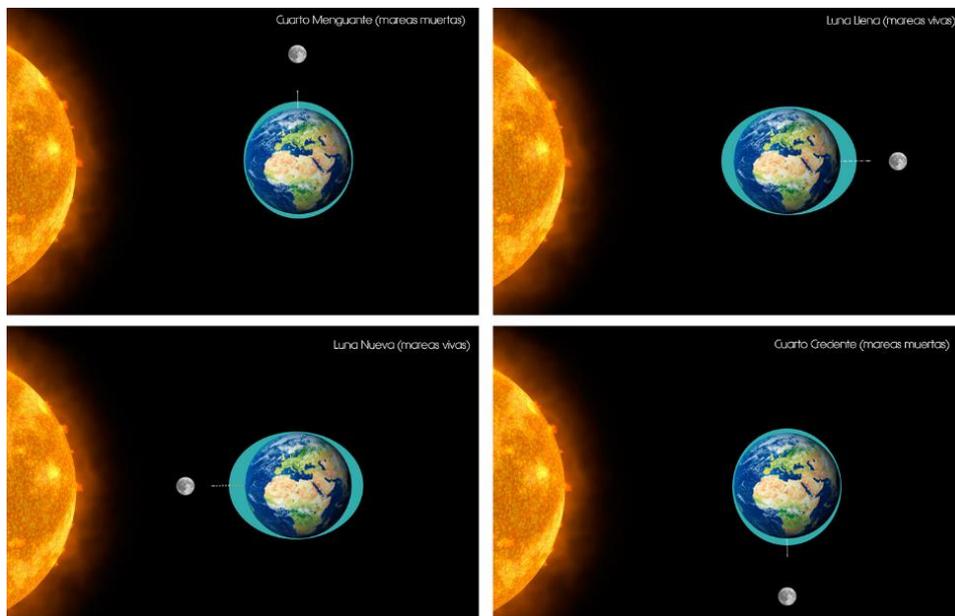


Figura 4.4: Configuraciones existentes entre la Tierra, la luna y sol. Fuente: <https://steemit.com>

Como hemos visto la amplitud de las mareas, varía en función de la posición de la luna y el sol con respecto a la tierra. Cuando la luna y el sol se encuentran alineados con la tierra (luna nueva o luna llena), es cuando se

produce la mayor fuerza de atracción y por tanto las mareas son más altas y las pleamares son las de mayor valor “mareas vivas” esto ocurre en mayor medida con la luna nueva. Por el contrario, cuando la luna, la tierra y el sol forman un ángulo recto (luna en cuarto creciente o cuarto menguante) la fuerza de atracción de la gravedad resulta mínima, siendo las mareas menores, también llamadas “mareas muertas” [26].

Para analizar el recurso mareomotriz se debe analizar la amplitud de las mareas y las corrientes mareales, para ello se utilizaron las mediciones de SHOA correspondiente a la bibliografía [2] y [3].

4.1.1. Análisis de amplitudes de las mareas

Viendo la Figura 4.1, se puede apreciar que las costas chilenas no tienen grandes amplitudes de mareas, pero al interiorizarnos y ver las publicaciones anuales del Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada de Chile (SHOA) [2]. En la Tabla 4.1 se realiza un resumen de las amplitudes de las mareas por cada región de Chile.

Tabla 4.1: Diferencias de cotas en cada región

Localidad	Región	Bajamar	Pleamar	Dif. cota
Iquique	I	0.1 m	1.6 m	1.5 m
Antofagasta	II	0.1 m	1.6 m	1.5 m
Caldera	III	0.1 m	1.7 m	1.6 m
Coquimbo	IV	0.2 m	1.8 m	1.6 m
Valparaíso	V	0.1 m	1.9 m	1.8 m
San Antonio	V	0.1 m	1.7 m	1.6 m
Pichilemu	VI	0.1 m	1.9 m	1.8 m
Constitución	VII	0.1 m	1.9 m	1.8 m
Talcahuano	VIII	0.1 m	1.9 m	1.8 m
Queule	IX	0.1 m	1.8 m	1.7 m
Canal de Chacao	X	0.0 m	6.4 m	6.4 m
Ancud	X	0.0 m	4.1 m	4.1 m
Aysén	XI	0.0 m	2.9 m	2.9 m
Puerto Chacabuco	XI	0.0 m	3.1 m	3.1 m
Punta Arenas	XII	0.0 m	2.6 m	2.6 m
Punta Delgada	XII	0.0 m	11.2 m	11.2 m

Bahía Orange	XII	0.1 m	2.7 m	2.6 m
Valdivia	XIV	0.0 m	2.0 m	2.0 m
Arica	XV	0.1 m	1.6 m	1.5 m

Observando la Tabla 4.1, podríamos decir que existen dos lugares con mucho potencial para el aprovechamiento de las mareas, nos referimos al Canal de Chacao de la X región y Punta Delgada de región XII.

4.1.2. Análisis de las corrientes mareales

Las predicciones de corrientes mareales, como es de suponer, se realizan por parte del SHOA [3], en los pasos y estrechos principales que presentan las mayores amplitudes de mareas, visto en el anterior punto. Los pronósticos contemplan las horas e intensidad de máxima corrientes de flujo y reflujo. A continuación, se muestran los gráficos realizados de las mareas viva y mareas muertas, a partir de la información obtenida del SHOA.

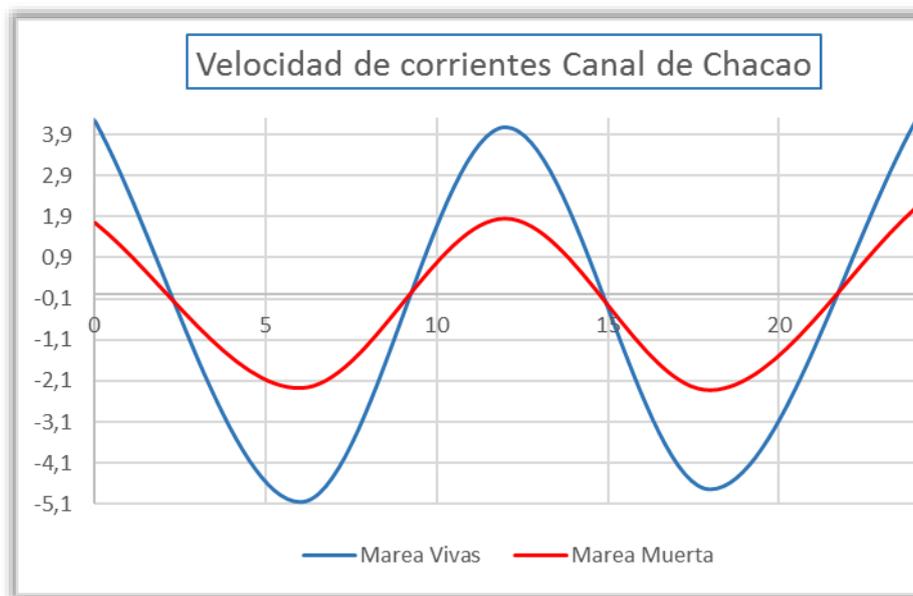


Figura 4.5: Velocidad de corrientes superficiales en m/s, de mareas vivas y muerta en Canal de Chacao, X región.
Fuente: elaboración propia.

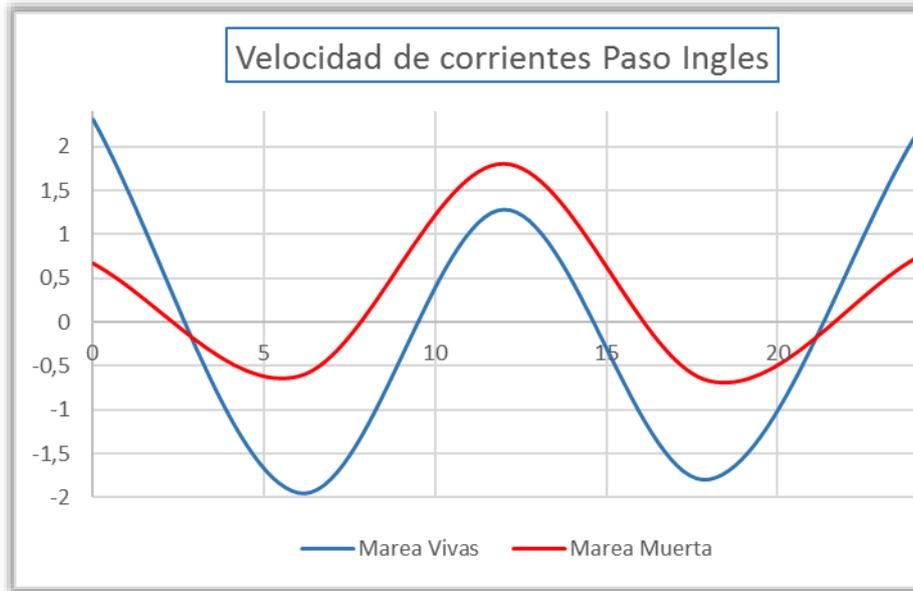


Figura 4.6: Velocidad de corrientes superficiales en m/s, de mareas vivas y muerta en Paso Ingles en el Estrecho de Magallanes, XII región. Fuente: elaboración propia.

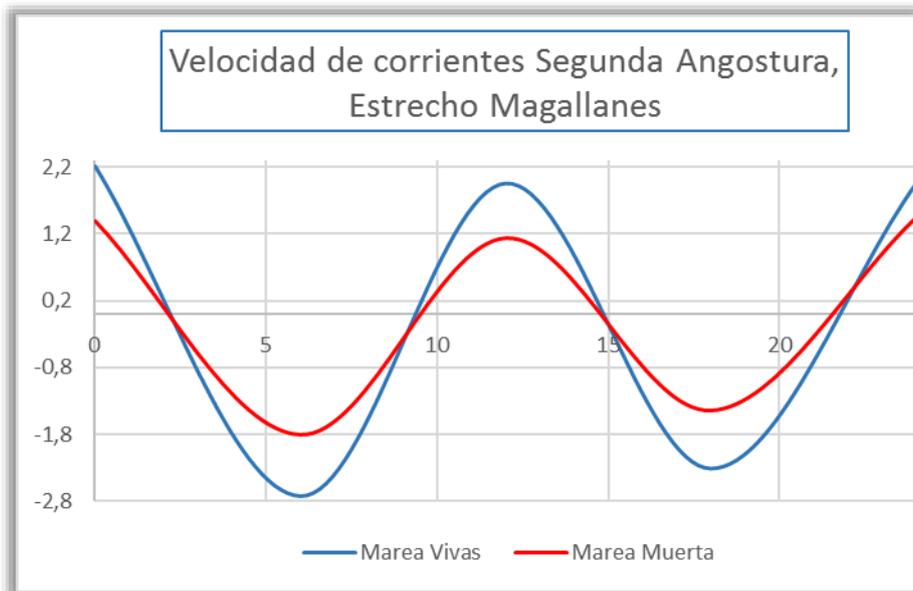


Figura 4.7: Velocidad de corrientes superficiales en m/s, de mareas vivas y muerta en Segunda Angostura en el Estrecho de Magallanes, XII región

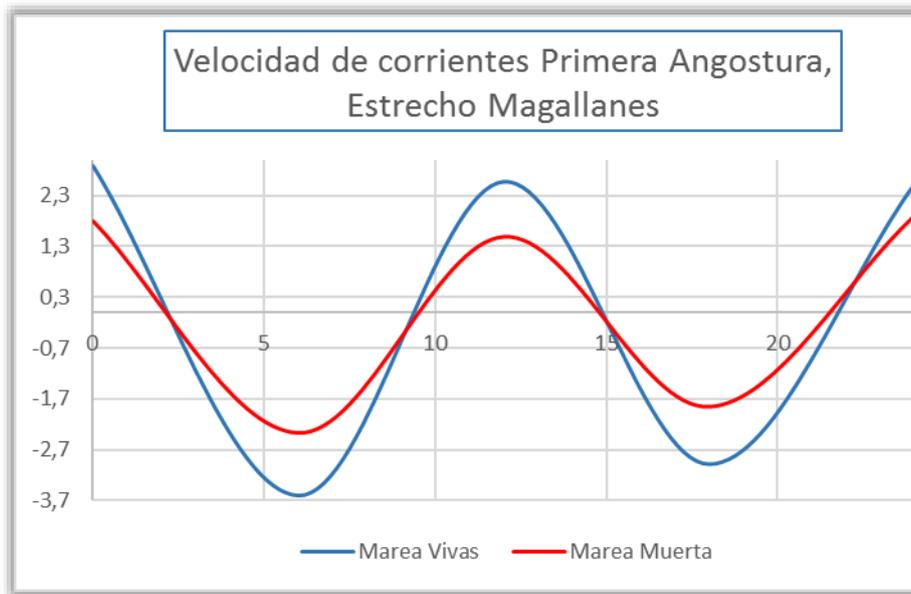


Figura 4.8: Velocidad de corrientes superficiales en m/s, de mareas vivas y muerta en Primera Angostura en el Estrecho de Magallanes, XII región. Fuente: elaboración propia.

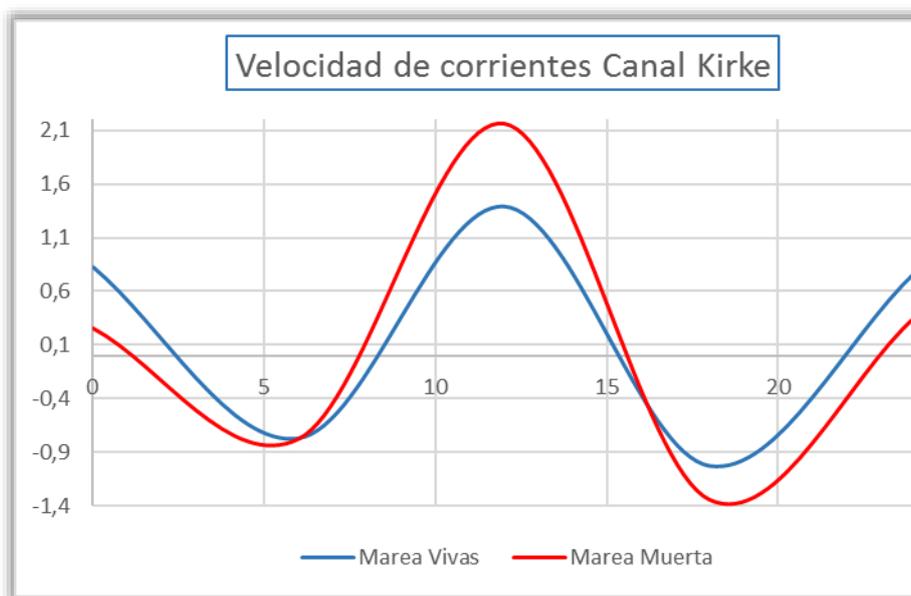


Figura 4.9: Velocidad de corrientes superficiales en m/s, de mareas vivas y muerta en Canal Kirke en el Estrecho de Magallanes, XII región. Fuente: elaboración propia.

Observando las gráficas de mareas viva y mareas muertas de cada lugar con que se cuenta la información, podemos decir que el lugar con mayor potencial es el Canal de Chacao.

4.1.3. Resultado del análisis mareomotriz

De los datos analizados, en la costa chilena, podemos ver que existen dos tipos de regímenes bastante dispares en relación a la energía disponible. Por una parte, las regiones que están desde la IX región hacia el Norte, están abiertas al Océano Pacífico, lo cual provoca que no exista un potencial importante para el aprovechamiento de las amplitudes de mareas ni tampoco a las corrientes asociado al fenómeno de las mareas, las corrientes que se generan rara vez superan los 1 m/s y además se generan por la acción del viento y no por las mareas, lo cual hace que no sean predecibles.

La otra parte de Chile, que va desde la IX región hacia el Sur, presentan oscilaciones interesantes, sobre todo en las zonas de los canales y estrechos. Aquí se puede destacar dos regiones la X y XII, donde esta última en el sector de Punta Delgada, del estrecho de Magallanes, llega a los 11 metros de altura. Estas oscilaciones sumado a las características geográficas generan constricciones importantes en los flujos de las mares, generando corrientes de mareas significativas, la cuales pueden ser aprovechables por la tecnología existente para generar energía eléctrica, el Canal de Chacao llega a velocidades de 5 m/s y en la zona del estrecho de Magallanes, también cuenta con velocidades de corrientes mareales que pueden ser aprovechables.

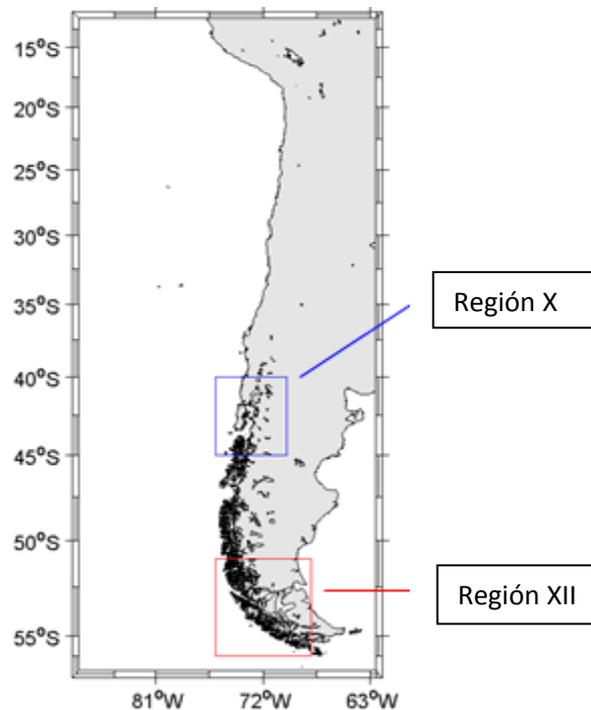


Figura 4.10: Mapa de las regiones con mayor potencial mareomotriz. Fuente: elaboración propia.

Ya visto el primer análisis, ahora entraremos a ver en detalle cada sector, para definir el lugar.

- **Canal de Chacao**

En el canal, podemos ver que está apto para generar energía eléctrica aprovechando la amplitud de las mareas, como también de las corrientes mareales.

Una característica importante a considerar es que en la actualidad, este es el último punto Sur del país capacitado para una instalación al sistema interconectado central (SIC), ya que Puerto Montt (que queda frente al canal), es la última ciudad grande de Chile. Se puede ver en la Figura 4.11.

Otro punto importante es que este canal es utilizado por distintas embarcaciones de pesca, tanto industriales como artesanales, lo cual no sería viable una instalación mareomotriz de aprovechamiento de amplitudes de mareas (como la central La Rance), no así el aprovechamiento de las corrientes mareales, ya que están estarían en el fondo del mar, los cuales permitirían el tráfico de las embarcaciones que habitualmente circulan por el canal.

A continuación, se muestra la Figura 4.12 del Canal de Chacao y muestra en color rojo las mayores velocidades que circulan por él.



Figura 4.11: Mapa del Sistema Interconectado Central. Fuente: <https://www.sic.coordinador.cl>

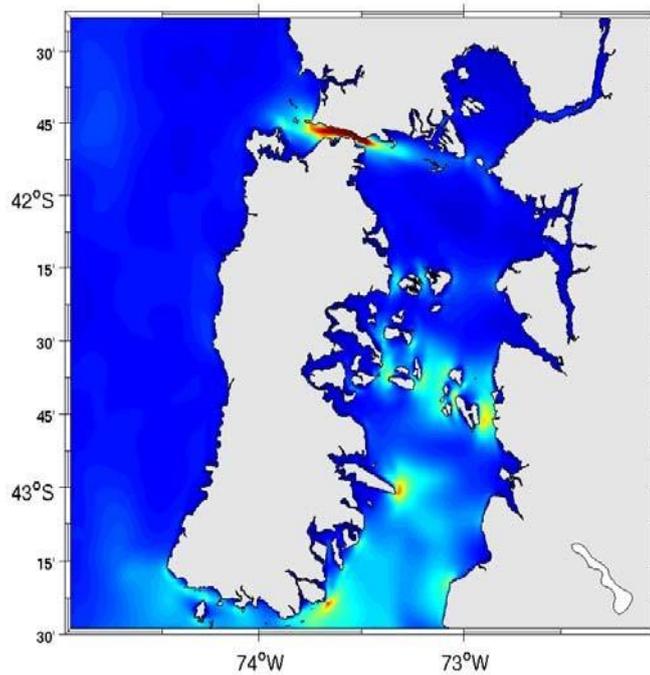


Figura 4.12: Mapa del Canal de Chaco [27].

- **Estrecho de Magallanes**

El estrecho al igual que el Canal de Chacao, se podría aprovechar la amplitud de las mareas como las corrientes que provienen de ellas, aunque el mayor potencial lo presenta la amplitud de las mareas, ya que llega a altura de 11 metros. Si bien es cierto la amplitud de las mareas que se generan en este sector son bastante atractivas para su aprovechamiento, no debemos olvidar que este tipo de tecnología consiste en crear un dique en donde se presentan estas alzas de las mareas, lo cual sería inviable el plantearse en cerrar el estrecho, ya que es el punto de unión de los Océanos Atlántico y Pacífico, lo cual significa que tiene un alto tráfico de embarcaciones de todo tipo.

Otra posibilidad sería el aprovechamiento de las corrientes mareales, que también cuenta con un potencial viable.

Por último, debemos notar que la capacidad eléctrica de esta región tiene menos del 1% del total nacional y no está conectado con el sistema interconectado central (SIC), se puede apreciar en la Figura 4.14. Por lo cual este punto no estaría capacitado para una gran instalación.

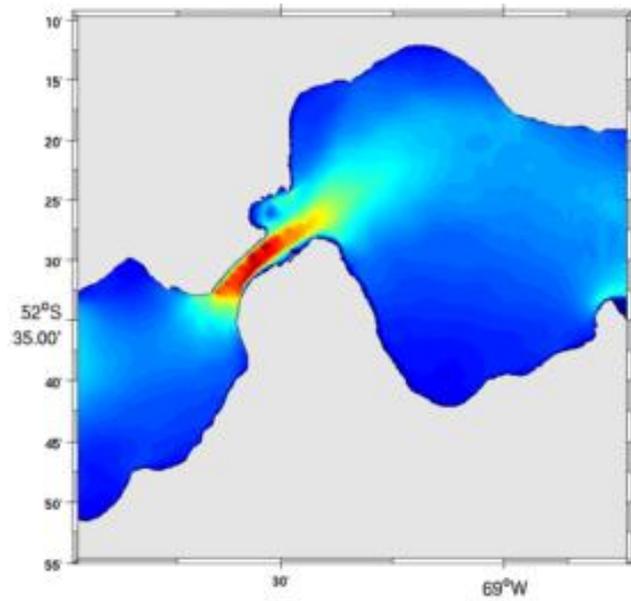


Figura 4.13: Mapa del Estrecho de Magallanes [27].



Figura 4.14: Mapa del sistema eléctrico de la XII región. Fuente: <https://www.sic.coordinador.cl>

Luego de analizar cada uno de los lugares, con los cuales se cuenta información, podríamos definir el lugar a utilizar en el análisis multicriterio, el cual sería el Canal de Chacao para un tipo de aprovechamiento de las corrientes mareales, ya que es el que cuenta las mejores características para su explotación, tanto desde el punto de vista de velocidades de corrientes, hasta la conexión al SIC.

4.2. Análisis nacional del recurso undimotriz

La distribución a nivel mundial de las olas que podemos apreciar en la Figura 4.1, observamos que las zonas con mayor actividad de oleaje están localizadas entre 30° y 60° de latitud, en ambos hemisferios.

Lo que respecta a la situación de Chile, existen varios estudios y evaluaciones de la energía generada por las olas, uno de ellos es el “27th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering”, que demuestra que Chile es uno de los sitios más adecuados en el mundo para obtener energía eléctrica a partir del oleaje existente.

La Figura 4.15 muestra el potencial de energía del estudio anteriormente mencionado y refuerzan el hecho de que existe un potencial importante para la generación eléctrica. Como se observa la energía aumenta exponencialmente de Norte a Sur, encontrándose con el rango de 25 kW/m en el Norte hasta los 110 kW/m en el Sur.

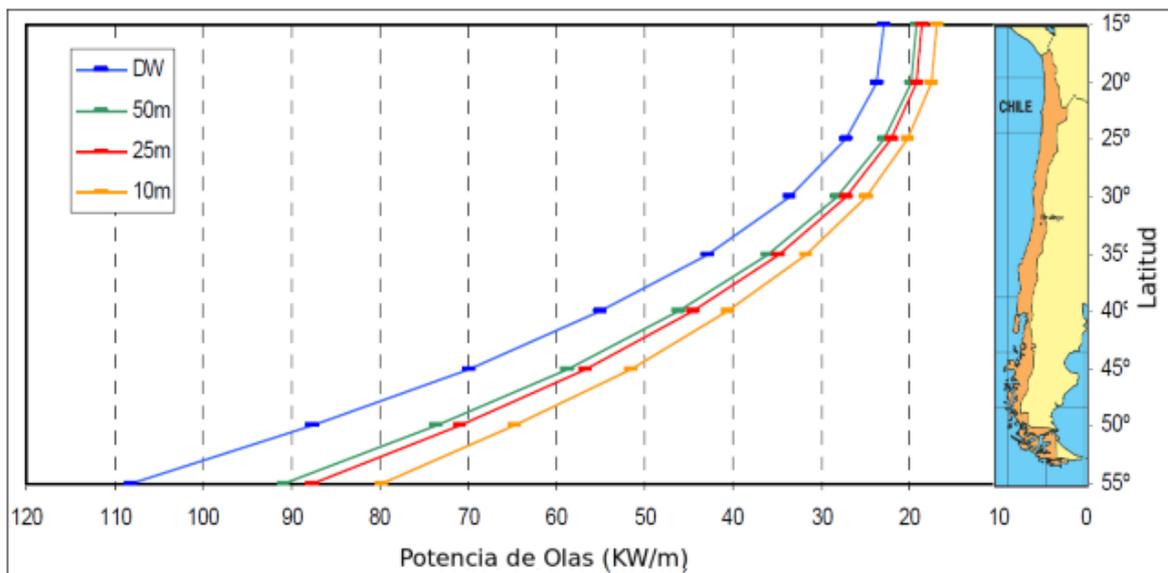


Figura 4.15: Distribución de potencia parabólica a lo largo de la costa chilena, para profundidades de 10m, 25m, 50m y aguas oceánicas [27].

Si bien es cierto la mayor capacidad energética del oleaje, se encuentra en la zona del extremo sur del país, no debemos olvidar la capacidad eléctrica como limitantes que existen en las zonas más aislada del país. Consideremos que desde la región X, hacia el Sur ya no se puede realizar una conexión al SIC.

Por lo anteriormente expuesto el lugar elegido, para la evaluación multicriterio, será la X región.

Teniendo en cuenta las características de la matriz eléctrica del país, podemos acotar la evaluación para una instalación hasta la región X. Específicamente la evaluación se realizará en la latitud $41,45^\circ$ Sur y $73,91^\circ$ Oeste.

Se utilizará una modelación numérica, desarrollada por la facultad de ciencias físicas y matemáticas de la Universidad de Chile para el ministerio de energía del gobierno de Chile, para obtener datos significativos. El modelo considera altura del oleaje, periodo, dirección y la potencia.

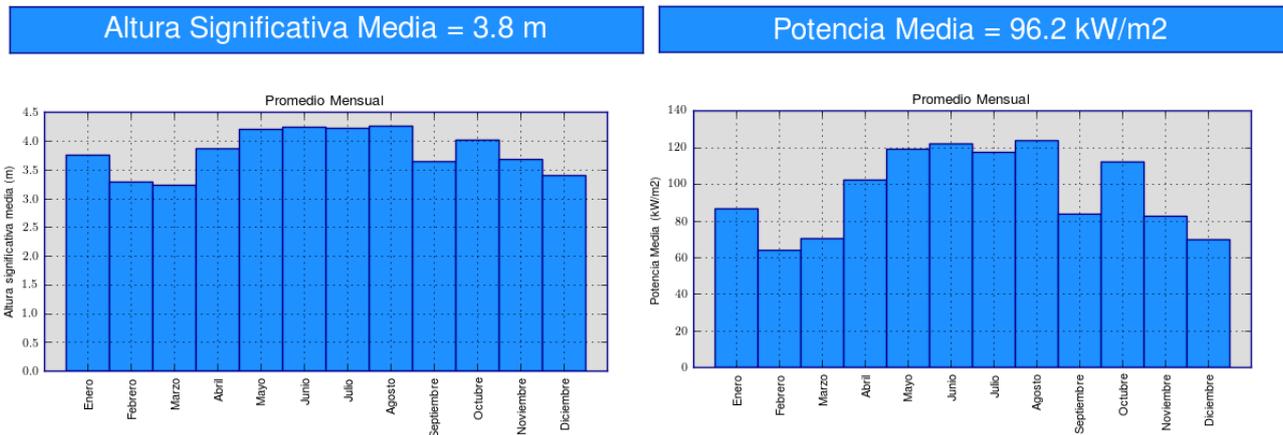


Figura 4.16: Grafica del recurso undimotriz en la zona a evaluar [1].

5. Análisis multicriterios

Los análisis multicriterios enfoque para la evaluación y valoración el cual se basa en criterios explícitos para evaluar distintas alternativas. Este análisis se realiza cuando un grupo de personas debe tomar una decisión importante en la cual concurren distintos y complejos criterios, especialmente en la etapa de la selección de la alternativa más adecuada. Los modelos multicriterios buscan que el agente decisor pueda estimar las distintas implicancias que puede tomar cada acción a cursar, de este modo se obtiene una mejor comprensión de las vinculaciones entre sus acciones y sus objetivos.

5.1. Método AHP [28]

En 1980 el profesor Tomas L. Saaty, propuso una técnica multicriterio discreta, que surge como una respuesta a problemas en la toma de decisiones en el Departamento de Defensa de los EEUU. Este método ayuda a la toma de decisiones empresariales. Las principales características del método son las siguientes:

- Se modeliza un problema, mediante una jerarquía que en cuyo vértice superior está el principal objetivo a alcanzar del problema y en la base están las alternativas a evaluar, en los niveles intermedios se encuentran los criterios, los cuales se pueden estructurar por jerarquías, en base a las cuales se tomara la decisión. Para la jerarquización se requiere experiencia y conocimiento del problema que se plantea, para la cual es indispensable disponer de toda la información necesaria.
- Para cada nivel de jerarquía se realizan comparaciones entre pares de elementos de ese nivel, en base a la importancia de cada uno de ellos al elemento de nivel superior al que están ligados. Este proceso de comparación conduce a una escala de medida relativa de prioridades. Las comparaciones por pares se realizan por medio de ratios de preferencia, para las alternativas, o por ratios de importancia, para comparar criterios, que se evalúan según una escala numérica propuesta por el método. Estos pesos o prioridades relativas deben sumar la unidad.
- Las matrices de comparaciones, realizadas, por pares contienen juicios redundantes en el sentido de que en una matriz de tamaño $n \times n$ se suelen emitir $n*(n-1)/2$ juicios, ya que conocido un término

a_{ij} se obtienen fácilmente el término a_{jk} por la propiedad de reciprocidad, cuando de hecho solo se necesitaran $n-1$ juicios utilizando algebra se conoce el término a_{ij} y a_{jk} es posible conocer con cálculos sencillo el término a_{ik} . Esta redundancia resulta útil para mejorar la exactitud de los juicios y se aprovecha para reducir los errores y mejorar la consistencia de la matriz.

- Por último, ya realizada la evaluación de la contribución de cada elemento a los elementos del nivel de la jerarquía inmediatamente superior, se calcula la contribución global de cada alternativa al objetivo principal.

Los pasos generales de la metodología AHP, son las siguientes:

Paso 1: Estructurar el problema como una jerarquía

Este paso consiste en modelar el problema de decisión que se pretende resolver como una jerarquía, la jerarquía se adopta de la siguiente forma:

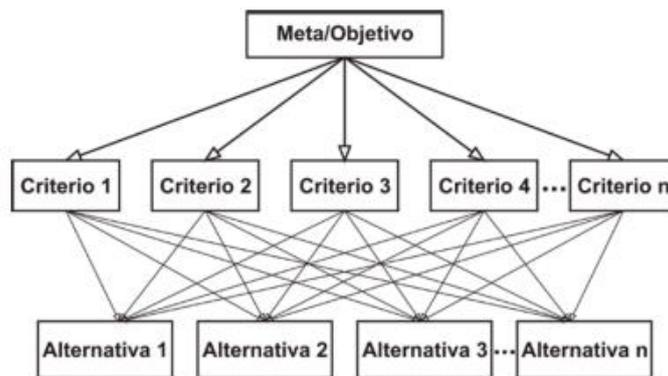


Figura 5.1: Jerarquía AHP [28].

En el vértice superior se sitúa el objetivo a alcanzar. Lo sigue el siguiente nivel descendente donde se sitúan los criterios de decisión.

Finalmente, en el último nivel de la jerarquía se encuentran las alternativas, que son el conjunto de posibles opciones definidas sobre las que la unidad decisora terminara realizando una decisión.

Paso 2: Establecimiento de las prioridades entre los criterios

El objetivo de este paso es construir un vector de prioridades o pesos que evalúa la importancia relativa, que la unidad decisora otorga a cada criterio. El problema que se produce en este paso, es como asignar un valor numérico a cada criterio. Para ello existen dos estrategias la

asignación directa (mediante una escala definida que correlaciona valores de grado con valores numéricos) o asignación indirecta (mediante técnicas de comparación entre criterios).

La asignación directa, debe realizarse con una valoración sobre la importancia del criterio en términos cualitativos y luego a acudir a una escala, que previamente ha sido establecida, para obtener los valores numéricos que se corresponden con su valoración.

Tabla 5.1: Escala de valoración directa

Valoración cualitativa	Valoración cuantitativa	
	Escala simple	Escala de Saaty
Muy débil	1	1
Débil	2	3
Moderada	3	5
Fuerte	4	7
Muy fuerte	5	9

La asignación indirecta implica un análisis más exhaustivo, en lo cual el decisor compara criterios $C_j (j= 1,2, \dots, n)$ para establecer unas prioridades w_j (pesos asociados a los criterios). La comparación se expresa mediante la matriz W y se quiere un vector prioridades $\vec{w} = [w_1, w_2, \dots, w_n]$, entonces se plantea la siguiente ecuación:

$$\begin{pmatrix} w_1/w_1 & w_1/w_2 & \dots & w_1/w_n \\ w_2/w_1 & w_2/w_2 & \dots & w_2/w_n \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ w_n/w_1 & w_n/w_2 & \dots & w_n/w_n \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} = \mu \cdot \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} \quad (5.1.1)$$

Donde:

- W_j es la magnitud que se mide: el peso de los criterios
- Los elementos de la matriz $W = (w_{ij})$ con $w_{ij} = w_i / w_j$ para $i, j = 1, 2, \dots, n$ son números positivos.

La ecuación anterior se puede poner de la forma $W * \vec{w} = \mu * \vec{w}$. El autovalor de W distinto de cero es igual a la dimensión n de la matriz y \vec{w} es el vector propio asociado.

La suma de los elementos de la matriz W para la fila i es:

$$w_i \cdot \sum_{j=1}^n \frac{1}{w_j}$$

Y la suma de los elementos de la matriz para la columna j se puede escribir:

$$\frac{1}{w_j} \cdot \sum_{i=1}^n w_i = \frac{1}{w_j}$$

Por lo tanto, si se normaliza la suma de columnas se obtiene el vector \vec{w} . Estas características de W se utilizan en el análisis de perturbaciones.

Cuando se pide al decisor que establezca las prioridades mediante comparación entre pares para determinar los pesos relativos de los criterios, lo que hace construir una matriz R cuyos elementos r_{ij} son valores numéricos positivos, los cuales indican la importancia relativa entre el criterio C_i y el criterio C_j respecto al elemento del nivel inmediatamente superior en la jerarquía del problema, en este caso la meta a alcanzar. Para determinar la importancia se recurre a escalas previamente establecidas por Saaty.

Tabla 5.2: Escala fundamental de comparación pareada

ESCALA FUNDAMENTAL DE COMPARACION PAREADA		
Escala numérica	Escala verbal	Explicación
1	Igual importancia	Dos actividades contribuyen por igual al objetivo
3	Importancia moderada de un elemento sobre otro	La experiencia y el juicio están a favor de un elemento sobre otro
5	Importancia fuerte de un elemento sobre otro	Un elemento es fuertemente favorecido
7	Importancia muy fuerte de un elemento sobre otro	Un elemento es muy dominante
9	Extrema importancia de un elemento sobre otro	Un elemento es favorecido por al menos un orden de magnitud de diferencia
2,4,6,8	Valores intermedios entre dos juicios adyacentes	Se usan como compromiso entre dos juicios
Incrementos 0,1	Valores intermedios en incrementos	Utilización para graduación más fina de juicios

Para determinar los pesos de los criterios se debe completar la matriz R de tal modo que el término r_{ij} representa la prioridad relativa entre el criterio C_i y C_j respecto del objetivo. Este término será mayor, igual o inferior a uno dependiendo de cuál de los dos criterios sea más importante para el logro del objetivo. La matriz obtenida es de la siguiente forma:

$$R = \begin{pmatrix} 1 & r_{12} & \cdots & r_{1n} \\ r_{21} & 1 & \cdots & r_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_{n1} & r_{n2} & \cdots & 1 \end{pmatrix}$$

Donde $r_{ij} * r_{ji} = 1$. Para este tipo de matrices se cumple que el autovalor máximo λ_{max} es un número real positivo y asociado a este autovalor existe un vector propio \vec{Z} , cuyas componentes son positivas.

Para detectar inconsistencias de la matriz y medir consistencias de los juicios emitidos, existen varias formas. Una de ellas consiste en resolver, luego de construir la matriz R , la ecuación:

$$R \cdot \vec{w} = \lambda_{max} \cdot \vec{w} \quad (5.1.2)$$

Cuanto más cerca el valor de λ_{max} a n , siendo n la dimensión de la matriz, mayor es la consistencia de los juicios y el resto de los autovalores de R deben estar próximos a cero.

Otra forma de medir consistencia es mediante el índice de consistencia (IC), que tiene la siguiente expresión:

$$IC = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (5.1.3)$$

Esta medida puede utilizarse para mejorar la consistencia de los juicios si se compara con el número apropiado de la tabla que se muestra a continuación, que recoge el índice de consistencia aleatorio (RI).

Tabla 5.3: Índice de consistencia aleatorio (RI) en función de la dimensión de la matriz (n)

n	1	2	3	4	5	6	7	8
RI	0	0	0.525	0.882	1.115	1.252	1.341	1.404
n	9	10	11	12	13	14	15	16
RI	1.452	1.484	1.513	1.535	1.555	1.570	1.583	1.595

El índice de consistencia aleatorio (RI) se define como el índice de consistencia aleatorio mediante la simulación de 100.000 matrices recíprocas generadas aleatoriamente utilizando la escala de Saaty (1/9, 1/8, ..., 1, ..., 8, 9).

Al calcular el cociente entre el índice de consistencia (IC) y el índice de consistencia aleatorio (RI), se obtiene la relación de consistencia (RC).

$$RC = \frac{IC}{IR} \quad (5.1.4)$$

Si el resultado del cociente es 0.10 o menor, entonces se acepta la consistencia de la matriz y por lo tanto el autovector de pesos se admite como válido. Para $n = 3$ el umbral se fija en 0.05 y para $n = 4$ en 0.08. Para $n \leq 5$, si RC es mayor que 0.10 se debe estudiar nuevamente el problema y revisar los juicios emitidos.

Paso 3: Establecimiento de la prioridades locales y globales entre los subcriterios

Si en la modelización del problema alguno o todos los criterios se descompusieron en subcriterios, entonces se debe calcular el vector de pesos global asociado a dicho subcriterios.

Para calcular el vector de pesos global, se realiza el mismo procedimiento anteriormente descrito, pero se deben realizar las comparaciones pareadas entre los subcriterios, para determinar su importancia relativa. De este modo se calcula el vector de pesos asociados a un conjunto de subcriterios respecto a su criterio padre, a esto se le llama prioridad local.

Paso 4: Establecimiento de las prioridades locales entre las alternativas

En este paso se procede a la valoración de las alternativas, para así poder calcular las prioridades locales correspondientes. Para ello, con cada criterio o subcriterio del ultimo nivel de la jerarquía se plantea la matriz R de juicios por comparación pareada entre alternativas. El procedimiento es el mismo al paso 2, pero en este caso se establece el nivel de prioridad de una alternativa sobre otra tomando como base de comparación el grado de cumplimiento de cada criterio o subcriterio, la escala que se utiliza es la misma.

Luego se calcula el autovalor máximo de la matriz R , el vector propio asociado, y el índice de consistencia de los juicios. Realizadas las operaciones si el índice de consistencia es aceptable, entonces se obtiene un vector de pesos locales de las alternativas, que corresponde con el autovector calculado.

Tabla 5.4: Matriz de valoración

	w_1	w_2	...	w_j	...	w_n
	C_1	C_2	...	C_j	...	C_n
A_1	x_{11}	x_{12}	x_{1n}
A_2	x_{21}	x_{22}	x_{2n}
...
A_i	x_{i1}	x_{i2}	...	x_{ij}	...	x_{in}
...
A_m	x_{m1}	x_{m2}	...	x_{mj}	...	x_{mn}

Paso 5: Establecimiento de las prioridades totales asociadas a cada alternativa

Una vez que se dispone de toda la información de la matriz valoración, para finalizar Saaty propone a utilizar el método de la suma ponderada.

El método de suma ponderada, consiste en encontrar el vector global \vec{p} de prioridades que agrega las prioridades obtenidas en las dos jerarquías consideradas: criterios y alternativas. Las componentes p_i de este vector son las prioridades totales asociadas a cada alternativa A_i , que reflejan el valor total que cada alternativa tiene para el decisor. Cada componente de este vector se calcula con la siguiente expresión:

$$p_i = \sum_{j=1}^n (w_j \cdot r_{ij}) \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (5.1.5)$$

Donde w_j son los pesos asociados a cada uno de los criterios que se consideran y r_{ij} son las componentes de la matriz de valoración tras el proceso de normalización.

Finalmente, por ordenación de las alternativas en base a los valores p_1, p_2, \dots, p_m es posible resolver el problema de decisión y determinar la mejor alternativa de entre las posibles, que será la de suma ponderada mayor.

5.2. Método Topsis [28]

El método TOPSIS de Hwang y Yoon afronta el dilema de trabajar con el ideal o con el anti-ideal. Para ver que esto es realmente un dilema, puede conducir a resultados diferentes, basta observar la Figura 5.2, en la que se han representado cinco alternativas (A, B, C, D y E), de un problema de dos criterios. También aparecen en la figura los puntos ideal y anti-ideal, respecto a los que es inmediato observar que C es la más cercana a la ideal, mientras que la D es la que está más lejana del anti-ideal.

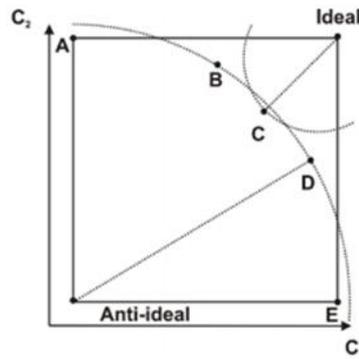


Figura 5.2: Distancia al ideal y al anti-ideal [28].

TOPSIS resuelve el dilema, inspirándose en una idea que Dasarathy aplicó en un contexto de análisis multivariante de datos. Para cada alternativa $A_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{in})$, se calculan $d_p^M(A_i)$ y $d_p^m(A_i)$, las distancias ponderadas al ideal y anti-ideal según la métrica p escogida:

$$d_p^M(A_i) = \left[\sum_j w_j^p |A_j^M - x_{ij}|^p \right]^{1/p} \quad (5.2.1)$$

$$d_p^m(A_i) = \left[\sum_j w_j^p |A_j^m - x_{ij}|^p \right]^{1/p} \quad (5.2.2)$$

A partir de (5) y (6), se obtiene el ratio de similitud al ideal:

$$D_p(A_i) = \frac{d_p^m(A_i)}{d_p^M(A_i) + d_p^m(A_i)} \quad (5.2.3)$$

Que varía desde $D_p(A^m) = 0$ para el anti-ideal, hasta $D_p(A^M) = 1$ para el ideal. Finalmente, $D_p(a_i)$ es utilizado para la ordenación final de las alternativas.



Figura 5.3: Pasos del método TOPSIS [28].

Los pasos generales de la metodología TOPSIS, son las siguientes:

Paso 1: Establecimiento de la matriz de decisión

El método TOPSIS evalúa la siguiente matriz de decisión que se refiere a m alternativas A_i , $i = 1, \dots, m$, las cuales son evaluadas en función de n criterios C_j , $j = 1, \dots, n$:

Tabla 5.5: Matriz de decisión

	w_1	w_2	...	w_j	...	w_n
	C_1	C_2	...	C_j	...	C_n
A_1	x_{11}	x_{12}	...	x_{1j}	...	x_{1n}
A_2	x_{21}	x_{22}	...	x_{2j}	...	x_{2n}
...
A_m	x_{m1}	x_{m2}	...	x_{mj}	...	x_{mn}

Donde x_{ij} denota la valoración de i -ésima alternativa en términos del j -ésimo criterio.

Y donde $W = [w_1, w_2, \dots, w_n]$ es el vector de pesos asociado con C_j .

Paso 2: Normalización de la matriz decisión

En el método TOPSIS primero se convierte las dimensiones de los distintos criterios en criterios no dimensionales. Un elemento \bar{n}_{ij} de la matriz de decisión normalizada $N = [\bar{n}_{ij}]_{m \times n}$ se calcula de la siguiente forma:

$$\bar{n}_{ij} = \frac{x_{ij}}{\sqrt{\sum_{j=1}^n (x_{ij})^2}}, \quad j = 1, \dots, n; \quad i = 1, \dots, m. \quad (5.2.4)$$

Paso 3: Construir la matriz de decisión normalizada ponderada

El valor normalizado ponderado \bar{v}_{ij} de la matriz de decisión normalizada ponderada $V = [\bar{v}_{ij}]$ se calcula de la siguiente forma:

$$\bar{v}_{ij} = w_j \otimes \bar{n}_{ij}, \quad j = 1, \dots, n, \quad i = 1, \dots, m, \quad (5.2.5)$$

Donde, w_j tal que $1 \in \sum_{j=1}^n w_j$ es el peso del j -ésimo atributo o criterio. Es bien conocido que los pesos de los criterios en un problema de decisión no tiene el mismo significado y no tienen la misma importancia. Estos pesos pueden obtenerse de diferentes modos: mediante asignación directa, mediante el método AHP, etc. En el presente trabajo utilizaremos el método AHP para la obtención de los pesos.

Paso 4: Determinar la solución ideal positiva (PIS) y la solución ideal negativa (NIS)

El conjunto de valores ideal positivo \overline{A}^+ y el conjunto de valores ideal negativo \overline{A}^- se determina como:

$$\overline{A}^+ = \{\overline{v}_1^+, \dots, \overline{v}_n^+\} = \left\{ \left(\max_i \overline{v}_{ij}, j \in J \right) \left(\min_i \overline{v}_{ij}, j \in J' \right) \right\} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (5.2.6)$$

$$\overline{A}^- = \{\overline{v}_1^-, \dots, \overline{v}_n^-\} = \left\{ \left(\min_i \overline{v}_{ij}, j \in J \right) \left(\max_i \overline{v}_{ij}, j \in J' \right) \right\} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (5.2.7)$$

Donde J está asociado con los criterios de beneficio y J' está asociado con los criterios de costes.

Paso 5: Cálculo de las medidas de distancia

La separación de cada alternativa de la solución ideal positiva \overline{A}^+ está dada como:

$$\overline{d}_i^+ = \left\{ \sum_{j=1}^n (\overline{v}_{ij} - \overline{v}_j^+)^2 \right\}^{\frac{1}{2}}, \quad i = 1, \dots, m \quad (5.2.8)$$

Y la separación de cada alternativa de la solución ideal negativa \overline{A}^- es:

$$\overline{d}_i^- = \left\{ \sum_{j=1}^n (\overline{v}_{ij} - \overline{v}_j^-)^2 \right\}^{\frac{1}{2}}, \quad i = 1, \dots, m \quad (5.2.9)$$

En este caso se utiliza la distancia Euclidea m-multidimensional.

Paso 6: Cálculo de la proximidad relativa a la solución ideal

La proximidad relativa \overline{R}_i a la solución ideal puede expresarse:

$$\overline{R}_i = \frac{\overline{d}_i^-}{\overline{d}_i^+ + \overline{d}_i^-}, \quad i = 1, \dots, m \quad (5.2.10)$$

- Si $\overline{R}_i = 1 \rightarrow A_i = \overline{A}^+$
- Si $\overline{R}_i = 0 \rightarrow A_i = \overline{A}^-$

Cuanto más próximo es el valor de \overline{R}_i a 1, implica una mayor prioridad de la alternativa i-ésima.

Paso 7: Ordenación de preferencias

Se ordenan las mejores alternativas de acuerdo con \overline{R}_i en orden descendente.

5.3. Lógica Difusa [29]

En los años sesenta el ingeniero matemático Lotfi A. Zadeh, propone la lógica difusa, el cual pretende introducir un grado de vaguedad en las cosas que califica.

¿En qué situaciones es útil aplicar la lógica difusa?

La lógica difusa se puede aplicar en procesos complejos, cuando no existe un modelo de solución simple o un modelo matemático preciso. Es útil también cuando se necesite usar el conocimiento de un experto que utiliza conceptos imprecisos. De la misma manera se puede aplicar cuando ciertas partes de un sistema a controlar son desconocidas y no pueden medirse de forma confiable y cuando el ajuste de una variable puede producir el ajuste de otras. No es recomendable utilizar la lógica difusa cuando algún modelo matemático da solución eficientemente a el problema, cuando los problemas son lineales o cuando no tienen solución.

La lógica difusa permite tratar con información que no es exacto o con un alto grado de imprecisión a diferencia de la lógica convencional la cual trabaja con información precisa. El problema principal surge de la poca capacidad de expresión de la lógica clásica.

Conjuntos clásicos: Los conjuntos clásicos del ser humano de clasificar objetos y conceptos. Estos conjuntos pueden definirse como un conjunto bien definido de elementos o mediante una función de pertenencia μ que toma valores de 0 ó 1 de un universo en discurso para todos los elementos que pueden pertenecer o no al conjunto.

Un conjunto clásico se puede definir con la función de pertenencia mostrada en la ecuación 5.3.1.

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x \notin A \\ 1 & \text{si } x \in A \end{cases} \quad (5.3.1)$$

Conjuntos difusos: La necesidad de trabajar con conjuntos difusos surge del hecho que existen conceptos que no tienen límites claros. Un conjunto difuso se encuentra asociado por un valor lingüístico que está definido por una palabra, etiqueta lingüística o adjetivo. En los conjuntos difusos la función de pertenencia puede tomar valores del intervalo entre 0 y 1, y la transacción del valor entre cero y uno es gradual y no cambia de manera instantánea como pasa con los conjuntos clásicos. Un conjunto difuso en un universo en discurso puede definirse como lo muestra la ecuación 5.3.2.

$$A = \{(x, \mu_A(x)) | x \in U\} \quad (5.3.2)$$

Donde $\mu_A(x)$ es la función de pertenencia de la variable x , y U es el universo en discurso. Cuando más cerca de este la pertenencia del conjunto A al valor de 1, mayor será la pertenencia de la variable x al conjunto A , esto se puede ver en la Figura 5.4.

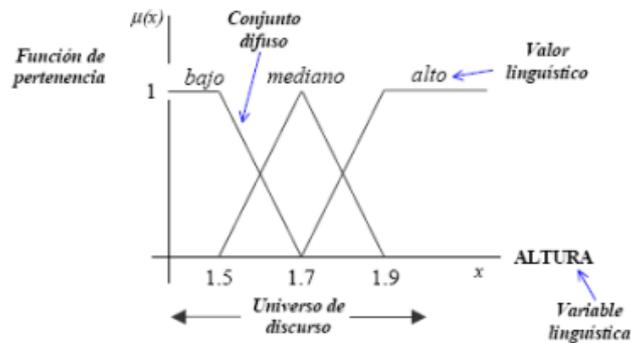


Figura 5.4: Ejemplo de conjuntos difusos [29].

Funciones de pertenencia: Aun cuando cualquier función puede ser válida para definir un conjunto difuso, existe ciertas funciones que son más comúnmente utilizadas por su simplicidad matemática, entre estas se encuentran las funciones de tipo triangular, trapezoidal, gaussiana, etc.

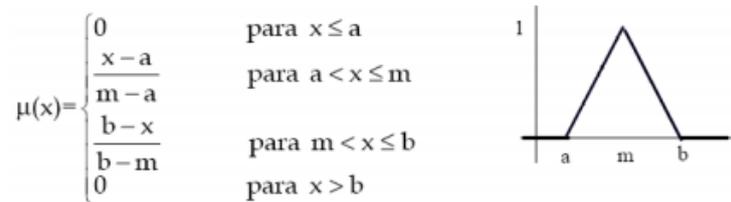


Figura 5.5: Función de transferencia para un conjunto difuso triangular [29].

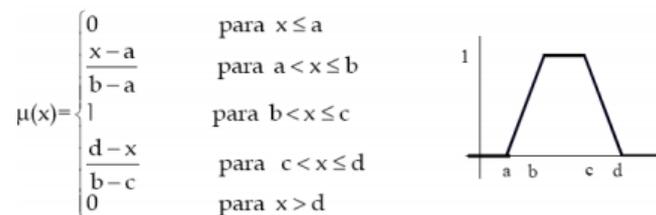


Figura 5.6: Función de transferencia para un conjunto difuso trapezoidal [29].

Control difuso: La lógica difusa se aplica principalmente en sistemas de control difuso que utilizan expresiones ambiguas para formular reglas que controlen el sistema. Un sistema de control difuso trabaja de manera muy diferente a los sistemas de control convencionales. Estos usan el conocimiento experto para generar una base de conocimientos que dará al sistema la capacidad de tomar decisiones sobre ciertas acciones que se

presentan en su funcionamiento. Los sistemas de control difuso permiten describir un conjunto de reglas que utilizaría una persona para controlar un proceso y a partir de estas reglas generar acciones de control. El control difuso puede aplicarse tanto en sistemas muy sencillos como en sistemas cuyos modelos matemáticos sean muy complejos.

Fusificación: La fusificación tiene como objetivo convertir valores *crisp* o valores reales en valores difusos. En la fusificación se asignan grados de pertenencia a cada una de las variables de entrada con relación a los conjuntos previamente definidos utilizando las funciones de pertenencia asociadas a los conjuntos difusos.

Base de conocimiento: La base de conocimiento contiene el conocimiento asociado con el dominio de la aplicación y los objetivos de control. En esta etapa se deben definir las reglas lingüísticas de control que realizarán la toma de decisiones que decidirán la forma en la que debe actuar el sistema.

Inferencia: La inferencia relaciona los conjuntos difusos de entrada y salida representando las reglas que definirán el sistema. En la inferencia se utiliza la información de la base de conocimiento para generar reglas mediante el uso de condiciones, por ejemplo: *si caso1 y caso2, entonces acción 1.*

Defuzzificación: La defuzzificación realiza el proceso de adecuar los valores difusos generados en la inferencia en valores *crisp*, que posteriormente se utilizarán en el proceso de control. En la defuzzificación se utilizan métodos matemáticos simples como el método del centroide, método del promedio ponderado y método de membresía del medio del máximo.

6. Desarrollo del estudio

6.1. Criterios de Decisión

Los criterios de decisión constituyen los puntos de vistas o parámetros que se utilizan para manifestar las preferencias del decisor, son elementos de referencia en base a los cuales se realiza la decisión. Todos los criterios evaluados serán cuantitativos.

Los criterios de decisión son los siguientes:

- **Adaptación de la zona:** La adaptación a la zona viene dado principalmente por el porcentaje de la zona que cumpla con las características técnicas de la turbina. Para ello es necesario encontrar las características técnicas de cada alternativa, entonces se recurrirá a los datos que tenga el fabricante y se comparará con los datos de la zona. Considerando que se podrían encontrar algún inconveniente en la implementación se tomara un margen de tolerancia del $\pm 3\%$.
- **Desarrollo de la tecnología [21]:** Para determinar el desarrollo o madurez de la tecnología se utilizará “ricore-poject.eu, documento 3.2”, documento realizado por el proyecto Ricore de la Union Europea que establece el riesgo del perfil tecnológico. Este realiza una evaluación con calificaciones desde el 1 al 10, donde 1 es la tecnología menos madura y 10 es la tecnología que tienen mayor nivel de madurez y por ende tiene un menor riesgo tecnológico. La tolerancia que se le asignara a este criterio será de ± 1 .
- **Generación anual por 1 MW instalado:** Este criterio representa la capacidad específica de cada alternativa para producir energía, por cada 1 MW instalado. Para ello se debe analizar la alternativa con respecto al recurso energético existente en la zona y el que puede ser aprovechable según el caso. Observando los datos históricos del SHOA y la modelación de la energía Undimotriz, realizada por la Unversidad de Chile, se podría estimar un margen de tolerancia en la energía disponible del mar de $\pm 4\%$.
- **Factor de planta:** Este factor es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo

período, en este trabajo se considerará anual, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. El factor de planta va netamente ligado con la generación de energía, es por ello que si la energía marina tenga un margen de tolerancia de $\pm 4\%$, este tendría la misma tolerancia.

- **Coste de kW instalado:** El coste de instalación de cada kW, se obtuvo a través de la información publicada por cada compañía fabricante de la alternativa analizada. Se estima que los costes tengan una variación a reducir de un -1% , sin embargo, podría sufrir un alza de $+8\%$.
- **Coste de operación y mantenimiento [23]:** Para obtener este coste aproximado se utilizó “The Economics of Wave and Tidal Energy”, el cual según la tecnología se obtuvo el coste. A este coste se le asignará una reducción del 2% y un alza de 6% .
- **Vida útil:** Para obtener este dato se recurrió a la información del fabricante. Dado a que las tecnologías son lo bastante nuevas se estimara una tolerancia de ± 4 años.

Se buscó información científica relevante con respecto a algún tipo de evaluación ambiental, para cuantificar los efectos de ambos tipos de tecnologías, pero no fue suficiente lo obtenido. Esto se debe a que la tecnología es demasiado nueva y recién se está revisando los posibles efectos en el ambiente marino.

Por lo anteriormente expuesto no se tuvo algún criterio desde el punto de vista medio ambiental.

6.2. Alternativas

Las alternativas a evaluar serán de dos tipos; las que provienen de las corrientes mareales y las provenientes de las olas. Estas alternativas serán evaluadas en la misma región (región X), pero en distintos sectores de la región.

6.2.1. Alternativas de corrientes mareales

Para comenzar a evaluar estas alternativas expondremos los datos que son comunes para todas las alternativas comenzando por ver la batimetría del sector, para ello realizara un perfil transversal de donde se tienen más mediciones de corrientes superficiales.

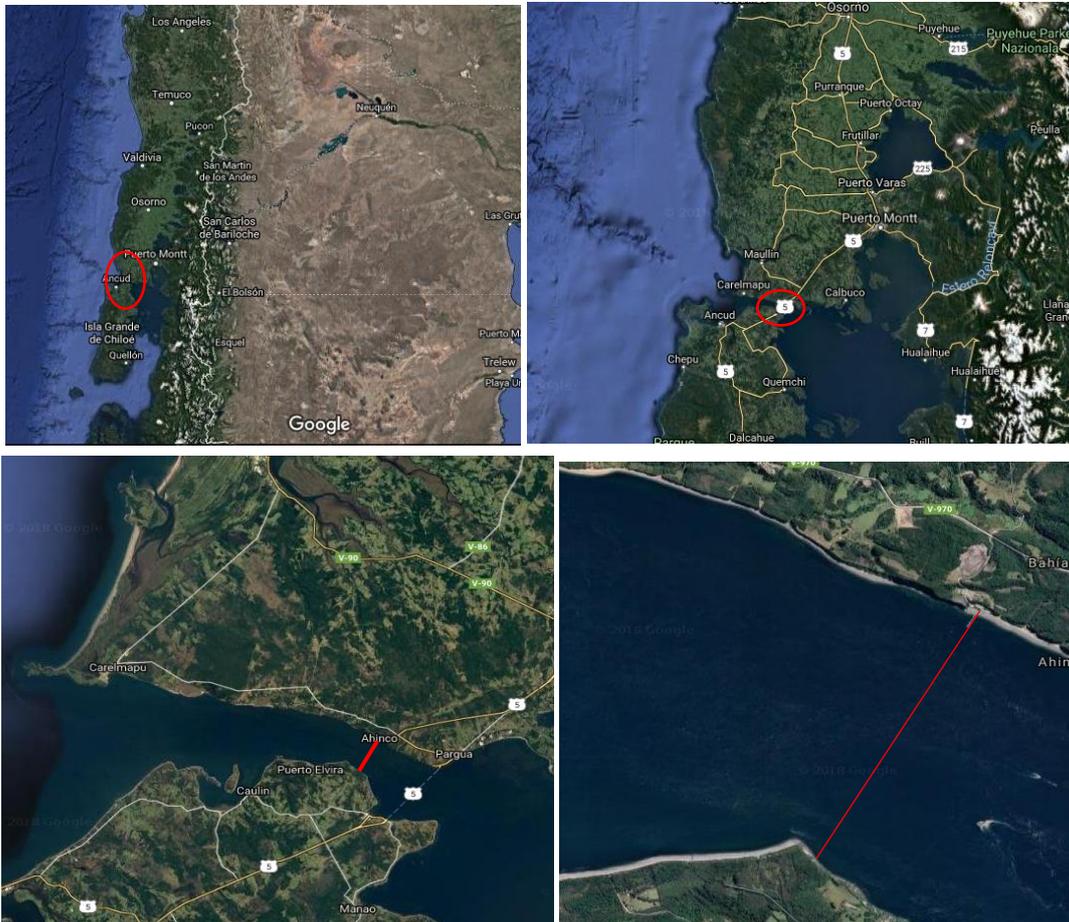


Figura 6.1: Localización del lugar evaluado, Canal de Chacao, ubicado en las coordenadas $41^{\circ}47'26''$ latitud Sur y $73^{\circ}31'48''$ latitud Oeste. Fuente: Google Earth.

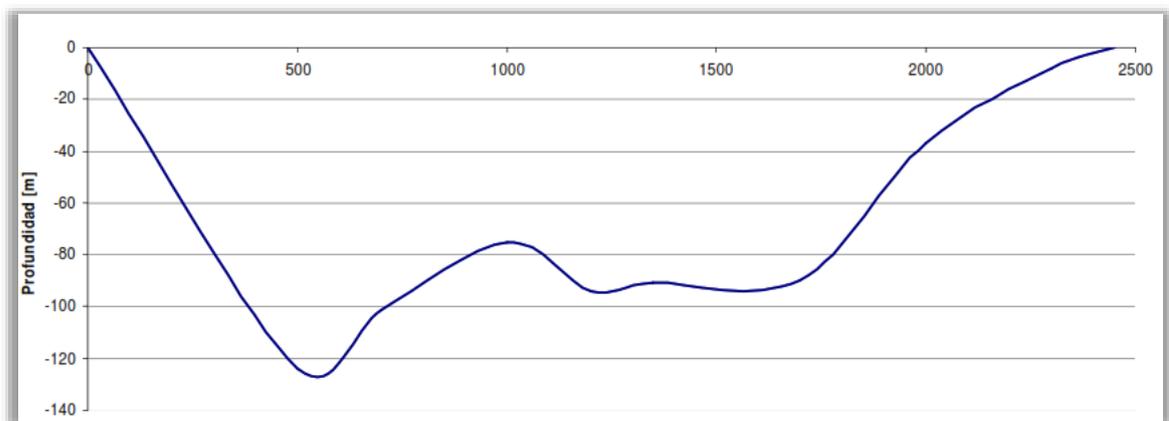


Figura 6.2: Sección transversal del fondo marino, Punta San Gallan. Fuente: elaboración propia.

Como se dijo anteriormente solo se cuentan con las velocidades superficiales y además contamos con las velocidades máximas de corriente. Por tanto, para una zona de marea semi-diurno se debe extrapolar las corrientes marinas. Estas extrapolaciones consisten en la variación de los valores máximos entre una marea viva y una marea muerta, utilizando la siguiente ecuación:

$$\cos\left(\frac{t*\pi}{T}\right) \quad (6.1)$$

donde t, es el tiempo desde el momento en que se tiene la velocidad y T es la mitad del periodo de marea el cual es 6.25 horas.

La extrapolación se hará en intervalos de 15 minutos, para ello se utilizará la ecuación 6.1. En la Tabla 6.1 y 6.2 se muestran las extrapolaciones de las mareas, tanto vivas como muertas.

Tabla 6.1: Marea viva

Tiempo	Cos(t*PI/T)	Velocidad Max [m/s]	Velocidad [m/s]	Densidad de Potencia de Flujo [kW/m2]	Energía del Flujo [kWh/m2]
0:00	1,00	4,20	4,20	37,93	0
0:15	0,99	4,20	4,17	37,04	9,26
0:30	0,97	4,20	4,07	34,47	8,62
0:45	0,93	4,20	3,91	30,49	7,62
1:00	0,88	4,20	3,68	25,53	6,38
1:15	0,81	4,20	3,40	20,09	5,02
1:30	0,73	4,20	3,06	14,69	3,67
1:45	0,64	4,20	2,68	9,82	2,46
2:00	0,54	4,20	2,25	5,84	1,46
2:15	0,43	4,20	1,79	2,93	0,73
2:30	0,31	4,20	1,30	1,12	0,28
2:45	0,19	4,20	0,79	0,25	0,06
3:00	0,06	4,20	0,26	0,01	0,00
3:15	-0,06	-5,00	0,31	0,02	0,00
3:30	-0,19	-5,00	0,94	0,42	0,11
3:45	-0,31	-5,00	1,55	1,89	0,47
4:00	-0,43	-5,00	2,13	4,94	1,24
4:15	-0,54	-5,00	2,68	9,85	2,46
4:30	-0,64	-5,00	3,19	16,58	4,14
4:45	-0,73	-5,00	3,64	24,79	6,20
5:00	-0,81	-5,00	4,05	33,89	8,47
5:15	-0,88	-5,00	4,38	43,07	10,77

5:30	-0,93	-5,00	4,65	51,44	12,86
5:45	-0,97	-5,00	4,84	58,16	14,54
6:00	-0,99	-5,00	4,96	62,50	15,62
6:15	-1,00	-5,00	5,00	64,00	16,00
6:30	-0,99	-5,00	4,96	62,50	15,62
6:45	-0,97	-5,00	4,84	58,16	14,54
7:00	-0,93	-5,00	4,65	51,44	12,86
7:15	-0,88	-5,00	4,38	43,07	10,77
7:30	-0,81	-5,00	4,05	33,89	8,47
7:45	-0,73	-5,00	3,64	24,79	6,20
8:00	-0,64	-5,00	3,19	16,58	4,14
8:15	-0,54	-5,00	2,68	9,85	2,46
8:30	-0,43	-5,00	2,13	4,94	1,24
8:45	-0,31	-5,00	1,55	1,89	0,47
9:00	-0,19	-5,00	0,94	0,42	0,11
9:15	-0,06	-5,00	0,31	0,02	0,00
9:30	0,06	4,00	0,25	0,01	0,00
9:45	0,19	4,00	0,75	0,22	0,05
10:00	0,31	4,00	1,24	0,97	0,24
10:15	0,43	4,00	1,70	2,53	0,63
10:30	0,54	4,00	2,14	5,04	1,26
10:45	0,64	4,00	2,55	8,49	2,12
11:00	0,73	4,00	2,92	12,69	3,17
11:15	0,81	4,00	3,24	17,35	4,34
11:30	0,88	4,00	3,51	22,05	5,51
11:45	0,93	4,00	3,72	26,34	6,58
12:00	0,97	4,00	3,87	29,78	7,44
12:15	0,99	4,00	3,97	32,00	8,00
12:30	1,00	4,00	4,00	32,77	8,19
12:45	0,99	4,00	3,97	32,00	8,00
13:00	0,97	4,00	3,87	29,78	7,44
13:15	0,93	4,00	3,72	26,34	6,58
13:30	0,88	4,00	3,51	22,05	5,51
13:45	0,81	4,00	3,24	17,35	4,34
14:00	0,73	4,00	2,92	12,69	3,17
14:15	0,64	4,00	2,55	8,49	2,12
14:30	0,54	4,00	2,14	5,04	1,26
14:45	0,43	4,00	1,70	2,53	0,63
15:00	0,31	4,00	1,24	0,97	0,24
15:15	0,19	4,00	0,75	0,22	0,05
15:30	0,06	4,00	0,25	0,01	0,00
15:45	-0,06	-4,70	0,30	0,01	0,00
16:00	-0,19	-4,70	0,88	0,35	0,09
16:15	-0,31	-4,70	1,45	1,57	0,39
16:30	-0,43	-4,70	2,00	4,10	1,03

16:45	-0,54	-4,70	2,52	8,18	2,04
17:00	-0,64	-4,70	3,00	13,77	3,44
17:15	-0,73	-4,70	3,43	20,59	5,15
17:30	-0,81	-4,70	3,80	28,15	7,04
17:45	-0,88	-4,70	4,12	35,77	8,94
18:00	-0,93	-4,70	4,37	42,73	10,68
18:15	-0,97	-4,70	4,55	48,30	12,08
18:30	-0,99	-4,70	4,66	51,91	12,98
18:45	-1,00	-4,70	4,70	53,16	13,29
19:00	-0,99	-4,70	4,66	51,91	12,98
19:15	-0,97	-4,70	4,55	48,30	12,08
19:30	-0,93	-4,70	4,37	42,73	10,68
19:45	-0,88	-4,70	4,12	35,77	8,94
20:00	-0,81	-4,70	3,80	28,15	7,04
20:15	-0,73	-4,70	3,43	20,59	5,15
20:30	-0,64	-4,70	3,00	13,77	3,44
20:45	-0,54	-4,70	2,52	8,18	2,04
21:00	-0,43	-4,70	2,00	4,10	1,03
21:15	-0,31	-4,70	1,45	1,57	0,39
21:30	-0,19	-4,70	0,88	0,35	0,09
21:45	-0,06	-4,70	0,30	0,01	0,00
22:00	0,06	4,20	0,26	0,01	0,00
22:15	0,19	4,20	0,79	0,25	0,06
22:30	0,31	4,20	1,30	1,12	0,28
22:45	0,43	4,20	1,79	2,93	0,73
23:00	0,54	4,20	2,25	5,84	1,46
23:15	0,64	4,20	2,68	9,82	2,46
23:30	0,73	4,20	3,06	14,69	3,67
23:45	0,81	4,20	3,40	20,09	5,02
0:00	0,88	4,20	3,68	25,53	6,38

Tabla 6.2: Marea muerta

Tiempo	$\cos(t \cdot \pi / T)$	Velocidad Max [m/s]	Velocidad [m/s]	Densidad de Potencia de Flujo [kW/m ²]	Energía del Flujo [kWh/m ²]
0:00	1,00	1,75	1,75	2,74	0
0:15	0,99	1,75	1,74	2,67	0,67
0:30	0,97	1,75	1,69	2,49	0,62
0:45	0,93	1,75	1,63	2,20	0,55
1:00	0,88	1,75	1,53	1,84	0,46
1:15	0,81	1,75	1,41	1,45	0,36
1:30	0,73	1,75	1,27	1,06	0,27
1:45	0,64	1,75	1,11	0,71	0,18

2:00	0,54	1,75	0,94	0,42	0,11
2:15	0,43	1,75	0,74	0,21	0,05
2:30	0,31	1,75	0,54	0,08	0,02
2:45	0,19	1,75	0,33	0,02	0,00
3:00	0,06	1,75	0,11	0,00	0,00
3:15	-0,06	-2,26	0,14	0,00	0,00
3:30	-0,19	-2,26	0,42	0,04	0,01
3:45	-0,31	-2,26	0,70	0,18	0,04
4:00	-0,43	-2,26	0,96	0,46	0,11
4:15	-0,54	-2,26	1,21	0,91	0,23
4:30	-0,64	-2,26	1,44	1,54	0,38
4:45	-0,73	-2,26	1,65	2,30	0,57
5:00	-0,81	-2,26	1,83	3,14	0,79
5:15	-0,88	-2,26	1,98	3,99	1,00
5:30	-0,93	-2,26	2,10	4,77	1,19
5:45	-0,97	-2,26	2,19	5,39	1,35
6:00	-0,99	-2,26	2,25	5,80	1,45
6:15	-1,00	-2,26	2,26	5,94	1,48
6:30	-0,99	-2,26	2,25	5,80	1,45
6:45	-0,97	-2,26	2,19	5,39	1,35
7:00	-0,93	-2,26	2,10	4,77	1,19
7:15	-0,88	-2,26	1,98	3,99	1,00
7:30	-0,81	-2,26	1,83	3,14	0,79
7:45	-0,73	-2,26	1,65	2,30	0,57
8:00	-0,64	-2,26	1,44	1,54	0,38
8:15	-0,54	-2,26	1,21	0,91	0,23
8:30	-0,43	-2,26	0,96	0,46	0,11
8:45	-0,31	-2,26	0,70	0,18	0,04
9:00	-0,19	-2,26	0,42	0,04	0,01
9:15	-0,06	-2,26	0,14	0,00	0,00
9:30	0,06	1,85	0,12	0,00	0,00
9:45	0,19	1,85	0,35	0,02	0,01
10:00	0,31	1,85	0,57	0,10	0,02
10:15	0,43	1,85	0,79	0,25	0,06
10:30	0,54	1,85	0,99	0,50	0,13
10:45	0,64	1,85	1,18	0,84	0,21
11:00	0,73	1,85	1,35	1,26	0,31
11:15	0,81	1,85	1,50	1,72	0,43
11:30	0,88	1,85	1,62	2,19	0,55
11:45	0,93	1,85	1,72	2,61	0,65
12:00	0,97	1,85	1,79	2,95	0,74
12:15	0,99	1,85	1,84	3,18	0,79
12:30	1,00	1,85	1,85	3,25	0,81
12:45	0,99	1,85	1,84	3,18	0,79
13:00	0,97	1,85	1,79	2,95	0,74

13:15	0,93	1,85	1,72	2,61	0,65
13:30	0,88	1,85	1,62	2,19	0,55
13:45	0,81	1,85	1,50	1,72	0,43
14:00	0,73	1,85	1,35	1,26	0,31
14:15	0,64	1,85	1,18	0,84	0,21
14:30	0,54	1,85	0,99	0,50	0,13
14:45	0,43	1,85	0,79	0,25	0,06
15:00	0,31	1,85	0,57	0,10	0,02
15:15	0,19	1,85	0,35	0,02	0,01
15:30	0,06	1,85	0,12	0,00	0,00
15:45	-0,06	-2,31	0,15	0,00	0,00
16:00	-0,19	-2,31	0,43	0,04	0,01
16:15	-0,31	-2,31	0,72	0,19	0,05
16:30	-0,43	-2,31	0,99	0,49	0,12
16:45	-0,54	-2,31	1,24	0,98	0,24
17:00	-0,64	-2,31	1,48	1,64	0,41
17:15	-0,73	-2,31	1,69	2,46	0,62
17:30	-0,81	-2,31	1,87	3,36	0,84
17:45	-0,88	-2,31	2,03	4,27	1,07
18:00	-0,93	-2,31	2,15	5,10	1,28
18:15	-0,97	-2,31	2,24	5,77	1,44
18:30	-0,99	-2,31	2,30	6,20	1,55
18:45	-1,00	-2,31	2,31	6,35	1,59
19:00	-0,99	-2,31	2,30	6,20	1,55
19:15	-0,97	-2,31	2,24	5,77	1,44
19:30	-0,93	-2,31	2,15	5,10	1,28
19:45	-0,88	-2,31	2,03	4,27	1,07
20:00	-0,81	-2,31	1,87	3,36	0,84
20:15	-0,73	-2,31	1,69	2,46	0,62
20:30	-0,64	-2,31	1,48	1,64	0,41
20:45	-0,54	-2,31	1,24	0,98	0,24
21:00	-0,43	-2,31	0,99	0,49	0,12
21:15	-0,31	-2,31	0,72	0,19	0,05
21:30	-0,19	-2,31	0,43	0,04	0,01
21:45	-0,06	-2,31	0,15	0,00	0,00
22:00	0,06	1,75	0,11	0,00	0,00
22:15	0,19	1,75	0,33	0,02	0,00
22:30	0,31	1,75	0,54	0,08	0,02
22:45	0,43	1,75	0,74	0,21	0,05
23:00	0,54	1,75	0,94	0,42	0,11
23:15	0,64	1,75	1,11	0,71	0,18
23:30	0,73	1,75	1,27	1,06	0,27
23:45	0,81	1,75	1,41	1,45	0,36
0:00	0,88	1,75	1,53	1,84	0,46

Solo como referencia, podemos promediar la energía disponible en marea viva y marea muerta, luego multiplicándola por 29 obtenemos la energía de un mes lunar. Por ultimo obtenemos la energía anual por metro cuadrado es 92.943,9 kWh/m²/año, cabe destacar que esta energía disponible es solo como modo de referencia, ya que esta medida contempla las corrientes superficiales.

Para obtener la energía que está disponible, se utilizara la siguiente ecuación:

$$U_{\text{turbina}} = U_{\text{superficie}} * (Z_{\text{turbina}} / Z_{\text{superficie}})^{1/10} \quad (6.2)$$

Donde:

U_{turbina} : es la velocidad de la corriente marina, al centro de la turbina, según sea su eje.

$U_{\text{superficie}}$: corresponde a la velocidad superficial.

Z_{turbina} : representa la cota con respecto al fondo marino al centro de la turbina.

$Z_{\text{superficie}}$: la profundidad del canal.

6.2.1.1. Alternativa 1: Turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000

La turbina HS1000 posee un diseño con rotor de eje horizontal, tres palas que alimentan a un generador de velocidad variable, a través de una caja de cambios, la góndola tiene un peso de 130 toneladas y la subestructura de 150 toneladas, aproximadamente.



Figura 6.3: Turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000. Fuente: <https://conservatuplaneta.com>

Para comenzar a generar electricidad necesita una velocidad de 1,1 m/s y la velocidad de corte es 4 m/s, su potencia nominal es 1000 kW.

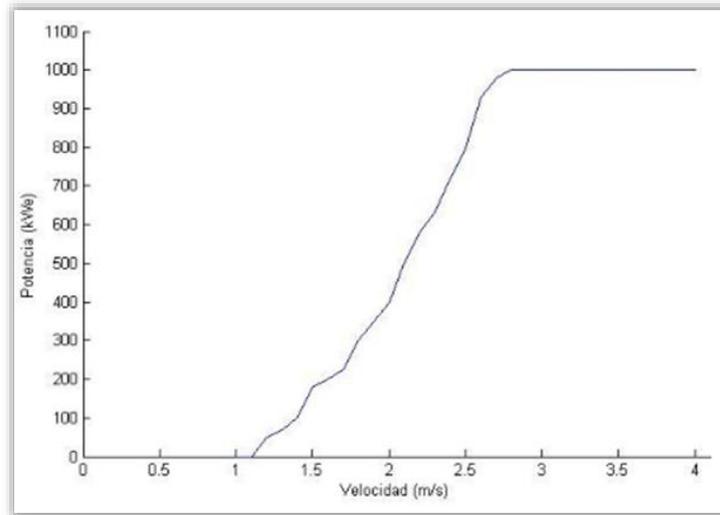


Figura 6.4: Curva de generación Turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000. Fuente: elaboración propia.

La estructura de instalación del rotor es sobre un trípode de 22 metros de altura, por estar en diagonal el soporte de mayor longitud tiene un largo de 33 metros, sus aspas miden 10,5 metros. Para instalar las turbinas necesitan un distanciamiento de 21 metros entre una y otra, la obra se hace a través de un buque de elevación pesada y una barcaza con soporte ROV (vehículo operado a distancia); la vida útil de la turbina es 25 años y cada 5 años se le deben realizar mantenimiento, según datos de la empresa.

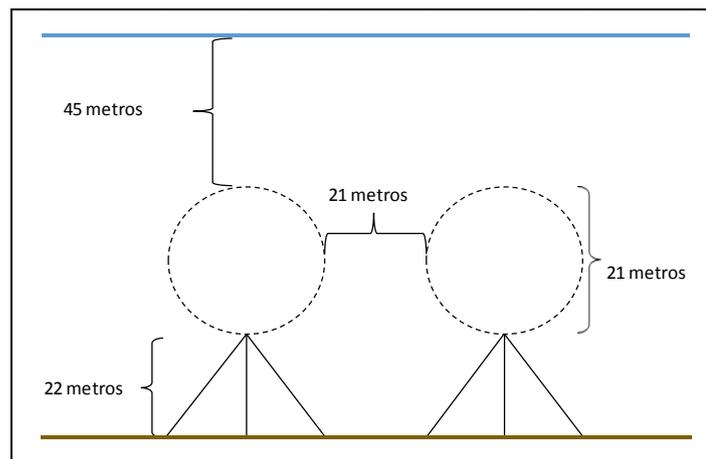


Figura 6.5: Medidas de la turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000, junto a la distancia mínima entre ellas. Fuente: elaboración propia.

Las calificaciones a los criterios que recibe esta alternativa, son los siguientes:

Tabla 6.3: Calificación de criterios de turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000

C	Criterios	Calificación
C1	Adaptación a la zona	(45, 48, 51)%
C2	Desarrollo de la tecnología	(6, 7, 8)
C3	Generación anual por 1 MW instalado	(2.615; 2.724; 2.833) MWh
C4	Factor de planta	(27,1; 31,1; 35,1)%
C5	Coste de kW instalado	(10.890; 11.000; 11.880) USD/kW
C6	Coste de operación y mantenimiento	(2.871; 2.930; 3.106) USD/kW
C7	Vida útil	(16, 20, 24) años

6.2.1.2. Alternativa 2: RTT Turbina Lunar Energy

Esta turbina es conocida como Rotech Tidal Turbina (RTT), la cual consiste en una turbina de eje horizontal ubicada dentro de un tubo simétrico. El tubo tiene una forma de un tubo Venturi, el cual provoca una aceleración del flujo en ese lugar y además sirve para ordenar la dirección del flujo, aumentando así la eficiencia de la turbina. Cuenta con palas regulables y una caja de engranajes mecánico. La turbina es removible sin necesidad de sacar el tubo Venturi.

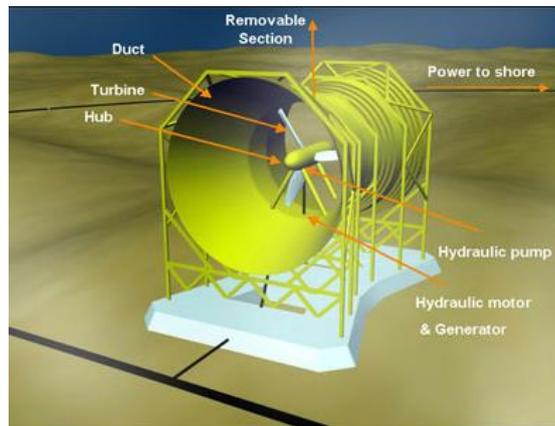


Figura 6.6: Turbina RTT Lunar Energy. Fuente: <http://www.reuk.co.uk>

La turbina está diseñada para generar una potencia de 2 MW con una velocidad de 3,1 m/s. La velocidad de conexión es 1 m/s y la velocidad de corte es 3,7 m/s.

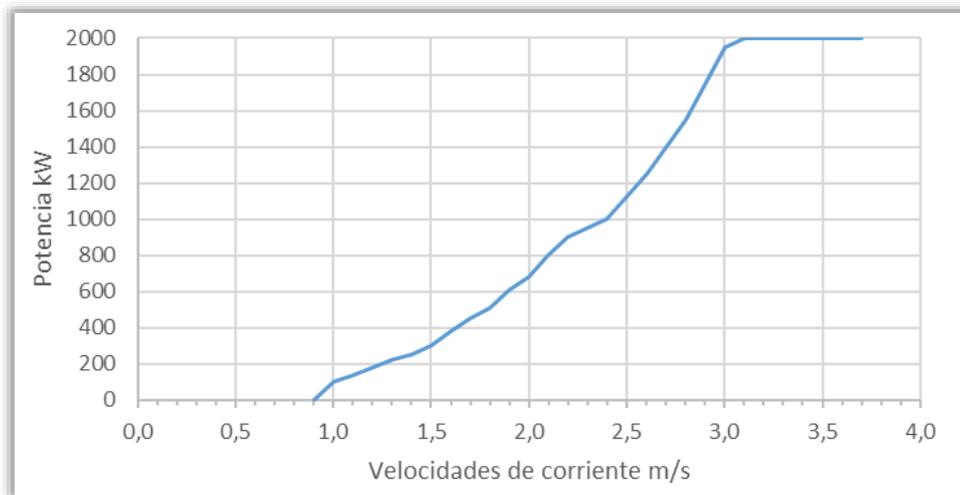


Figura 6.7: Curva de generación Turbina RTT Lunar Energy. Fuente: elaboración propia.

La turbina funciona en profundidades que van desde los 50 a 100 metros, la altura desde la fundación hasta el centro de la turbina es 22,5 metros, el diámetro del tubo es de 25 metros, el del buje 3,9 metros, el largo de las palas es de 7,8 metros. Para la instalación se requiere una distancia mínima de 10,5 metros entre una y otra turbina.

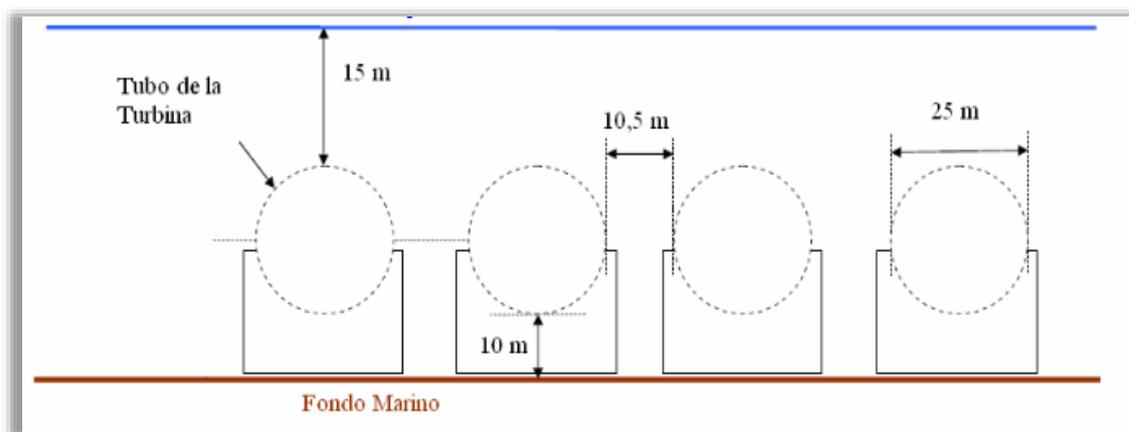


Figura 6.8: Distanciamiento mínimo de las turbinas RTT Lunar Energy. Fuente: elaboración propia.

Las calificaciones a los criterios que recibe esta alternativa, son los siguientes:

Tabla 6.4: Calificación de criterios de turbina RTT Lunar Energy

C	Criterios	Calificación
C1	Adaptación a la zona	(45, 48, 51)%
C2	Desarrollo de la tecnología	(5, 6, 7)
C3	Generación anual por 1 MW instalado	(2.322; 2.419; 2.516) MWh
C4	Factor de planta	(23,6; 27,6; 31,6)%
C5	Coste de kW instalado	(1.485; 1.500; 1.620) USD/kW
C6	Coste de operación y mantenimiento	(392, 400, 432) USD/kW
C7	Vida útil	(21, 25, 29) años

6.2.1.3. Alternativa 3: Turbina Seagen

Esta turbina consiste en una torre instalada en el fondo marino (enterrado en el fondo marino). En torre se montan unas vigas que salen en voladizo a cada lado, de los extremos de cada una de estas vigas hay una turbina, paralelas entre ellas, con un rotor de dos aspas. Estas vigas pueden desplazarse por la torre hacia arriba y hacia abajo, en forma conjunta, con la posibilidad de sacar las turbinas sobre la superficie del mar.



Figura 6.9: Turbina Seagen. Fuente: <http://blog.nuestroclima.com>

La velocidad de conexión es de 0,7 m/s y su máxima potencia la obtiene a 3,1 m/s, alcanzando a producir 2,5 MW.

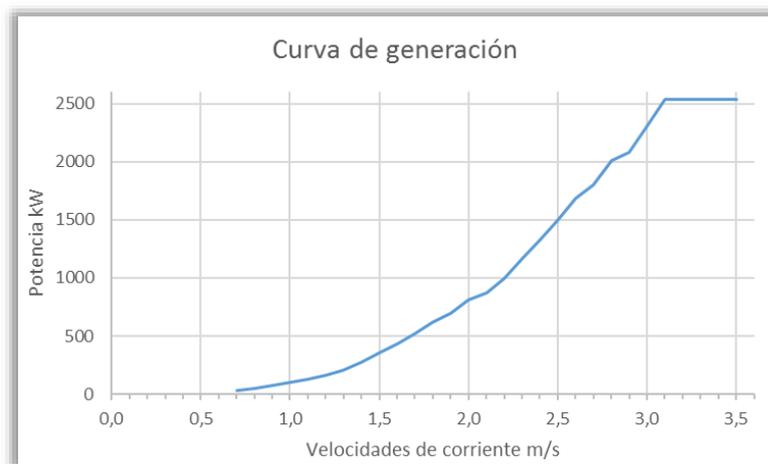


Figura 6.10: Curva de generación Turbina Seagen. Fuente: elaboración propia.

El diámetro de las hélices, de las turbinas, es de 18 metros, cada una. La separación mínima que se debe considerar entre una y otra turbina es de 10 metros.

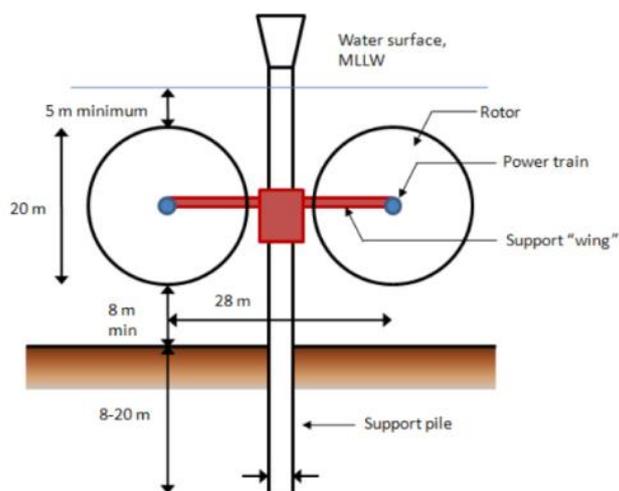


Figura 6.11: Distancias de la turbina Seagen. Fuente: elaboración propia.

La profundidad de instalación de estas turbinas no debe superar los 50 metros.

Tabla 6.5: Calificación de criterios de turbina Seagen

C	Criterios	Calificación
C1	Adaptación a la zona	(32, 35, 38)%
C2	Desarrollo de la tecnología	(6, 7, 8)
C3	Generación anual por 1 MW instalado	(3.047; 3.174; 3.301) MWh
C4	Factor de planta	(32,2; 36,2; 40,2)%

C5	Coste de kW instalado	(1.584; 1.600; 1728) USD/kW
C6	Coste de operación y mantenimiento	(417, 425, 451) USD/kW
C7	Vida útil	(16, 20, 24) años

6.2.2. Alternativas undimotrices

Para comenzar a revisar las alternativas undimotrices, es necesario conocer el recurso disponible. Para ello en Tabla 6.6 muestra datos relevantes del recurso. Además, mencionar que la profundidad con que cuenta el lugar seleccionado, este es de 50 a 100 metros y la distancia desde el lugar seleccionado y la costa es de 4 km.

Tabla 6.6: Valores medios del recurso undimotriz, en la zona seleccionada

Mes	Altura Significativa (m)	Periodo medio (s)	Potencia (kW/m)	Dirección media o
Ene	2.98	10.67	50.10	181.3
Feb	2.73	10.26	41.19	179.9
Mar	2.60	11.14	42.41	179.9
Abr	3.15	11.72	63.19	182.7
May	3.31	11.64	67.90	179.8
Jun	3.65	11.09	83.99	173.7
Jul	3.52	11.18	75.88	172.1
Ago	3.49	11.59	78.67	170.3
Sep	2.96	11.10	51.79	179.8
Oct	3.30	11.53	70.64	178.3
Nov	3.08	11.01	54.33	184.5
Dic	3.01	10.60	52.05	188.3

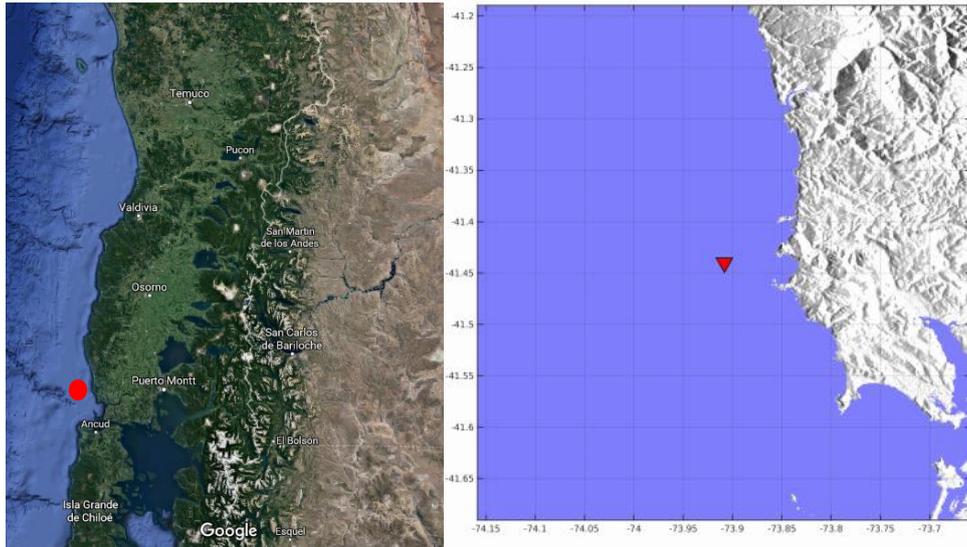


Figura 6.12: Localización geográfica del lugar seleccionado, para la evaluación de alternativas undimotrices [1].

La batimetría del lugar seleccionado es el siguiente:



Figura 6.13: Perfil de elevación de la zona seleccionada. Fuente: Google Earth.

6.2.2.1. Alternativa 4: Tecnología Pelamis

La tecnología Pelamis es un convertidor de energía undimotriz, el cual consiste en un conjunto de cilindros semi sumergidos por juntas articuladas. Las olas del océano realizan el trabajo sobre el Pelamis moviendo las secciones cilíndricas adyacentes entre sí a través de juntas con dos grados de libertad. Los dos ejes que componen cada articulación están inclinados respecto a la horizontal para así permitir que una respuesta neta sea inducida para la toma de fuerza, que resiste y reacción contra el movimiento angular relativo de las articulaciones.

Cada Pelamis tiene una potencia de 750 kW, con un largo de 142 metros, 3,5 metros de diámetro y con un peso de 700 toneladas. El dispositivo tiene que ser anclado en profundidades de 50 a 100 metros, observando

nuestro perfil de elevación, Figura 6.13, podemos concluir que el dispositivo se puede instalar en toda la zona seleccionada.

La instalación a evaluar contempla una granja de 40 unidades del Pelamis a 5 km de la costa con una potencia de 30 MW, en 1,3 km².

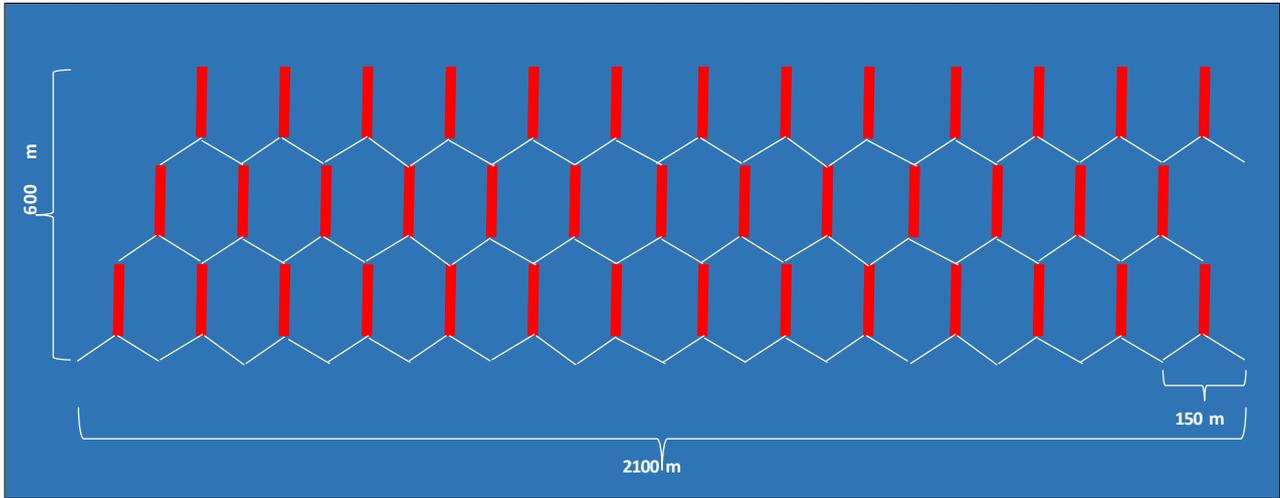


Figura 6.14: Granja del dispositivo Pelamis, las líneas rojas corresponden al dispositivo y las líneas blancas al anclaje. Fuente: elaboración propia.

A continuación, mostramos la matriz de potencia del Pelamis.

		Periodo [s]																		
		5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12	12,5	13		
Hs [m]	1	0	22	29	34	37	38	38	37	35	32	90	26	23	21	0	0	0		
	1,5	32	50	65	76	83	86	86	83	78	72	65	59	53	47	42	37	33		
	2	57	88	115	136	148	153	152	147	138	127	116	104	93	83	74	66	59		
	2,5	89	138	180	212	231	238	238	236	216	199	181	163	146	130	116	103	92		
	3	129	198	260	305	332	340	332	315	292	266	240	219	210	188	167	140	132		
	3,5	0	270	354	415	438	440	424	404	377	362	326	292	260	230	215	202	180		
	4	0	0	462	502	540	545	530	499	475	429	384	366	339	301	267	237	213		
	4,5	0	0	0	544	635	642	648	628	500	562	528	473	432	382	356	338	300	266	
	5	0	0	0	0	739	726	731	702	687	670	607	557	521	472	417	360	348	328	
	5,5	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750	717	667	658	530	496	446	395	355	
	6	0	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	711	633	619	558	512	470	415
	6,5	0	0	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	743	658	621	579	512	481
	7	0	0	0	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	750	676	613	584	525
7,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	750	686	522	593	
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	750	750	750	750	750	750	750	690	625	

Figura 6.15: Matriz de potencia del convertidor de energía de olas Pelamis [kw] . Fuente: elaboración propia.

La estimación de producción anual de los 40 dispositivos Pelamis, se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6.7: Producción anual de la granja Pelamis

Mes	Altura significativa [m]	Periodo medio [s]	Potencia de Flujo [kW/m]	Energía generada por la granja [MWh]	Factor de planta %	Energía generada por 1MW instalado [MWh]
Enero	2,98	10,67	50,1	6.517,4	29,20	217,2
Febrero	2,73	10,26	41,19	4.865,3	24,13	162,2
Marzo	2,6	11,14	42,41	4.345,0	19,47	144,8
Abril	3,15	11,72	63,19	5.414,4	25,07	180,5
Mayo	3,31	11,64	67,9	5.594,9	25,07	186,5
Junio	3,65	11,09	83,99	7.488,0	34,67	249,6
Julio	3,52	11,18	75,88	7.737,6	34,67	257,9
Agosto	3,49	11,59	78,67	6.844,8	30,67	228,2
Septiembre	2,96	11,1	51,79	6.048,0	28,00	201,6
Octubre	3,3	11,53	70,64	6.249,6	28,00	208,3
Noviembre	3,08	11,01	54,33	6.048,0	28,00	201,6
Diciembre	3,01	10,6	52,05	6.517,4	29,20	217,2
Potencia instalada				30	[MW]	
Total Producido al año por 1MW				2.455,7	[MWh]	
Factor de planta				28,0	%	

Tabla 6.8: Calificación de criterios de la granja Pelamis

C	Criterios	Calificación
C1	Adaptación a la zona	(97, 100, 103)%
C2	Desarrollo de la tecnología	(7, 8, 9)
C3	Generación anual por 1 MW instalado	(2.358; 2.456; 2.554) MWh
C4	Factor de planta	(24, 28, 32)%
C5	Coste de kW instalado	(4.356; 4.400; 4.752) USD/kW
C6	Coste de operación y mantenimiento	(906, 924, 979) USD/kW
C7	Vida útil	(16, 20, 24) años

6.2.2.2. Alternativa 5: Wave Dragon

El Wave Dragon es un convertidor de energía undimotriz, que consta principalmente de tres partes fundamentales:

- Dos reflectores de onda, que unidos a la plataforma central enfocan a las olas entrantes. Los reflectores de ola tienen el efecto verificado de aumentar sustancialmente la altura significativa de la ola, por lo tanto, aumenta la captura de energía en un 70% en condiciones típicas.

- La plataforma principal está en un depósito flotante con una rampa curvada doble frente a las olas entrantes. Las olas sobrepasan la rampa que tiene un francobordo de cresta variable de 1-4 metros. Debajo de la plataforma, las cámaras abiertas funcionan como un colchón de aire que mantiene el nivel del depósito. La ventilación del aire dentro y fuera de estas cámaras permite que se optimice el nivel de depósito, y el paso y balanceo de la plataforma.
- Hidro turbinas, es un conjunto de turbinas Kaplan de cabeza baja convierte el cabezal hidráulico en el depósito. Estas turbinas están conectadas al PMG (generador síncrono de imán permanente) permitiendo una operación a velocidad variable. La electricidad producida se convierte utilizando convertidores electrónicos de potencia CA/CC/CA a la frecuencia de la red.

El dispositivo flota sobre cámaras de aires abiertas para ajustar el nivel de flotación.

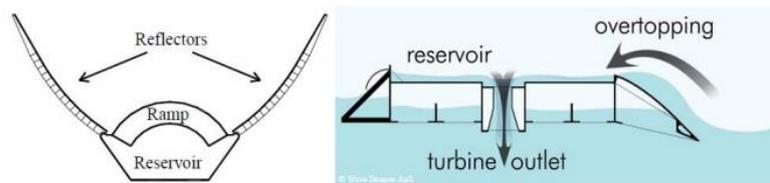


Figura 6.16: A la izquierda muestra los componentes principales del Wave Dragon y a la derecha, muestra como las olas que sobrepasan la rampa, agua almacenada en un depósito sobre el nivel del mar y agua descargada a través de las turbinas hidráulicas. Fuente: <https://www.sciencedirect.com>

El Wave Dragon tiene las siguientes dimensiones:

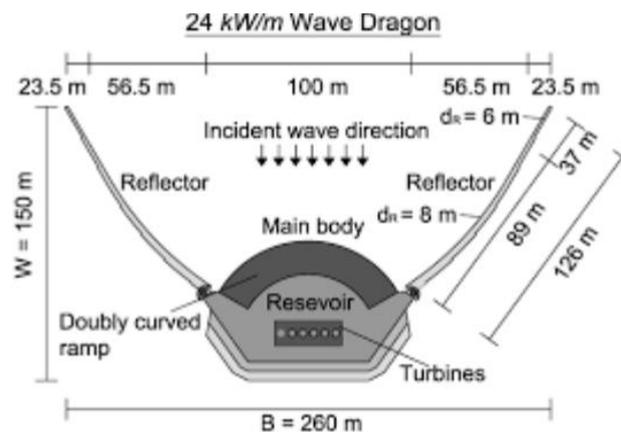


Figura 6.17: Dimensiones del Wave Dragon. Fuente: <https://www.sciencedirect.com>

La instalación a evaluar contempla 16 unidades del Wave Dragon a 5 km de la costa con una potencia de 94,5 MW, en 1,3 km², donde la adaptación

del dispositivo a el perfil de elevación local cumple en un 100%, ya que el Wave Dragon necesita profundidades desde 20 a 100 metros, para su anclaje.

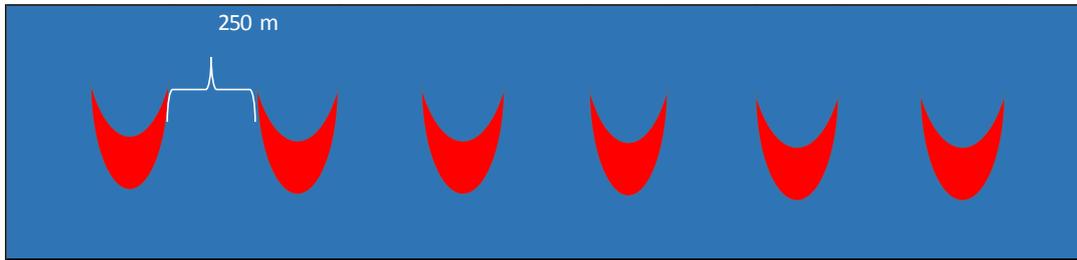


Figura 6.18: Granja del dispositivo Wave Dragon. Fuente: elaboración propia.

A continuación, mostramos la matriz de potencia del Pelamis.

		Periodo [s]																				
		4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,5	11	11,5	12	12,5	13	13,5	14
Hs [m]	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1,5	203	276	348	432	516	608	699	798	896	925	953	958	962	941	919	870	820	742	663	555	446
	2	412	448	485	617	750	899	1049	1212	1375	1433	1491	1509	1527	1502	1477	1404	1332	1209	1086	912	737
	2,5	621	621	621	802	983	1191	1398	1626	1853	1941	2029	2061	2092	2063	2034	1939	1844	1677	1509	1269	1028
	3	1123	1123	1123	1213	1304	1609	1914	2258	2602	2752	2903	2972	3041	3017	2993	2868	2743	2504	2266	1910	1555
	3,5	1624	1624	1624	1624	1624	2027	2430	2890	3350	3563	3776	3883	3989	3970	3951	3796	3641	3332	3022	2552	2082
	4	2581	2581	2581	2581	2581	2783	2984	3588	4191	4494	4796	4870	4945	4935	4926	4845	4765	4374	3983	3372	2761
	4,5	3538	3538	3538	3538	3538	3538	3538	4285	5032	5424	5816	5858	5900	5900	5900	5895	5889	5416	4943	4191	3439
	5	4719	4719	4719	4719	4719	4719	4719	5093	5466	5662	5858	5879	5900	5900	5900	5897	5895	5658	5422	4822	4222
	5,5	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900
	6	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900
	6,5	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900
	7	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900
	7,5	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900
	8	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900	5900

Figura 6.19: Matriz de potencia del convertidor de energía de olas Wave Dragon [kw]. Fuente: elaboración propia.

La estimación de producción anual de los 16 dispositivos Wave Dragon, se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6.9: Producción anual de la granja Wave Dragon

Mes	Altura significativa [m]	Periodo medio [s]	Potencia de Flujo [kW/m]	Energía generada [MWh]	Factor de planta %	Energía generada por 1 MW instalado [MWh]
Enero	2,98	10,67	50,1	35.914,4	51,14	380,4
Febrero	2,73	10,26	41,19	22.493,2	35,46	238,3
Marzo	2,6	11,14	42,41	24.319,9	34,63	257,6
Abril	3,15	11,72	63,19	33.039,4	48,61	350,0
Mayo	3,31	11,64	67,9	34.140,7	48,61	361,7
Junio	3,65	11,09	83,99	45.515,5	66,97	482,2
Julio	3,52	11,18	75,88	47.032,7	66,97	498,2
Agosto	3,49	11,59	78,67	43.342,5	61,71	459,1
Septiembre	2,96	11,1	51,79	34.479,4	50,73	365,2
Octubre	3,3	11,53	70,64	34.140,7	48,61	361,7
Noviembre	3,08	11,01	54,33	34.479,4	50,73	365,2
Diciembre	3,01	10,6	52,05	35.914,4	51,14	380,4
Potencia instalada				94,4	[MW]	
Total Producido al año por 1MW				4.500,1	[MWh]	
Facor de planta				51,3	%	

Tabla 6.10: Calificación de criterios de la granja Wave Dragon

C	Criterios	Calificación
C1	Adaptación a la zona	(97, 100, 103)%
C2	Desarrollo de la tecnología	(4, 5, 6)
C3	Generación anual por 1 MW instalado	(4.320; 4.500; 4.680) MWh
C4	Factor de planta	(47,3; 51,3; 55,3)%
C5	Coste de kW instalado	(4.485; 4.576; 4.942) USD/kW
C6	Coste de operación y mantenimiento	(942, 961, 1.019) USD/kW
C7	Vida útil	(21, 25, 29) años

6.3. Intervención de los expertos

6.3.1. Realización de encuesta

La encuesta consta de una valoración lingüística, la cual se le asignara la numeración que dicta la lógica difusa. A su vez la encuesta solo comparará a los criterios, esto porque todos los criterios son cuantitativos.

Los expertos serán los siguientes:

Tabla 6.11: Expertos que responderán la encuesta

Experto	Trayectoria
Ingeniero mecánico – EXP1	Encargado de resultados de planta termoeléctrica Guacolda S.A.
Ingeniero eléctrico – EXP2	17 años de experiencia en el rubro de la generación eléctrica, actualmente se encuentra trabajando en empresa eléctrica Colbun de Chile.
Ingeniero eléctrico – EXP3	8 años de experiencia en empresas de generación y distribución eléctrica, en Chile.

Lo primero que tiene que hacer un experto es ordenar los criterios, según su importancia:

Tabla 6.12: Orden de criterios según los expertos

C	Criterios	Orden
C1	Adaptación a la zona	

C2	Desarrollo de la tecnología	
C3	Generación anual por 1 MW instalado	
C4	Factor de planta	
C5	Coste de kW instalado	
C6	Coste de operación y mantenimiento	
C7	Vida útil	

Según el orden de los criterios comparar el criterio más importante con los criterios restantes y se responderá de la siguiente forma:

Tabla 6.13: Respuestas a la comparación de criterios

Respuestas	Código de respuesta	Números difusos
C_i y C_j Igualmente importante	II	[1,1,1]
C_i débilmente +/- importante que C_j	M+I	[2,3,4]
C_i moderadamente +/- importante que C_j	X+I	[4,5,6]
C_i fuertemente +/- importante que C_j	Mu+I	[6,7,8]
C_i muy fuertemente +/- importante que C_j	Ex+I	[8,9,10]

6.3.2. Resultados de la evaluación de los expertos

Para el experto 1 los resultados de la encuesta son los siguiente:

Tabla 6.14: Orden de criterios

C	Criterios	Orden
C1	Adaptación a la zona	1
C2	Desarrollo de la tecnología	6
C3	Generación anual por 1 MW instalado	2
C4	Factor de planta	3
C5	Coste de kW instalado	4
C6	Coste de operación y mantenimiento	5
C7	Vida útil	7

La comparación del criterio más importante es la siguiente:

Tabla 6.15: Comparación de los criterios con el más importante para el experto 1

1	Adaptación a la zona respecto al desarrollo de la tecnología
Respuesta: Mu+ I	
2	Adaptación a la zona respecto a generación anual por cada MW instalado
Respuesta: M+ I	
3	Adaptación a la zona respecto a factor de planta
Respuesta: M+ I	
4	Adaptación a la zona respecto a coste de kW instalado
Respuesta: X+ I	
5	Adaptación a la zona respecto a coste de operación y mantenimiento
Respuesta: X+ I	
6	Adaptación a la zona respecto a vida útil
Respuesta: Mu+ I	

Para el experto 2 los resultados de la encuesta son los siguiente:

Tabla 6.16: Orden de criterios

C	Criterios	Orden
C1	Adaptación a la zona	1
C2	Desarrollo de la tecnología	7
C3	Generación anual por 1 MW instalado	5
C4	Factor de planta	6
C5	Coste de kW instalado	3
C6	Coste de operación y mantenimiento	4
C7	Vida útil	2

La comparación del criterio más importante es la siguiente:

Tabla 6.17: Comparación de los criterios con el más importante para el experto 2

1	Adaptación a la zona respecto a desarrollo de la tecnología
Respuesta: Ex+ 1	
2	Adaptación a la zona respecto a generación anual por 1 MW instalado
Respuesta: Mu+ I	
3	Adaptación a la zona respecto a factor de planta
Respuesta: Mu+ I	
4	Adaptación a la zona respecto a coste de kW instalado
Respuesta: M+ I	

5	Adaptación a la zona respecto a coste de operación y mantenimiento
Respuesta: M+ I	
6	Adaptación a la zona respecto a vida útil
Respuesta: II	

Para el experto 3 los resultados de la encuesta son los siguiente:

Tabla 6.18: Orden de criterios

C	Criterios	Orden
C1	Adaptación a la zona	2
C2	Desarrollo de la tecnología	6
C3	Generación anual por 1 MW instalado	1
C4	Factor de planta	3
C5	Coste de kW instalado	4
C6	Coste de operación y mantenimiento	5
C7	Vida útil	7

La comparación del criterio más importante es la siguiente:

Tabla 6.19: Comparación de los criterios con el más importante para el experto 3

1	Generación anual por 1 MW instalado respecto a adaptación a la zona
Respuesta: M+ I	
2	Generación anual por 1 MW instalado respecto a desarrollo de la tecnología
Respuesta: Mu+ I	
3	Generación anual por 1 MW instalado respecto a factor de planta
Respuesta: M+ I	
4	Generación anual por 1 MW instalado respecto a coste de kW instalado
Respuesta: X+ I	
5	Generación anual por 1 MW instalado respecto a coste de operación y mantenimiento
Respuesta: X+ I	
6	Coste de kW instalado respecto a vida útil
Respuesta: Mu+ I	

6.4. Realización del método AHP-Topsis Difuso

Comenzamos con el esquema jerárquico de AHP, el cual nos servirá para determinar los pesos de los criterios.

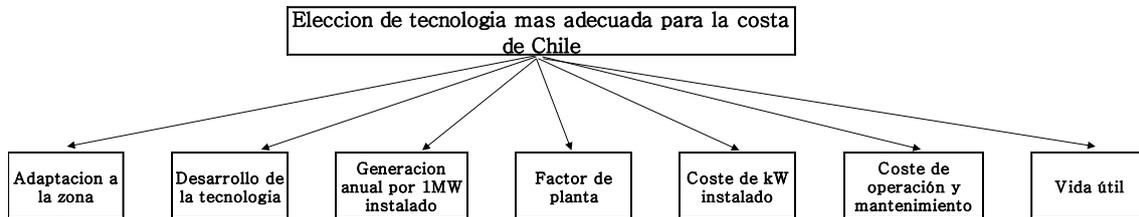


Figura 6.20: Esquema Jerárquico AHP, con respecto a los criterios. Fuente: elaboración propia.

Luego utilizaremos el método Topsis para encontrar la alternativa más favorable.

6.4.1. Cálculo de alternativa elegida, con las prioridades del experto 1

Cálculo de matriz de prioridades locales teniendo en cuenta el orden de importancia, dado por el experto 1:

Tabla 6.20: Matriz de prioridades locales, experto 1

	Adaptación a la zona (%)			Generación anual por 1 MW instalado [MWH]			Factor de planta (%)			Coste de kW instalado [USD/kW]			Coste de operación y mantenimiento [USD/kW]			Desarrollo de tecnología MIN: 1; MAX:10			Vida útil [años]		
	C1	C1	C1	C3	C3	C3	C4	C4	C4	C5	C5	C5	C6	C6	C6	C2	C2	C2	C7	C7	C7
C1	1,00	1,00	1,00	2,00	3,00	4,00	2,00	3,00	4,00	4,00	5,00	6,00	4,00	5,00	6,00	6,00	7,00	8,00	6,00	7,00	8,00
C3	0,25	0,33	0,50	1,00	1,00	1,00	0,50	1,00	2,00	1,00	1,67	3,00	1,00	1,67	3,00	1,50	2,33	4,00	1,50	2,33	4,00
C4	0,25	0,33	0,50	0,50	1,00	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,67	3,00	1,00	1,67	3,00	1,50	2,33	4,00	1,50	2,33	4,00
C5	0,17	0,20	0,25	0,33	0,60	1,00	0,33	0,60	1,00	1,00	1,00	1,00	0,67	1,00	1,50	1,00	1,40	2,00	1,00	1,40	2,00
C6	0,17	0,20	0,25	0,33	0,60	1,00	0,33	0,60	1,00	0,67	1,00	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,40	2,00	1,00	1,40	2,00
C2	0,13	0,14	0,17	0,25	0,43	0,67	0,25	0,43	0,67	0,50	0,71	1,00	0,50	0,71	1,00	1,00	1,00	1,00	0,75	1,00	1,33
C7	0,13	0,14	0,17	0,25	0,43	0,67	0,25	0,43	0,67	0,50	0,71	1,00	0,50	0,71	1,00	0,75	1,00	1,33	1,00	1,00	1,00

El valor escalar de la matriz $\lambda_{\max} = 7,166$, el número de criterios es 7, entonces el índice de consistencia, $IC = 0,03$ y la relación de consistencia, $RC = 0,02$, siendo menor a 0,1, por lo tanto, la matriz es consistente.

Cálculo del vector de prioridades y media normalizada:

Tabla 6.21: Vector de prioridades y media normalizada, experto 1

VECTOR DE PRIORIDADES			MEDIA NORMALIZADA		
0,24947	0,4251	0,68614	3,02242	3,77992	4,4913
0,06886	0,1417	0,31072	0,83426	1,25997	2,03394
0,06886	0,1417	0,31072	0,83426	1,25997	2,03394
0,04406	0,08502	0,16188	0,53378	0,75598	1,05963
0,04406	0,08502	0,16188	0,53378	0,75598	1,05963
0,03249	0,06073	0,10975	0,39365	0,53999	0,71841
0,03249	0,06073	0,10975	0,39365	0,53999	0,71841
			6,54579	8,89181	12,1153

Calculo de la matriz de normalización:

Tabla 6.22: Matriz de decisión, experto 1

CRITERIOS	Generación anual por 1 MW instalado [MWH]									Coste de operación y mantenimiento [USD/kW]			Desarrollo de tecnología MIN: 1; MAX:10			Vida útil [años]					
	C1			C3			C4			C5			C6			C7					
Pesos	0,25	0,43	0,69	0,07	0,14	0,31	0,07	0,14	0,31	0,04	0,09	0,16	0,04	0,09	0,16	0,03	0,06	0,11	0,03	0,06	0,11
A1	45,0	48,0	51,0	2.615	2.724	2.833	27,1	31,1	35,1	10.890	11.000	11.880	2.871	2.930	3.106	6,0	7,0	8,0	16,0	20,0	24,0
A2	45,0	48,0	51,0	2.322	2.419	2.516	23,6	27,6	31,6	1.485	1.500	1.620	392	400	432	5,0	6,0	7,0	21,0	25,0	29,0
A3	32,0	35,0	38,0	3.047	3.174	3.301	32,2	36,2	40,2	1.584	1.600	1.728	417	425	451	6,0	7,0	8,0	16,0	20,0	24,0
A4	97,0	100,0	103,0	2.358	2.456	2.554	24,0	28,0	32,0	4.356	4.400	4.752	906	924	979	7,0	8,0	9,0	16,0	20,0	24,0
A5	97,0	100,0	103,0	4.320	4.500	4.680	47,3	51,3	55,3	4.485	4.576	4.942	942	961	1.019	4,0	5,0	6,0	21,0	25,0	29,0

Tabla 6.23: Matriz de decisión normalizada, experto 1

CRITERIOS	Generación anual por 1 MW instalado [MWH]									Coste de operación y mantenimiento [USD/kW]			Desarrollo de tecnología MIN: 1; MAX:10			Vida útil [años]					
	C1			C3			C4			C5			C6			C7					
Pesos	0,25	0,43	0,69	0,07	0,14	0,31	0,07	0,14	0,31	0,04	0,09	0,16	0,04	0,09	0,16	0,03	0,06	0,11	0,03	0,06	0,11
A1	0,27	0,30	0,33	0,36	0,39	0,42	0,30	0,39	0,49	0,78	0,85	0,93	0,83	0,90	0,97	0,35	0,47	0,63	0,27	0,40	0,59
A2	0,27	0,30	0,33	0,32	0,34	0,37	0,27	0,34	0,44	0,11	0,12	0,13	0,11	0,12	0,13	0,29	0,40	0,55	0,36	0,51	0,71
A3	0,19	0,22	0,25	0,42	0,45	0,49	0,36	0,45	0,56	0,11	0,12	0,14	0,12	0,13	0,14	0,35	0,47	0,63	0,27	0,40	0,59
A4	0,58	0,62	0,67	0,32	0,35	0,38	0,27	0,35	0,45	0,31	0,34	0,37	0,26	0,28	0,31	0,41	0,54	0,71	0,27	0,40	0,59
A5	0,58	0,62	0,67	0,59	0,64	0,69	0,53	0,64	0,77	0,32	0,36	0,39	0,27	0,29	0,32	0,23	0,33	0,47	0,36	0,51	0,71

Calculo de ponderización de la matriz normalizada:

Tabla 6.24: Matriz de decisión normalizada ponderada, experto 1

	C1			C3			C4			C5			C6			C2			C7		
A1	0,067	0,127	0,226	0,025	0,055	0,130	0,021	0,055	0,152	0,034	0,073	0,151	0,036	0,076	0,157	0,011	0,028	0,069	0,009	0,025	0,065
A2	0,067	0,127	0,226	0,022	0,049	0,116	0,018	0,049	0,137	0,005	0,010	0,021	0,005	0,010	0,022	0,009	0,024	0,060	0,012	0,031	0,078
A3	0,048	0,093	0,169	0,029	0,064	0,152	0,025	0,064	0,174	0,005	0,011	0,022	0,005	0,011	0,023	0,011	0,028	0,069	0,009	0,025	0,065
A4	0,145	0,264	0,457	0,022	0,049	0,117	0,019	0,049	0,139	0,014	0,029	0,060	0,012	0,024	0,049	0,013	0,033	0,078	0,009	0,025	0,065
A5	0,145	0,264	0,457	0,041	0,091	0,215	0,037	0,090	0,240	0,014	0,030	0,063	0,012	0,025	0,051	0,008	0,020	0,052	0,012	0,031	0,078

Calculo de la solución ideal positiva (PIS) y la solución ideal negativa (NIS):

Tabla 6.25: Solución ideal positiva (PIS) y solución ideal negativa (NIS), experto 1

PISA+	0,145	0,264	0,457	0,041	0,091	0,215	0,037	0,090	0,240	0,005	0,010	0,021	0,005	0,010	0,022	0,013	0,033	0,078	0,012	0,031	0,078
NISA-	0,048	0,093	0,169	0,022	0,049	0,116	0,018	0,049	0,137	0,034	0,073	0,151	0,036	0,076	0,157	0,008	0,020	0,052	0,009	0,025	0,065

Cálculo de las medidas de distancia:

Tabla 6.26: Medidas de distancia, experto 1

d+ A1	0,092	0,173	0,3219	d- A1	0,02	0,036	0,064
d+ A2	0,082	0,15	0,2721	d- A2	0,048	0,097	0,197
d+ A3	0,099	0,176	0,303	d- A3	0,044	0,093	0,194
d+ A4	0,028	0,063	0,1492	d- A4	0,103	0,185	0,322
d+ A5	0,013	0,028	0,0577	d- A5	0,106	0,194	0,35

Cálculo de la proximidad relativa a la solución ideal:

Tabla 6.27: Proximidad relativa a la solución ideal, experto 1

RA1	0,1801	0,1742	0,1654
RA2	0,367	0,3938	0,42
RA3	0,3089	0,345	0,3902
RA4	0,7841	0,7462	0,6833
RA5	0,8897	0,8745	0,8586

Cálculo de alternativa más adecuada (defuzzificación):

Tabla 6.28: Proximidad relativa a la solución ideal, experto 1

RA1	0,174
RA2	0,394
RA3	0,347
RA4	0,742
RA5	0,874

Siguiendo las recomendaciones del experto 1 nos da que la alternativa 5, es la más adecuada para las costas chilenas, seguido de la alternativa 4.

6.4.2. Cálculo de alternativa elegida, con las prioridades del experto 2

Cálculo de matriz de prioridades locales teniendo en cuenta el orden de importancia, dado por el experto 2:

Tabla 6.29: Matriz de prioridades locales, experto 2

	Adaptación a la zona (%)			Vida útil [años]			Coste de kW instalado [USD/kW]			Coste de operación y mantenimiento [USD/kW]			Generación anual por 1 MW instalado [MWh]			Factor de planta (%)			Desarrollo de tecnología MIN: 1; MAX:10		
	C1			C7			C5			C6			C3			C4			C2		
C1	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	3,00	4,00	2,00	3,00	4,00	6,00	7,00	8,00	6,00	7,00	8,00	8,00	9,00	9,00
C7	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	2,00	3,00	4,00	2,00	3,00	4,00	6,00	7,00	8,00	6,00	7,00	8,00	8,00	9,00	9,00
C5	0,25	0,33	0,50	0,25	0,33	0,50	1,00	1,00	1,00	0,50	1,00	2,00	1,50	2,33	4,00	1,50	2,33	4,00	2,00	3,00	4,50
C6	0,25	0,33	0,50	0,25	0,33	0,50	0,50	1,00	2,00	1,00	1,00	1,00	1,50	2,33	4,00	1,50	2,33	4,00	2,00	3,00	4,50
C3	0,13	0,14	0,17	0,13	0,14	0,17	0,25	0,43	0,67	0,25	0,43	0,67	1,00	1,00	1,00	0,75	1,00	1,33	1,00	1,29	1,50
C4	0,13	0,14	0,17	0,13	0,14	0,17	0,25	0,43	0,67	0,25	0,43	0,67	0,75	1,00	1,33	1,00	1,00	1,00	1,00	1,29	1,50
C2	0,11	0,11	0,13	0,11	0,11	0,13	0,22	0,33	0,50	0,22	0,33	0,50	0,67	0,78	1,00	0,67	0,78	1,00	1,00	1,00	1,00

El valor escalar de la matriz $\lambda_{\max} = 7,12$, el número de criterios es 7, entonces el índice de consistencia, $IC = 0,02$ y la relación de consistencia, $RC = 0,01$, siendo menor a 0,1, por lo tanto, la matriz es consistente.

Calculo del vector de prioridades y media normalizada:

Tabla 6.30: Vector de prioridades y normalizada, experto 2

VECTOR DE PRIORIDADES			MEDIA NORMALIZADA		
0,22189	0,32642	0,46005	2,73748	3,26661	3,68437
0,22189	0,32642	0,46005	2,73748	3,26661	3,68437
0,06125	0,10881	0,20834	0,7556	1,08887	1,66851
0,06125	0,10881	0,20834	0,7556	1,08887	1,66851
0,0289	0,04663	0,07359	0,35654	0,46666	0,58934
0,0289	0,04663	0,07359	0,35654	0,46666	0,58934
0,02507	0,03627	0,05655	0,30933	0,36296	0,45286
			8,00857	10,0072	12,3373

Calculo de la matriz de normalización:

Tabla 6.31: Matriz de decisión, experto 2

CRITERIOS	Adaptación a la zona (%)			Vida útil [años]			Coste de kW instalado [USD/kW]			Coste de operación y mantenimiento [USD/kW]			Generación anual por 1 MW instalado [MWH]			Factor de planta (%)			Desarrollo de tecnología MIN: 1; MAX:10		
	C1			C7			C5			C6			C3			C4			C2		
Pesos	0,22	0,33	0,46	0,22	0,33	0,46	0,06	0,11	0,21	0,06	0,11	0,21	0,03	0,05	0,07	0,03	0,05	0,07	0,03	0,04	0,06
A1	45,0	48,0	51,0	16,0	20,0	24,0	10.890	11.000	11.880	2.871	2.930	3.106	2.615	2.724	2.833	27,1	31,1	35,1	6,0	7,0	8,0
A2	45,0	48,0	51,0	21,0	25,0	29,0	1.485	1.500	1.620	392	400	432	2.322	2.419	2.516	23,6	27,6	31,6	5,0	6,0	7,0
A3	32,0	35,0	38,0	16,0	20,0	24,0	1.584	1.600	1.728	417	425	451	3.047	3.174	3.301	32,2	36,2	40,2	6,0	7,0	8,0
A4	97,0	100,0	103,0	16,0	20,0	24,0	4.356	4.400	4.752	906	924	979	2.358	2.456	2.554	24,0	28,0	32,0	7,0	8,0	9,0
A5	97,0	100,0	103,0	21,0	25,0	29,0	4.485	4.576	4.942	942	961	1.019	4.320	4.500	4.680	47,3	51,3	55,3	4,0	5,0	6,0

Tabla 6.32: Matriz de decisión normalizada, experto 2

CRITERIOS	Adaptación a la zona (%)			Vida útil [años]			Coste de kW instalado [USD/kW]			Coste de operación y mantenimiento [USD/kW]			Generación anual por 1 MW instalado [MWH]			Factor de planta (%)			Desarrollo de tecnología MIN: 1; MAX:10		
	C1			C7			C5			C6			C3			C4			C2		
Pesos	0,22	0,33	0,46	0,22	0,33	0,46	0,06	0,11	0,21	0,06	0,11	0,21	0,03	0,05	0,07	0,03	0,05	0,07	0,03	0,04	0,06
A1	0,27	0,30	0,33	0,27	0,40	0,59	0,78	0,85	0,93	0,83	0,90	0,97	0,36	0,39	0,42	0,30	0,39	0,49	0,35	0,47	0,63
A2	0,27	0,30	0,33	0,36	0,51	0,71	0,11	0,12	0,13	0,11	0,12	0,13	0,32	0,34	0,37	0,27	0,34	0,44	0,29	0,40	0,55
A3	0,19	0,22	0,25	0,27	0,40	0,59	0,11	0,12	0,14	0,12	0,13	0,14	0,42	0,45	0,49	0,36	0,45	0,56	0,35	0,47	0,63
A4	0,58	0,62	0,67	0,27	0,40	0,59	0,31	0,34	0,37	0,26	0,28	0,31	0,32	0,35	0,38	0,27	0,35	0,45	0,41	0,54	0,71
A5	0,58	0,62	0,67	0,36	0,51	0,71	0,32	0,36	0,39	0,27	0,29	0,32	0,59	0,64	0,69	0,53	0,64	0,77	0,23	0,33	0,47

Calculo de ponderización de la matriz normalizada:

Tabla 6.33: Matriz de decisión normalizada ponderada, experto 2

	C1			C7			C5			C6			C3			C4			C2		
A1	0,060	0,097	0,152	0,061	0,132	0,272	0,048	0,093	0,194	0,051	0,097	0,202	0,010	0,018	0,031	0,009	0,018	0,036	0,009	0,017	0,036
A2	0,060	0,097	0,152	0,080	0,165	0,328	0,007	0,013	0,026	0,007	0,013	0,028	0,009	0,016	0,027	0,008	0,016	0,032	0,007	0,015	0,031
A3	0,043	0,071	0,113	0,061	0,132	0,272	0,007	0,014	0,028	0,007	0,014	0,029	0,012	0,021	0,036	0,010	0,021	0,041	0,009	0,017	0,036
A4	0,129	0,203	0,307	0,061	0,132	0,272	0,019	0,037	0,078	0,016	0,031	0,064	0,009	0,016	0,028	0,008	0,016	0,033	0,010	0,019	0,040
A5	0,129	0,203	0,307	0,080	0,165	0,328	0,020	0,039	0,081	0,017	0,032	0,066	0,017	0,030	0,051	0,015	0,030	0,057	0,006	0,012	0,027

Cálculo de la solución ideal positiva (PIS) y la solución ideal negativa (NIS):

Tabla 6.34: Solución ideal positivo (PIS) y solución ideal negativa (NIS), experto 2

PIS A+	0,129	0,203	0,307	0,080	0,165	0,328	0,007	0,013	0,026	0,007	0,013	0,028	0,017	0,030	0,051	0,015	0,030	0,057	0,010	0,019	0,040
NIS A-	0,043	0,071	0,113	0,061	0,132	0,272	0,048	0,093	0,194	0,051	0,097	0,202	0,009	0,016	0,027	0,008	0,016	0,032	0,006	0,012	0,027

Cálculo de las medidas de distancia:

Tabla 6.35: Medidas de distancia, experto 2

d+ A1	0,094	0,161	0,294	d- A1	0,0176	0,027	0,04001
d+ A2	0,07	0,107	0,159	d- A2	0,0655	0,12371	0,25111
d+ A3	0,089	0,137	0,203	d- A3	0,05982	0,11538	0,23989
d+ A4	0,027	0,049	0,091	d- A4	0,09754	0,15823	0,26512
d+ A5	0,017	0,033	0,068	d- A5	0,09951	0,16163	0,27026

Cálculo de la proximidad relativa a la solución ideal:

Tabla 6.36: Proximidad relativa a la solución ideal, experto 2

RA1	0,158	0,143	0,12
RA2	0,483	0,535	0,613
RA3	0,403	0,458	0,542
RA4	0,784	0,765	0,745
RA5	0,854	0,831	0,8

Cálculo de alternativa más adecuada (defuzzificación):

Tabla 6.37: Proximidad relativa a la solución ideal, experto 2

RA1	0,142
RA2	0,539
RA3	0,463
RA4	0,765
RA5	0,83

Seguindo las recomendaciones del experto 2 nos da que la alternativa 5, es la más adecuada para las costas chilenas, seguido de la alternativa 4 y seguido muy de cerca de la alternativa 1.

6.4.3. Cálculo de alternativa elegida, con las prioridades del experto 3

Cálculo de matriz de prioridades locales teniendo en cuenta el orden de importancia, dado por el experto 3:

Tabla 6.38: Matriz de prioridades locales, experto 3

	Generación anual por 1 MW instalado [MWH]			Adaptación a la zona (%)			Factor de planta (%)			Coste de kW instalado [USD/kW]			mantenimiento [USD/kW]			Desarrollo de tecnología MIN: 1; MAX:10			Vida útil [años]		
	C3			C1			C4			C5			C6			C2			C7		
C3	1,00	1,00	1,00	2,00	3,00	4,00	2,00	3,00	4,00	4,00	5,00	6,00	4,00	5,00	6,00	6,00	7,00	8,00	6,00	7,00	8,00
C1	0,25	0,33	0,50	1,00	1,00	1,00	0,50	1,00	2,00	1,00	1,67	3,00	1,00	1,67	3,00	1,50	2,33	4,00	1,50	2,33	4,00
C4	0,25	0,33	0,50	0,50	1,00	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,67	3,00	1,00	1,67	3,00	1,50	2,33	4,00	1,50	2,33	4,00
C5	0,17	0,20	0,25	0,33	0,60	1,00	0,33	0,60	1,00	1,00	1,00	1,00	0,67	1,00	1,50	1,00	1,40	2,00	1,00	1,40	2,00
C6	0,17	0,20	0,25	0,33	0,60	1,00	0,33	0,60	1,00	0,67	1,00	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,40	2,00	1,00	1,40	2,00
C2	0,13	0,14	0,17	0,25	0,43	0,67	0,25	0,43	0,67	0,50	0,71	1,00	0,50	0,71	1,00	1,00	1,00	1,00	0,75	1,00	1,33
C7	0,13	0,14	0,17	0,25	0,43	0,67	0,25	0,43	0,67	0,50	0,71	1,00	0,50	0,71	1,00	0,75	1,00	1,33	1,00	1,00	1,00

El valor escalar de la matriz $\lambda_{max} = 7,18$, el número de criterios es 7, entonces el índice de consistencia, $IC = 0,03$ y la relación de consistencia, $RC = 0,02$, siendo menor a 0,1, por lo tanto, la matriz es consistente.

Calculo del vector de prioridades y media normalizada:

Tabla 6.39: Vector de prioridades y media normalizada, experto 3

VECTOR DE PRIORIDADES			MEDIA NORMALIZADA		
0,24947	0,4251	0,68614	3,02242	3,77992	4,4913
0,06886	0,1417	0,31072	0,83426	1,25997	2,03394
0,06886	0,1417	0,31072	0,83426	1,25997	2,03394
0,04406	0,08502	0,16188	0,53378	0,75598	1,05963
0,04406	0,08502	0,16188	0,53378	0,75598	1,05963
0,03249	0,06073	0,10975	0,39365	0,53999	0,71841
0,03249	0,06073	0,10975	0,39365	0,53999	0,71841
			6,54579	8,89181	12,1153

Calculo de la matriz de normalización:

Tabla 6.40: Matriz de decisión, experto 3

CRITERIOS	Generación anual por 1 MW instalado [MWH]			Adaptación a la zona (%)			Factor de planta (%)			Coste de kW instalado [USD/kW]			Coste de operación y mantenimiento [USD/kW]			Desarrollo de tecnología MIN: 1; MAX:10			Vida útil [años]		
	C3			C1			C4			C5			C6			C2			C7		
Pesos	0,25	0,43	0,69	0,07	0,14	0,31	0,07	0,14	0,31	0,04	0,09	0,16	0,04	0,09	0,16	0,03	0,06	0,11	0,03	0,06	0,11
A1	2.615	2.724	2.833	45,0	48,0	51,0	27,1	31,1	35,1	10.890	11.000	11.880	2.871	2.930	3.106	6,0	7,0	8,0	16,0	20,0	24,0
A2	2.322	2.419	2.516	45,0	48,0	51,0	23,6	27,6	31,6	1.485	1.500	1.620	392	400	432	5,0	6,0	7,0	21,0	25,0	29,0
A3	3.047	3.174	3.301	32,0	35,0	38,0	32,2	36,2	40,2	1.584	1.600	1.728	417	425	451	6,0	7,0	8,0	16,0	20,0	24,0
A4	2.358	2.456	2.554	97,0	100,0	103,0	24,0	28,0	32,0	4.356	4.400	4.752	906	924	979	7,0	8,0	9,0	16,0	20,0	24,0
A5	4.320	4.500	4.680	97,0	100,0	103,0	47,3	51,3	55,3	4.485	4.576	4.942	942	961	1.019	4,0	5,0	6,0	21,0	25,0	29,0

Tabla 6.41: Matriz de decisión normalizada, experto 3

CRITERIOS	Generación anual por 1 MW instalado [MWH]			Adaptación a la zona (%)			Factor de planta (%)			Coste de kW instalado [USD/kW]			Coste de operación y mantenimiento [USD/kW]			Desarrollo de tecnología MIN: 1; MAX:10			Vida útil [años]		
	C3			C1			C4			C5			C6			C2			C7		
Pesos	0,25	0,43	0,69	0,07	0,14	0,31	0,07	0,14	0,31	0,04	0,09	0,16	0,04	0,09	0,16	0,03	0,06	0,11	0,03	0,06	0,11
A1	0,36	0,39	0,42	0,27	0,30	0,33	0,30	0,39	0,49	0,78	0,85	0,93	0,83	0,90	0,97	0,35	0,47	0,63	0,27	0,40	0,59
A2	0,32	0,34	0,37	0,27	0,30	0,33	0,27	0,34	0,44	0,11	0,12	0,13	0,11	0,12	0,13	0,29	0,40	0,55	0,36	0,51	0,71
A3	0,42	0,45	0,49	0,19	0,22	0,25	0,36	0,45	0,56	0,11	0,12	0,14	0,12	0,13	0,14	0,35	0,47	0,63	0,27	0,40	0,59
A4	0,32	0,35	0,38	0,58	0,62	0,67	0,27	0,35	0,45	0,31	0,34	0,37	0,26	0,28	0,31	0,41	0,54	0,71	0,27	0,40	0,59
A5	0,59	0,64	0,69	0,58	0,62	0,67	0,53	0,64	0,77	0,32	0,36	0,39	0,27	0,29	0,32	0,23	0,33	0,47	0,36	0,51	0,71

Cálculo de ponderización de la matriz normalizada:

Tabla 6.42: Matriz de decisión normalizada ponderada, experto 3

	C3			C1			C4			C5			C6			C2			C7		
A1	0,089	0,164	0,287	0,019	0,042	0,103	0,021	0,055	0,152	0,034	0,073	0,151	0,036	0,076	0,157	0,011	0,028	0,069	0,009	0,025	0,065
A2	0,079	0,146	0,255	0,019	0,042	0,103	0,018	0,049	0,137	0,005	0,010	0,021	0,005	0,010	0,022	0,009	0,024	0,060	0,012	0,031	0,078
A3	0,104	0,192	0,335	0,013	0,031	0,076	0,025	0,064	0,174	0,005	0,011	0,022	0,005	0,011	0,023	0,011	0,028	0,069	0,009	0,025	0,065
A4	0,080	0,148	0,259	0,040	0,088	0,207	0,019	0,049	0,139	0,014	0,029	0,060	0,012	0,024	0,049	0,013	0,033	0,078	0,009	0,025	0,065
A5	0,147	0,272	0,475	0,040	0,088	0,207	0,037	0,090	0,240	0,014	0,030	0,063	0,012	0,025	0,051	0,008	0,020	0,052	0,012	0,031	0,078

Cálculo de la solución ideal positiva (PIS) y la solución ideal negativa (NIS):

Tabla 6.43: Solución ideal positiva (PIS) y la solución ideal negativa (NIS), experto 3

PIS A+	0,147	0,272	0,475	0,040	0,088	0,207	0,037	0,090	0,240	0,005	0,010	0,021	0,005	0,010	0,022	0,013	0,033	0,078	0,012	0,031	0,078
NIS A-	0,079	0,146	0,255	0,013	0,031	0,076	0,018	0,049	0,137	0,034	0,073	0,151	0,036	0,076	0,157	0,008	0,020	0,052	0,009	0,025	0,065

Cálculo de las medidas de distancia:

Tabla 6.44: Medidas de distancia, experto 3

d+ A1	0,0772	0,1522	0,2986	d- A1	0,012	0,024	0,047
d+ A2	0,0737	0,1403	0,2645	d- A2	0,044	0,092	0,19
d+ A3	0,0524	0,1022	0,203	d- A3	0,05	0,102	0,206
d+ A4	0,0701	0,1323	0,2434	d- A4	0,042	0,09	0,194
d+ A5	0,0131	0,0278	0,0577	d- A5	0,082	0,159	0,308

Cálculo de la proximidad relativa a la solución ideal:

Tabla 6.45: Proximidad relativa a las solución ideal, experto 3

RA1	0,1369	0,1361	0,1369
RA2	0,3726	0,3956	0,4182
RA3	0,4886	0,5001	0,5043
RA4	0,3771	0,4042	0,4431
RA5	0,8622	0,8511	0,8422

Cálculo de alternativa más adecuada (defuzzificación):

Tabla 6.46: Proximidad relativa a la solución ideal, experto 3

RA1	0,136
RA2	0,396
RA3	0,499
RA4	0,406
RA5	0,851

Seguendo las recomendaciones del experto 3 nos da que la alternativa 5, es la más adecuada para las costas chilenas, seguido de la alternativa 3.

6.4.4. Integración de los resultados de la valoración de los expertos

Para tener un esquema más claro veremos cuál fue la valoración de cada uno de los expertos, a la importancia de los criterios. A continuación, en la Figura 6.21, se muestra las valoraciones personales de cada experto.

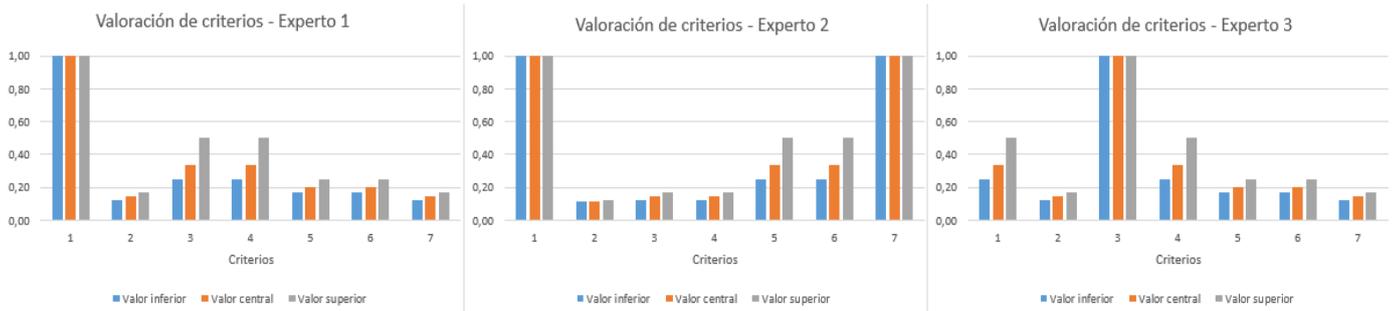


Figura 6.21: Grafico de barras, que corresponde a la valoración de los criterios de cada experto. Fuente: elaboración propia.

De la valoración individual de los criterios, realizados por los expertos, vamos a sacar una valoración general de los criterios, la cual se obtendrá a partir de las medias geométricas de las evaluaciones de cada criterio. En la Figura 6.22, se muestra una gráfica de la integración de las evaluaciones de los expertos.

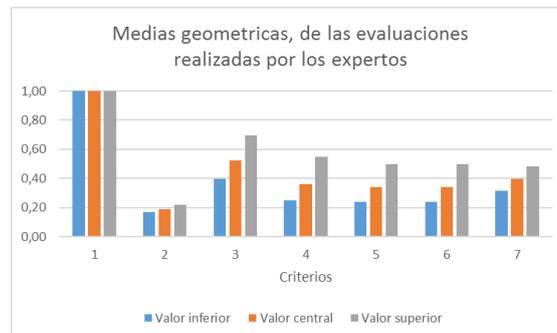


Figura 6.22: Grafico de barras de las medias geométricas, de las evaluaciones de los criterios realizadas por los expertos. Fuente: elaboración propia.

Tabla 6.47: Medias geométricas de las evaluaciones de criterios realizadas por los tres experto

	Adaptación a la zona (%)			Desarrollo de tecnología MIN: 1; MAX:10			Generación anual por 1 MW instalado [MWH]			Factor de planta (%)			Coste de kW instalado [USD/kW]			Coste de operación y mantenimiento [USD/kW]			Vida útil [años]		
	C1	C2	C3	C1	C2	C3	C1	C2	C3	C1	C2	C3	C1	C2	C3	C1	C2	C3	C1	C2	C3
C1	1,00	1,00	1,00	4,16	5,28	6,60	1,44	1,91	2,52	1,82	2,76	4,00	2,00	2,92	4,16	2,00	2,92	4,16	2,08	2,54	3,17
C2	0,18	0,19	0,20	1,00	1,00	1,00	0,33	0,36	0,40	0,42	0,52	0,63	0,46	0,55	0,66	0,46	0,55	0,66	0,48	0,48	0,50
C3	0,40	0,52	0,69	2,08	2,76	3,63	1,00	1,00	1,00	0,91	1,44	2,20	1,00	1,53	2,29	2,00	2,92	4,16	1,04	1,33	1,75
C4	0,28	0,36	0,50	1,44	1,91	2,62	0,50	0,69	1,00	1,00	1,00	1,00	0,69	1,06	1,65	1,10	1,53	2,08	0,72	0,92	1,26
C5	0,24	0,34	0,50	1,26	1,80	2,62	0,44	0,65	1,00	0,55	0,94	1,59	1,00	1,00	1,00	0,69	1,19	2,08	0,63	0,87	1,26
C6	0,24	0,34	0,50	1,26	1,80	2,62	0,44	0,65	1,00	0,55	0,94	1,59	0,61	1,00	1,65	1,00	1,00	1,00	0,63	0,87	1,26
C7	0,31	0,39	0,48	1,65	2,08	2,52	0,57	0,75	0,96	0,72	1,09	1,53	0,79	1,15	1,59	0,79	1,15	1,59	1,00	1,00	1,00

El valor escalar de la matriz $\lambda_{\max} = 7,33$, el número de criterios es 7, entonces el índice de consistencia, $IC = 0,05$ y la relación de consistencia, $RC = 0,04$, siendo menor a 0,1, por lo tanto, la matriz es consistente.

Calculo del vector de prioridades y media normalizada:

Tabla 6.48: Vector de prioridades, resultante de la integración de las evaluaciones de los tres expertos

VECTOR DE PRIORIDADES			MEDIA NORMALIZADA		
0,17816	0,30946	0,53031	1,904	2,4964	3,22867
0,04006	0,05864	0,08584	0,42816	0,47301	0,52261
0,09971	0,17748	0,31351	1,06559	1,43172	1,90874
0,06819	0,11819	0,21045	0,72879	0,95344	1,2813
0,05717	0,10844	0,20928	0,61102	0,87478	1,27413
0,05608	0,10583	0,20248	0,59934	0,85376	1,23276
0,07031	0,12197	0,20349	0,75138	0,98391	1,2389
			6,08829	8,06702	10,6871

Calculo de la matriz de normalización:

Tabla 6.49: Matriz de decisión, resultante de la integración de las evaluaciones de los tres expertos

CRITERIOS	Adaptación a la zona (%)			Desarrollo de tecnología MIN: 1; MAX:10			Generación anual por 1 MW instalado [MWH]			Factor de planta (%)			Coste de kW instalado [USD/kW]			Coste de operación y mantenimiento [USD/kW]			Vida útil [años]		
	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	
Pesos	0,18	0,31	0,53	0,04	0,06	0,09	0,10	0,18	0,31	0,07	0,12	0,21	0,06	0,11	0,21	0,06	0,11	0,20	0,07	0,12	0,20
A1	45,0	48,0	51,0	6,0	7,0	8,0	2.615,0	2.724,0	2.833,0	27	31	35	10.890	11.000	11.880	2.871	2.930	3.106	16,0	20,0	24,0
A2	45,0	48,0	51,0	5,0	6,0	7,0	2322,0	2419,0	2516,0	24	28	32	1.485	1.500	1.620	392	400	432	21,0	25,0	29,0
A3	32,0	35,0	38,0	6,0	7,0	8,0	3047,0	3174,0	3301,0	32	36	40	1.584	1.600	1.728	417	425	451	16,0	20,0	24,0
A4	97,0	100,0	103,0	7,0	8,0	9,0	2358,0	2456,0	2554,0	24	28	32	4.356	4.400	4.752	906	924	979	16,0	20,0	24,0
A5	97,0	100,0	103,0	4,0	5,0	6,0	4320,0	4500,0	4680,0	47	51	55	4.485	4.576	4.942	942	961	1.019	21,0	25,0	29,0

Tabla 6.50: Matriz de decisión normalizada, resultante de la integración de las evaluaciones de los tres expertos

CRITERIOS	Adaptación a la zona (%)			Desarrollo de tecnología MIN: 1; MAX:10			Generación anual por 1 MW instalado [MWH]			Factor de planta (%)			Coste de kW instalado [USD/kW]			Coste de operación y mantenimiento [USD/kW]			Vida útil [años]		
	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20	
Pesos	0,18	0,31	0,53	0,04	0,06	0,09	0,10	0,18	0,31	0,07	0,12	0,21	0,06	0,11	0,21	0,06	0,11	0,20	0,07	0,12	0,20
A1	0,27	0,30	0,33	0,35	0,47	0,63	0,36	0,39	0,42	0,30	0,39	0,49	0,78	0,85	0,93	0,83	0,90	0,97	0,27	0,40	0,59
A2	0,27	0,30	0,33	0,29	0,40	0,55	0,32	0,34	0,37	0,27	0,34	0,44	0,11	0,12	0,13	0,11	0,12	0,13	0,36	0,51	0,71
A3	0,19	0,22	0,25	0,35	0,47	0,63	0,42	0,45	0,49	0,36	0,45	0,56	0,11	0,12	0,14	0,12	0,13	0,14	0,27	0,40	0,59
A4	0,58	0,62	0,67	0,41	0,54	0,71	0,32	0,35	0,38	0,27	0,35	0,45	0,31	0,34	0,37	0,26	0,28	0,31	0,27	0,40	0,59
A5	0,58	0,62	0,67	0,23	0,33	0,47	0,59	0,64	0,69	0,53	0,64	0,77	0,32	0,36	0,39	0,27	0,29	0,32	0,36	0,51	0,71

Calculo de ponderización de la matriz normalizada:

Tabla 6.51: Matriz de decisión normalizada ponderada, resultante de la integración de las evaluaciones de los tres expertos

	C1			C2			C3			C4			C5			C6			C7		
A1	0,048	0,092	0,175	0,014	0,027	0,054	0,036	0,069	0,131	0,021	0,046	0,103	0,045	0,093	0,195	0,046	0,095	0,196	0,019	0,049	0,120
A2	0,048	0,092	0,175	0,012	0,024	0,047	0,032	0,061	0,117	0,018	0,041	0,093	0,006	0,013	0,027	0,006	0,013	0,027	0,025	0,062	0,145
A3	0,034	0,067	0,130	0,014	0,027	0,054	0,041	0,080	0,153	0,025	0,053	0,118	0,007	0,013	0,028	0,007	0,014	0,028	0,019	0,049	0,120
A4	0,104	0,193	0,353	0,016	0,031	0,061	0,032	0,062	0,118	0,018	0,041	0,094	0,018	0,037	0,078	0,015	0,030	0,062	0,019	0,049	0,120
A5	0,104	0,193	0,353	0,009	0,020	0,040	0,059	0,113	0,217	0,036	0,075	0,162	0,018	0,039	0,081	0,015	0,031	0,064	0,025	0,062	0,145

Cálculo de la solución ideal positiva (PIS) y la solución ideal negativa (NIS):

Tabla 6.52: Solución ideal positiva (PIS) y solución ideal negativa (NIS), resultante de la integración de las evaluaciones de los tres expertos

PIS A+	0,104	0,193	0,353	0,016	0,031	0,061	0,059	0,113	0,217	0,036	0,075	0,162	0,006	0,013	0,027	0,006	0,013	0,027	0,025	0,062	0,145
NIS A-	0,034	0,067	0,130	0,009	0,020	0,040	0,032	0,061	0,117	0,018	0,041	0,093	0,045	0,093	0,195	0,046	0,095	0,196	0,019	0,049	0,120

Cálculo de las medidas de distancia:

Tabla 6.53: Medidas de distancia, resultante de la integración de las evaluaciones de los tres expertos

d+ A1	0,0837	0,1618	0,3166	d- A1	0,01541	0,02782	0,04993
d+ A2	0,0646	0,1185	0,2166	d- A2	0,05773	0,11782	0,24408
d+ A3	0,0727	0,1321	0,2376	d- A3	0,05655	0,11578	0,24095
d+ A4	0,0357	0,0697	0,1373	d- A4	0,08119	0,15198	0,28617
d+ A5	0,0167	0,0337	0,069	d- A5	0,08708	0,16357	0,30922

Cálculo de la proximidad relativa a la solución ideal:

Tabla 6.54: Proximidad relativa a la solución ideal, resultante de la integración de las evaluaciones de los tres expertos

RA1	0,1555	0,1467	0,1362
RA2	0,472	0,4985	0,5298
RA3	0,4374	0,4672	0,5035
RA4	0,6945	0,6855	0,6757
RA5	0,8388	0,829	0,8176

Cálculo de alternativa más adecuada (defuzzificación):

Tabla 6.55: Proximidad relativa a la solución ideal, resultante de la integración de las evaluaciones de los tres expertos

RA1	0,1464
RA2	0,4993
RA3	0,4683
RA4	0,6854
RA5	0,8288

Al integrar todas las evaluaciones realizadas por los expertos, nos da como resultado que la alternativa más adecuada para aprovechar el recurso del mar es la número 5.

7. Conclusiones

Chile es un país que limita con el océano pacífico por lo que todas las regiones tienen mar, recurso que me pareció interesante estudiar para la utilización de este recurso en energía.

El estudio comenzó recopilando y posteriormente analizando la información disponible del recurso energético marino (mareas y oleaje), para establecer los lugares más convenientes en generar energía eléctrica con este recurso.

Los sectores que cuentan con el mayor potencial están ubicados geográficamente en la zona sur del país. De esta forma la ubicación que cuentan con mayor potencial se encuentra en el extremo sur del país, pero no pudo ser analizado, principalmente a que estos sectores se encuentran aislado del SIC y no podría ser distribuido hacia el resto de Chile. Por ello se seleccionaron los lugares establecidos, que también cuentan con un gran potencial.

Enfocándonos en las valoraciones de los expertos podemos ver que, al integrar las valoraciones de los tres expertos, los dos criterios más importantes para ellos fueron en primer lugar la adaptación a la zona, el cual fue elegido como primordial por dos de los tres expertos y en segundo lugar generación de energía a partir de cada MW instalado, este criterio fue elegido como el más importante por uno de los expertos. En tercer lugar, se encuentra el factor de planta, en el cuarto lugar se encuentran los costes de kW instalado y los costes de operación y mantenimiento de cada kW instalado, ambos con la misma valoración. En sexto y séptimo lugar se encuentran los criterios de vida útil y desarrollo de tecnología, respectivamente, de los cuales ambos criterios resultaron menos relevantes en las evaluaciones de dos de los expertos y el desarrollo de tecnología por uno de los expertos y además recibió la calificación más baja de las encuestas.

En la aplicación de los métodos multicriterios, con la evaluación del experto 1, nos da que la alternativa ideal resultado de la evaluación es la número 5, corresponde al convertidor de energía undimotriz Wave Dragon, seguido de la alternativa 4 que también corresponde al convertidor de energía undimotriz Pelamis, en tercer lugar, la turbina Lunar Energy, seguido muy de cerca de la turbina Seagen y por último la turbina HS1000 que claramente quedaría definido como la solución menos favorables para este experto.

Los resultados del experto 2, nos da el siguiente orden de favorable a menos favorable; Wave Dragon, Pelamis, turbina Lunar Energy, turbina Seagen y la turbina HS1000. Podemos apreciar que el orden de las alternativas es el mismo que con la evaluación del primer experto, donde las alternativas 1 y 2, tienen una proximidad relativa muy similar a la del primer experto.

Las preferencias que resultaron de las evaluaciones del experto 3 cambiaron las posiciones intermedias, no así los extremos, donde se repite la alternativa del Wave Dragon como la más favorables, pero en segunda posición cambia a la alternativa de la turbina Seagen, al tercer lugar pasa la alternativa de la Pelamis, en cuarto lugar, queda la alternativa de la turbina Lunar Energy, por último, la turbina HS1000.

Al agrupar en una sola las evaluaciones de los tres expertos, el orden de las preferencias es en el siguiente orden, en orden decreciente; Wave Dragon, Pelamis, turbina Lunar Energy, turbina Seagen y turbina HS1000. A priori se podía esperar estos resultados, viendo los resultados individuales.

En el caso del Wave Dragon recibe las mejores calificaciones en los tres criterios catalogados por los expertos como más importantes, que son adaptación a la zona, generación anual por cada MW instalado y el mejor factor de planta, lo que explicaría por qué salió como la mejor alternativa para el aprovechamiento del recurso marino en la costa chilena.

Por ultimo podemos decir a partir de los resultados obtenidos, las alternativas más favorables, tanto en la integración de criterios, como para dos de los expertos, corresponden a los convertidores undimotrices, los cuales cuentan con una gran calificación de adaptación a la zona.

8. Bibliografía

- [1] Gobierno de Chile. (2010). Explorador de energía marina. marzo 22, 2018, de Armada de Chile y SHOA Sitio web: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Marino/><http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Marino/>
- [2] SHOA. (2018). Tablas de marea de la costa de Chile 2018. Santiago, Chile: Servicio hidrográfico y oceanográfico de la Armada de Chile.
- [3] SHOA. (2018). Tablas de corriente de marea de la costa de Chile 2018. Santiago, Chile: Servicio hidrográfico y oceanográfico de la Armada de Chile.
- [4] SHOA. (1991). Glosario de mareas y corrientes. Santiago, Chile: Servicio hidrográfico y oceanográfico de la Armada de Chile.
- [5] SHOA. (1999). Instrucciones oceanográficos N° 2. Santiago, Chile: Servicio hidrográfico y oceanográfico de la Armada de Chile.
- [6] SHOA. (2005). Instrucciones oceanográficos N° 1. Santiago, Chile: Servicio hidrográfico y oceanográfico de la Armada de Chile.
- [7] Lekube, J., Garrido, A., Garrido, I., Otaola, E.. (2017). Mejora de la Potencia Obtenida en Plantas de Generación Undimotriz basadas en Columna de Agua Oscilante. Revista iberoamericana de automática e informática industrial, vol. 15, pp. 145-155.
- [8] Vega, D.. (2014). Desarrollo de la Energía Mareomotriz en Chile. Sustainability, Agri, Food and Environmental Research,, vol. 2 N° 3, pp. 16-29.
- [9] Quintero, J., Quintero, L.. (Diciembre 2015). Energía mareomotriz: potencial energético y medio ambiente. Gestión y Ambiente, vol. 18 N° 2, pp. 121-134.
- [10] Lopez, J., Hiriart, G., Silva, R.. (2010). Cuantificación de energía de una planta mareomotriz. Ingeniería investigación y tecnología, vol. 11 N° 2, pp. 233-245.
- [11] Castillo, R., Díaz, G., Segovia, V., Araya, C.. (Marzo 2017). Potencial undimotriz de la región de Tarapacá (Chile) como foco de fomento productivo. Ingeniare, vol. 26 N° 1, pp. 72-85.
- [12] Romero, C.. (1996). Análisis de las decisiones multicriterio. Madrid, España: Isdefe.

- [12] Forbush, D., Cavagnaro, R., Donegan, J., McEntee, J., Polagye, B. (2017). Evaluación varios modos de funcionamiento de los controladores de turbina de flujo transversal que maximiza la potencia. *Revista internacional de la Energía Marina*, vol. 20, pp. 80-96.
- [13] Letelier, J., Soto-Mardones, L., Salinas, S., Osuna, P., López, D., Sepúlveda, H., Pinilla, E., Rodrigo, C.. (Diciembre 2011). Variabilidad del viento, oleaje y corrientes en la región norte de los fiordos Patagónicos de Chile. *Revista de Biología Marina y Oceanografía*, vol. 46, Nº3, pp. 363-377.
- [14] Abad, M.. (2013). *Las energías renovables marinas y la riqueza potencial de los océanos*. España: Bosh Editor.
- [15] Gonzalez, J.. (2012). *Energías renovables*. Barcelona: Editorial Reverte.
- [16] Novak, P., Moffat, A., Nalluri, C.. (2001). *Estructuras Hidráulicas*, segunda edición. Bogota, Colombia: Mc Graw Hill.
- [17] Ministerio de economía, Fomento y Reconstrucción. (2007). Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley nº 1, de minería, de 1982, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica. marzo 30, 2018, de Biblioteca del Congreso Nacional de Chile Sitio web:
<https://www.leychile.cl/N?i=258171&f=2017-02-09&p=>
- [18] Ministerio de economía, Fomento y Reconstrucción. (2008). Ley 20257. marzo 30, 2018, de Biblioteca del Congreso Nacional de Chile Sitio web: <https://www.leychile.cl/N?i=270212&f=2013-10-22&p=>
- [19] Yajure, C., (Septiembre 2015). Comparación de los métodos multicriterio AHP y AHP Difuso en la selección de la mejor tecnología para la producción de energía eléctrica a partir del carbón mineral. *Scientia Et Technica* Sitio web:
<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=84943818008>
- [20] Rourke, F., Boyle, F., Reynolds, A.. (2010). Tidal Energy Update 2009. *Applied Energy*, vol. 87, pp. 398-409.
- [21] Mascarenhas, P., Bald, J., Menchaca, I., O'hHagan, A., Simas, T. (2015). Proyecto RiCORE, Documento 3.2 Sitio Web: <http://ricore-project.eu/downloads/>

- [22] Segura, E., Morales, R., Somolinos, J.A. López, A. (2017). Techno-economic challenges of tidal energy conversion systems: Current status and trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. vol. 77, pp. 536–550. Sitio web: www.elsevier.com/locate/rser
- [23] Iglesias, G., Astariz, S., Vasquez. A., (2018). *Wave and Tidal Energy*, John Wiley & Sons Ltd. First Edition, pp. 513–532.
- [24] Carnevale, F.. (2008). *Maquinas eléctricas y sistemas electromecánicos*. junio 5, 2018, de Universidad Nacional de Cuto Sitio web: <file:///C:/Users/CrIs/Downloads/Energ%C3%ADa%20mareomotriz%20y%20su%20factibilidad%20en%20la%20Argentina.pdf>
- [25] Fernandez, P.. (2010). *Energía Mareomotriz*. España: Universidad de Cantabria.
- [26] N.N.. (2016). *La marea que es y como se forma*. Mayo 30, 2018, de Sail and Trip Sitio web: <https://sailandtrip.com/la-marea/>
- [27] The University of Edinburgh, British Emassy Santiago. (2011). *Energía Marina en Chile*. Chile: Embajada Britanica.
- [28] Profesora M.S. García., marzo, 2018, Universidad Politécnica de Cartagena.
- [29] Ramirez, R.. (2014). *Capitulo 3*. Septiembre, 15, 2018, de Universidad de Las Americas Puebla, Mexico Sitio web: http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lmt/ramirez_r_o/capitulo3.pdf

ANEXO

CALCULOS DE PRODUCCION ANUAL Y FACTOR DE PLANTA
PARA LAS ALTERNATIVAS DE CORRIENTES MARINAS

A partir de las tablas 6.1 y 6.2, correspondiente a una distribución aproximada de la variación de velocidades de las corrientes marinas superficiales, se pueden obtener las corrientes de profundidades específicas, para ello se extrapolarán con la ecuación 6.2.

1. Turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000

Para comenzar con este cálculo se deber considerar cuantas turbinas serán instaladas en el canal. Para ello hay que ver con qué largo se cuenta para realizar la instalación.

El largo del canal que cumple con las características de la turbina es de 1.150 metros, esto corresponde a un 48% de la superficie, que podría ser utilizado por las turbinas. También se debe considerar que existe una distancia mínima entre una y otra turbina, la cual corresponde a un dato entregado por el fabricante, en este caso corresponde a 21 metros. Por lo tanto, la cantidad de turbinas que pueden ser instaladas en el canal es 27 unidades. Estas unidades serán instaladas en 5 profundidades distintas, que son 90, 85, 80, 65 y 50 metros.

Como se dijo anteriormente, las velocidades varían a distintas profundidades y con ello las turbinas captaran distintas velocidades, según su profundidad de instalación, produciendo distintas cantidades de energía.

Tabla A-1.1: Extrapolación de velocidades máximas, para cada profundidad, en mareas muertas.

Profundidades [m]		90	85	80	65	50
Periodo	6,25	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
vel max 1	1,75	1,58	1,44	1,32	1,23	1,18
Vel neg 1	-2,26	-2,04	-1,86	-1,70	-1,59	-1,53
vel max 2	1,85	1,67	1,52	1,39	1,30	1,25
Vel neg 2	-2,31	-2,09	-1,90	-1,74	-1,63	-1,56
Vel max	2,11	1,91	1,74	1,59	1,48	1,42
Densidad del agua	1024					

A continuación, se muestra la distribución de mareas extrapoladas a las profundidades dichas y las energías generadas.

Tabla A-1.2: Distribución de velocidades durante un día y energía generada por la turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000, en mareas muertas.

Tiempo	Velocidad [m/s]	Velocidad extrapolada [m/s]	Energía generada [kWh]								
	Superf.	90 metros		85 metros		80 metros		65 metros		50 metros	
0:00	1,75	1,6	0	1,6	0	1,6	0	1,6	0	1,7	0
0:15	1,74	1,6	55	1,6	55	1,6	55	1,6	55	1,7	62,5
0:30	1,70	1,5	47,5	1,5	47,5	1,6	55	1,6	55	1,6	55
0:45	1,63	1,5	47,5	1,5	47,5	1,5	47,5	1,5	47,5	1,6	55
1:00	1,53	1,4	25	1,4	25	1,4	25	1,4	25	1,5	47,5
1:15	1,42	1,3	18,75	1,3	18,75	1,3	18,75	1,3	18,75	1,4	25
1:30	1,28	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5
1:45	1,12	1,0	0	1,0	0	1,0	0	1,0	0	1,1	0
2:00	0,94	0,8	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
2:15	0,75	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
2:30	0,54	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0
2:45	0,33	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
3:00	0,11	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
3:15	0,14	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
3:30	0,42	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0
3:45	0,70	0,6	0	0,6	0	0,6	0	0,7	0	0,7	0
4:00	0,96	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
4:15	1,21	1,1	0	1,1	0	1,1	0	1,1	0	1,2	12,5
4:30	1,44	1,3	18,75	1,3	18,75	1,3	18,75	1,3	18,75	1,4	25
4:45	1,65	1,5	47,5	1,5	47,5	1,5	47,5	1,5	47,5	1,6	55
5:00	1,83	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,8	75
5:15	1,98	1,8	75	1,8	75	1,8	75	1,9	87,5	1,9	87,5
5:30	2,10	1,9	87,5	1,9	87,5	1,9	87,5	2,0	100	2,0	100
5:45	2,19	2,0	100	2,0	100	2,0	100	2,0	100	2,1	112,5
6:00	2,24	2,0	100	2,0	100	2,1	112,5	2,1	112,5	2,2	125
6:15	2,26	2,0	100	2,1	112,5	2,1	112,5	2,1	112,5	2,2	125
6:30	2,24	2,0	100	2,0	100	2,1	112,5	2,1	112,5	2,2	125
6:45	2,19	2,0	100	2,0	100	2,0	100	2,0	100	2,1	112,5
7:00	2,10	1,9	87,5	1,9	87,5	1,9	87,5	2,0	100	2,0	100
7:15	1,98	1,8	75	1,8	75	1,8	75	1,9	87,5	1,9	87,5
7:30	1,83	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,8	75
7:45	1,65	1,5	47,5	1,5	47,5	1,5	47,5	1,5	47,5	1,6	55
8:00	1,44	1,3	18,75	1,3	18,75	1,3	18,75	1,3	18,75	1,4	25
8:15	1,21	1,1	0	1,1	0	1,1	0	1,1	0	1,2	12,5
8:30	0,96	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
8:45	0,70	0,6	0	0,6	0	0,6	0	0,7	0	0,7	0
9:00	0,42	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0
9:15	0,14	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
9:30	0,12	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
9:45	0,35	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
10:00	0,57	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0
10:15	0,79	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,8	0
10:30	0,99	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	1,0	0
10:45	1,18	1,1	0	1,1	0	1,1	0	1,1	0	1,1	0
11:00	1,35	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5	1,3	18,75	1,3	18,75
11:15	1,50	1,4	25	1,4	25	1,4	25	1,4	25	1,4	25
11:30	1,62	1,5	47,5	1,5	47,5	1,5	47,5	1,5	47,5	1,6	55
11:45	1,72	1,6	55	1,6	55	1,6	55	1,6	55	1,7	62,5
12:00	1,79	1,6	55	1,6	55	1,6	55	1,7	62,5	1,7	62,5
12:15	1,84	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,8	75
12:30	1,85	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,8	75
12:45	1,84	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,8	75
13:00	1,79	1,6	55	1,6	55	1,6	55	1,7	62,5	1,7	62,5
13:15	1,72	1,6	55	1,6	55	1,6	55	1,6	55	1,7	62,5
13:30	1,62	1,5	47,5	1,5	47,5	1,5	47,5	1,5	47,5	1,6	55
13:45	1,50	1,4	25	1,4	25	1,4	25	1,4	25	1,4	25
14:00	1,35	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5	1,3	18,75	1,3	18,75
14:15	1,18	1,1	0	1,1	0	1,1	0	1,1	0	1,1	0
14:30	0,99	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	1,0	0
14:45	0,79	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,8	0
15:00	0,57	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0
15:15	0,35	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
15:30	0,12	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0

15:45	0,15	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
16:00	0,43	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0
16:15	0,71	0,6	0	0,6	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
16:30	0,98	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
16:45	1,24	1,1	0	1,1	0	1,1	0	1,2	12,5	1,2	12,5
17:00	1,47	1,3	18,75	1,3	18,75	1,3	18,75	1,4	25	1,4	25
17:15	1,68	1,5	47,5	1,5	47,5	1,5	47,5	1,6	55	1,6	55
17:30	1,87	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,8	75
17:45	2,02	1,8	75	1,8	75	1,9	87,5	1,9	87,5	1,9	87,5
18:00	2,15	1,9	87,5	2,0	100	2,0	100	2,0	100	2,1	112,5
18:15	2,24	2,0	100	2,0	100	2,0	100	2,1	112,5	2,1	112,5
18:30	2,29	2,1	112,5	2,1	112,5	2,1	112,5	2,1	112,5	2,2	125
18:45	2,31	2,1	112,5	2,1	112,5	2,1	112,5	2,2	125	2,2	125
19:00	2,29	2,1	112,5	2,1	112,5	2,1	112,5	2,1	112,5	2,2	125
19:15	2,24	2,0	100	2,0	100	2,0	100	2,1	112,5	2,1	112,5
19:30	2,15	1,9	87,5	2,0	100	2,0	100	2,0	100	2,1	112,5
19:45	2,02	1,8	75	1,8	75	1,9	87,5	1,9	87,5	1,9	87,5
20:00	1,87	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,7	62,5	1,8	75
20:15	1,68	1,5	47,5	1,5	47,5	1,5	47,5	1,6	55	1,6	55
20:30	1,47	1,3	18,75	1,3	18,75	1,3	18,75	1,4	25	1,4	25
20:45	1,24	1,1	0	1,1	0	1,1	0	1,2	12,5	1,2	12,5
21:00	0,98	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
21:15	0,71	0,6	0	0,6	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
21:30	0,43	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0
21:45	0,15	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
22:00	0,11	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
22:15	0,33	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
22:30	0,54	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0
22:45	0,75	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
23:00	0,94	0,8	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
23:15	1,12	1,0	0	1,0	0	1,0	0	1,0	0	1,1	0
23:30	1,28	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5
23:45	1,42	1,3	18,75	1,3	18,75	1,3	18,75	1,3	18,75	1,4	25
0:00	1,53	1,4	25	1,4	25	1,4	25	1,4	25	1,5	47,5

3.043

3.080

3.138

3.305

3.660

A continuación, se puede apreciar una gráfica de la variación de las velocidades, dependiendo la profundidad.

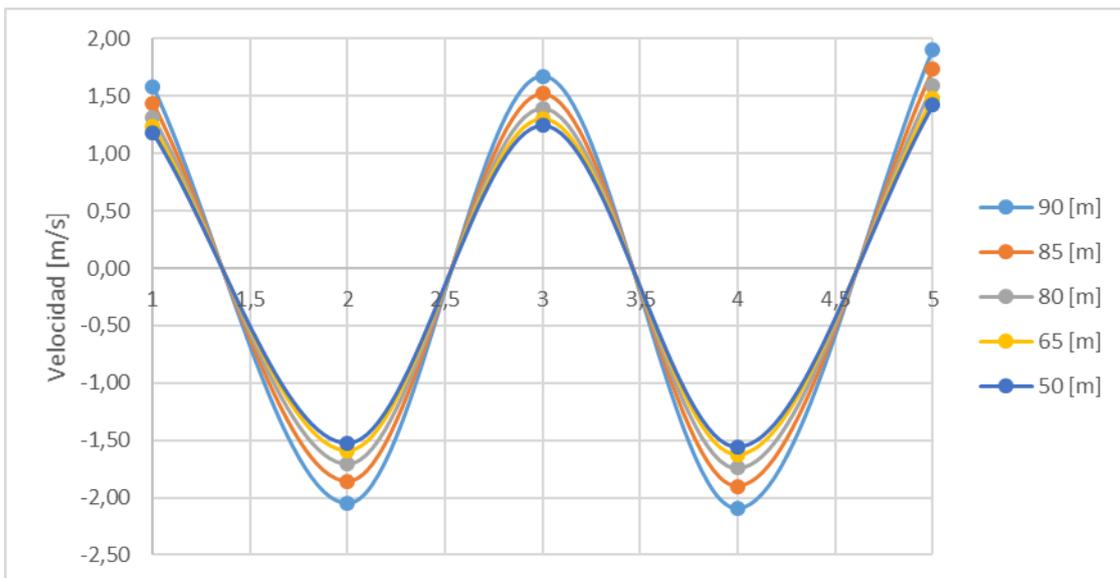


Figura A-1.1: Gráfica de velocidades a distintas profundidades. Fuente: elaboración propia.

A continuación, se muestra la información para las mareas vivas.

Tabla A-1.3: Extrapolación de velocidades máximas, para cada profundidad, en mareas vivas.

Profundidades [m]		90	85	80	65	50
Periodo	6,25	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
vel max 1	4,2	3,80	3,46	3,16	2,96	2,84
Vel neg 1	-5	-4,52	-4,11	-3,77	-3,52	-3,38
vel max 2	4	3,62	3,29	3,01	2,82	2,70
Vel neg 2	-4,7	-4,25	-3,87	-3,54	-3,31	-3,17
Vel max	4,20	3,80	3,46	3,16	2,96	2,84
Densidad del agua	1024					

Tabla A-1.4: Distribución de velocidades durante un día y energía generada por la turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000, en mareas vivas.

Tiempo	Velocidad [m/s]	Velocidad extrapolada [m/s]	Energía generada [kWh]								
	Superf.	90 metros		85 metros		80 metros		65 metros		50 metros	
0:00	4,20	3,8	0	3,8	0	3,8	0	3,9	0	4,0	0
0:15	4,17	3,8	250	3,8	250	3,8	250	3,9	250	4,0	250
0:30	4,07	3,7	250	3,7	250	3,7	250	3,8	250	3,9	250
0:45	3,91	3,5	250	3,6	250	3,6	250	3,6	250	3,7	250
1:00	3,68	3,3	250	3,3	250	3,4	250	3,4	250	3,5	250
1:15	3,40	3,1	250	3,1	250	3,1	250	3,2	250	3,3	250
1:30	3,06	2,8	225	2,8	225	2,8	225	2,9	237,5	2,9	237,5
1:45	2,68	2,4	162,5	2,4	162,5	2,5	187,5	2,5	187,5	2,6	200
2:00	2,25	2,0	100	2,0	100	2,1	112,5	2,1	112,5	2,2	125
2:15	1,79	1,6	55	1,6	55	1,6	55	1,7	62,5	1,7	62,5
2:30	1,30	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5
2:45	0,79	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,8	0
3:00	0,26	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,3	0
3:15	0,31	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
3:30	0,94	0,8	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
3:45	1,55	1,4	25	1,4	25	1,4	25	1,4	25	1,5	47,5
4:00	2,13	1,9	87,5	1,9	87,5	1,9	87,5	2,0	100	2,0	100
4:15	2,68	2,4	162,5	2,4	162,5	2,5	187,5	2,5	187,5	2,6	200
4:30	3,19	2,9	237,5	2,9	237,5	2,9	237,5	3,0	250	3,1	250
4:45	3,64	3,3	250	3,3	250	3,3	250	3,4	250	3,5	250
5:00	4,05	3,7	250	3,7	250	3,7	250	3,8	250	3,9	250
5:15	4,38	4,0	250	4,0	250	4,0	250	4,1	0	4,2	0
5:30	4,65	4,2	0	4,2	0	4,3	0	4,3	0	4,5	0
5:45	4,84	4,4	0	4,4	0	4,4	0	4,5	0	4,6	0
6:00	4,96	4,5	0	4,5	0	4,5	0	4,6	0	4,8	0
6:15	5,00	4,5	0	4,5	0	4,6	0	4,7	0	4,8	0
6:30	4,96	4,5	0	4,5	0	4,5	0	4,6	0	4,8	0
6:45	4,84	4,4	0	4,4	0	4,4	0	4,5	0	4,6	0
7:00	4,65	4,2	0	4,2	0	4,3	0	4,3	0	4,5	0
7:15	4,38	4,0	250	4,0	250	4,0	250	4,1	0	4,2	0
7:30	4,05	3,7	250	3,7	250	3,7	250	3,8	250	3,9	250
7:45	3,64	3,3	250	3,3	250	3,3	250	3,4	250	3,5	250
8:00	3,19	2,9	237,5	2,9	237,5	2,9	237,5	3,0	250	3,1	250
8:15	2,68	2,4	162,5	2,4	162,5	2,5	187,5	2,5	187,5	2,6	200
8:30	2,13	1,9	87,5	1,9	87,5	1,9	87,5	2,0	100	2,0	100
8:45	1,55	1,4	25	1,4	25	1,4	25	1,4	25	1,5	47,5
9:00	0,94	0,8	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0

9:15	0,31	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
9:30	0,25	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0
9:45	0,75	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
10:00	1,24	1,1	0	1,1	0	1,1	0	1,2	12,5	1,2	12,5
10:15	1,70	1,5	47,5	1,5	47,5	1,6	55	1,6	55	1,6	55
10:30	2,14	1,9	87,5	1,9	87,5	2,0	100	2,0	100	2,1	112,5
10:45	2,55	2,3	145	2,3	145	2,3	145	2,4	162,5	2,4	162,5
11:00	2,92	2,6	200	2,7	212,5	2,7	212,5	2,7	212,5	2,8	225
11:15	3,24	2,9	237,5	2,9	237,5	3,0	250	3,0	250	3,1	250
11:30	3,51	3,2	250	3,2	250	3,2	250	3,3	250	3,4	250
11:45	3,72	3,4	250	3,4	250	3,4	250	3,5	250	3,6	250
12:00	3,87	3,5	250	3,5	250	3,5	250	3,6	250	3,7	250
12:15	3,97	3,6	250	3,6	250	3,6	250	3,7	250	3,8	250
12:30	4,00	3,6	250	3,6	250	3,7	250	3,7	250	3,8	250
12:45	3,97	3,6	250	3,6	250	3,6	250	3,7	250	3,8	250
13:00	3,87	3,5	250	3,5	250	3,5	250	3,6	250	3,7	250
13:15	3,72	3,4	250	3,4	250	3,4	250	3,5	250	3,6	250
13:30	3,51	3,2	250	3,2	250	3,2	250	3,3	250	3,4	250
13:45	3,24	2,9	237,5	2,9	237,5	3,0	250	3,0	250	3,1	250
14:00	2,92	2,6	200	2,7	212,5	2,7	212,5	2,7	212,5	2,8	225
14:15	2,55	2,3	145	2,3	145	2,3	145	2,4	162,5	2,4	162,5
14:30	2,14	1,9	87,5	1,9	87,5	2,0	100	2,0	100	2,1	112,5
14:45	1,70	1,5	47,5	1,5	47,5	1,6	55	1,6	55	1,6	55
15:00	1,24	1,1	0	1,1	0	1,1	0	1,2	12,5	1,2	12,5
15:15	0,75	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
15:30	0,25	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0
15:45	0,30	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
16:00	0,88	0,8	0	0,8	0	0,8	0	0,8	0	0,8	0
16:15	1,45	1,3	18,75	1,3	18,75	1,3	18,75	1,4	25	1,4	25
16:30	2,00	1,8	75	1,8	75	1,8	75	1,9	87,5	1,9	87,5
16:45	2,52	2,3	145	2,3	145	2,3	145	2,4	162,5	2,4	162,5
17:00	3,00	2,7	212,5	2,7	212,5	2,7	212,5	2,8	225	2,9	237,5
17:15	3,43	3,1	250	3,1	250	3,1	250	3,2	250	3,3	250
17:30	3,80	3,4	250	3,5	250	3,5	250	3,6	250	3,6	250
17:45	4,12	3,7	250	3,7	250	3,8	250	3,8	250	4,0	250
18:00	4,37	4,0	250	4,0	250	4,0	250	4,1	0	4,2	0
18:15	4,55	4,1	0	4,1	0	4,2	0	4,3	0	4,4	0
18:30	4,66	4,2	0	4,2	0	4,3	0	4,4	0	4,5	0
18:45	4,70	4,3	0	4,3	0	4,3	0	4,4	0	4,5	0
19:00	4,66	4,2	0	4,2	0	4,3	0	4,4	0	4,5	0
19:15	4,55	4,1	0	4,1	0	4,2	0	4,3	0	4,4	0
19:30	4,37	4,0	250	4,0	250	4,0	250	4,1	0	4,2	0
19:45	4,12	3,7	250	3,7	250	3,8	250	3,8	250	4,0	250
20:00	3,80	3,4	250	3,5	250	3,5	250	3,6	250	3,6	250
20:15	3,43	3,1	250	3,1	250	3,1	250	3,2	250	3,3	250
20:30	3,00	2,7	212,5	2,7	212,5	2,7	212,5	2,8	225	2,9	237,5
20:45	2,52	2,3	145	2,3	145	2,3	145	2,4	162,5	2,4	162,5
21:00	2,00	1,8	75	1,8	75	1,8	75	1,9	87,5	1,9	87,5
21:15	1,45	1,3	18,75	1,3	18,75	1,3	18,75	1,4	25	1,4	25
21:30	0,88	0,8	0	0,8	0	0,8	0	0,8	0	0,8	0
21:45	0,30	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
22:00	0,26	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,3	0
22:15	0,79	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,8	0
22:30	1,30	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5	1,2	12,5
22:45	1,79	1,6	55	1,6	55	1,6	55	1,7	62,5	1,7	62,5
23:00	2,25	2,0	100	2,0	100	2,1	112,5	2,1	112,5	2,2	125
23:15	2,68	2,4	162,5	2,4	162,5	2,5	187,5	2,5	187,5	2,6	200
23:30	3,06	2,8	225	2,8	225	2,8	225	2,9	237,5	2,9	237,5
23:45	3,40	3,1	250	3,1	250	3,1	250	3,2	250	3,3	250
0:00	3,68	3,3	250	3,3	250	3,4	250	3,4	250	3,5	250
			11.973		11.998		12.188		11.435		11.630

A continuación, se muestra una gráfica de la variación de las velocidades, de las mareas vivía, dependiendo la profundidad.

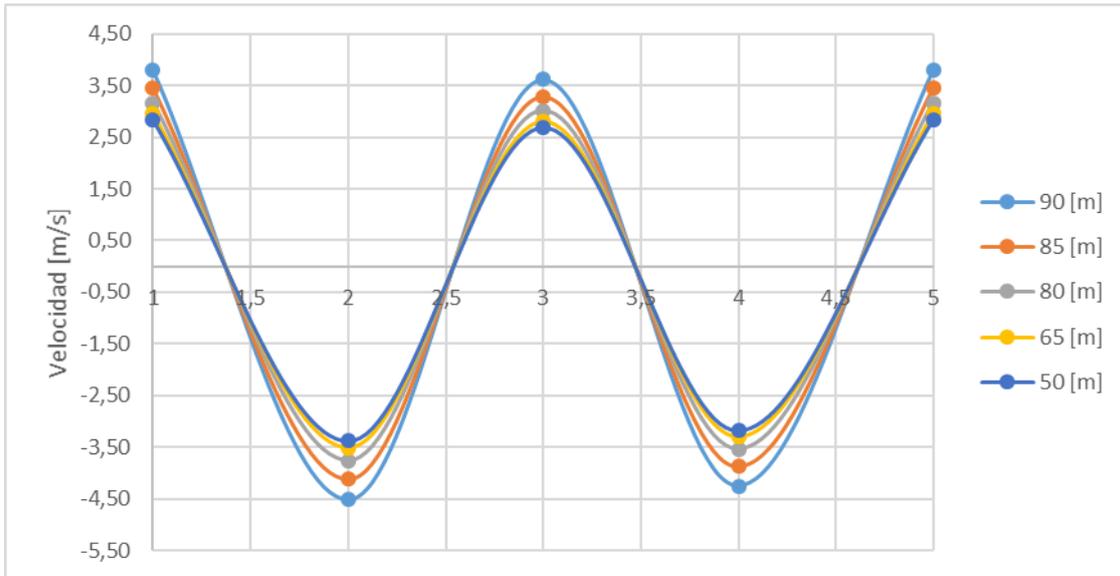


Figura A-1.2: Gráfica de velocidades a distintas profundidades. Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se muestra la generación estimada de las turbinas, en un año, según la profundidad en que sea instalada.

Tabla A-1.5: Generación anual de la turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000, a distintas profundidades.

Profundidad	90	85	80	65	50
Marea viva	11.972,5	11.997,5	12.187,5	11.435,0	11.630,0
Marea muerta	3.042,5	3.080,0	3.137,5	3.305,0	3.660,0
Anual	2.740,2	2.751,6	2.796,8	2.690,1	2.790,4

Tabla A-1.6: Generación anual de cada turbina Andritz Hydro Hammerfest HS1000, instalada.

Turbina	Dist. Horizontal [m]	Profundidad [m]	Energía anual producida por la instalación [MWh]	Factor de planta %
1	271	50	2.790,4	31,9
2	313	65	2.690,1	30,7
3	355	80	2.796,8	31,9
4	750	90	2.694,7	30,8
5	792	90	2.694,7	30,8
6	834	90	2.694,7	30,8
7	876	85	2.751,6	31,4
8	918	80	2.796,8	31,9
9	960	80	2.796,8	31,9
10	1002	80	2.796,8	31,9
11	1044	80	2.796,8	31,9
12	1086	80	2.796,8	31,9
13	1128	90	2.694,7	30,8
14	1170	90	2.694,7	30,8
15	1212	90	2.694,7	30,8
16	1254	90	2.694,7	30,8
17	1296	90	2.694,7	30,8
18	1338	90	2.694,7	30,8
19	1380	90	2.694,7	30,8
20	1422	90	2.694,7	30,8
21	1464	90	2.694,7	30,8
22	1506	90	2.694,7	30,8
23	1548	90	2.694,7	30,8
24	1590	90	2.694,7	30,8
25	1632	90	2.694,7	30,8
26	1674	90	2.694,7	30,8
27	1716	90	2.694,7	30,8
Potencia instalada			27,0	[MW]
Total Producido al año por 1MW			2.723,8	[MWh]
Facor de planta			31,1	%

2. Turbina RTT Lunar Energy

Esta turbina cuenta con un rango de funcionamiento de 50 a 100 metros de profundidad, por se cuenta con 1.150 metros para instalar las turbinas, esto corresponde al 48% de la superficie que cumple con las características de la turbina. El espacio mínimo entre turbina y turbina es de 10,5 metros. Por ello se podrían instalar 32 turbinas a lo largo del canal. Las unidades serán instaladas en 5 profundidades distintas, que son 90, 85, 80, 65 y 55 metros.

Tabla A-2.1: Extrapolación de velocidades máximas, para cada profundidad, en mareas muertas.

Profundidades [m]		90	85	80	65	55
Periodo	6,25	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
vel max 1	1,74896	1,58	1,44	1,32	1,23	1,17
Vel neg 1	-2,26336	-2,05	-1,86	-1,70	-1,59	-1,51
vel max 2	1,85184	1,68	1,52	1,39	1,30	1,24
Vel neg 2	-2,3148	-2,09	-1,90	-1,74	-1,63	-1,55
Vel max	2,11	1,91	1,74	1,59	1,48	1,41
Densidad del agua	1024					

A continuación, se muestra la distribución de mareas extrapoladas a las profundidades dichas y las energías generadas.

Tabla A-2.2: Distribución de velocidades durante un día y energía generada por la turbina RTT Lunar Energy, en mareas muertas.

Tiempo	Velocidad [m/s]	Velocidad extrapolada [m/s]	Energía generada [kWh]								
	Superf.	90 metros		85 metros		80 metros		65 metros		55 metros	
0:00	1,75	1,6	0	1,6	0	1,6	0	1,6	0	1,7	0
0:15	1,74	1,6	95	1,6	95	1,6	95	1,6	95	1,6	95
0:30	1,69	1,5	75	1,5	75	1,6	95	1,6	95	1,6	95
0:45	1,63	1,5	75	1,5	75	1,5	75	1,5	75	1,5	75
1:00	1,53	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5	1,5	75
1:15	1,41	1,3	55	1,3	55	1,3	55	1,3	55	1,3	55
1:30	1,27	1,2	45	1,2	45	1,2	45	1,2	45	1,2	45
1:45	1,11	1,0	25	1,0	25	1,0	25	1,0	25	1,1	35
2:00	0,94	0,8	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
2:15	0,74	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
2:30	0,54	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0
2:45	0,33	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
3:00	0,11	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
3:15	0,14	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
3:30	0,42	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0
3:45	0,70	0,6	0	0,6	0	0,6	0	0,7	0	0,7	0
4:00	0,96	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
4:15	1,21	1,1	35	1,1	35	1,1	35	1,1	35	1,2	45
4:30	1,44	1,3	55	1,3	55	1,3	55	1,3	55	1,4	62,5
4:45	1,65	1,5	75	1,5	75	1,5	75	1,5	75	1,6	95
5:00	1,83	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5

5:15	1,98	1,8	127,5	1,8	127,5	1,8	127,5	1,9	152,5	1,9	152,5
5:30	2,10	1,9	152,5	1,9	152,5	1,9	152,5	2,0	170	2,0	170
5:45	2,19	2,0	170	2,0	170	2,0	170	2,0	170	2,1	200
6:00	2,25	2,0	170	2,0	170	2,1	200	2,1	200	2,1	200
6:15	2,26	2,0	170	2,1	200	2,1	200	2,1	200	2,2	225
6:30	2,25	2,0	170	2,0	170	2,1	200	2,1	200	2,1	200
6:45	2,19	2,0	170	2,0	170	2,0	170	2,0	170	2,1	200
7:00	2,10	1,9	152,5	1,9	152,5	1,9	152,5	2,0	170	2,0	170
7:15	1,98	1,8	127,5	1,8	127,5	1,8	127,5	1,9	152,5	1,9	152,5
7:30	1,83	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5
7:45	1,65	1,5	75	1,5	75	1,5	75	1,5	75	1,6	95
8:00	1,44	1,3	55	1,3	55	1,3	55	1,3	55	1,4	62,5
8:15	1,21	1,1	35	1,1	35	1,1	35	1,1	35	1,2	45
8:30	0,96	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
8:45	0,70	0,6	0	0,6	0	0,6	0	0,7	0	0,7	0
9:00	0,42	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0
9:15	0,14	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
9:30	0,12	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
9:45	0,35	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
10:00	0,57	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0
10:15	0,79	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
10:30	0,99	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
10:45	1,18	1,1	35	1,1	35	1,1	35	1,1	35	1,1	35
11:00	1,35	1,2	45	1,2	45	1,2	45	1,3	55	1,3	55
11:15	1,50	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5
11:30	1,62	1,5	75	1,5	75	1,5	75	1,5	75	1,5	75
11:45	1,72	1,6	95	1,6	95	1,6	95	1,6	95	1,6	95
12:00	1,79	1,6	95	1,6	95	1,6	95	1,7	112,5	1,7	112,5
12:15	1,84	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5
12:30	1,85	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,8	127,5
12:45	1,84	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5
13:00	1,79	1,6	95	1,6	95	1,6	95	1,7	112,5	1,7	112,5
13:15	1,72	1,6	95	1,6	95	1,6	95	1,6	95	1,6	95
13:30	1,62	1,5	75	1,5	75	1,5	75	1,5	75	1,5	75
13:45	1,50	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5
14:00	1,35	1,2	45	1,2	45	1,2	45	1,3	55	1,3	55
14:15	1,18	1,1	35	1,1	35	1,1	35	1,1	35	1,1	35
14:30	0,99	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
14:45	0,79	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
15:00	0,57	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0
15:15	0,35	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
15:30	0,12	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
15:45	0,15	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
16:00	0,43	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0
16:15	0,72	0,6	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
16:30	0,99	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
16:45	1,24	1,1	35	1,1	35	1,1	35	1,2	45	1,2	45
17:00	1,48	1,3	55	1,3	55	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5
17:15	1,69	1,5	75	1,5	75	1,5	75	1,6	95	1,6	95
17:30	1,87	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,8	127,5
17:45	2,03	1,8	127,5	1,8	127,5	1,9	152,5	1,9	152,5	1,9	152,5
18:00	2,15	1,9	152,5	2,0	170	2,0	170	2,0	170	2,0	170
18:15	2,24	2,0	170	2,0	170	2,1	200	2,1	200	2,1	200
18:30	2,30	2,1	200	2,1	200	2,1	200	2,1	200	2,2	225
18:45	2,31	2,1	200	2,1	200	2,1	200	2,2	225	2,2	225
19:00	2,30	2,1	200	2,1	200	2,1	200	2,1	200	2,2	225
19:15	2,24	2,0	170	2,0	170	2,1	200	2,1	200	2,1	200
19:30	2,15	1,9	152,5	2,0	170	2,0	170	2,0	170	2,0	170
19:45	2,03	1,8	127,5	1,8	127,5	1,9	152,5	1,9	152,5	1,9	152,5
20:00	1,87	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,7	112,5	1,8	127,5
20:15	1,69	1,5	75	1,5	75	1,5	75	1,6	95	1,6	95
20:30	1,48	1,3	55	1,3	55	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5
20:45	1,24	1,1	35	1,1	35	1,1	35	1,2	45	1,2	45
21:00	0,99	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
21:15	0,72	0,6	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
21:30	0,43	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0	0,4	0
21:45	0,15	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
22:00	0,11	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0	0,1	0
22:15	0,33	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
22:30	0,54	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0	0,5	0

22:45	0,74	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
23:00	0,94	0,8	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
23:15	1,11	1,0	25	1,0	25	1,0	25	1,0	25	1,1	35
23:30	1,27	1,2	45	1,2	45	1,2	45	1,2	45	1,2	45
23:45	1,41	1,3	55	1,3	55	1,3	55	1,3	55	1,3	55
0:00	1,53	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5	1,5	75
			5.793		5.858		6.063		6.288		6.588

A continuación, se puede apreciar una gráfica de la variación de las velocidades, dependiendo la profundidad.

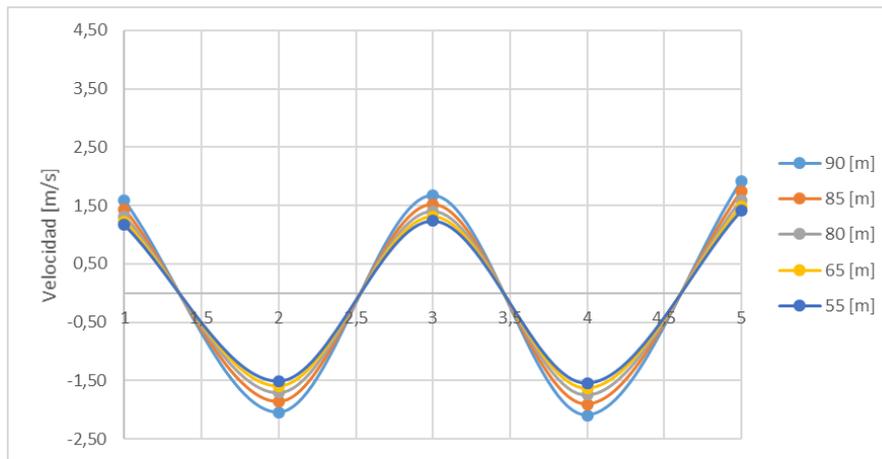


Figura A-2.1: Gráfica de velocidades a distintas profundidades. Fuente: elaboración propia.

A continuación, se muestra la información para las mareas vivas.

Tabla A-2.3: Extrapolación de velocidades máximas, para cada profundidad, en mareas vivas.

Profundidades [m]		90	85	80	65	50
Periodo	6,25	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
vel max 1	4,2	3,80	3,46	3,16	2,96	2,84
Vel neg 1	-5	-4,52	-4,11	-3,77	-3,52	-3,38
vel max 2	4	3,62	3,29	3,01	2,82	2,70
Vel neg 2	-4,7	-4,25	-3,87	-3,54	-3,31	-3,17
Vel max	4,20	3,80	3,46	3,16	2,96	2,84
Densidad del agua	1024					

Tabla A-2.4: Distribución de velocidades durante un día y energía generada por la turbina
RTT Lunar Energy, en mareas vivas.

Tiempo	Velocidad [m/s]	Velocidad extrapolada [m/s]	Energía generada [kWh]								
	Superf.	90 metros		85 metros		80 metros		65 metros		50 metros	
0:00	4,20	3,8	0	3,8	0	3,8	0	3,9	0	4,0	0
0:15	4,17	3,8	0	3,8	0	3,8	0	3,9	0	4,0	0
0:30	4,07	3,7	500	3,7	500	3,7	500	3,8	0	3,9	0
0:45	3,91	3,5	500	3,6	500	3,6	500	3,6	500	3,7	500
1:00	3,68	3,3	500	3,3	500	3,4	500	3,4	500	3,5	500
1:15	3,40	3,1	500	3,1	500	3,1	500	3,2	500	3,3	500
1:30	3,06	2,8	437,5	2,8	437,5	2,8	437,5	2,9	487,5	2,9	487,5
1:45	2,68	2,4	282,5	2,4	282,5	2,5	312,5	2,5	312,5	2,6	350
2:00	2,25	2,0	170	2,0	170	2,1	200	2,1	200	2,2	225
2:15	1,79	1,6	95	1,6	95	1,6	95	1,7	112,5	1,7	112,5
2:30	1,30	1,2	45	1,2	45	1,2	45	1,2	45	1,2	45
2:45	0,79	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,8	0
3:00	0,26	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,3	0
3:15	0,31	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
3:30	0,94	0,8	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
3:45	1,55	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5	1,5	75
4:00	2,13	1,9	152,5	1,9	152,5	1,9	152,5	2,0	170	2,0	170
4:15	2,68	2,4	282,5	2,4	282,5	2,5	312,5	2,5	312,5	2,6	350
4:30	3,19	2,9	487,5	2,9	487,5	2,9	487,5	3,0	500	3,1	500
4:45	3,64	3,3	500	3,3	500	3,3	500	3,4	500	3,5	500
5:00	4,05	3,7	500	3,7	500	3,7	500	3,8	0	3,9	0
5:15	4,38	4,0	0	4,0	0	4,0	0	4,1	0	4,2	0
5:30	4,65	4,2	0	4,2	0	4,3	0	4,3	0	4,5	0
5:45	4,84	4,4	0	4,4	0	4,4	0	4,5	0	4,6	0
6:00	4,96	4,5	0	4,5	0	4,5	0	4,6	0	4,8	0
6:15	5,00	4,5	0	4,5	0	4,6	0	4,7	0	4,8	0
6:30	4,96	4,5	0	4,5	0	4,5	0	4,6	0	4,8	0
6:45	4,84	4,4	0	4,4	0	4,4	0	4,5	0	4,6	0
7:00	4,65	4,2	0	4,2	0	4,3	0	4,3	0	4,5	0
7:15	4,38	4,0	0	4,0	0	4,0	0	4,1	0	4,2	0
7:30	4,05	3,7	500	3,7	500	3,7	500	3,8	0	3,9	0
7:45	3,64	3,3	500	3,3	500	3,3	500	3,4	500	3,5	500
8:00	3,19	2,9	487,5	2,9	487,5	2,9	487,5	3,0	500	3,1	500
8:15	2,68	2,4	282,5	2,4	282,5	2,5	312,5	2,5	312,5	2,6	350
8:30	2,13	1,9	152,5	1,9	152,5	1,9	152,5	2,0	170	2,0	170
8:45	1,55	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5	1,4	62,5	1,5	75
9:00	0,94	0,8	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0	0,9	0
9:15	0,31	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
9:30	0,25	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0
9:45	0,75	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
10:00	1,24	1,1	35	1,1	35	1,1	35	1,2	45	1,2	45
10:15	1,70	1,5	75	1,5	75	1,6	95	1,6	95	1,6	95
10:30	2,14	1,9	152,5	1,9	152,5	2,0	170	2,0	170	2,1	200
10:45	2,55	2,3	250	2,3	250	2,3	250	2,4	282,5	2,4	282,5
11:00	2,92	2,6	350	2,7	387,5	2,7	387,5	2,7	387,5	2,8	437,5
11:15	3,24	2,9	487,5	2,9	487,5	3,0	500	3,0	500	3,1	500
11:30	3,51	3,2	500	3,2	500	3,2	500	3,3	500	3,4	500
11:45	3,72	3,4	500	3,4	500	3,4	500	3,5	500	3,6	500
12:00	3,87	3,5	500	3,5	500	3,5	500	3,6	500	3,7	500
12:15	3,97	3,6	500	3,6	500	3,6	500	3,7	500	3,8	0
12:30	4,00	3,6	500	3,6	500	3,7	500	3,7	500	3,8	0
12:45	3,97	3,6	500	3,6	500	3,6	500	3,7	500	3,8	0
13:00	3,87	3,5	500	3,5	500	3,5	500	3,6	500	3,7	500
13:15	3,72	3,4	500	3,4	500	3,4	500	3,5	500	3,6	500
13:30	3,51	3,2	500	3,2	500	3,2	500	3,3	500	3,4	500
13:45	3,24	2,9	487,5	2,9	487,5	3,0	500	3,0	500	3,1	500
14:00	2,92	2,6	350	2,7	387,5	2,7	387,5	2,7	387,5	2,8	437,5
14:15	2,55	2,3	250	2,3	250	2,3	250	2,4	282,5	2,4	282,5
14:30	2,14	1,9	152,5	1,9	152,5	2,0	170	2,0	170	2,1	200
14:45	1,70	1,5	75	1,5	75	1,6	95	1,6	95	1,6	95
15:00	1,24	1,1	35	1,1	35	1,1	35	1,2	45	1,2	45
15:15	0,75	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0
15:30	0,25	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0

15:45	0,30	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
16:00	0,88	0,8	0	0,8	0	0,8	0	0,8	0	0,8	0
16:15	1,45	1,3	55	1,3	55	1,3	55	1,4	62,5	1,4	62,5
16:30	2,00	1,8	127,5	1,8	127,5	1,8	127,5	1,9	152,5	1,9	152,5
16:45	2,52	2,3	250	2,3	250	2,3	250	2,4	282,5	2,4	282,5
17:00	3,00	2,7	387,5	2,7	387,5	2,7	387,5	2,8	437,5	2,9	487,5
17:15	3,43	3,1	500	3,1	500	3,1	500	3,2	500	3,3	500
17:30	3,80	3,4	500	3,5	500	3,5	500	3,6	500	3,6	500
17:45	4,12	3,7	500	3,7	500	3,8	0	3,8	0	4,0	0
18:00	4,37	4,0	0	4,0	0	4,0	0	4,1	0	4,2	0
18:15	4,55	4,1	0	4,1	0	4,2	0	4,3	0	4,4	0
18:30	4,66	4,2	0	4,2	0	4,3	0	4,4	0	4,5	0
18:45	4,70	4,3	0	4,3	0	4,3	0	4,4	0	4,5	0
19:00	4,66	4,2	0	4,2	0	4,3	0	4,4	0	4,5	0
19:15	4,55	4,1	0	4,1	0	4,2	0	4,3	0	4,4	0
19:30	4,37	4,0	0	4,0	0	4,0	0	4,1	0	4,2	0
19:45	4,12	3,7	500	3,7	500	3,8	0	3,8	0	4,0	0
20:00	3,80	3,4	500	3,5	500	3,5	500	3,6	500	3,6	500
20:15	3,43	3,1	500	3,1	500	3,1	500	3,2	500	3,3	500
20:30	3,00	2,7	387,5	2,7	387,5	2,7	387,5	2,8	437,5	2,9	487,5
20:45	2,52	2,3	250	2,3	250	2,3	250	2,4	282,5	2,4	282,5
21:00	2,00	1,8	127,5	1,8	127,5	1,8	127,5	1,9	152,5	1,9	152,5
21:15	1,45	1,3	55	1,3	55	1,3	55	1,4	62,5	1,4	62,5
21:30	0,88	0,8	0	0,8	0	0,8	0	0,8	0	0,8	0
21:45	0,30	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0	0,3	0
22:00	0,26	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,2	0	0,3	0
22:15	0,79	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,7	0	0,8	0
22:30	1,30	1,2	45	1,2	45	1,2	45	1,2	45	1,2	45
22:45	1,79	1,6	95	1,6	95	1,6	95	1,7	112,5	1,7	112,5
23:00	2,25	2,0	170	2,0	170	2,1	200	2,1	200	2,2	225
23:15	2,68	2,4	282,5	2,4	282,5	2,5	312,5	2,5	312,5	2,6	350
23:30	3,06	2,8	437,5	2,8	437,5	2,8	437,5	2,9	487,5	2,9	487,5
23:45	3,40	3,1	500	3,1	500	3,1	500	3,2	500	3,3	500
0:00	3,68	3,3	500	3,3	500	3,4	500	3,4	500	3,5	500
			20.870		20.945		20.225		19.235		18.220

A continuación, se muestra una gráfica de la variación de las velocidades, de las mareas vivía, dependiendo la profundidad.

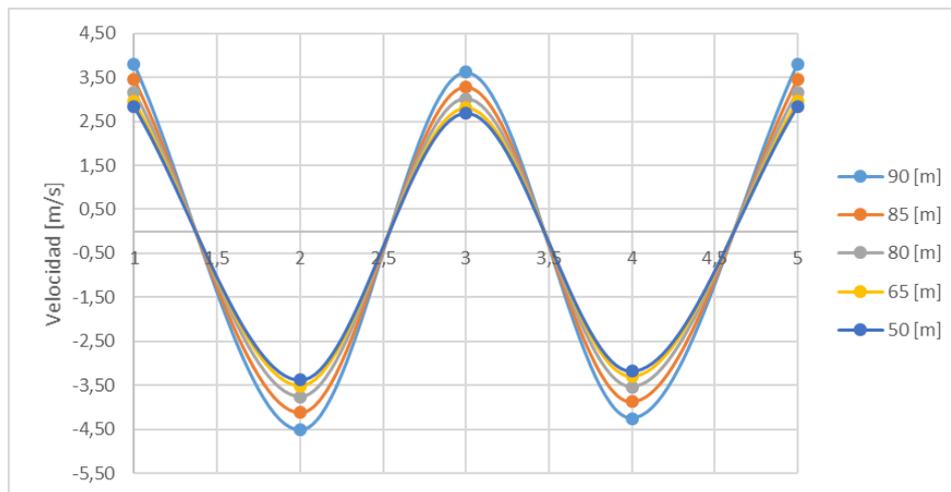


Figura A-2.2: Gráfica de velocidades a distintas profundidades. Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se muestra la generación estimada de las turbinas, en un año, según la profundidad en que sea instalada.

Tabla A-2.5: Generación anual de la turbina RTT Lunar Energy, a distintas profundidades.

Profundidad	90	85	80	65	55
Marea viva	20.870,0	20.945,0	20.225,0	19.235,0	18.220,0
Marea muerta	5.792,5	5.857,5	6.062,5	6.287,5	6.587,5
Anual	4.865,9	4.891,5	4.797,5	4.657,9	4.527,4

Tabla A-2.6: Generación anual de cada turbina RTT Lunar Energy instalada.

Turbina	Dist. Horizontal [m]	Profundidad [m]	Energía anual producida por la instalación [MWh]	Factor de planta %
1	275	55	4.527,4	25,8
2	310,5	65	4.657,9	26,6
3	346	80	4.797,5	27,4
4	381,5	90	4.865,9	27,8
5	750	90	4.865,9	27,8
6	785,5	90	4.865,9	27,8
7	821	90	4.865,9	27,8
8	856,5	85	4.891,5	27,9
9	892	80	4.797,5	27,4
10	927,5	80	4.797,5	27,4
11	963	80	4.797,5	27,4
12	998,5	80	4.797,5	27,4
13	1034	80	4.797,5	27,4
14	1069,5	90	4.865,9	27,8
15	1105	90	4.865,9	27,8
16	1140,5	90	4.865,9	27,8
17	1176	90	4.865,9	27,8
18	1211,5	90	4.865,9	27,8
19	1247	90	4.865,9	27,8
20	1282,5	90	4.865,9	27,8
21	1318	90	4.865,9	27,8
22	1353,5	90	4.865,9	27,8
23	1389	90	4.865,9	27,8
24	1424,5	90	4.865,9	27,8
25	1460	90	4.865,9	27,8
26	1495,5	90	4.865,9	27,8
27	1531	90	4.865,9	27,8
28	1566,5	90	4.865,9	27,8
29	1602	90	4.865,9	27,8
30	1637,5	90	4.865,9	27,8
31	1673	90	4.865,9	27,8
32	1708,5	90	4.865,9	27,8
Potencia instalada			64,0	[MW]
Total Producido al año por 1MW			2.419,4	[MWh]
Factor de planta			27,6	%

3. Turbina Seagen

Al contrario de las alternativas anteriores, el rango de profundidad de la turbina es menos de 50 metros, por ello los sectores que cumplen con las características de la turbina son los que se encuentran cercanos a las orillas del canal.

El primer sector tiene un largo de 250 metros y va desde los 0 hasta 250 metros más un segundo tramo de 600 metros de largo, este va desde los 1900 hasta los 2500 metros, para la instalación de turbinas. Por ello el porcentaje aprovechable del largo total del canal corresponde a un 35,4%.

Se cuenta con 850 metros de largo para instalar las turbinas, pero la primera y la última turbina tendrán una distancia de 50 metros hasta la orilla y el espacio mínimo entre turbina y turbina es de 10 metros entre cada dispositivo.

Considerando lo anterior se pueden instalar 21 turbinas Seagen. Todas ellas funcionarán a la misma distancia desde el eje hasta el fondo marino, que será el máximo 50 metros.

Tabla A-3.1: Extrapolación de velocidades máximas.

MAREA VIVA		50 [m]	MAREA VIVA		50 [m]
Periodo	6,25		Periodo	6,25	
vel max 1	4,2	4,03	vel max 1	1,74896	1,68
Vel neg 1	-5	-4,80	Vel neg 1	-2,26336	-2,17
vel max 2	4	3,84	vel max 2	1,85184	1,78
Vel neg 2	-4,7	-4,51	Vel neg 2	-2,3148	-2,22
Vel max	4,20	4,03	Vel max	2,11	2,02

A continuación, se muestra la distribución de mareas extrapoladas a las profundidades dichas y las energías generadas.

Tabla A-3.2: Distribución de velocidades y energía generada por la turbina Seagen.

Tiempo	MAREA MUERTA			MAREA VIVA		
	Velocidad [m/s]	Velocidad extrapolada [m/s]	Energía generada [kWh]	Velocidad [m/s]	Velocidad extrapolada [m/s]	Energía generada [kWh]
	Superf.	50 metros		Superf.	50 metros	
0:00	1,75	1,7	0	4,20	4,0	0
0:15	1,74	1,7	130,75	4,17	4,0	0
0:30	1,69	1,6	109	4,07	3,9	0
0:45	1,63	1,6	109	3,91	3,7	0
1:00	1,53	1,5	87,75	3,68	3,5	1268,5
1:15	1,41	1,4	68,25	3,40	3,3	1268,5
1:30	1,27	1,2	41	3,06	2,9	1038,5
1:45	1,11	1,1	31,5	2,68	2,6	842
2:00	0,94	0,9	18	2,25	2,2	498,5
2:15	0,74	0,7	8,5	1,79	1,7	261,5
2:30	0,54	0,5	0	1,30	1,2	82
2:45	0,33	0,3	0	0,79	0,8	25,5
3:00	0,11	0,1	0	0,26	0,3	0
3:15	0,14	0,1	0	0,31	0,3	0
3:30	0,42	0,4	0	0,94	0,9	36
3:45	0,70	0,7	8,5	1,55	1,5	175,5
4:00	0,96	0,9	18	2,13	2,0	407
4:15	1,21	1,2	41	2,68	2,6	842
4:30	1,44	1,4	68,25	3,19	3,1	1268,5
4:45	1,65	1,6	109	3,64	3,5	1268,5
5:00	1,83	1,8	155,25	4,05	3,9	0
5:15	1,98	1,9	174,5	4,38	4,2	0
5:30	2,10	2,0	203,5	4,65	4,5	0
5:45	2,19	2,1	219	4,84	4,6	0
6:00	2,25	2,2	249,25	4,96	4,8	0
6:15	2,26	2,2	249,25	5,00	4,8	0
6:30	2,25	2,2	249,25	4,96	4,8	0
6:45	2,19	2,1	219	4,84	4,6	0
7:00	2,10	2,0	203,5	4,65	4,5	0
7:15	1,98	1,9	174,5	4,38	4,2	0
7:30	1,83	1,8	155,25	4,05	3,9	0
7:45	1,65	1,6	109	3,64	3,5	1268,5
8:00	1,44	1,4	68,25	3,19	3,1	1268,5
8:15	1,21	1,2	41	2,68	2,6	842
8:30	0,96	0,9	18	2,13	2,0	407
8:45	0,70	0,7	8,5	1,55	1,5	175,5
9:00	0,42	0,4	0	0,94	0,9	36
9:15	0,14	0,1	0	0,31	0,3	0
9:30	0,12	0,1	0	0,25	0,2	0
9:45	0,35	0,3	0	0,75	0,7	17
10:00	0,57	0,5	0	1,24	1,2	82
10:15	0,79	0,8	12,75	1,70	1,6	218
10:30	0,99	1,0	24,75	2,14	2,1	438
10:45	1,18	1,1	31,5	2,55	2,4	662
11:00	1,35	1,3	52	2,92	2,8	1005
11:15	1,50	1,4	68,25	3,24	3,1	1268,5
11:30	1,62	1,6	109	3,51	3,4	1268,5
11:45	1,72	1,7	130,75	3,72	3,6	0
12:00	1,79	1,7	130,75	3,87	3,7	0

12:15	1,84	1,8	155,25	3,97	3,8	0
12:30	1,85	1,8	155,25	4,00	3,8	0
12:45	1,84	1,8	155,25	3,97	3,8	0
13:00	1,79	1,7	130,75	3,87	3,7	0
13:15	1,72	1,7	130,75	3,72	3,6	0
13:30	1,62	1,6	109	3,51	3,4	1268,5
13:45	1,50	1,4	68,25	3,24	3,1	1268,5
14:00	1,35	1,3	52	2,92	2,8	1005
14:15	1,18	1,1	31,5	2,55	2,4	662
14:30	0,99	1,0	24,75	2,14	2,1	438
14:45	0,79	0,8	12,75	1,70	1,6	218
15:00	0,57	0,5	0	1,24	1,2	82
15:15	0,35	0,3	0	0,75	0,7	17
15:30	0,12	0,1	0	0,25	0,2	0
15:45	0,15	0,1	0	0,30	0,3	0
16:00	0,43	0,4	0	0,88	0,8	25,5
16:15	0,72	0,7	8,5	1,45	1,4	136,5
16:30	0,99	0,9	18	2,00	1,9	349
16:45	1,24	1,2	41	2,52	2,4	662
17:00	1,48	1,4	68,25	3,00	2,9	1038,5
17:15	1,69	1,6	109	3,43	3,3	1268,5
17:30	1,87	1,8	155,25	3,80	3,6	0
17:45	2,03	1,9	174,5	4,12	4,0	0
18:00	2,15	2,1	219	4,37	4,2	0
18:15	2,24	2,2	249,25	4,55	4,4	0
18:30	2,30	2,2	249,25	4,66	4,5	0
18:45	2,31	2,2	249,25	4,70	4,5	0
19:00	2,30	2,2	249,25	4,66	4,5	0
19:15	2,24	2,2	249,25	4,55	4,4	0
19:30	2,15	2,1	219	4,37	4,2	0
19:45	2,03	1,9	174,5	4,12	4,0	0
20:00	1,87	1,8	155,25	3,80	3,6	0
20:15	1,69	1,6	109	3,43	3,3	1268,5
20:30	1,48	1,4	68,25	3,00	2,9	1038,5
20:45	1,24	1,2	41	2,52	2,4	662
21:00	0,99	0,9	18	2,00	1,9	349
21:15	0,72	0,7	8,5	1,45	1,4	136,5
21:30	0,43	0,4	0	0,88	0,8	25,5
21:45	0,15	0,1	0	0,30	0,3	0
22:00	0,11	0,1	0	0,26	0,3	0
22:15	0,33	0,3	0	0,79	0,8	25,5
22:30	0,54	0,5	0	1,30	1,2	82
22:45	0,74	0,7	8,5	1,79	1,7	261,5
23:00	0,94	0,9	18	2,25	2,2	498,5
23:15	1,11	1,1	31,5	2,68	2,6	842
23:30	1,27	1,2	41	3,06	2,9	1038,5
23:45	1,41	1,4	68,25	3,40	3,3	1268,5
0:00	1,53	1,5	87,75	3,68	3,5	1268,5

8.019

35.443

A continuación, se puede apreciar una gráfica de la variación de las velocidades, dependiendo la profundidad.

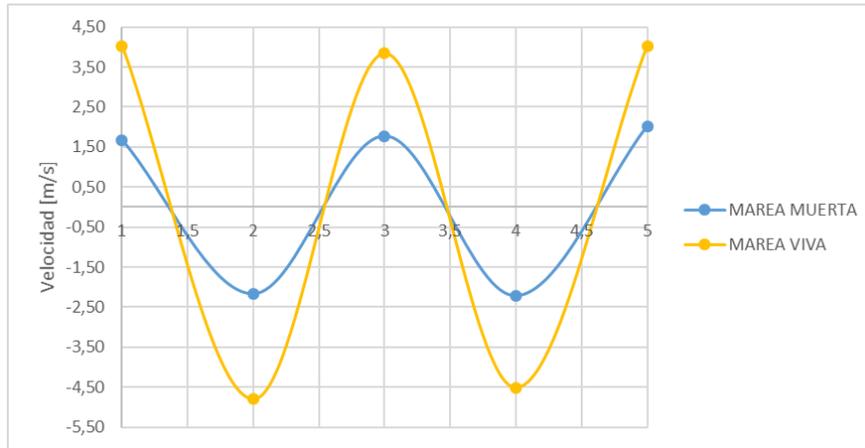


Figura A-3.1: Gráfica de velocidades de marea viva y marea muerta a una profundidad de 50 metros. Fuente: elaboración propia.

En la siguiente tabla se muestra la generación estimada de las turbinas.

Tabla A-3.3: Generación anual de las turbinas Seagen.

Turbina	Dist. Horizontal [m]	Profundidad [m]	Energía anual producida por la instalación [MWh]	Factor de planta %
1	50	50	7.931,8	36,2
2	88	50	7.931,8	36,2
3	126	50	7.931,8	36,2
4	164	50	7.931,8	36,2
5	202	50	7.931,8	36,2
6	240	50	7.931,8	36,2
7	1900	50	7.931,8	36,2
8	1938	50	7.931,8	36,2
9	1976	50	7.931,8	36,2
10	2014	50	7.931,8	36,2
11	2052	50	7.931,8	36,2
12	2090	50	7.931,8	36,2
13	2128	50	7.931,8	36,2
14	2166	50	7.931,8	36,2
15	2204	50	7.931,8	36,2
16	2242	50	7.931,8	36,2
17	2280	50	7.931,8	36,2
18	2318	50	7.931,8	36,2
19	2356	50	7.931,8	36,2
20	2394	50	7.931,8	36,2
21	2432	50	7.931,8	36,2
Potencia instalada			52,5	[MW]
Total Producido al año por 1MW			3.173,7	[MWh]
Factor de planta			36,2	%