

UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO DE IMPLANTACIÓN DE TECNOLOGÍAS
MAREOMOTRICES Y UNDIMOTRICES COMO PEQUEÑOS
MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

SEBASTIAN ALEJANDRO MEDEL CARO

**PROFESOR GUÍA:
MARIO PERALTA ALBA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
OSCAR MOYA ARAVENA
CRISTIAN HERMANSEN REBOLLEDO**

**SANTIAGO DE CHILE
ABRIL 2010**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: SEBASTIAN MEDEL CARO
FECHA: 20/04/2010
PROF. GUÍA: Sr. MARIO PERALTA ALBA

“ESTUDIO DE IMPLANTACIÓN DE TECNOLOGÍAS MAREMOTRICES Y UNDIMOTRICES COMO PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA”

El objetivo general del presente trabajo de título es desarrollar una recopilación de los aspectos de mayor relevancia que deben estar presentes para la comprensión de los medios de generación mareomotrices y undimotrices, de tal manera de aportar al desarrollo de un tratamiento sistemático de este tipo de fuentes, especialmente desde la perspectiva de su futura reglamentación, tratamiento ambiental y sus aspectos de conexión.

Con el fin de contextualizar el desarrollo existente de los dispositivos de conversión eléctrica que se basan en la utilización de medios marítimos, se realiza una revisión de las principales formas en que se presenta la energía en el océano y se describen algunas tecnologías representativas que actualmente están en fase de desarrollo o en etapa de comercialización.

Como parte de este estudio, se ha incorporado la aplicación de ejemplos, en donde se consideran algunas tecnologías existentes para ser implementadas en alguna zona del borde costero nacional. Para lo cual se debe conocer o estimar el recurso, para proceder al cálculo de energía anual capaz de generar y del factor de planta o capacidad del dispositivo. Realizando algunas estimaciones sobre los costos es posible la realización de una evaluación privada del proyecto y la obtención de los parámetros económicos VAN y TIR, los cuales dan una idea de la rentabilidad del proyecto. Se espera que el VAN sea positivo y/o la TIR mayor a la tasa de descuento (10%) para que el proyecto resulte atractivo para los privados.

El resultado final para las tecnologías analizadas bajo una tasa de descuento de 10%; un factor de capacidad de 25%; un precio de la energía de 79,1 [US\$/MWh] y un precio por potencia firme de 9 [US\$/kW-mes]; se obtiene que ninguna de las tecnologías es rentable, debido a que presentan un VAN menor a cero y una TIR menor que la tasa de descuento. Por lo que es necesario analizar casos en que aumenta el factor de capacidad o disminuyen los costos de inversión. En éstos caso dependiendo de la variación es posible obtener a lo más tres proyectos rentables: Rotech Tidal Turbine (RTT), AquaBuOY y SeaGen.

Por lo que es posible concluir que aun falta tiempo para que estas tecnologías se desarrollen más, ya sea para mejorar su factor de capacidad o bien para disminuir sus costos de inversión debido a la producción en masa. De todas formas el ejercicio de realizar el ejemplo ha servido para percibir los objetos faltantes y las consideraciones tanto en ámbito legal y normativo, como en una mejor evaluación y estudio del recurso energético existente en el país.

Índice

1. Introducción.....	11
1.1 Motivación	11
1.2 Objetivo.....	11
1.2.1 Objetivos específicos.....	12
1.3 Alcances.....	12
1.4 Estructura del trabajo.....	13
2. La Energía de los Océanos.....	14
2.1 El mar como fuente de energía	14
2.1.1 Las Mareas.....	14
2.1.1.1 Tipos de turbinas.....	19
2.1.2 Las Olas.....	21
2.1.2.1 Clasificación de las Olas:.....	23
2.1.2.2 Descriptores de las Olas:	24
2.1.2.3 Ecuación de la Potencia.....	25
2.1.2.4 Ubicación de Aprovechamientos Undimotrices.....	26
2.1.2.5 Dispositivos de Conversión Undimotriz	26
2.1.3 Las Corrientes Marinas.....	28
2.1.3.1 Dispositivos de Conversión por Corriente de Marea	29
2.1.3.2 Estructuras de soporte	30
2.2 Estado del arte de tecnologías de obtención de energía marítima	32
2.2.1 Tecnología Mareomotriz	32
2.2.1.1 LA RANCE.....	32
2.2.1.2 Central de KISLAYA	34
2.2.1.3 Central de la bahía de FUNDY	35
2.2.2 Tecnología Mareomotriz por Corrientes Marinas.....	35
2.2.2.1 Marine Current Turbines (MCT) SeaGen.....	35
2.2.2.2 Verdant Power	38
2.2.2.3 Rotech Tidal Turbine (RTT).....	40
2.2.3 Tecnología Undimotriz	43
2.2.3.1 S.D.E.....	43

2.2.3.2	Pelamis	45
2.2.3.3	AquaBuOY.....	48
2.2.3.4	WaveDragon.....	51
2.2.4	Impacto ambiental	53
2.3	Antecedentes legales	54
2.3.1	Marco Legal en relación a la generación distribuida	54
2.3.2	Normativa relacionada con el borde costero.....	55
2.4	Máquinas eléctricas	57
2.4.1	Generador de corriente continua	57
2.4.2	Generador síncrono	58
2.4.3	Generador asíncrono o de inducción	59
2.4.4	Interacción con el sistema eléctrico.....	60
3.	Localización de posibles zonas en borde costero nacional.....	63
3.1	Energía de las olas	63
3.1.1	Metodología	63
3.1.2	Resultados	65
3.2	Energía de las mareas.....	69
3.2.1	Metodología	69
3.2.2	Resultados	70
4.	Análisis de datos, obtención de potencia generada y factor de planta asociado	72
4.1	Cuantificación del recurso marítimo	72
4.2	Las Olas como Recurso Energético.....	73
4.2.1	Análisis de datos.....	73
4.2.2	Obtención de Energía y factor de planta asociado	76
4.3	Las Corrientes de Marea como Recurso Energético	78
4.3.1	Extrapolación datos de corriente y obtención de energía generada.....	78
5.	Análisis Económico.....	80
5.1	Consideraciones previas.....	80
5.1.1	Características del terreno	80
5.1.2	Características del Parque	84
5.2	Ingresos anuales.....	87
5.3	Costos.....	89
5.3.1	Costos de inversión del dispositivo	89

5.3.2	Costo de instalación	89
5.3.3	Costos de operación y mantenimiento	90
5.3.4	Otros costos.....	90
5.3.5	Indicadores de costos.....	91
5.3.6	Indicador Ambiental.....	92
5.4	Flujo de caja.....	93
5.5	Análisis de sensibilidad.....	93
5.5.1	Actualización del factor de capacidad.....	93
5.5.1.1	Tecnologías por corrientes de marea.....	94
5.5.1.2	Tecnologías undimotrices	94
5.5.2	Variación en el precio de la energía	95
5.5.2.1	Tecnologías por corrientes de marea.....	95
5.5.2.2	Tecnologías undimotrices	96
5.5.3	Modernización en los costos de inversión	96
5.5.3.1	Tecnologías por corrientes de marea.....	97
5.5.3.2	Tecnologías undimotrices	97
6.	Conclusiones y comentarios.....	100
7.	Bibliografía	103
8.	Anexo	105
8.1	Anexo A: Teoría de ondas lineal.....	105
8.2	Anexo B: Extrapolación de Velocidades de Mareas Semidiurnas	109
8.3	Anexo C: Costos línea de transmisión	118
8.4	Anexo D: Indicadores Ambientales	119
8.5	Anexo E: Flujo de Caja	120

Índice de Figuras

Figura 2-1: Característica de las mareas semidiurnas.....	15
Figura 2-2: Característica de las mareas diurnas	15
Figura 2-3: Característica de la mezcla de mareas.....	15
Figura 2-4: Generación mareomotriz por medio de represa	16
Figura 2-5: Ciclo de simple efecto durante el vaciado del embalse.....	17
Figura 2-6: Ciclo de simple efecto durante el llenado.....	17
Figura 2-7: Ciclo de doble efecto.....	18
Figura 2-8: Ciclo de acumulación por bombeo	19
Figura 2-9: Turbina de tipo bulbo (Boyle, 1996)	19
Figura 2-10: Turbina de borde (Boyle, 1996)	20
Figura 2-11: Turbina tubular (Boyle, 1996)	20
Figura 2-12: Diferencia de altura debido a las mareas	20
Figura 2-13: Promedio anual de flujo de energía de las olas en kW por metro (CETO)[7]	21
Figura 2-14: Variación de la ola para diferentes profundidades.....	22
Figura 2-15: Perfil de Ola sinusoidal ($H\lambda$ menor o igual a 1/50)	22
Figura 2-16: Perfil de Ola Trocoide ($H\lambda$ mayor a 1/50)	23
Figura 2-17: Representación esquemática de la energía presente en cada tipo de ola	24
Figura 2-18: Ejemplo de un registro del nivel del mar	25
Figura 2-19: Dispositivo de desbordamiento	26
Figura 2-20: Columna de agua oscilante	27
Figura 2-21: Dispositivo punto de absorción	27
Figura 2-22: Dispositivo atenuador	27
Figura 2-23: Algunas corrientes marinas.....	28
Figura 2-24: Comparación entre generación eólica y por corriente marítima	29
Figura 2-25: Dos tipos de turbinas de eje horizontal	29
Figura 2-26: Dos tipos de turbinas de eje vertical.....	30
Figura 2-27: Estructura de gravedad.....	30
Figura 2-28: Estructura monopilote	31
Figura 2-29: Estructura flotante	31
Figura 2-30: Estructura de trípode	32
Figura 2-31: Central La Rance.....	33
Figura 2-32: Gráfico de energía acumulada y ciclo de arranque de la central La Rance	33
Figura 2-33: Turbina Bulbo de la central La Rance.....	34
Figura 2-34: Entorno central Kislaya	34
Figura 2-35: Entorno del rio Annapolis	35
Figura 2-36: Curva de Potencia Turbina Seagen	36
Figura 2-37: MCT SeaGen, a) Durante la Operación; b) Durante el Mantenimiento.....	37
Figura 2-38: Ilustración conceptual de la próxima generación de MCT.....	38
Figura 2-39: Turbina Verdant Power utilizada en New York.....	39
Figura 2-40: Curva de Potencia Turbina Verdant Power de New York	40
Figura 2-41: Modelos Computacionales del RTT.....	41

Figura 2-42: Dimensiones RTT 2000.....	41
Figura 2-43: Curva de Potencia Sistema RTT.....	43
Figura 2-44: Sistema SDE.....	44
Figura 2-45: Perfil Operacional Planta SDE	44
Figura 2-46: Perfil Planta SDE frente a marejadas o tormentas.....	45
Figura 2-47: Diagrama del sistema de conversión Pelamis y layout del sistema de conversión	46
Figura 2-48: Esquema simplificado del sistema Pelamis [23]	47
Figura 2-49: Matriz de potencia tecnología Pelamis.....	48
Figura 2-50: Boya AquaBuOY	49
Figura 2-51: Fotografía prototipo boya AquaBuOY.....	50
Figura 2-52: Matriz de potencia AquaBuOY.....	50
Figura 2-53: Prototipo WaveDragon	51
Figura 2-54: Layout con medidas del WaveDragon	52
Figura 2-55: Matriz de potencia WaveDragon	53
Figura 2-56: Modelo del rotor de la máquina continua	58
Figura 2-57: Modelo máquina sincrónica.....	59
Figura 2-58: Modelo del funcionamiento de una máquina sincrónica	59
Figura 2-59: Rotor jaula de ardilla.....	60
Figura 2-60: Rotor embobinado	60
Figura 2-61: Esquema de conexión de tecnologías por corriente; (a) SeaGen; (b) Verdant Power; (c) RRT	61
Figura 2-62: Esquema de conexión de tecnologías undimotrices; (a) AquaBuOY; (b) WaveDragon; (c) Pelamis	62
Figura 3-1: Mapa detallado V región.....	66
Figura 3-2: Mapa detallado VIII y IX región	67
Figura 3-3: Mapa detallado X región.....	68
Figura 4-1: Localización Boya SHOA, Coquimbo (Fuente: Google Earth).....	73
Figura 4-2: Localización Boya SHOA, Valparaíso (Fuente: Google Earth).....	74
Figura 4-3: Localización Boya SHOA, G. Coronados (Fuente: Google Earth).....	74
Figura 5-1: Ubicación geográfica Canal de Chacao (Fuente: Google Earth).....	81
Figura 5-2: SIC en los alrededores del Canal de Chacao	81
Figura 5-3: Ubicación geográfica Golfo de Corcovado (Fuente: Google Earth)	82
Figura 5-4: Ubicación geográfica Primera Angostura del Estrecho de Magallanes (Fuente: Google Earth).....	83
Figura 5-5: Disposición de planta de las unidades Pelamis junto con sus líneas de amarre	85
Figura 5-6: Disposición de planta de las unidades AquaBuOY	85
Figura 5-7: Disposición de planta de las unidades SeaGen.....	86
Figura 5-8: Disposición de planta de las unidades Verdant Power.....	86
Figura 5-9: Perfil frontal de la planta Lunar Energy RTT	87
Figura 5-10: Variación de Ingresos sobre costos frente a distintos precios de energía	92
Figura 5-11: Análisis de sensibilidad, VAN con respecto al factor de capacidad	94
Figura 5-12: Análisis de sensibilidad, Van con respecto al factor de capacidad	94
Figura 5-13: Ingresos sobre costos totales frente a cambios en el factor de capacidad	95
Figura 5-14: Análisis de sensibilidad, VAN con respecto al Precio de la Energía.	95

Figura 5-15: Análisis de sensibilidad, VAN con respecto al Precio de la Energía	96
Figura 5-16: Análisis de sensibilidad, VAN con respecto a la inversión	97
Figura 5-17: Análisis de sensibilidad, VAN con respecto a la inversión	97
Figura 5-18: Variación del indicador de costos totales sobre unidad de potencia al disminuir costo de inversión.....	98
Figura 5-19: Variación del indicador ingreso sobre costos al disminuir costo de inversión	98
Figura 8-1: Ola lineal	105
Figura 8-2: Perfil de marea en un día lunar (25 horas)	110
Figura 8-3: Velocidades de marea en un día con marea viva y con marea muerta	116
Figura 8-4: Variación de la velocidad de corriente de marea durante un mes.....	116
Figura 8-5: Distribución mensual de la potencia para una velocidad máxima de 2,5 m/s	117

Índice de Tablas

Tabla 2-1: Representación de la curva de potencia del sistema SeaGen.....	36
Tabla 2-2: Representación de la curva de potencia del sistema Verdant de New York	39
Tabla 2-3: Representación de la curva de potencia del sistema RTT.....	42
Tabla 2-4: Impactos ambientales potenciales [25]	54
Tabla 3-1: Principales sitios para el desarrollo de proyectos de energía undimotriz y la estimación de energía anual producida por un parque Pelamis de 30MW	69
Tabla 3-2: Áreas identificadas con buenos recursos de marea.....	71
Tabla 3-3: Estimación de energía para las mejores zonas	71
Tabla 4-1: Zonas de registros históricos de la SHOA.....	72
Tabla 4-2: Información proporcionada por SHOA para el clima de ola en la localidad de Coquimbo.....	75
Tabla 4-3: Resumen energía mensual y anual [MWh] generada por distintas tecnologías en distintas localidades.....	76
Tabla 4-4: Resumen Factores de planta por localidad y tecnología	77
Tabla 4-5: Resumen con la energía disponible por tecnologías de corrientes marinas	79
Tabla 5-1: Parámetros del Parque Undimotriz.....	84
Tabla 5-2: Parámetros del Parque por Corrientes de Marea	84
Tabla 5-3: Ingresos anuales por venta de Energía y Potencia Firme de cada central.....	88
Tabla 5-4: Ingresos anuales por unidad de energía y por unidad de potencia	88
Tabla 5-5: Ingresos debido a la venta de bonos de carbono	89
Tabla 5-6: Resumen costos de inversión por dispositivo	89
Tabla 5-7: Composición de los costos de instalación	90
Tabla 5-8: Costos de Instalación.....	90
Tabla 5-9: Costos de Operación y Mantenimiento	90
Tabla 5-10: Costos por unidad de potencia instalada en cada parque	91
Tabla 5-11: Resultados de la evaluación económica	93
Tabla 8-1: Extrapolación de velocidad, cálculo de energía y potencia en marea viva con velocidad máxima de 2,5 [m/s]	113

Tabla 8-2: Extrapolación de velocidad, cálculo de energía y potencia en marea muerta con velocidad máxima de 2,5 [m/s]	115
Tabla 8-3: Porcentaje relativo de impacto ambiental de cada dispositivo	119

Acrónimos

ERNC:	Energías Renovables No Convencionales
PMG:	Pequeños Medios de Generación
PMGD:	Pequeños Medios de Generación Distribuida
PCH:	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
OWC:	<i>Oscillating Water Column</i> (Columna de Agua Oscilante)
MCT:	<i>Marine Current Turbines</i>
RTT:	<i>Rotech Tidal Turbine</i>
O&M:	Operación y Mantenimiento
MGNC:	Medios de Generación No Convencionales
PNUBC:	Política Nacional de Uso del Borde Costero
GIS:	<i>Geographic Information System</i> (Sistema de Información Geográfica)
SIC:	Sistema Interconectado Central
SING:	Sistema Interconectado del Norte Grande
CONAMA:	Comisión Nacional del Medio Ambiente
SHOA:	Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada
CENDHOC:	Centro Nacional de Datos Hidrográficos y Oceanográficos de Chile
NOAA:	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>
EPRI:	<i>Electric Power Research Institute</i>

1. Introducción

1.1 Motivación

En lo que se refiere a la presencia de medios de generación no convencionales en la matriz energética nacional, se cuenta a la fecha con moderados incentivos legales para que ciertos medios de generación puedan instalarse en los sistemas interconectados en forma viable, tanto técnica como económicamente. Estas tecnologías, denominadas ERNC (Energías Renovables No Convencionales), incluyen a la tecnología eólica, a las que utilizan biomasa directa o en cogeneración, a las pequeñas centrales hidráulicas, aprovechamientos geotérmicos, las tecnologías solar fotovoltaica y termo-solar, y sólo desde hace pocos años (aproximadamente desde 2004) se ha añadido a la clasificación legal, la referencia a las centrales undimotrices y mareomotrices (Ley 19.940 – Ley Corta I).

Desde el punto de vista técnico y también según la clasificación de los reglamentos y las normas que se han adoptado, muchos medios de generación no convencionales quedan categorizados como Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) debido a su pequeña capacidad, en general menor a 9 MW (es decir, pequeños medios conectados en las redes de distribución) y aunque la limitación no es estrictamente técnica, se adopta el término PMG (Pequeños Medios de Generación) para referirse a aquellas centrales cuya potencia hace viable o conveniente su conexión en redes de subtransmisión (capacidades de generación superior a 9 MW).

Por causa de los incentivos legales para acoger pequeñas centrales en los sistemas interconectados, una vez que se alcanzó el acceso reglamentario a instalaciones de distribución y se reglamentó el acceso abierto a subtransmisión, y en gran medida gracias a la facilidad legal para que las centrales ERNC vendan su producción al costo marginal instantáneo, se ha alcanzado una progresiva maduración de los proyectos de parques eólicos y se ha incentivado la búsqueda de derechos de aguas para centrales de pasada pequeñas y medianas. Actualmente existen en operación tres parques eólicos (Canela, Monte Redondo y Lebu), mientras que numerosas PCH (Pequeñas Centrales Hidráulicas) se han ido incorporando al sistema y también algunas unidades a biomasa.

No obstante, y a pesar de que Chile es fundamentalmente un país litoral, no se ha avanzado mayormente en la exploración del potencial mareomotriz y undimotriz, ni desde el punto de vista de su tratamiento específico a nivel reglamentario o legal, como tampoco mediante la investigación y comprensión de tecnologías para este tipo de oferta de generación eléctrica.

1.2 Objetivo

Recogiendo este problema es que en esta memoria se pretende desarrollar una recopilación de los aspectos más esenciales que deberían tenerse presente para la comprensión de los medios de generación mareomotrices y undimotrices, para aportar técnicamente al desarrollo de un tratamiento sistemático de este tipo de fuentes, especialmente desde su perspectiva de su futura reglamentación, su

tratamiento ambiental y sus aspectos de conexión, materias sobre las que no existe experiencia previa en nuestro país.

Como parte de este estudio, se ha incorporado la simulación de un ejemplo de aplicación, en donde se consideran algunas de las tecnologías existentes para ser implementada en alguna zona del borde costero nacional. A partir del desarrollo de este ejemplo, se puede observar y medir varios de los aspectos cualitativos y cuantitativos que sería necesario sistematizar en el caso del desarrollo de un marco reglamentario, normativo y legal para este tipo de centrales.

1.2.1 Objetivos específicos

Los objetivos específicos planteados en este trabajo son:

- Disponer de una revisión del estado del arte tanto de la tecnología como de la instalación y funcionamiento de centrales generadoras del tipo mareomotriz y undimotriz.
- Investigar los aspectos legales y ambientales del uso del territorio del borde costero nacional para la generación eléctrica.
- Evaluar los aspectos técnicos y normativos de la generación eléctrica mareomotriz y undimotriz, considerando los aspectos legales vigentes en el territorio nacional.
- Desarrollar un ejemplo o simulación de proyecto en Chile, para establecer los pasos técnicos, legales y reglamentarios que se encuentran involucrados en proyectos de este tipo, y destacar lo que puede ser necesario tener presente para el desarrollo de los aspectos legales, reglamentarios y normativos.

1.3 Alcances

En el presente trabajo se realiza una revisión del estado del arte de la tecnología de obtención de energía del mar, enfocado en la generación mediante olas y por corrientes de marea, dejando de lado las tecnologías que involucran diferencias de altura producto de las mareas y la generación mediante diferencias de temperatura o salinidad del agua. Debido a la amplia gama de dispositivos existentes o en desarrollo es imposible realizar una revisión bibliográfica extensa, por lo que se acota el número de sistemas de conversión a revisar utilizando como criterio de elección la etapa de desarrollo en la que se encuentra y la cantidad de información a la que es posible acceder.

Si bien se desarrolla un proyecto de instalación de este tipo de tecnología en el territorio nacional, se resalta el hecho de ser sólo un ejemplo como un pre-proyecto, por lo que carece de algunos aspectos importantes en el desarrollo natural de un proyecto. Debido a que la mayoría de los sistemas se

encuentran en fase de desarrollo no cuentan con la totalidad de la información para su instalación, operación y mantenimiento, por lo que es necesaria la aplicación de algunos supuestos.

El desarrollo de los ejemplos de aplicación permite comparar proyectos mediante el análisis de ciertos parámetros, dentro de los cuales está la utilización de un indicador ambiental. Este indicador es construido en base a posibles impactos ambientales y una calificación porcentual realizada por el autor de que tan perjudicial son los dispositivos en cada caso, por lo que no pretende ser un parámetro definitivo de decisión.

1.4 Estructura del trabajo

El siguiente trabajo se divide en cinco capítulos principales, además de una bibliografía y un capítulo con material complementario.

En el Capítulo 2 se muestra una investigación bibliográfica general acerca de las energías presentes en el océano, junto con algunos de los métodos de obtención de electricidad. Se presenta parte del estado del arte de las tecnologías de obtención de electricidad del mar, principalmente mediante el movimiento de las olas y debido a las corrientes generadas por las mareas. Además se describe una breve reseña del aspecto legal que rodea a las tecnologías renovables y a las concesiones marítimas, ambas necesarias para dar pie a la implementación de estas tecnologías. Por último se introduce a los principales dispositivos eléctricos que permiten la obtención de electricidad.

El Capítulo 3 describe la metodología implementada por una organización para la obtención de posibles zonas adecuadas para la generación en el borde costero nacional. Con esto se presentan las zonas con un buen recurso y características que las realza por sobre el resto.

El desarrollo e implementación de un caso ejemplo se muestra en el Capítulo 4, donde se describen los principales aspectos de un proyecto de esta índole, como es la cuantificación del recurso, la obtención de la potencia, energía y factor de planta asociado.

En el siguiente capítulo (Capítulo 5) se describe el desarrollo económico del proyecto, para esto se definen las características principales del parque, se presentan todos los costos, tanto previos a la construcción, como costos por operación. Con esta información recopilada se procede a calcular los ingresos por venta de energía. Finalizando con un flujo de caja y un análisis de sensibilidad. Por último en el Capítulo 6 se presentan las principales conclusiones y comentarios del trabajo desarrollado.

2. La Energía de los Océanos

Los océanos son una de las fuentes de energía no convencionales no explotadas a nivel nacional, pese a ser una fuente inagotable de energía cinética y estar presente lo largo de todo el país. Los océanos pueden proveernos de energía principalmente mediante tres maneras: a) el movimiento de las olas (energía undimotriz); b) las mareas (energía mareomotriz); c) las corrientes que se producen por diferencia de temperatura entre las capas o zonas del océano.

La energía cinética tanto de las olas como de las mareas puede ser utilizada para mover una turbina y generar electricidad de forma convencional, mientras que las corrientes verticales y horizontales permiten la circulación de fluidos aprovechables para generar electricidad mediante la presión producida.

En los capítulos siguientes se desarrolla la teoría y se ven algunas aplicaciones de medios que utilizan las mareas y las olas para la obtención de energía eléctrica.

2.1 El mar como fuente de energía

2.1.1 Las Mareas

Las mareas son producto de la interacción entre las fuerzas de atracción gravitacional de la tierra con la luna y el sol, esta fuerza se define según la Ley de Gravitación de Newton. Las mareas son procesos periódicos que pueden variar de acuerdo a la interacción entre los efectos gravitacionales de la luna y el sol, los movimientos de estos y otras peculiaridades geográficas.

Durante el ciclo de mareas se destacan los momentos en que el agua del mar alcanza su máxima altura, conocido como marea alta o pleamar, y los momentos opuestos, en que el mar alcanza su menor altura, denominado marea baja o bajamar. Dependiendo de la geografía del lugar y el tipo de vientos predominantes existen tres tipos de mareas, clasificadas según las frecuencias de las pleamares y las bajamares [1]:

- a. **Mareas semidiurnas¹**: posee un período que coincide con el período fundamental de la luna (12 hrs 25 min) y es dominada por el comportamiento lunar. La amplitud de estas mareas varía de acuerdo a las fases lunares, obteniendo mayor rango en luna llena o luna nueva, cuando la luna, la tierra y el sol están alineados. Para la luna llena las mareas son mayores (marea viva de oposición), mientras que en luna nueva el rango máximo de mareas será menor (marea viva de conjunción) tal como lo muestra la Figura 2-1.

¹ Debido a que el principal tipo de marea presente en las costas chilenas es de tipo semidiurnas, en lo que sigue, se trabajará con este tipo, considerando la existencia de dos mareas diarias.

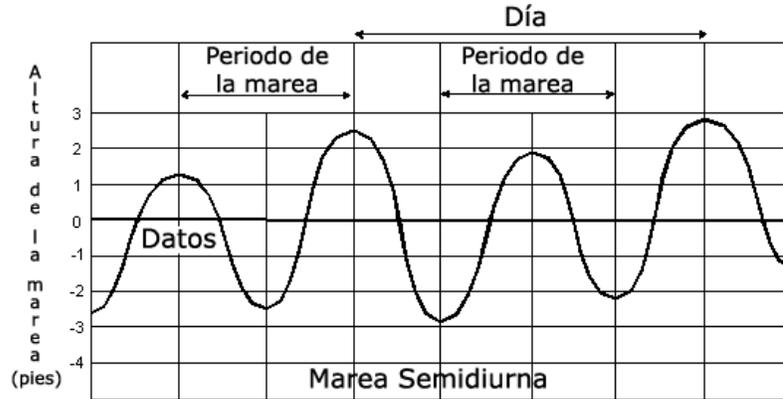


Figura 2-1: Característica de las mareas semidiurnas

- b. **Mareas diurnas:** éste tipo de mareas es posible encontrar en los mares de China y Tahití. El período corresponde a una vuelta completa de la luna a la tierra (24 hrs 50 min) y su período sufre variaciones debido a la inclinación del eje de rotación de la tierra con respecto al plano orbital de la luna (ver Figura 2-2).

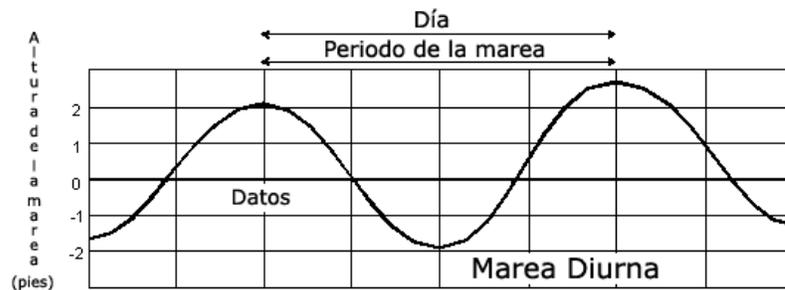


Figura 2-2: Característica de las mareas diurnas

- c. **Mezcla de mareas:** éstas combinan las características semidiurnas y diurnas. Además pueden mostrar variaciones mensuales y bimestrales (ver Figura 2-3).

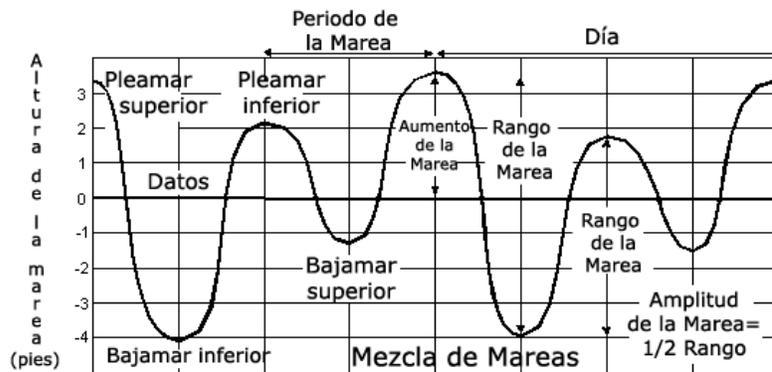


Figura 2-3: Característica de la mezcla de mareas

Es posible obtener energía de las mareas ya sea mediante corrientes de mareas (capítulo 2.1.3) o mediante la construcción de represas en bahías naturales o estuarios para generar una diferencia de

nivel de las aguas a ambos lados, como muestra la Figura 2-4. Este último método posee costos extras considerables, de hecho el costo adicional de la construcción de las presas puede ser un tercio del costo total de la obra, pero se ve compensada por la energía extra que es posible obtener.

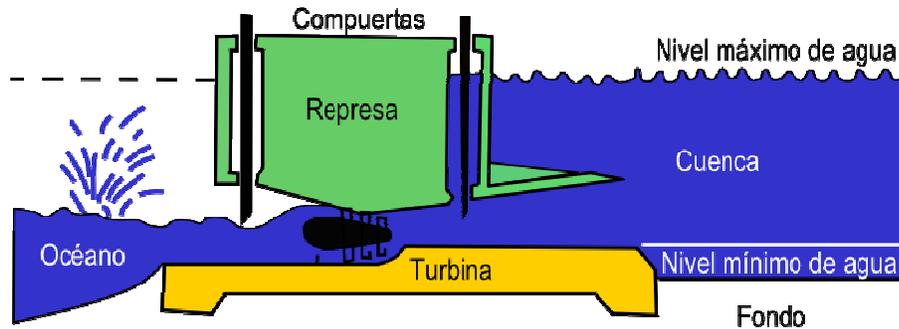


Figura 2-4: Generación mareomotriz por medio de represa

Como las mareas son el único factor que afecta la generación de las tecnologías mareomotrices, se realizan diseños para obtener el máximo rendimiento. Algunos de estos diseños son [2]:

1. Ciclo de simple efecto: utiliza el ciclo de llenado o vaciado para la generación. En el ciclo de vaciado es necesario llenar el embalse mientras la marea sube, una vez la marea comienza a bajar se deben cerrar las compuertas y esperar un tiempo de orden de 3 horas para alcanzar una diferencia en el nivel adecuada entre el agua del embalse y la del mar. A continuación se turbiniza el agua de salida durante 4 o 5 horas, obteniendo un periodo de generación diaria de unas 8 a 10 horas en total (ver Figura 2-5). Considerando un factor de pérdida de rendimiento de 90% se obtiene un factor de planta aproximado de 30% a 37,5% diario.

Si la generación se realizara durante el llenado del embalse, el procedimiento consiste en vaciarlo a medida que la marea descienda, hasta que la marea comience a aumentar nuevamente, momento en el que deben cerrarse las compuertas y esperar para lograr una diferencia significativa entre las alturas. Luego se turbiniza el agua que entra al embalse por alrededor de 4 a 5 horas, como muestra la Figura 2-6. En ambas figuras los periodos de turbinaje dados por las diferencias de altura aptas para la generación están representados por el área achurada.

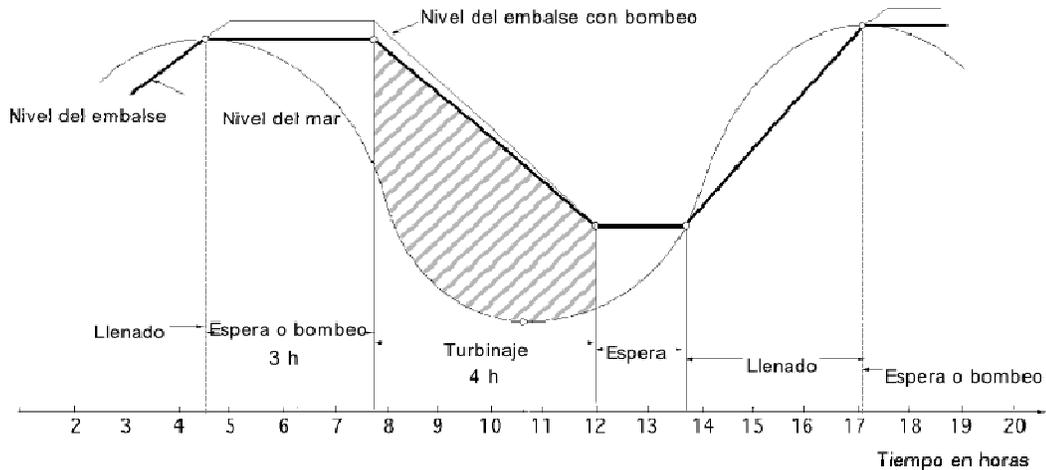


Figura 2-5: Ciclo de simple efecto durante el vaciado del embalse

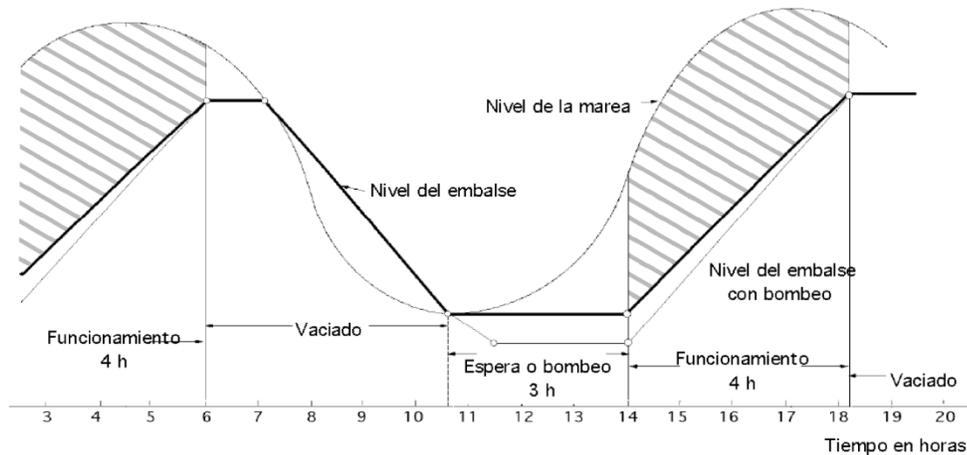


Figura 2-6: Ciclo de simple efecto durante el llenado

Se ve que en ambos ciclos se requieren de tiempos de espera tanto antes como después de la generación, los cuales se deben a la necesidad de contar con una diferencia de altura mínima, cumpliendo así los requerimientos de caudal mínimo de las turbinas.

2. Ciclo de doble efecto con turbina reversible: La generación de energía se efectúa con ambas mareas. En caso de estar en marea alta se debe esperar un tiempo con las compuertas cerradas para alcanzar la diferencia de alturas necesaria para la generación y poder turbinar el agua de salida hasta que las diferencias de altura lo permitan, tal como lo ilustra la Figura 2-7. Luego, al pasar nuevamente a un periodo de aumento de la marea se procede de forma análoga a lo anterior sólo que esta vez se turbinar el agua que entra al embalse. Esto 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.

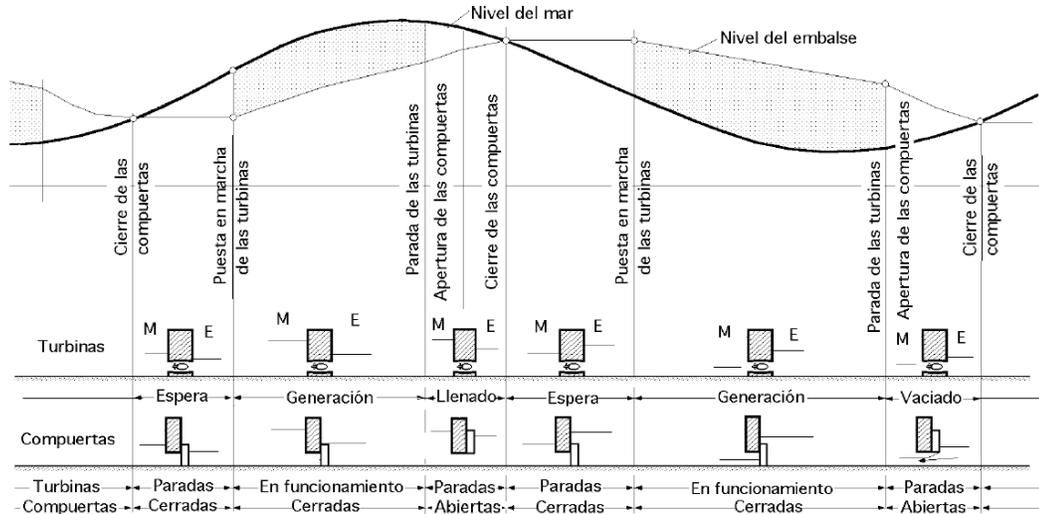


Figura 2-7: Ciclo de doble efecto

La energía utilizable es menor que las de ciclo simple, debido a que se obtienen menores diferencias entre el nivel del embalse y el mar. Reduciendo el rango de variación del nivel embalsado y disminuyendo también el rendimiento. Los periodos de generación van desde 6 a 7 horas por marea, lo que supone entre 12 y 14 horas diarias de generación de energía, con tiempos de espera entre 2 y 3 horas por marea, lo que presenta una ventaja sobre las de ciclo simple por obtener un mayor factor de planta.

Aunque es posible la utilización de turbinas no reversibles por medio de sistemas de canales y compuertas, no se recomienda por ser un procedimiento complejo y caro.

3. Ciclos de acumulación por bombeo: Generan energía con ambas mareas y disponen de turbinas capaces de funcionar también para bombear agua. Con esto se mejora el nivel de generación y la flexibilidad operativa, proporcionando mayor eficiencia (ver Figura 2-8). Estas turbinas tienen un costo mayor y podría ser necesario incluir equipos para el arranque de la bomba.

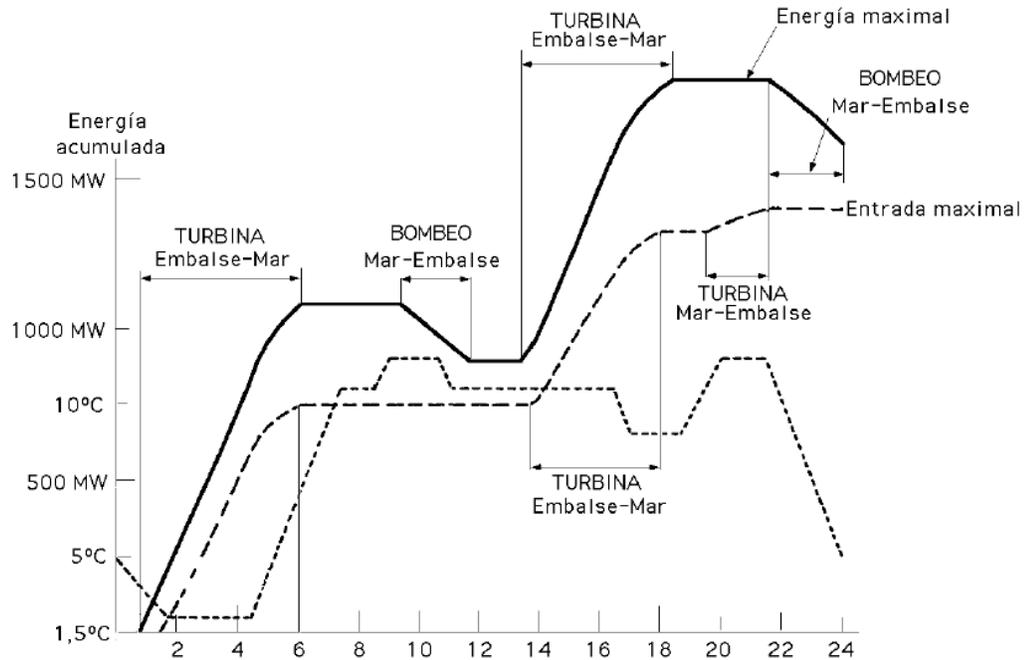


Figura 2-8: Ciclo de acumulación por bombeo

2.1.1.1 Tipos de turbinas

Existen tres tipos principales de turbinas utilizadas para la generación mareomotriz que se diferencian principalmente por la posición del generador[3]:

- **Turbina de tipo bulbo o tubular (*Bulb Turbine*):** en esta configuración el generador se encuentra directamente acoplado a la turbina por lo que el agua fluye a su alrededor, lo que provoca que cualquier mantenimiento resulte dificultosa (Figura 2-9).

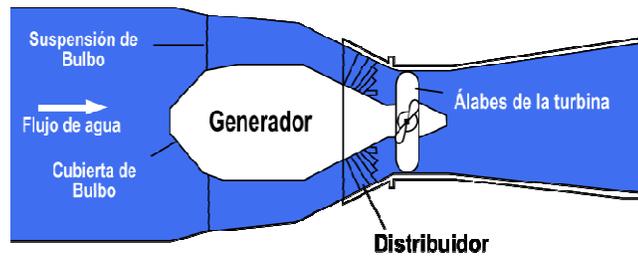


Figura 2-9: Turbina de tipo bulbo (Boyle, 1996)

- **Turbina de borde (*Rim Turbine*):** en este tipo de turbina el generador está montado de forma perpendicular a las aspas de la turbina, permitiendo un acceso más fácil. Este tipo de turbina no es adecuado para el bombeo y es difícil regular su funcionamiento (Figura 2-10).

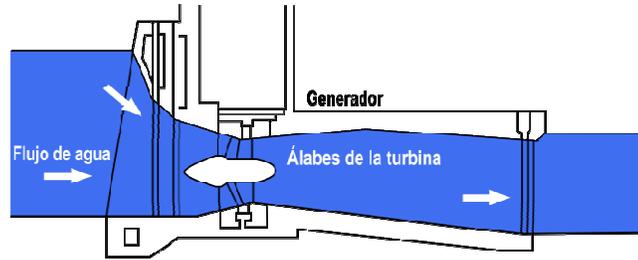


Figura 2-10: Turbina de borde (Boyle, 1996)

- **Turbina tubular (*Tubular Turbine*):** las aspas de esta turbina están conectadas por medio de un largo eje al generador ubicado encima de la represa (Figura 2-11). Este diseño es también utilizado en pequeñas centrales hidráulicas de pasada.

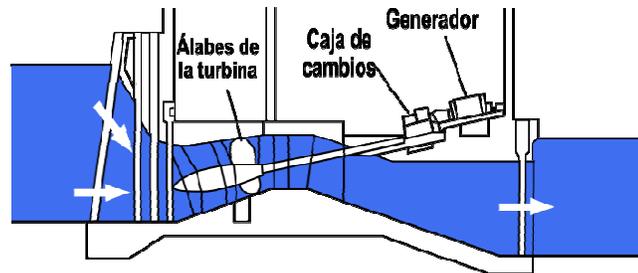


Figura 2-11: Turbina tubular (Boyle, 1996)

La potencia disponible en cualquier instante está dada por la ecuación (2-1) [4]:

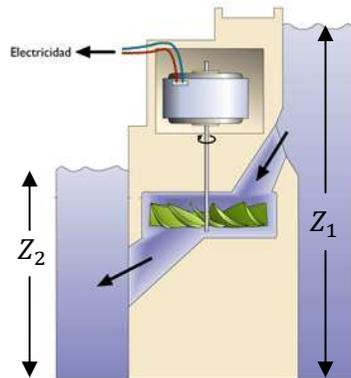


Figura 2-12: Diferencia de altura debido a las mareas

$$P = \rho \cdot g \cdot C_d \cdot A \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (Z_1 - Z_2)^3} \quad (2-1)$$

Donde C_d es el coeficiente de descarga, A es la sección transversal en metros cuadrados [m^2], g es la aceleración de gravedad [m/s^2] y ρ la densidad del fluido [kg/m^3]. El coeficiente de descarga representa el efecto restrictivo que sufre la corriente de agua en el paso por la represa. La ecuación (2-1) ilustra lo importante que es la diferencia entre los niveles de agua del mar y de la cuenca.

Por ejemplo si se dispone de una diferencia de altura de 8 metros, un dispositivo con 12 [m²] de área y un coeficiente de descarga de 0,8 se obtiene una potencia de:

$$P = 1027 \left[\frac{kg}{m^3} \right] \cdot 9,7 \left[\frac{m}{s^2} \right] \cdot 0,8 \cdot 12[m^2] \cdot \sqrt{2 \cdot 9,7 \left[\frac{m}{s^2} \right] \cdot 8[m]} = 1.188,121[kW]$$

2.1.2 Las Olas

Las olas son formadas por el paso del viento sobre la superficie del agua, como el viento es generado por la radiación solar, las olas se pueden considerar como almacenamiento, transporte y concentración de la energía proveniente del sol. Con niveles de radiación solar del orden de 375 W/m² se transfiere a las olas aproximadamente 1 W/m² [5]. Se estima que el recurso energético de las olas esta en el rango de 140 a 750 TWh/año para cuando las tecnologías undimotrices existentes alcancen su madurez [6]. La Figura 2-13 muestra los promedios anuales de energía de las olas en kW por metro de las costas mundiales, gozando las costas chilenas de valores aptos para la generación en comparación con otras naciones que tienen cierto desarrollo en este tipo de tecnología como Dinamarca o Portugal.

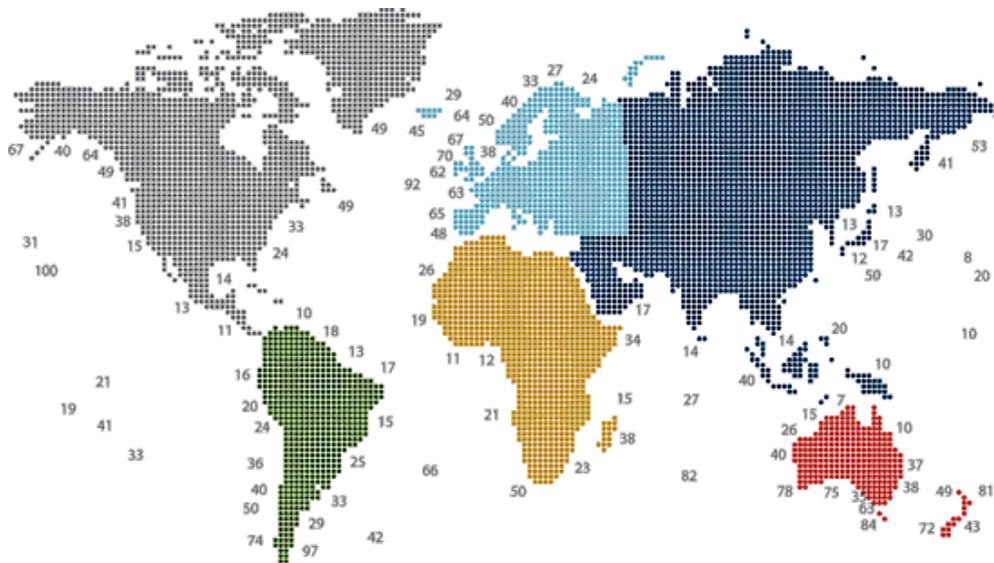


Figura 2-13: Promedio anual de flujo de energía de las olas en kW por metro (CETO)[7]

Comparada con otras fuentes de energía renovable ubicadas en las costas, como la energía solar fotovoltaica, el viento o las corrientes oceánicas, la energía de las olas es incesante pero muy variable, además que los niveles de las olas en lugares determinados pueden ser predichos con confianza varios días de antelación.

Las olas se trasladan, pero no las partículas de agua, que se mueven en trayectorias elípticas o circulares, como muestra la Figura 2-14.c; si no existe suficiente profundidad, el fondo puede afectar al desplazamiento vertical de las órbitas que tendrán forma de elipse (ver Figura 2-14.b) y si la profundidad es demasiado pequeña, el movimiento vertical queda totalmente impedido y las trayectorias de las

partículas serían rectas horizontales como muestra la Figura 2-14.a. Este movimiento oscilatorio es mayor en la superficie y disminuye exponencialmente con la profundidad según la relación siguiente [5]:

$$r = r_0 \cdot e^{-\frac{2\pi}{\lambda}h} \Rightarrow \text{Para una profundidad: } \begin{cases} h = \lambda/2 \Rightarrow r = r_0 \cdot e^{-\pi} = 0,0433 \cdot r_0 \\ h = \lambda \Rightarrow r = r_0 \cdot e^{-2\pi} = 0,0019 \cdot r_0 \end{cases}$$

Siendo r_0 el radio orbital superficial, que coincide con la semialtura $\frac{H}{2}$ de la ola; λ la longitud de onda definida como la distancia entre dos puntos consecutivos de la ola y h la profundidad. De esto es posible apreciar la importancia de la profundidad en la generación undimotriz, donde para profundidades pequeñas es posible que la ola no se desarrolle completamente, impidiendo un buen uso de su energía.

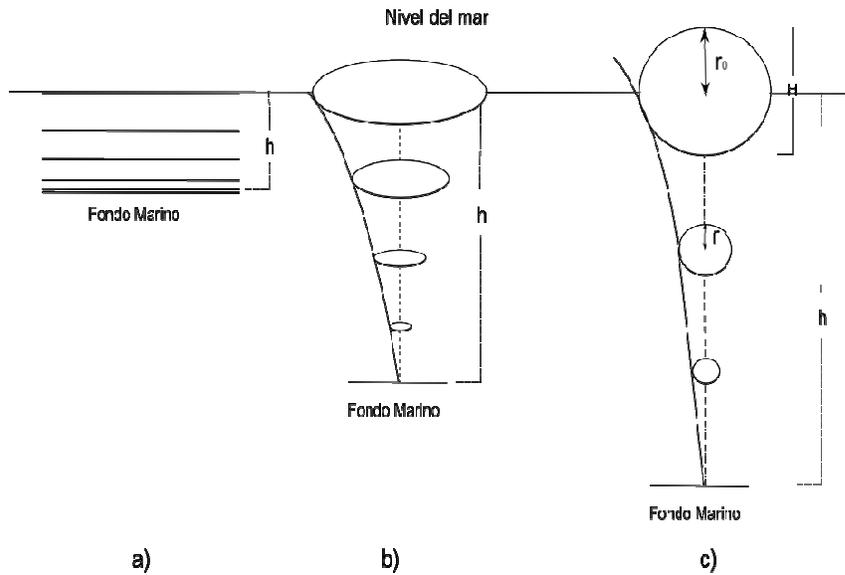


Figura 2-14: Variación de la ola para diferentes profundidades

Es posible clasificar el perfil de las olas de acuerdo a la relación H/λ como sigue:

- a) Cuando la relación H/λ es muy pequeña, del orden de $1/50$ o menor; este tipo de olas poseen una altura H pequeña, gran longitud de onda λ y períodos T altos. Siguen un movimiento sinusoidal, por lo que es posible aplicar la teoría de ondas lineal.

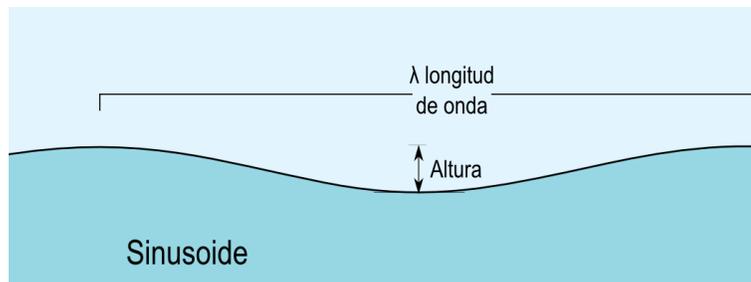


Figura 2-15: Perfil de Ola sinusoidal (H/λ menor o igual a $1/50$)

- b) Si la relación H/λ tiene valores apreciables, el perfil de la misma es más bien trocoide; su existencia viene condicionada por el valor de H/λ , que si es superior a $1/7$ implica la rotura de la ola. Es necesario utilizar la teoría no lineal para describir estas olas.

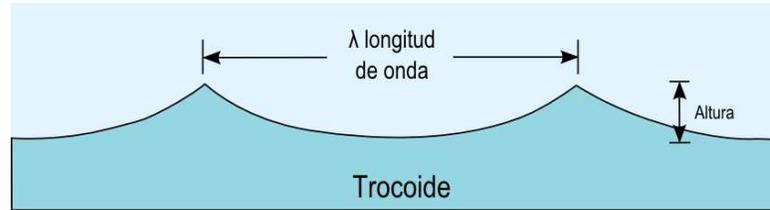


Figura 2-16: Perfil de Ola Trocoide (H/λ mayor a $1/50$)

2.1.2.1 Clasificación de las Olas:

La Figura 2-17 muestra un esquema representativo de los distintos tipos de ondas que existen y de la energía relativa contenida dentro de cada frecuencia. Si se clasifica las ondas según su tipo es posible encontrar [5]:

- ondas capilares, con periodo menores a los 0,1 segundos, son las que se crean en el momento en el que sopla viento sobre la superficie del mar.
- ondas de ultragravedad, con periodo entre los 0,1 y 1 segundo.
- ondas de gravedad, con periodo entre los 1 y 30 segundos.
- ondas de infragravedad, con periodo entre los 30 segundos y 50 minutos.
- ondas de largo periodo, con periodo entre los 5 minutos y las 24 horas.
- ondas gigantes, con periodo superior a las 24 horas.

Las ondas de gravedad, denominan así debido a que la gravedad es la principal fuerza que hace que el fluido vuelva a su posición de equilibrio (denominada fuerza restauradora principal), es donde se aprecia la mayor cantidad de energía, siendo la de mayor interés para la generación.

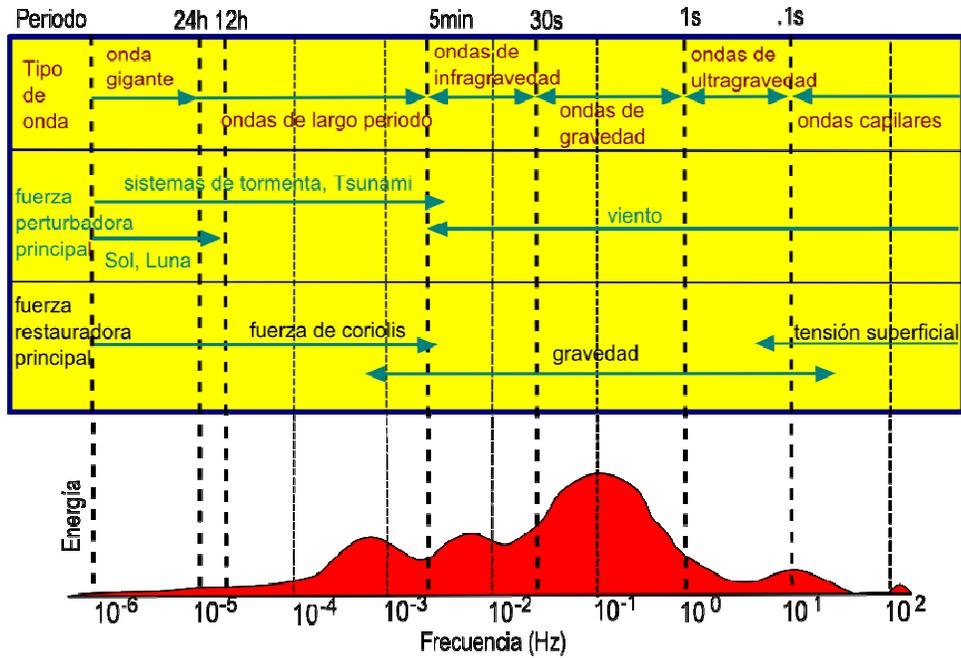


Figura 2-17: Representación esquemática de la energía presente en cada tipo de ola

Si la clasificación se realiza según la fuerza perturbadora que origina el movimiento de las olas, se tienen:

- Ondas generadas por el viento, donde el viento es el principal causante del oleaje comenzando por la formación de ondas capilares que van creciendo si el viento sigue soplando.
- Ondas generadas por terremotos o sistemas de tormentas.
- Ondas generadas por la atracción de los astros (Sol y Luna), como son las mareas.

Según la fuerza restauradora, es decir, la fuerza que tiende a anular el movimiento ondulatorio, destacan:

- Tensión superficial.
- Gravedad.
- Fuerza de Coriolis, la que influye negativamente sobre las mareas.

2.1.2.2 Descriptores de las Olas:

Debido a la poca regularidad que poseen las olas en el océano, el uso de la teoría lineal (ver Anexo A: Teoría de ondas lineal) que considera las olas como ondas sinusoidales, no se ajusta completamente bien a la realidad, es por esto que se suele utilizar un análisis estadístico del oleaje. Se obtiene una muestra consistente en una serie de datos representando las características de cada una de las olas. Con esto se obtienen los parámetros estadísticos que representan el estado del mar, como la altura de la ola significativa, la altura de la ola media, periodo de paso por cero, etc.

- Altura significativa de la ola (H_s), que puede ser considerada como la media del tercio de las olas mayores. Si el registro está ordenado de mayor a menor y tiene N olas, la altura significativa es:

$$H_s = \sum_{i=1}^{N/3} \frac{H_i}{N/3} \quad (2-2)$$

- Altura de la ola media cuadrática (H_{rms})

$$H_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H_i^2} \quad (2-3)$$

- Altura de la ola media (\bar{H}), es la media de las alturas de ola simples.

$$\bar{H} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H_i \quad (2-4)$$

- Período de paso por cero (T_z), periodo de paso de dos olas consecutivas por una línea imaginaria a la mitad de la distancia entre la cresta y el valle.

2.1.2.3 Ecuación de la Potencia

La potencia del oleaje real depende de una serie de factores como la frecuencia de las olas, su dirección, la profundidad del mar, la celeridad del grupo de olas, etc. Obteniendo finalmente la relación (2-5) aproximada para la potencia en términos del largo de la ola [4][8]:

$$P = \frac{\rho g^2}{64\pi} H_s^2 T_z \approx \left(0,5 \frac{kW}{m^3 s}\right) H_s^2 T_z \quad \left[\frac{kW}{m}\right] \quad (2-5)$$

Si se considera un registro como el de la Figura 2-18, con altura significativa (H_s) de 4 metros y un periodo de paso por cero (T_z) de 8 segundos es posible obtener una potencia de:

$$P \approx 0,5 \left[\frac{kW}{m^3 s}\right] \cdot (4[m])^2 \cdot 8[s] \approx 64 \left[\frac{kW}{m}\right]$$

Es decir que habría aproximadamente 64 kilowatts de potencia por metro de frente de onda o largo de la ola.

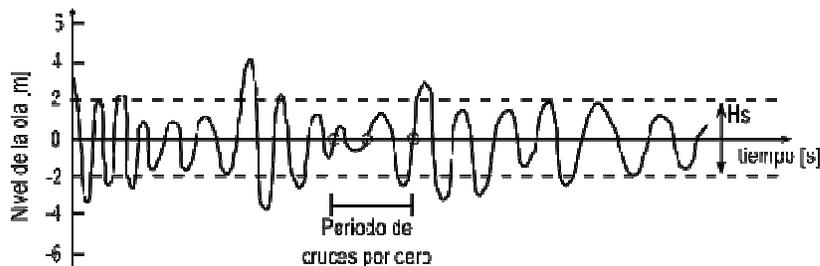


Figura 2-18: Ejemplo de un registro del nivel del mar

2.1.2.4 Ubicación de Aprovechamientos Undimotrices

Existen tres categorías principales en las que es posible clasificar la generación undimotriz debido a su ubicación, estas son cerca de la costa, en el borde costero y en altamar. Donde cada cual posee consideraciones sociales y ambientales diferentes [9].

Los dispositivos cerca de la costa deben considerar la influencia estética que puede perturbar algún área pintoresca, además de tener un impacto en la vida marina, la navegación y pesca. Se considera que un dispositivo está cerca de la costa cuando se encuentra a una distancia de unos 20 km desde la costa.

Los dispositivos ubicados en altamar son aquellos donde las profundidades superan los 50 metros y al igual que los dispositivos ubicados cerca de la costa poseen un alto impacto en la vida marina. Mientras que los dispositivos ubicados en el borde costero poseen un marcado efecto en las áreas en que son desarrollados, por lo que existen formas para incorporar estas tecnologías a las estructuras existentes para minimizar el impacto, tal como las paredes construidas en los puertos.

2.1.2.5 Dispositivos de Conversión Undimotriz

Los dispositivos de conversión undimotriz usan diferentes tecnologías para la obtención de electricidad, basándose principalmente en el uso de movimiento mecánico y en la presión de un fluido para la generación. Esto incluye técnicas como: dispositivos hidráulicos, generadores lineales, bombeo de agua a la costa, turbinas hidroeléctricas y de aire. Los cuatro tipos de dispositivos undimotrices más comunes son [9]:

- Dispositivos de desbordamiento: Consiste en cuencas artificiales que son llenadas cuando las olas sobrepasan la altura de las paredes. El agua almacenada posee una diferencia de altura con el agua del océano, lo que permite generar la presión necesaria para girar una turbina hidráulica.

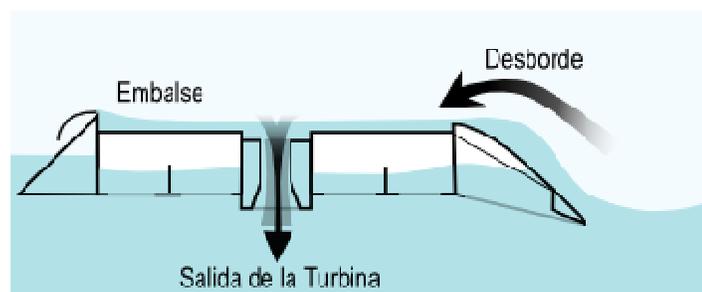


Figura 2-19: Dispositivo de desbordamiento

- Columna de agua oscilante (OWC: *Oscillating Water Column*): Un lado del dispositivo está en el agua y el otro en el aire, cuando el nivel del agua aumenta o disminuye debido al paso de una ola, mueve una columna de aire al interior del dispositivo, generando un flujo de aire que es turbinado para la generación de electricidad.

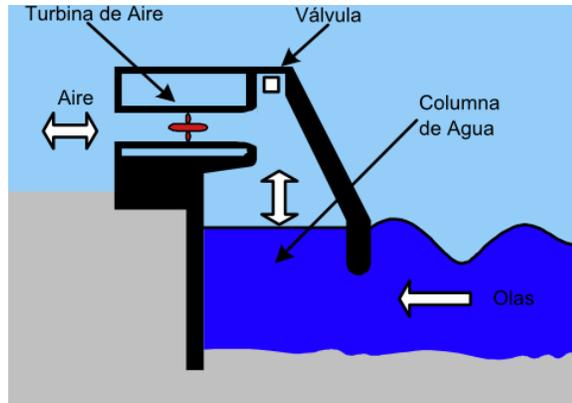


Figura 2-20: Columna de agua oscilante

- Punto de absorción: Utiliza la energía de las olas desde todas las direcciones en un solo punto mediante el movimiento vertical de las olas, ya sea como bomba para presurizar un fluido, el cual impulsa una turbina o bien utilizando la energía mecánica para el movimiento de un generador lineal. Estos dispositivos comúnmente son boyas ancladas al fondo marino.

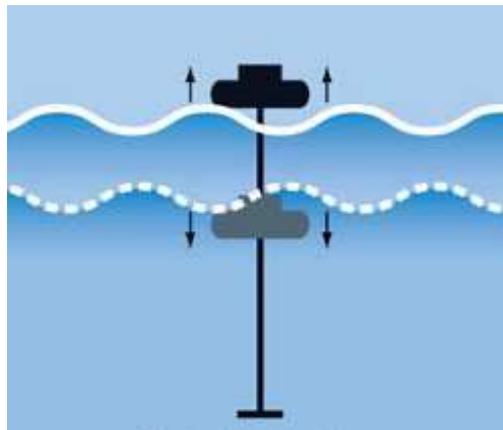


Figura 2-21: Dispositivo punto de absorción

- Atenuador: son dispositivos largos que poseen articulaciones entre sus estructuras flotantes, deben ser alineadas paralelas a la dirección de las olas, permitiendo un movimiento relativo entre cada segmento, el cual presiona un pistón hidráulico que impulsa un fluido a través de un generador.

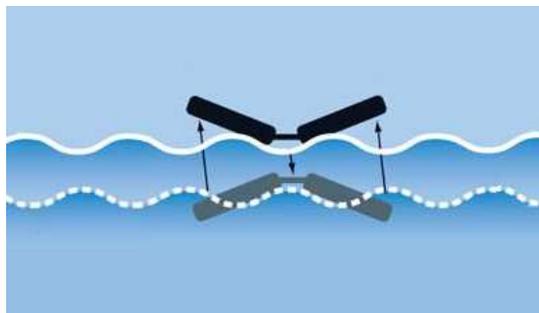


Figura 2-22: Dispositivo atenuador

2.1.3 Las Corrientes Marinas

Una corriente marina es un desplazamiento superficial de una gran masa de agua a través de los mares y océanos. Estas corrientes tienen multitud de causas, principalmente, el movimiento de rotación terrestre y por los vientos constantes, así como la configuración de las costas, la ubicación de los continentes y la surgencia de aguas frías de las profundidades en las costas occidentales de los continentes tropicales. En la Figura 2-23 se muestran las trayectorias de algunas corrientes marinas existentes en el planeta. Otro fenómeno natural que permite el desplazamiento de masas de agua es debido a la atracción lunar, el mismo fenómeno que da lugar a las mareas. Estas corrientes son conocidas como corrientes de marea y presentan la característica de ser periódicas.



Figura 2-23: Algunas corrientes marinas

La potencia cinética en las turbinas de corriente marina es similar a las turbinas eólicas y están gobernadas por la misma ecuación (2-6) [1] [10]:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad [W] \quad (2-6)$$

Donde ρ es la densidad del fluido [kg/m^3], A es la sección transversal de la turbina [m^2] y v es la velocidad del fluido [m/s]. Sin embargo, un convertidor de energía marina o una turbina en general solo puede aprovechar una fracción de esta potencia, debido a las pérdidas, por lo que la ecuación (2-6) es modificada como sigue:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p \cdot A \cdot v^3 \quad (2-7)$$

Donde C_p es el coeficiente de pérdida. Para generadores eólicos, C_p tiene valores típicos en el rango de 0,25 a 0,3. El límite superior es debido a las máquinas de alta eficiencia con bajas pérdidas mecánicas.

Para turbinas marinas, C_p se estima en un rango entre 0,35 a 0,5 [11],[12]. Comparada con las grandes turbinas de viento, tanto por potencia como por tamaño las turbinas clásicas mareomotrices son prometedoras. La Figura 2-24 muestra la comparación de tamaño e infraestructura entre una turbina eólica y una por corrientes marítimas de la misma potencia, que debido a la alta densidad del agua de mar en comparación con el aire, permite que esta última sea de menor tamaño:



Figura 2-24: Comparación entre generación eólica y por corriente marítima

2.1.3.1 Dispositivos de Conversión por Corriente de Marea

Los dispositivos de conversión por corrientes de marea pueden ser clasificados como dispositivos de eje horizontal o vertical. Ambos dispositivos cuentan con un número de aspas montadas en un soporte, una caja de cambio y un generador. A continuación se presentan las características de cada clasificación [13]:

- **Turbinas de eje horizontal:** Estas turbinas giran en torno a un eje horizontal el cual está paralelo al flujo de corriente (Figura 2-25). Es la configuración que posee la mayoría de los dispositivos. Dentro de esta categoría es posible clasificarlos de acuerdo al número de aspas, los dispositivos multi-aspas son favorables ya que generan un mayor torque de partida y reducen el problema de balanceo encontrado en dispositivos de un aspa. Sin embargo, las pérdidas hidrodinámicas son mayores con el uso de más aspas. Dependiendo del diseño de la turbina, las aspas pueden tener un paso fijo o variable para permitir que la turbina opere en ambas direcciones.

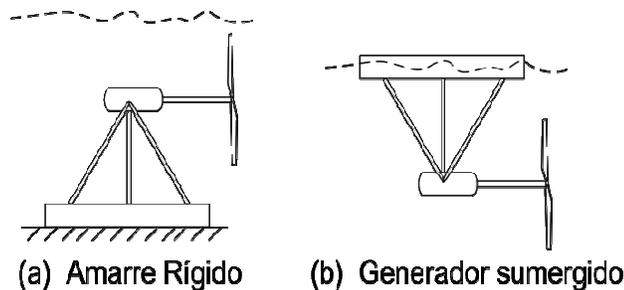


Figura 2-25: Dos tipos de turbinas de eje horizontal

- **Turbinas de eje vertical:** Estas turbinas giran en torno a un eje vertical el cual esta perpendicular al flujo de corriente (Figura 2-26). La turbina de eje vertical comprende un número de aspas con forma de hidrodenslizadores de montaje vertical entre un soporte superior e inferior. El principal problema asociado a las turbinas de eje vertical son las grandes fluctuaciones de torque que que sufre a cada revolución y la falta de capacidad para arrancar automáticamente. Problemas que pueden reducirse mediante la utilización de aspas en una configuración helicoidal como en el rotor de Gorlov. Sin embargo, estas máquinas poseen una menor eficiencia que el diseño con aspas rectas.

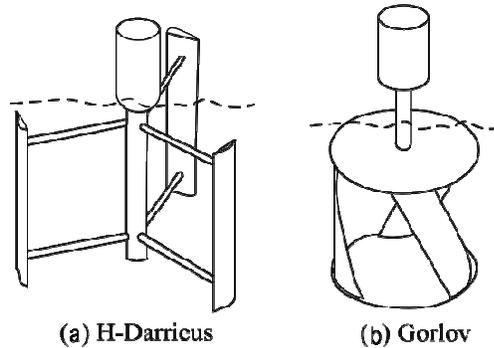


Figura 2-26: Dos tipos de turbinas de eje vertical

2.1.3.2 Estructuras de soporte

Las estructuras de soporte para dispositivos de conversión por corriente de mareas son consideradas un componente crucial para el diseño del sistema. Así como el dispositivo debe soportar extremas condiciones de funcionamiento, tales como las altas velocidades de las corrientes marinas, también es sometido a las cargas debido a su propio peso. Hay cuatro estructuras de soporte básicas:

- **Estructura de gravedad:** esta estructura consiste principalmente de una gran base y columna de acero u hormigón. Se basa en que el dispositivo no se vuelque debido a su propio peso. Es necesario que el fondo marino este preparado para la instalación. La estructura de gravedad consistente en acero tiene la ventaja de la facilidad de producción, transporte e instalación.

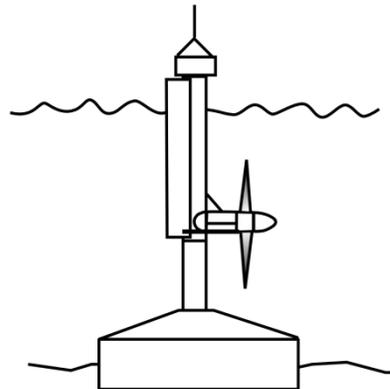


Figura 2-27: Estructura de gravedad

- **Estructura monopilote:** este tipo de estructura consiste en una viga de acero hueca de gran diámetro. La viga es clavada 20 a 30 metros en el fondo marino si las condiciones de éste son suaves o mediante una perforación previa, posicionamiento y enlechado si la roca es más dura. La ventaja principal de este tipo de estructura es que no es necesaria la preparación del fondo marino.

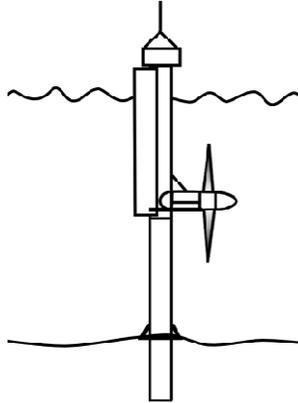


Figura 2-28: Estructura monopilote

- **Estructura flotante:** Este tipo de estructura consiste en montar el dispositivo en una barca flotante el cual es amarrado al lecho marino utilizando cadenas, cables o cuerda sintética. Esta es una solución ideal para el desarrollo de dispositivos en condiciones de aguas más profundas.

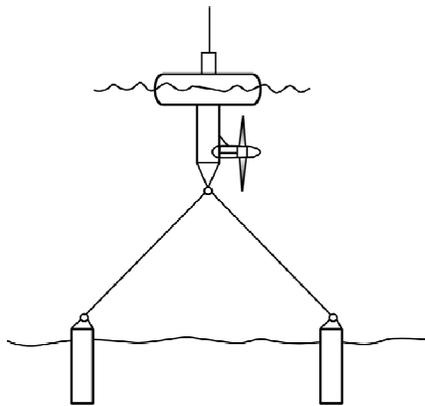


Figura 2-29: Estructura flotante

- **Estructura de trípode:** Este tipo de estructura es anclado al fondo marino usando pilotes de acero en cada una de las tres esquinas de la base de la estructura. Los tres pilotes son clavados aproximadamente 10 a 20 metros en el fondo marino dependiendo principalmente de las condiciones del lecho marino. Este tipo de estructura es bien conocido debido a su extenso uso en la industria petrolera en alta mar. Las principales ventajas que posee esta estructura son la reducción en cargas estructurales, en comparación con otras estructuras y la posible reducción en la corrosión debido a la disminución en el diámetro de sus piernas.

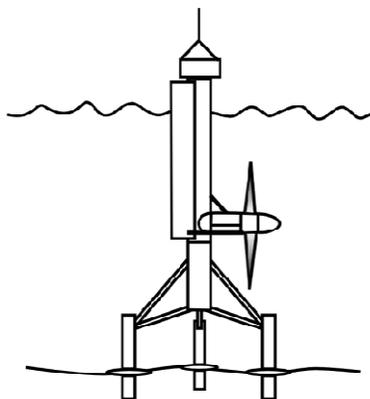


Figura 2-30: Estructura de tripode

2.2 Estado del arte de tecnologías de obtención de energía marítima

En los últimos años se ha visto un importante interés en nuevos recursos renovables que permitan la obtención de energía eléctrica y que reemplacen y diversifiquen la actual matriz energética. Es por esto que los estudios y desarrollos en tecnologías como las centrales undimotrices ha aumentado considerablemente, presentando hoy en día una amplia gama de técnicas que permiten extraer parte de la energía de los océanos para la generación eléctrica.

A continuación se presenta una parte de estas tecnologías de extracción de energía eléctrica del medio marítimo separadas en tecnologías mareomotrices, undimotrices y por corrientes marinas. Uno de los criterios de selección de este conjunto de tecnologías frente al resto, es la posibilidad real de ser implementadas en las costas chilenas, en conjunto con un desarrollo levemente superior.

2.2.1 Tecnología Mareomotriz

2.2.1.1 LA RANCE

La Rance es la primera central mareomotriz construida en el mundo, fue inaugurada en 1966 y está localizada en el estuario del río La Rance en Francia (ver Figura 2-31). Consta de una presa de 332,5 metros de largo, con una cuenca de 22,5 km² y una potencia nominal de 240 MW [14].

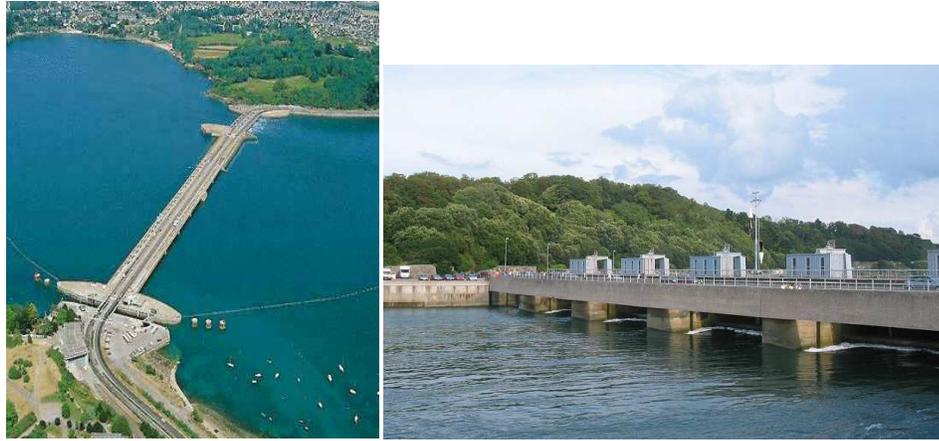


Figura 2-31: Central La Rance

Esta zona es bastante atractiva debido a que el nivel del mar posee una gran diferencia entre mareas, alcanzando en promedio 8 metros y logrando un máximo de 13,5 metros. Posee 24 turbinas de tipo bulbo con potencia nominal de 10 MW cada una y con un ciclo de doble efecto con acumulación por bombeo. La Figura 2-32 muestra la energía generada por la central la La Rance desde su puesta en marcha hasta el año 72 aproximadamente, esto señalando la energía consumida para el bombeo. Además se presenta el ciclo de arranque de la central, caracterizado por un primer turbinaje directo, un bombeo de agua al estanque y un posterior turbinaje con mayor potencia [2].

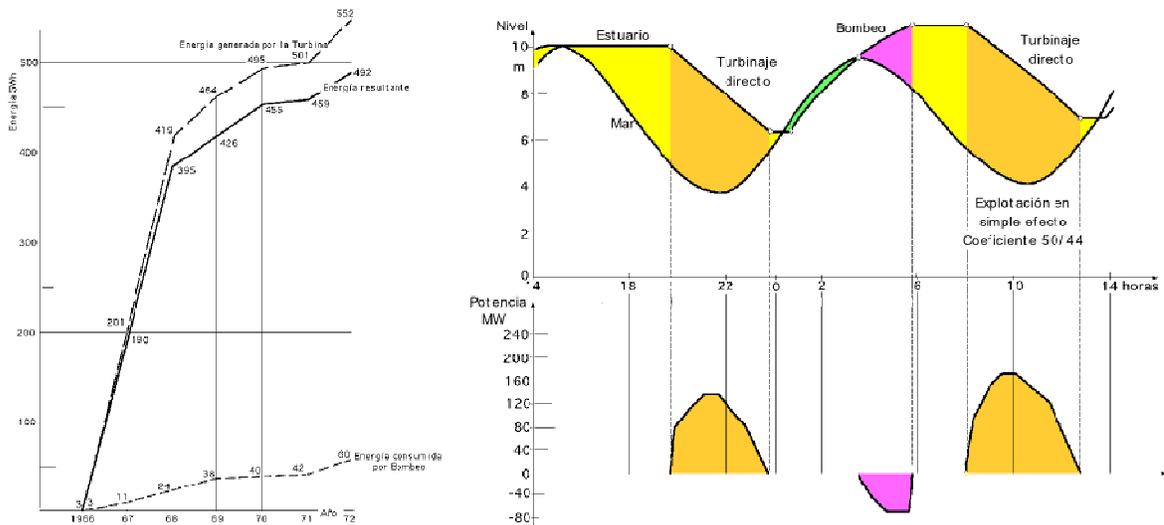
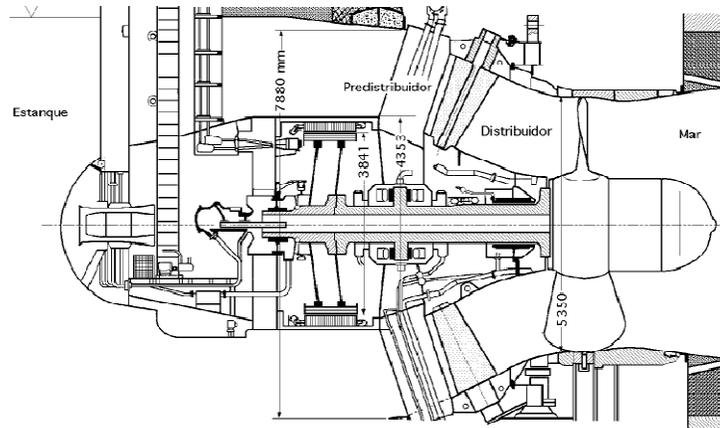


Figura 2-32: Gráfico de energía acumulada y ciclo de arranque de la central La Rance

Las turbinas poseen acoplado un generador sincrónico de 64 polos, alojado en el interior del bulbo y aprovechan saltos de pequeño desnivel y gran caudal; el sistema de regulación se efectúa mediante un distribuidor de álabes orientables que dirigen el agua hacia los álabes del rodete también orientables, para conseguir siempre el máximo rendimiento y una velocidad sincrónica.



$d_e = 4,353 \text{ m}$; $d_r = 3,841 \text{ m}$; $d_b = 5,35 \text{ m}$; $D_b = 7,88 \text{ m}$
Figura 2-33: Turbina Bulbo de la central La Rance

En total, la planta costó 620 millones de francos de esa época, lo que corresponde aproximadamente a 3,7 billones de francos actuales, los cuales desde hace mucho tiempo han sido recuperados y actualmente los costos de producción son menores que la generación nuclear [15].

2.2.1.2 Central de KISLAYA

Ubicada en el mar de Barentz, Rusia (ver Figura 2-34); empezó a funcionar como planta piloto en 1968, siendo la segunda del mundo de esta clase. Dispone de dos turbinas de tipo bulbo de 400 kW cada una. Fue desarrollada como una planta de ensayo para la instalación mareomotriz de otro proyecto, el cual en la actualidad ha sido abandonado [2].



Figura 2-34: Entorno central Kislaya

La marea en la zona es semidiurna, con una velocidad de 4 m/s durante marea alta [16], una amplitud media de 2,4 metros con un rango entre los 1,1 m y 4 m. El embalse de 1,1 km² tiene dos depresiones de una profundidad de 36 metros separadas una de otra por una zona de 3 metros de profundidad.

2.2.1.3 Central de la bahía de FUNDY

Está ubicada en el río Annapolis (ver Figura 2-35), en la frontera USA – Canadá. Posee una amplitud máxima de marea que puede alcanzar los 15 metros [2].

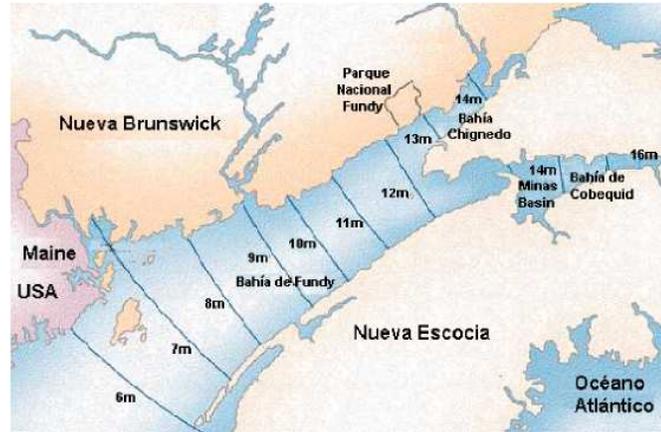


Figura 2-35: Entorno del río Annapolis

La altura del dique es de 30,5 m y la longitud de 46,5 m. La generación se realiza mediante una turbina de borde (específicamente una turbina Straflow) de 18 MW; esta turbina es axial de 4 palas, añadiendo un generador periférico de 144 polos y como se señala en el capítulo 2.1.1.1 este tipo de turbina no está especificada para el bombeo. Posee un mejor rendimiento que las turbinas de bulbo las cuales se interponen al flujo de agua y su simplicidad permite reducir los costos de fabricación en un tercio respecto a las turbinas convencionales.

2.2.2 Tecnología Mareomotriz por Corrientes Marinas

2.2.2.1 Marine Current Turbines (MCT) SeaGen

Consiste en una torre instalada en el fondo marino con dos hélices de 18 metros de diámetro y capaces de producir 1,2 MW con una velocidad de 2,5 m/s. Posee generadores de inducción con velocidad variable mediante una caja de cambio de tres etapas con una razón aproximada de 70:1. Tanto los generadores como las cajas de cambio son sumergibles aprovechando la refrigeración que les brinda el agua a su alrededor. Una de las características importante y patentada de la tecnología es la capacidad de elevar por encima del nivel del mar la estructura que soporta las turbinas, permitiendo realizar las operaciones de mantenimiento fuera del agua (ver Figura 2-37). Además posee la capacidad de girar en 180° sus aspas en aguas tranquilas, dando cabida a las mareas bidireccionales sin necesidad de un mecanismo de control de orientación independiente, posee una velocidad de corte de 0,7 m/s [17]. A continuación se muestra una curva de rendimiento del SeaGen (Figura 2-36 y Tabla 2-1) para un área de barrido de 509 m² y considerando un modelo con una potencia de 2,5 MW a una velocidad de corriente de 3 m/s. Estos valores sólo son estimaciones basadas en los resultados del prototipo SeaFlow, debido a que no se tiene información real del SeaGen.

Velocidad [m/s]	Potencia Agua [kW]	Potencia Eléctrica [kW]
0,7	71	34
0,8	105	51
0,9	150	72
1	206	99
1,1	274	126
1,2	356	164
1,3	452	208
1,4	565	273
1,5	695	351
1,6	843	436
1,7	1011	523
1,8	1200	621
1,9	1412	698
2	1647	814
2,1	1906	876
2,2	2192	997
2,3	2504	1166
2,4	2845	1324
2,5	3216	1497
2,6	3618	1684
2,7	4051	1802
2,8	4518	2010
2,9	5121	2077
3	5557	2299
3,1	6132	2537
3,2	6744	2537
3,3	7397	2537
3,4	8090	2537
3,5	8825	2537

Tabla 2-1: Representación de la curva de potencia del sistema SeaGen

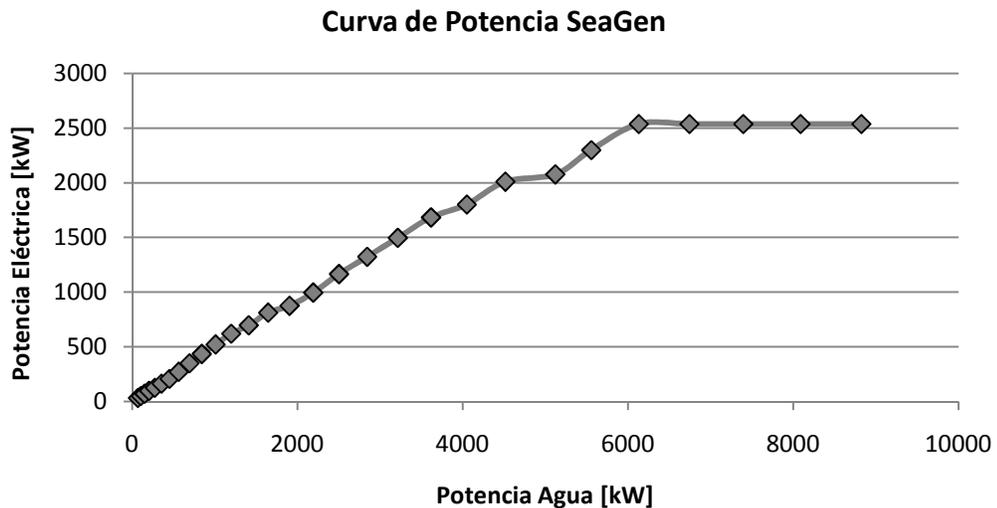


Figura 2-36: Curva de Potencia Turbina Seagen

Debido a la configuración de esta tecnología no es posible instalarla en sitios con demasiada profundidad (zonas con profundidades menores a los 30 metros), ni en zonas de rutas marítimas, es por esto que MCT ha desarrollado un diseño conceptual para zonas profundas y de tal forma que no existan partes sobresalientes. Se basa en la tecnología existente de turbinas de MCT, dispuestas en un arreglo (ver Figura 2-38) que permite ser elevado a la superficie donde es posible acceder fácilmente para mantenimientos.

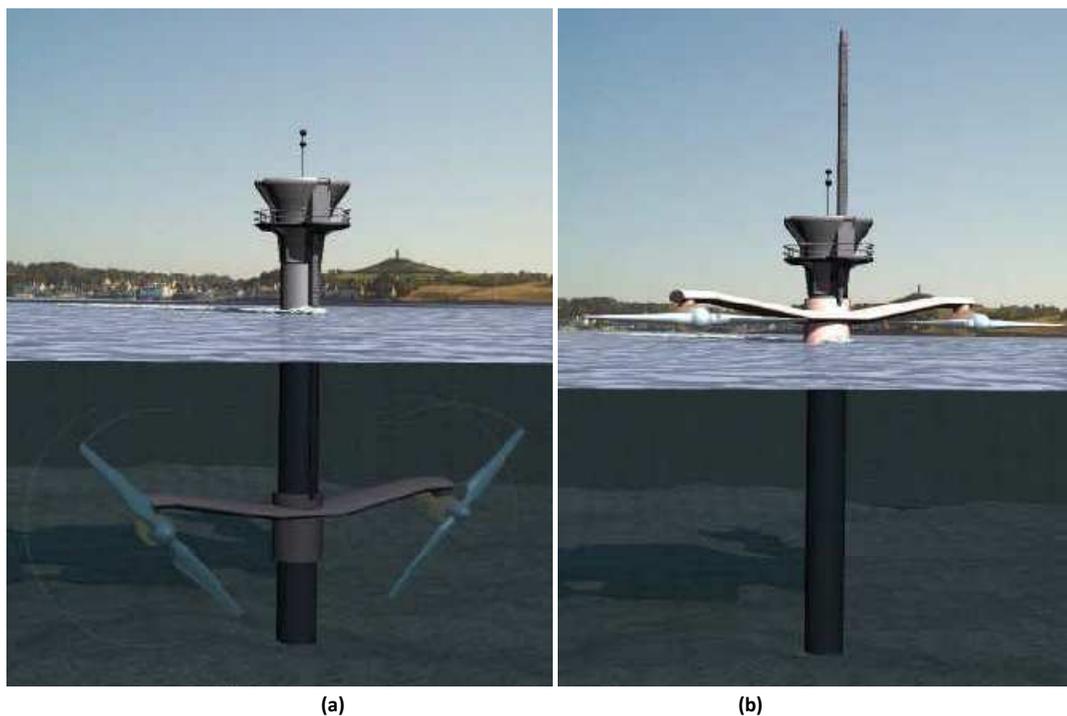


Figura 2-37: MCT SeaGen, a) Durante la Operación; b) Durante el Mantenimiento

La filosofía detrás de estas tecnologías patentadas por MCT está en proveer un bajo costo en el mantenimiento, lo que incluye un mantenimiento cada 5 años para intercambiar rotores y el grupo generador (los cuales pueden ser reacondicionados) y una vez cada 10 años la estructura principal del mecanismo de elevación, el soporte de elevación ('alas') y la estructura superior. Tanto la torre principal como la conexión de cable submarino poseen un periodo de vida de más de 20 años, probablemente 30 años. La línea base usada en modelos técnico-económico para los costos de mantenimiento anual es del 4% del costo capital. MCT asume una disponibilidad inicial de 93% (con 1 mes por año en fase de inactividad) aumentando a un 97% con el desarrollo de la tecnología [18]. Una protección catódica y prestaciones adecuadas a la corrosión son los componentes claves para garantizar la conservación a largo plazo.

Debido a que el dispositivo está casi totalmente sumergido no posee un impacto visual significativo, y no crea ruidos audibles para los seres humanos (aunque sí posee un leve ruido subacuático que da aviso de la presencia de la turbina a la vida silvestre). Estudios de impacto ambiental sugieren que la tecnología posee muy bajas probabilidades de suponer una amenaza para los peces o mamíferos marinos que habiten esos lugares. Además cabe señalar que los rotores del SeaGen giran relativamente lentos, cerca

de 10 a 15 revoluciones por minuto. El daño en la vida marina silvestre se piensa que es muy pequeño considerando que prácticamente todas las criaturas marinas que nadan por zonas con fuertes corrientes marinas poseen excelentes facultades perceptivas y la agilidad suficiente para evitar elementos estáticos o de leve movimiento [19].

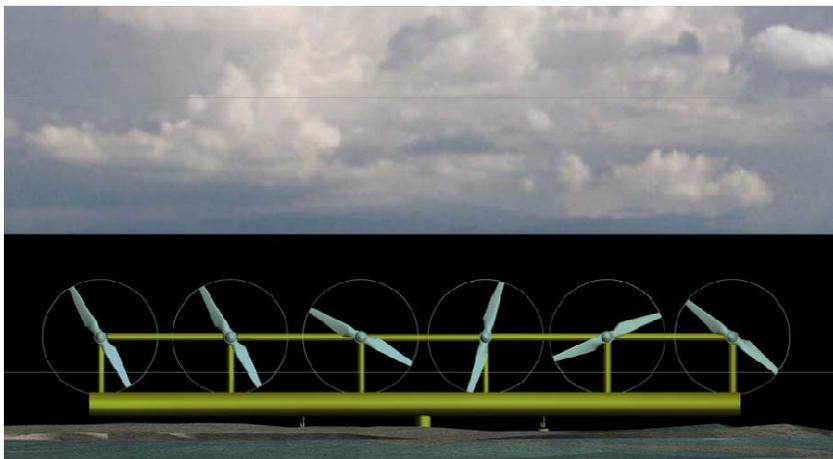


Figura 2-38: Ilustración conceptual de la próxima generación de MCT

MCT estima que el costo de fabricación (con entrega en el muelle de destino) es alrededor de US\$ 2.500/kW en etapas iniciales de pequeños proyectos, por lo que considerando economías de escala para un proyecto de por ejemplo 100 MW, el costo de fabricación podría variar entre US\$ 1.400 a US\$1.600/kW. Los costos de instalación por turbina se estima que comenzarán cerca de los US\$ 360.000 para proyectos en fase inicial, bajando a casi la mitad para fases posteriores o proyectos de mayor envergadura. Por lo que los costos de la central instalada lo más probable es que varíen entre US\$2,9 millones por MW para proyectos pequeños o en fase inicial cayendo hasta los US\$1,7 millones por MW para proyectos de mayor tamaño. Todos estos costos están dados en base al dólar del 2007 [18].

2.2.2.2 Verdant Power

Este sistema utiliza una turbina de eje horizontal de 3 aspas con diseño patentado para obtener una alta eficiencia en un gran rango de velocidades (ver Figura 2-39). El rotor mueve una caja de cambios la cual está conectada a un generador de inducción trifásico. Tanto el generador como la caja de cambios se encuentran en una góndola montada a un poste hidrodinámico. Esta torre posee unos rodamientos internos que le permiten girar la turbina con la dirección de la corriente, permitiendo aprovechar tanto flujos como reflujos. Los cables submarinos llevan la energía a la orilla donde se conectan a la red eléctrica mediante equipos de conmutación estándar de generación distribuida.



Figura 2-39: Turbina Verdant Power utilizada en New York

Las turbinas Verdant son personalizadas a una escala apropiada al sitio de instalación. A cada escala el sistema es optimizado económicamente mediante la integración de tecnología y componentes apropiados. Las turbinas utilizadas en New York poseen 5 metros de diámetro, 3 aspas y turbinas de flujo axial con potencia nominal de 35,9 kW a una velocidad de 2,2 m/s. Posee una velocidad de corte de 0,7 m/s y una eficiencia total del sistema dada por la Tabla 2-2 y la Figura 2-40: [18]

Velocidad Corriente [m/s]	Potencia Agua [kW]	Potencia Eléctrica [kW]
0,7	3,4	0,0
0,8	5,1	2,0
0,9	7,3	3,0
1,0	10,0	4,0
1,1	13,4	5,0
1,2	17,3	6,0
1,3	22,0	8,0
1,4	27,5	10,0
1,5	33,9	12,0
1,6	41,1	15,0
1,7	49,3	17,5
1,8	58,5	21,0
1,9	68,8	25,0
2,0	80,3	29,0
2,1	92,6	34,0
2,2	106,9	38,0

Tabla 2-2: Representación de la curva de potencia del sistema Verdant de New York

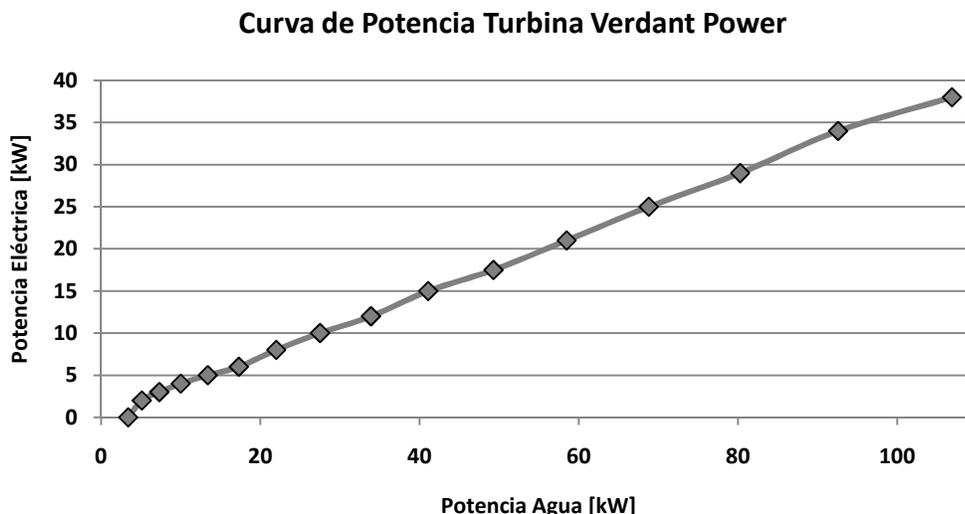


Figura 2-40: Curva de Potencia Turbina Verdant Power de New York

De la figura anterior es posible extraer que la eficiencia de la turbina es de aproximadamente un 36%, comportándose de forma casi lineal en el rango de velocidades diseñadas.

Estas turbinas poseen un mínimo ciclo de mantenimiento de 2 años con una revisión a fondo después de 10 años. Debido a la naturaleza modular de las turbinas es posible una renovación de las unidades mediante el reemplazo o actualización de piezas con desgaste crítico, proporcionándole una vida útil indefinida.

Verdant estima un costo de producción de alrededor de US\$ 100.000 por cada turbina/generador de 35,9 kW. Se anticipa una reducción del costo de un 20% para los próximos años.

2.2.2.3 Rotech Tidal Turbine (RTT)

La tecnología de Lunar Energy, conocida como Rotech Tidal Turbine (RTT), es una turbina de flujo axial situada en un tubo de Venturi². Este ducto permite guiar y acelerar el flujo de agua hacia el rotor, aumentando la cantidad de energía extraíble. Incluso cuando el flujo de marea llega con un ángulo de 40° relativos al eje del motor, el ducto redirige el agua para que penetre de forma perpendicular a las aspas maximizando la eficiencia de generación. Las aspas poseen un diseño capaz de funcionar en ambas direcciones de corriente, evitando la necesidad de direccionar la turbina o de girar sus aspas, esto permite soportar la turbina mediante una estructura de gravedad fija [18]. La Figura 2-41 muestra ilustraciones del RTT con su tubo de Venturi y la capacidad de extraer la turbina con el sistema hidráulico reduciendo así los costos relacionados a operaciones de mantenimiento.

² Efecto asociado a la disminución de presión y aumento de velocidad de un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado después de pasar por una zona de sección menor. Efecto demostrado por Giovanni Battista Venturi en el año 1797.

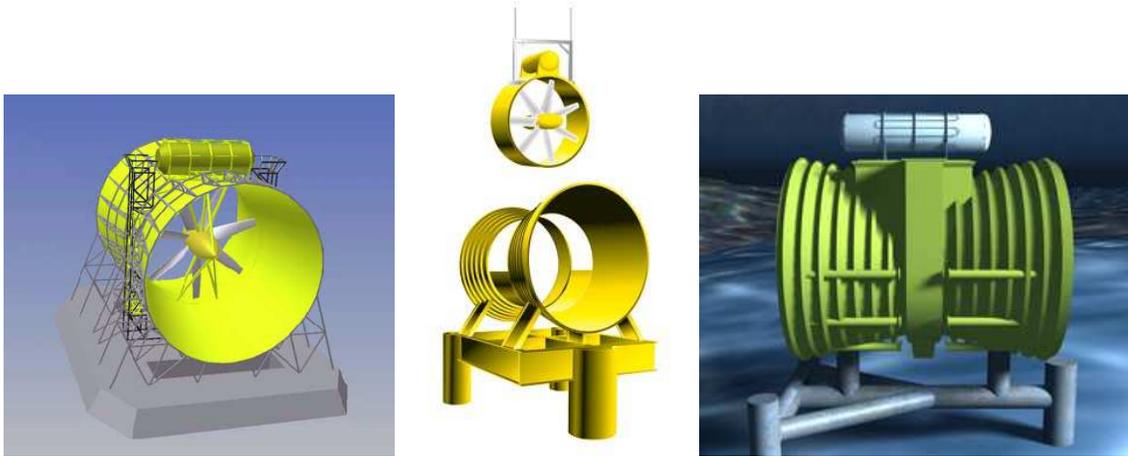


Figura 2-41: Modelos Computacionales del RTT

La turbina impulsa una bomba hidráulica que bombea aceite a través de un generador. El uso del sistema hidráulico en la cadena de generación elimina la necesidad de cajas de cambio convencionales, tradicionalmente la parte más débil y poco confiable de la transmisión. Con esto es posible obtener una razón de transmisión variable y así operar mediante un generador sincrónico a 1500 RPM constantes.

Un prototipo a escala completa fue diseñado para producir 1 MW de electricidad, mientras que la primera unidad comercial, el RTT 2000, está diseñada para producir 2 MW con velocidades de corriente de 3,1 m/s. Lunar Energy prevé que se requieren al menos 10 metros de agua por encima de la turbina para permitir la navegación sin obstáculos. El RTT 2000 para velocidades de 3,1 m/s es probable que sea de aproximadamente 32 metros de alto y 30,5 metros de largo, como muestra la Figura 2-42. Con un diámetro en la sección de la turbina de 25 metros y una velocidad de corte de 1 m/s.

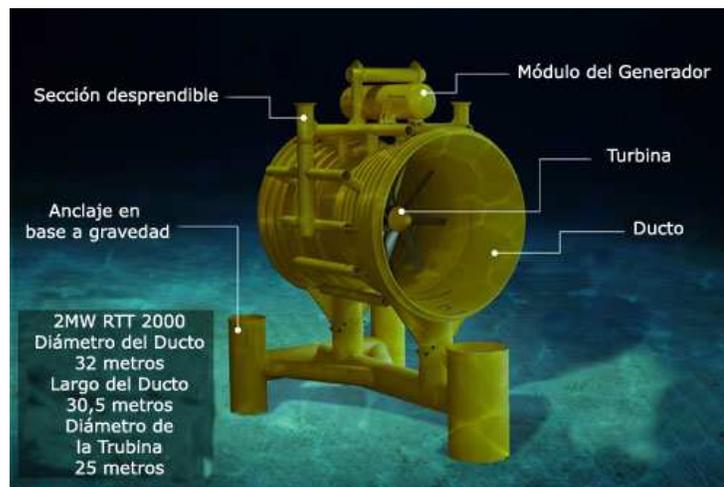


Figura 2-42: Dimensiones RTT 2000

El sistema hidráulico incorpora una función de frenado hidráulico, pero en caso de falla hidráulica el sistema incorpora frenos dinámicos capaces de detener por completo el dispositivo, incluso en flujo máximo.

La eficiencia de las aspas de la turbina se ha calculado y verificado por medio de pruebas de laboratorio resultando ser de un 82% aproximadamente a potencia máxima. El circuito hidráulico se ha calculado en 80% de eficiencia a potencia máxima, obteniendo una eficiencia total del sistema principal de un 66%. El generador, suministrado por ABB, posee un 95% de eficiencia, generando a 11 kV trifásico, sincronizado con la red, sincronización llevada a cabo por un sincronizador anexo al generador. La eficiencia total del sistema se muestra en la Tabla 2-3 y en la Figura 2-43, Para una área del dispositivo de 490,8 m².

Velocidad [m/s]	Potencia Agua [kW]	Potencia Eléctrica [kW]
1,020	267	100
1,122	355	140
1,224	461	180
1,326	586	220
1,428	732	250
1,530	900	300
1,632	1092	380
1,734	1310	450
1,836	1555	510
1,938	1829	610
2,040	2133	680
2,142	2470	800
2,244	2840	900
2,346	3245	1000
2,448	3686	1130
2,550	4167	1250
2,652	4687	1400
2,754	5249	1550
2,856	5854	1750
2,958	6504	1950
3,060	7200	2000

Tabla 2-3: Representación de la curva de potencia del sistema RTT

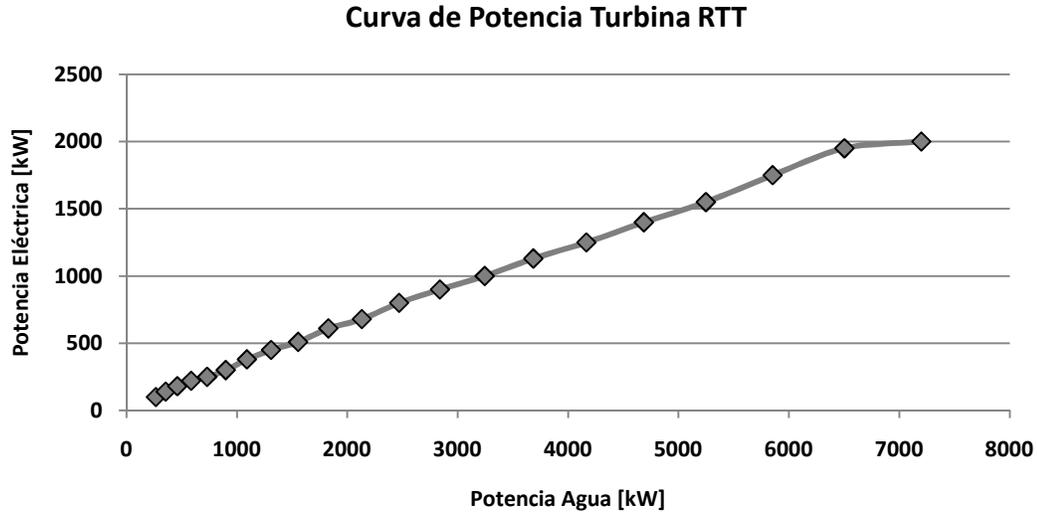


Figura 2-43: Curva de Potencia Sistema RTT

El RTT es invisible desde de la superficie, está diseñado para tener un mínimo impacto ambiental y poseer aplicaciones a nivel mundial. Se encuentra en profundidades seguras frente a impactos de barcos u otros usos riesgos marinos. Estudios indican que es probable que el RTT sólo afecte una pequeña parte del fondo marino, con un proceso de instalación no intrusivo. Peces y mamíferos pueden escuchar el bajo nivel de ruido producido por las turbinas, por lo que podrán evitarla de la misma forma como lo hacen con las hélices de un barco. Considerando además la baja velocidad con la que gira es poco probable que perjudique la vida marina.

EL costo capital de la primera unidad RTT 2000 en Reino Unido se prevé estará entre \$1.300 -\$1.625 US\$/kW. Se espera que el 90% de las unidades dure más de cinco años sin necesidad de intervención. Un servicio completo en un punto de falla podría requerir un costo de reconstrucción aproximado de un 60% del costo de nuevas bombas y motores, sin embargo, como el generador requiere mantenimiento cada 4 años de servicio, está previsto que el sistema hidráulico también sea atendido en el mismo tiempo, por lo que el costo promedio de servicio para una intervención regular de cuatro años sería inferior a esta cantidad en la gran mayoría de los casos en que los componentes se encuentren todavía en buen estado.

2.2.3 Tecnología Undimotriz

2.2.3.1 S.D.E.

El método SDE utiliza balsas pivotantes que flotan sobre el oleaje del mar para mover pistones y crear presión hidráulica (ver Figura 2-44), la cual es acumulada y dirigida hacia un motor hidráulico que mueve un generador eléctrico de inducción. El sistema posee la capacidad de acumular presión para los movimientos en ambos sentidos. Este sistema aprovecha la velocidad, altura, profundidad, subida, caída y flujo de retorno de la ola, produciendo energía de manera más eficiente y económica que otras tecnologías convencionales que requieren gran cantidad de espacio [20].



Figura 2-44: Sistema SDE

Un modelo a escala fue operado en Israel, produciendo en promedio 40 kW/h por 8 meses. Esta tecnología se desarrolló para proporcionar protección a las zonas del borde costero sujeta a grandes olas junto con la utilización de la energía de las olas. Para esto es necesario contar con una zona de a lo menos 5 metros de profundidad, con oleaje moderado y línea de costa disponible a menos de 300 metros de distancia.

El tamaño de las balsas es de aproximadamente 4 metros de ancho por 5 metros de largo, con un rango operacional de ola de 0,8 a 4 metros peak to peak y una ola límite de 8 metros. Posee un sistema de protección mediante la inmersión del eje y los colectores (ver Figura 2-45 y Figura 2-46), evitando de esta forma las olas sobre los límites establecidos [21].

Planta S.D.E. Perfil Operacional

Ola Operacional : 0,8 – 4 m

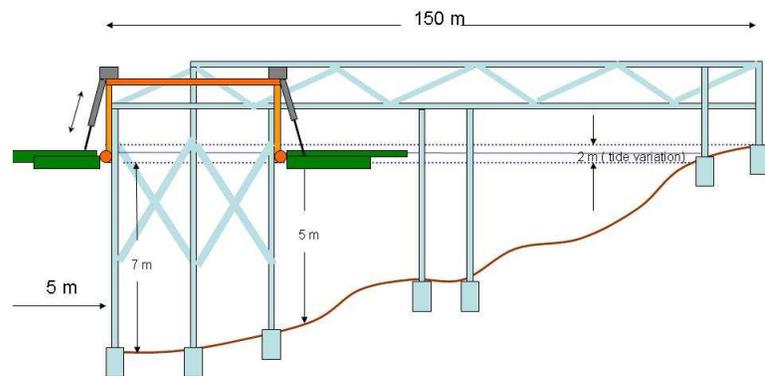


Figura 2-45: Perfil Operacional Planta SDE

Planta S.D.E. Perfil de Tormenta

Ola de emergencia : 6 – 8 m

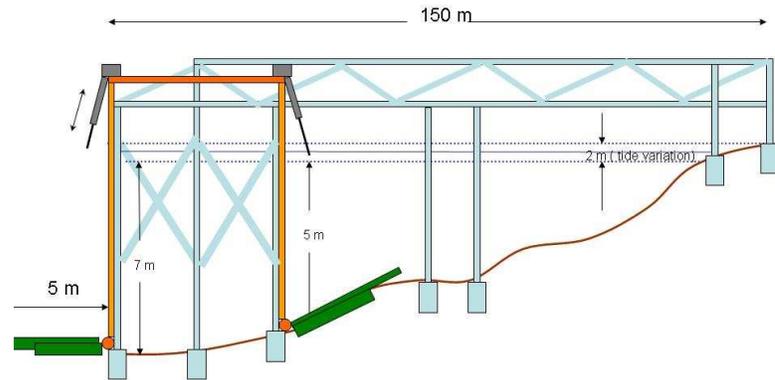


Figura 2-46: Perfil Planta SDE frente a marejadas o tormentas

Según un estudio realizado por ENERMARK para una planta SDE de 10 MW [21], compuesta por 50 unidades, se estimaron costos por obras civiles de US\$ 8,4 hasta US\$ 10 millones y un costo de la planta montada con llave en mano de US\$ 6.700 millones.

2.2.3.2 Pelamis

Es un dispositivo semi-sumergido, compuesto por cuatro secciones cilíndricas unidas mediante bisagras que permiten movilidad. El movimiento inducido por la ola en las uniones del dispositivo Pelamis, es resistido por cilindros hidráulicos, los cuales bombean aceite a alta presión a motores hidráulicos a través de acumuladores. Este motor hidráulico es el encargado de hacer girar un generador de inducción para la producción de electricidad, que en total para un dispositivo es de 750 kW. La potencia de todo el conjunto es llevado al fondo marino mediante un único cable, siendo posible conectar varios dispositivos entre sí, para la utilización de un único cable de poder submarino hasta la costa [22].

La Figura 2-47 muestra el dispositivo Pelamis tanto en su vista frontal como en planta, además de incluir el diseño físico del sistema de conversión utilizado. La estructura posee un largo total de 150 metros, un diámetro de 3,5 metros y tres unidades de conversión independientes. Funciona con presiones entre los 100 y 350 Bar y cada unidad cuenta con dos generadores trifásicos de 125 kW, 415/690 Vac 50/60 Hz.

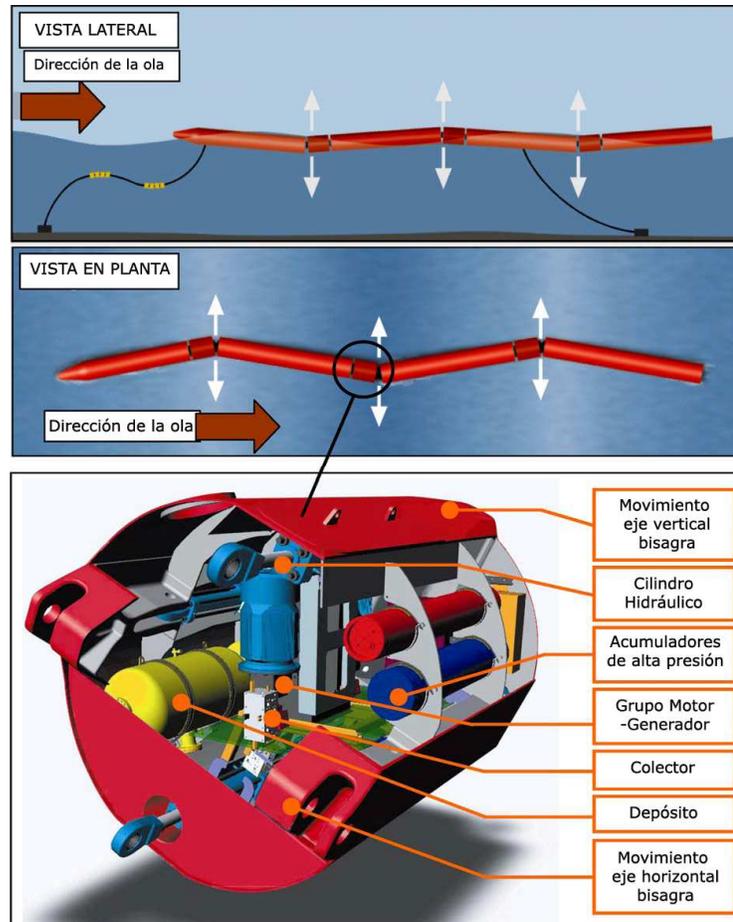


Figura 2-47: Diagrama del sistema de conversión Pelamis y layout del sistema de conversión

Se utiliza una configuración especial en las uniones para inducir una respuesta resonante que permite incrementar la obtención de energía en pequeños mares. El control de suspensión aplicado a las articulaciones permite que esta respuesta resonante sea incrementada en los pequeños mares donde la eficiencia de captura debe aprovecharse al máximo, o bien permite limitar las cargas y movimientos en condiciones de supervivencia. Por lo que el dispositivo puede diseñarse para que coincidan la respuesta resonante y la frecuencia fundamental de la ola del lugar a instalar, minimizando de esta forma la potencia reactiva necesaria.

Las transmisiones hidráulicas convencionales, que utilizan bombas de caudal variable para proporcionar presión y flujo, por lo general poseen eficiencias máximas de alrededor de 60% disminuyendo dramáticamente cuando se está lejos del punto de operación. Además, un sistema convencional para absorber toda la gama de potencias incidentes sería antieconómico y totalmente ineficaz para los regímenes de baja potencia [23]. En el caso de Pelamis, siempre que una cámara esta presurizada esta intercambia fluido directamente con el acumulador; las únicas ineficiencias están asociadas con la compresión, rodetes y la fricción de los cilindros hidráulicos, y las pérdidas a través de válvulas y tuberías. Un buen diseño puede mantener esta combinación de pérdidas bajo el 20% en un amplio rango de condiciones. La Figura 2-48 muestra un esquema simplificado del sistema de conversión Pelamis, representando el diseño físico mostrado en la Figura 2-47 anterior.

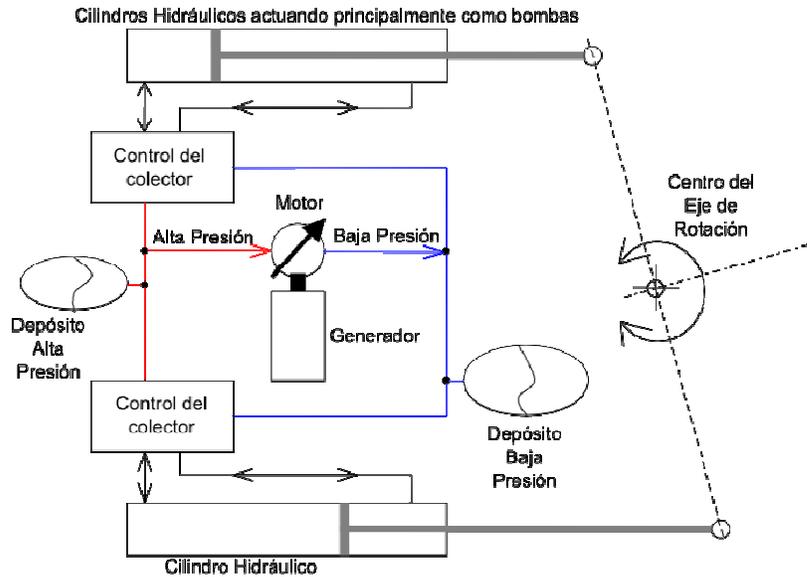


Figura 2-48: Esquema simplificado del sistema Pelamis [23]

El dispositivo se mantiene en su posición mediante sistema de amarre, conformado por una combinación de flotadores y pesos que impiden que las tres líneas de amarre se tensen demasiado. Se mantiene lo suficientemente restringido para mantener a Pelamis posicionada pero a la vez permitiéndole pivotar la cabeza en dirección a las olas. Pelamis está diseñada para estar anclada en aguas de aproximadamente 50-70 m de profundidad, normalmente de 5 a 10 km de la costa, donde es posible acceder a altos niveles de energía de las olas.

Las operaciones de mantenimiento están pensadas llevarlas a cabo en un muelle cercano, está diseñado para ser desconectado rápidamente de sus amarres para luego ser remolcado a la costa. Muchos de sus subsistemas, como los módulos de potencia, están diseñados de tal manera que se puedan levantar con una grúa, ya sea para mantenimiento o sustitución de éstas. La capacidad de diagnóstico remoto, amplia instrumentación y un alto nivel de redundancia permiten reducir al mínimo las necesidades de intervención física, permitiendo que las estrategias de operación y mantenimiento sean llevadas a cabo en pequeñas ventanas de tiempo [24].

Se espera que el costo de un único dispositivo Pelamis esté entre los \$2 y \$3 millones de dólares (valor del dólar del 2004), costo que no incluye el sistema de amarre. Con esto es posible obtener el costo por kW al dividir el costo promedio (\$2,5 millones) en la potencia del dispositivo (750 kW) lo que resulta un costo de \$3.333,33 dólares por kW.

A continuación en la Figura 2-49 se muestra la matriz de potencia de la tecnología Pelamis, ésta entrega la potencia capaz de generar una unidad frente a diversas condiciones de altura de olas significativas y periodos Peak de la ola.

Potencia [kW]	Periodo Peak Tp [s]																
	5,6	6,1	6,7	7,2	7,8	8,3	8,9	9,4	10,0	10,6	11,1	11,7	12,2	12,8	13,3	13,9	14,4
1,0	-	22	29	34	37	38	38	37	35	32	29	26	23	21	-	-	-
1,5	32	50	65	76	83	86	86	83	78	72	65	59	53	47	42	37	33
2,0	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	230	216	199	181	163	146	130	116	103	92
3,0	129	198	260	305	332	340	332	315	292	266	240	219	210	188	167	149	132
3,5	-	270	354	415	438	440	424	404	377	362	326	292	260	230	215	202	180
4,0	-	-	462	502	540	546	530	499	475	429	384	366	339	301	267	237	213
4,5	-	-	544	635	642	648	628	590	562	528	473	432	382	356	338	300	266
5,0	-	-	-	739	726	731	707	687	670	607	557	521	472	417	369	348	328
5,5	-	-	-	750	750	750	750	750	737	667	658	586	530	496	446	395	355
6,0	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	711	633	619	558	512	470	415
6,5	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	743	658	621	579	512	481
7,0	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	676	613	584	525
7,5	-	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	686	622	593
8,0	-	-	-	-	-	-	-	750	750	750	750	750	750	750	750	690	625

Figura 2-49: Matriz de potencia tecnología Pelamis

2.2.3.3 AquaBuOY

El AquaBuOY es un dispositivo que utiliza el principio de punto de absorción mediante una boya de libre flotación, la que reacciona contra una columna de agua ubicada por debajo. Esta columna de reacción mueve un conjunto de pistones que impulsan una bomba de agua de acero reforzado, la cual aumenta la presión del agua. La utilización de un acumulador de alta presión permite suavizar la potencia y la descarga que se realiza sobre una turbina. La sincronización con la red se realiza mediante un accionamiento de variación de velocidad y la utilización de un transformador de paso para el nivel de voltaje adecuado.

La Figura 2-50 (a) muestra la anatomía de la boya en donde es posible apreciar los principales elementos que la componen: la boya que actúa como flotador; la turbina alojada en el flotador; el tubo acelerador, el cual permite la entrada de agua por ambos extremos para que circule de ida y vuelta, forzando al pistón a moverse; el pistón, el que al ser movido por la circulación de agua comprime y amplía las bombas peristálticas³ y el cable submarino, el que permite la transmisión de electricidad.

La Figura 2-50 (b) muestra como el agua bombeada por el movimiento de la boya es turbinada en la parte superior del sistema. La Figura 2-50 (c) muestra el comportamiento del dispositivo cuando la boya es elevada por las olas, debido a esto es que el pistón es desplazado hacia abajo, forzando la bomba peristáltica superior a contraerse y enviar agua a través de la turbina. Al mismo tiempo la bomba inferior se expande, absorbiendo agua. En la Figura 2-50 (d) es posible apreciar el proceso inverso, cuando la boya desciende debido a la ola el pistón sube, forzando a la bomba inferior a impulsar agua a la turbina.

³ Las bombas peristálticas son también conocidas como “bombas de manguera” ya que utilizan la compresión y expansión de una “manguera” para impulsar un fluido.

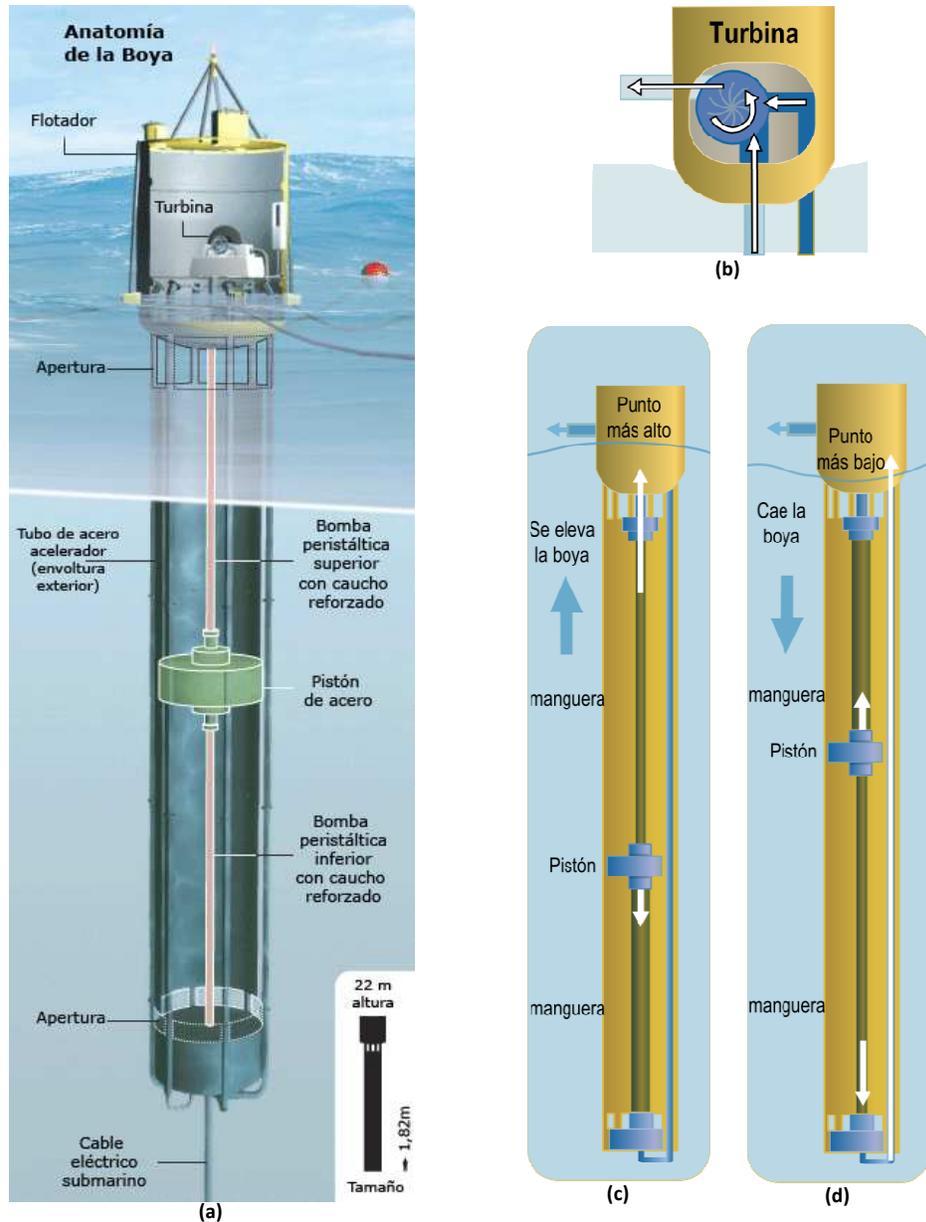


Figura 2-50: Boya AquaBuOY
 (a) Anatomía de la boya AquaBuOY; (b) Turbina; (c) Comportamiento de la boya en el punto más alto; (d) Comportamiento de la boya en el punto más bajo

El diseño del dispositivo de obtención de potencia puede ser un sistema de circuito cerrado o circuito abierto. Una de las desventajas que presenta es que el dispositivo es sintonizado lentamente a medida que las olas pasan, disminuyendo su rendimiento. La estructura de soporte corresponde a una estructura de acero que puede ser construida localmente utilizando técnicas habituales de construcción disponibles en la mayoría de los astilleros. Esta estructura se extiende por aproximadamente 30 metros en el agua, por lo que se requiere como mínimo profundidades de agua de unos 50 metros [24].

El amarre consiste en una configuración de líneas de amarre flojas, y que debido a que el AquaBuOY es un dispositivo pequeño (6 metros de diámetro), representan un costo mayor en la estructura general de costos que para un dispositivo de mayor tamaño. Se requieren cerca de 2,5 líneas por cada dispositivo. El

tipo de amarre flojo es utilizado comúnmente en aplicaciones de alta mar, donde existe la necesidad de que el dispositivo amarrado actúe libremente sin ser afectado por la fuerza de amarre vertical [24].



Figura 2-51: Fotografía prototipo boya AquaBuOY

Como el AquaBuOY es un dispositivo relativamente pequeño, puede ser fácilmente remolcado hasta un puerto cercano para actividades de reparación general.

Se estiman unos costos para un diseño detallado de la planta, el permiso y la construcción de 4 AquaBuOYs incluyendo las líneas de amarre, un cable submarino de interconexión a la red, instalación e implementación en la Bahía de Makah de \$3 millones de dólares (valor del dólar del 2004). Esta estimación de costos no incluye O&M después de la instalación ni los costos de supervisión.

Si bien el fabricante cita una potencia por unidad de 250 kW, con un factor de capacidad equivalente de aproximadamente un 12%, el informe de la EPRI [24] se fija el factor de capacidad en 40%, considerando que este parámetro proporciona un valor económico cercano a los de este tipo de dispositivo. La Figura 2-52 muestra la matriz de potencia de AquaBuOY.

Potencia [kW]		Período T_p [s]									
		6	7	8	9	10	11	12	13	14	17
Altura de Ola Significativa H_s [m]	1	-	8	11	12	11	10	8	7	-	-
	1,5	13	17	25	27	26	23	19	15	12	7
	2	24	30	44	49	47	41	34	28	23	12
	2,5	37	47	69	77	73	64	54	43	36	19
	3	54	68	99	111	106	92	77	63	51	27
	3,5	-	93	135	152	144	126	105	86	70	38
	4	-	122	176	198	188	164	137	112	91	49
	4,5	-	-	223	250	239	208	173	142	115	62
	5	-	-	250	250	250	250	214	175	142	77
	5,5	-	-	250	250	250	250	250	211	172	92

Figura 2-52: Matriz de potencia AquaBuOY

2.2.3.4 WaveDragon

WaveDragon es un gran dispositivo de desbordamiento, el que combina una rampa curva de desborde y dos brazos reflectores, que se utilizan para concentrar la energía en la cuenca de desborde. Se utilizan múltiples turbinas Kaplan modificadas conectadas directamente con generadores de imanes permanentes para la conversión eléctrica del agua a baja altura. La potencia generada depende del clima de ola, encontrándose en el rango de 4 a 7 MW. Hoy en día, es el mayor dispositivo (por su capacidad nominal y el tamaño físico) en el marco de desarrollo. El dispositivo está anclado mediante amarres flojos y es capaz de girar de forma de que siempre enfrente la dirección de las olas.



Figura 2-53: Prototipo WaveDragon

La estructura se construye utilizando una combinación de acero y hormigón armado, que puede ser construido localmente utilizando las técnicas de construcción estándar en la mayoría de los astilleros, con el detalle que WaveDragon es un dispositivo físicamente grande, como muestra la Figura 2-54, por lo que se requiere un patio de construcción de gran envergadura para su montaje, además de necesitar como mínimo una profundidad de 25 metros para su operación. Por su gran tamaño no existe una preocupación mayor a que falle frente a condiciones extremas, tan sólo existe la preocupación de que se libere de su sistema de amarre y quede a la deriva [24].

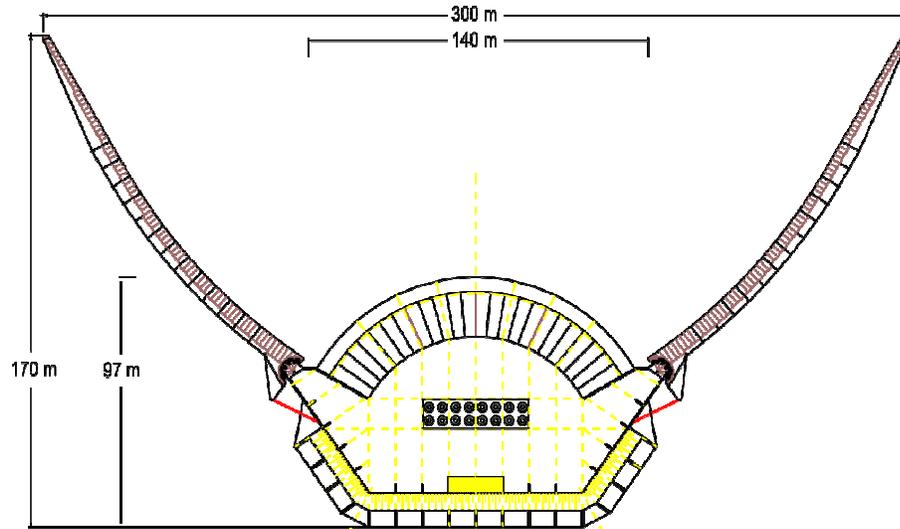


Figura 2-54: Layout con medidas del WaveDragon

El sistema de conversión consiste en una serie de turbinas Kaplan en paralelo, que fueron adaptadas para operar a velocidades variables, además la utilización de un generador de imanes permanentes conectado directamente para reducir los problemas de mantenimiento potenciales asociados con las cajas de cambio. Para realizar la sincronización con el sistema se utilizan convertidores de frecuencia y transformadores de paso en cada sistema, que ajusta la tensión a la deseada. El dispositivo puede ser ajustado para el clima de oleaje imperante al utilizar cámaras de aire. A diferencia de las otras tecnologías de punto de absorción, este equipo tiene un rango de funcionamiento muy amplio, por lo cual, su rendimiento no depende de la rápida capacidad de ajuste o de otros medios de cambio de frecuencia de resonancia. Es preciso señalar, que tal dispositivo es relativamente ineficiente en la absorción de energía si se compara con la enorme cantidad de material necesario para su construcción.

Debido a la amplia plataforma y la estabilidad que posee WaveDragon permitirá que la mayoría de las actividades de O&M se desarrollen en el propio dispositivo. Además por su tamaño podría permitir el acceso por helicóptero, lo que mejoraría significativamente la accesibilidad durante tormentas. La gran fiabilidad del dispositivo y de sus subsistemas se traduce en bajos índices de fallas y bajos costos de O&M, además de contar con un sofisticado sistema de control remoto, que puede ser usado para identificar los posibles problemas y manejar la actividades de O&M [24].

Debido a su naturaleza intrínseca, el dispositivo WaveDragon no puede reducirse bajo los 500 kW sin tener que pagar una penalización económica. Para un dispositivo de cerca de 300 metros de ancho se espera una potencia nominal de alrededor de 7 MW variable de acuerdo al clima de ola. El costo de una sola unidad de 4 MW se estima en el rango de \$10 - \$12 millones de dólares del 2004, lo que sólo considera el costo del dispositivo. Tanto las líneas de amarre como la interconexión al sistema deben considerarse por separado [24].

La Figura 2-55 muestra el comportamiento de WaveDragon mediante su matriz de potencia, en función de las variables de altura significativa y periodo:

Altura Significativa Hs [m]	Potencia [kW]												
	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	160	250	360	360	360	360	360	360	320	280	250	220	180
2	640	700	840	900	1190	1190	1190	1190	1070	950	830	710	590
3	-	1450	1610	1750	2000	2620	2620	2620	2360	2100	1840	1570	1310
4	-	-	2840	3220	3710	4200	5320	5320	4430	3930	3440	2950	2460
5	-	-	-	4610	5320	6020	7000	7000	6790	6090	5250	3950	3300
6	-	-	-	-	6720	7000	7000	7000	7000	7000	6860	5110	4200
7	-	-	-	-	-	7000	7000	7000	7000	7000	7000	6650	5740

Figura 2-55: Matriz de potencia WaveDragon

2.2.4 Impacto ambiental

Debido al efecto que posee la construcción, operación y mantenimiento de estos dispositivos sobre el medio que los rodea, es necesario revisar sus impactos ambientales. A continuación en la Tabla 2-4 se presentan los impactos potenciales que pueden involucrar dispositivos undimotrices y por corrientes de marea, junto con las principales medidas de mitigación que propone uno de los fabricantes:

	Actividades	Impactos potenciales	Medidas de mitigación
Construcción	Cables submarinos	Temporalmente afecta el hábitat en torno al cable. Efecto conocido por ejemplo de los proyectos eólicos marinos	Identificar los hábitats importantes para la pesca, bentos, etc. y evitar que los cables pasen por estas zonas
	Instalación del sistema de amarre	Temporalmente afecta el hábitat en la zona de instalación. Efectos conocidos por sistemas de amarre de buques	Identificar los hábitats importantes y evitar el despliegue de los bloques de amarres en estas zonas
	Construcción del dispositivo	La mayoría de los dispositivos no son construidos en el sitio, pero deben ser remolcados desde el dique seco donde se construyen	Una evaluación de impacto ambiental por separado para la construcción del dique seco. Se evitarán las áreas sensibles y se restablecerán las zonas utilizadas después del uso
	Tráfico de buques durante la instalación	Tanto la instalación de los medios de amarre como el remolque de las unidades producirán un aumento en la cantidad de tráfico. Puede afectar a las aves marinas. Comparable al efecto producido por el tráfico marítimo convencional	La instalación deberá ser llevada a cabo tomando en cuenta los períodos de cría, descanso y muda de las aves marinas existentes
Operación y mantenimiento	Presencia física de las estructuras ancladas en el mar	Impacto sobre el paisaje	Color y diseño seleccionados para minimizar el impacto visual en dispositivos visibles. Comparado con las turbinas eólicas el impacto visual será bajo
		Efecto sobre las aves marinas en los periodos de reproducción, muda y descanso	Efectos poco probables debido a la nula movilidad del dispositivo
		Efectos positivos sobre los recursos pesqueros: <ul style="list-style-type: none"> • Zona de exclusión de pesca • Efecto de arrecife artificial atrae a peces 	-
		Efecto en los mamíferos; tanto la parte trasera de lo brazos, las boyas de amarre, la rampa y el embalse pueden atraer como zonas de descanso	El diseño será adaptado a la solución óptima para focas y lobos marinos

	Actividades	Impactos potenciales	Medidas de mitigación
		Efecto sobre la navegación (comercial, pesquera y recreacional)	Utilización de luces, colores, reflexión de radar. Los dispositivos estarán situados fuera de las zonas de tráfico
		Cambios en los regímenes físicos del agua debido a la extracción de energía de las olas: <ul style="list-style-type: none"> • Impacto sobre los procesos costeros como la erosión y transporte de sedimentos • Los cambios en los hábitats marinos 	Los dispositivos estudiados extraen la energía de las olas y de las corrientes por lo que en cierta medida cambia la hidrodinámica. Se están realizando estudios para ser utilizados como guías en el proceso de selección de sitio
	Operación de las turbinas	Peces y mamíferos pueden sufrir daños si llegan al depósito y pasan a través de las turbinas	Utilización de una malla filtradora como la utilizada en centrales hidroeléctricas en conjunto con el lento giro de las turbinas (300 rpm)
		Aumento del nivel de ruido y vibraciones pueden afectar a mamíferos	De bajo impacto. De ser necesario se realizarán medidas
	Mantenimiento	Aumento en el tráfico marítimo debido a actividades de mantenimiento	El mantenimiento se llevará a cabo con el máximo respeto posible a las aves marinas
Desmantelamien	Remoción y desmantelamiento del dispositivo desde el sitio	Posible impacto cerca del sitio de implementación	La estructura será remolcada a un lugar apropiado para reciclaje y desmantelamiento
	Remoción de líneas de amarre y cables submarinos	Posible impacto temporal al sub hábitat	Se utilizarán técnicas disponibles de bajo impacto

Tabla 2-4: Impactos ambientales potenciales [25]

2.3 Antecedentes legales

2.3.1 Marco Legal en relación a la generación distribuida

Al igual que el resto de los medios de generación no convencionales (MGNC), la generación mareomotriz y undimotriz puede utilizarse para abastecer directamente a las redes de distribución o zonas aisladas de las redes eléctricas convencionales, que en este caso estén ubicadas en la zona costera. Esta conexión puede influir positivamente al mejorar los perfiles de voltaje; reducir al mínimo las pérdidas de potencia; aplazar las inversiones en transmisión y distribución; y liberar capacidad en una infraestructura de distribución existente.

A continuación se presenta algunas de las leyes y normativas en las que se enmarca el desarrollo de energías renovables en el país.

- **Ley N° 19.940/2004:** esta ley incorpora y modifica el Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, estableciendo buenas condiciones para el desarrollo de pequeñas centrales cuyo energético sea considerado no convencional. Esto mediante la exención total o parcial del pago de peajes de

inyección por el uso que realicen del sistema de transmisión troncal, cuando la potencia suministrada sea menor a 20 MW.

Además se expresa la accesibilidad a los sistemas de transmisión troncal y subtransmisión no discriminatoria entre todos los usuarios y se agrega el derecho de todo propietario de medio de generación sincronizado al sistema a vender energía a costo marginal instantáneo o precio estabilizado, así como sus excedentes de potencia a precio nudo.

- **Decreto con Fuerza de Ley N° 4:** En este decreto se reordena todo el artículo de la Ley General de Servicios Eléctricos, como también los artículos que se agregaron con las 16 leyes que modificaron a dicha norma legal. Por lo que en su Artículo 79° se especifica la regla especial en el pago de peajes para centrales que utilicen energía renovable no convencional.

- **Decreto Supremo N° 244 de 2005:** en este decreto se aprueba el reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación, estableciendo las definiciones de los diferentes medios de generación. Además establece algunos procedimientos y condiciones de conexión, mantenimiento e intervención de las instalaciones de los PMGD. Incorpora propietarios de MGNC a un sector de generación libre y competitivo, permitiendo el acceso a precios y condiciones similares a las que optan las energías tradicionales, junto con los incentivos para la instalación al excluir el pago de peajes por sistema de transmisión.

- **Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de media tensión** (marzo 2007): Establece los parámetros de operación y conexión exigidos a los PMGD. Según lo establecido en el artículo 1 y 2 de la norma técnica, ésta considera los siguientes puntos:
 - a. La terminología y marco ordenador de carácter técnico para su aplicación.
 - b. Procedimientos técnicos de conexión y entrada en operación de un PMGD.
 - c. Exigencias técnicas para la conexión de un PMGD.
 - d. Exigencias técnicas para la operación de PMGD en estado normal y alerta del sistema de distribución.
 - e. Exigencias técnicas para pruebas de conexión de un PMGD.

Además, se destacan de la norma los cálculos de cortocircuito necesarios para la conexión de un PMGD, los cuales deben ser realizados con los datos de las ampliaciones planificadas por la empresa distribuidora. También señala que el PMGD no deberá regular tensión activamente, pero en caso de que la empresa distribuidora lo solicite, este servicio será acordado entre las partes. Del mismo modo, el alza de voltaje producida por la instalación de un PMGD no deberá superar el 6% de la tensión nominal de la línea.

2.3.2 Normativa relacionada con el borde costero

El procedimiento para la obtención, modificación o ampliación de una Concesión Marítima está comprendido en el **Decreto Supremo N° 660/88** (Sustituye **Reglamento sobre Concesiones Marítimas**, fijado por **Decreto Supremo N° 223 de 1968**) modificado por los **DS N° 476/94** y **DS N° 161/97**. En

documento se estipula que es facultad privativa del Ministerio de Defensa conceder el uso particular, en cualquier forma, de las playas, terrenos de playa, fondos de mar, porciones de agua y rocas, dentro y fuera de las bahías, además de las playas, rocas, terrenos de playa, porciones de agua y fondo de los ríos y lagos navegables por buques de más de 100 toneladas. En su artículo 5° se define como concesiones marítimas las que se otorgan sobre bienes nacionales de uso público o bienes fiscales cuyo control, fiscalización y supervigilancia corresponde al Ministerio, cualquiera sea el uso a que se destine la concesión y el lugar en que se encuentren ubicados los bienes. El Art. 10° señala que las concesiones se otorgarán, en general, por un plazo de entre cinco y diez años. Sin embargo, podrán otorgarse por un mayor plazo, de conformidad con la escala que se indica, según sea la cuantía de los capitales que se invertirán en las obras o construcciones que se realicen en el sector concesionado:

- Plazo de hasta 20 años, cuando la inversión fluctúe entre 2.500 y 5.000 Unidades Tributarias Mensuales.
- Plazo de hasta 50 años, cuando se trate de obras que signifiquen inversiones superiores a 5.000 Unidades Tributarias Mensuales.

El **DS N° 476/94** modificó el Art. 12° del **DS N° 660/88**, que indica actualmente que, en caso de que varios interesados soliciten una misma concesión, prevalecerá la que represente mejor el uso para el área o zona respectiva, conforme a lo establecido en la Política Nacional de Uso del Borde Costero del Litoral de la República (PNUBC); en caso de igualdad tendrá preferencia la solicitud que represente mejor los siguientes factores, en el orden señalado: beneficio fiscal, seguridad nacional, interés social, generación de empleos o producción de divisas. En caso de que las solicitudes signifiquen iguales o equivalentes beneficios, la preferencia se determinará por la fecha de presentación de las solicitudes. A igualdad de todos los factores señalados, resolverá el Ministerio sin ulterior recurso.

En su Art. 28° el **DS N° 660/88** establece que la Subsecretaría de Marina examinará el expediente y solicitará informe a la Dirección de Fronteras y Límites si se requiere y al Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones cuando se trata de la construcción o modificación de una obra portuaria mayor. Además, señala que evaluará su compatibilidad con el o los mejores usos para el área o zona respectiva, conforme a lo establecido en la PNUBC, pudiendo requerir del interesado las complementaciones o aclaraciones que estime conveniente.

Mediante el **DS N° 475/94 (Establece Política Nacional de Uso del Borde Costero del litoral de la República, y crea Comisión Nacional que indica)**, se creó la Comisión Nacional de Uso del Borde Costero. En el Art. 2° de este cuerpo legal se define el Borde Costero del litoral, como aquella franja del territorio que comprende los terrenos de playa fiscales situados en el litoral, la playa, las bahías, golfos, estrechos y canales interiores, y el mar territorial de la República, que se encuentran sujetos al control, fiscalización y supervigilancia del Ministerio de Defensa Nacional, Subsecretaría de Marina.

Además, este mismo Art. 2° crea la Comisión Nacional de Uso del Borde Costero, con las siguientes funciones:

- a) Proponer una zonificación de los diversos espacios que conforman el Borde Costero del Litoral de la República, teniendo en consideración los lineamientos básicos contenidos en la zonificación preliminar elaborada por el Ministerio de Defensa Nacional, Subsecretaría de Marina.
- b) Elaborar un informe para la evaluación, al menos cada dos años, de la implementación de la Política Nacional del Uso del Borde Costero del Litoral de la República, y proponer los ajustes que correspondan.
- c) Formular proposiciones, sugerencias y opiniones a las autoridades encargadas de estudiar y aprobar los diversos Planes Comunales e inter-comunales, a fin de que exista coherencia en el uso del borde costero del litoral.
- d) Proponer soluciones a las discrepancias que se susciten respecto del mejor uso del borde costero del litoral, que la autoridad competente someta a su consideración.
- e) Recoger los estudios que los diversos órganos de la Administración del Estado realicen sobre el uso del borde costero del litoral; y
- f) Formular recomendaciones, dentro del ámbito de su competencia, a los órganos de la Administración del Estado.

2.4 Máquinas eléctricas

Las máquinas eléctricas comprende a la familia de equipos capaces de transformar un tipo de energía en otro, estando de una u otra manera involucrada la electricidad. Se clasifican en tres grandes grupos: generadores, motores y transformadores. Los transformadores y convertidores son aquellos dispositivos que conservan la forma de la energía pero transforman sus características, son principalmente máquinas fijas; los motores tiene la facultad de transformar la energía eléctrica en mecánica mediante un torque aplicado a su eje; y los generadores, que realizan el proceso inverso de los motores, transforman la energía mecánica en energía eléctrica.

A continuación se presentan los principales tipos de generadores existentes y utilizados actualmente en los sistemas eléctricos de potencia.

2.4.1 Generador de corriente continua

Es denominada así debido a que sus salidas proporcionan energía en forma de corriente continua. Esta máquina es una de las más complejas en términos constructivos, formada por dos núcleos de fierro, generalmente laminado, uno fijo (estator) y otro que gira (rotor o armadura). En ambos núcleos van ubicadas bobinas de diferentes configuraciones que crean campos electromagnéticos que interactúan, de modo de obtener un tensión generada en los terminales de las bobinas para el caso de trabajar como

generador. En algunos casos se utilizan imanes permanentes para generar el campo magnético en el estator.

La construcción de este tipo de máquina debe considerar la presencia de un conmutador, que es simplemente un rectificador mecánico formado en términos elementales por dos semi-anillos aislados entre sí (delgas) y que sirven de bornes de las bobinas, junto con escobillas fijas de metal o carbón que se mantienen presionadas sobre el conmutador. Cuando el rotor gira, las escobillas se ponen en contacto de forma alternativa con las mitades del conmutador.

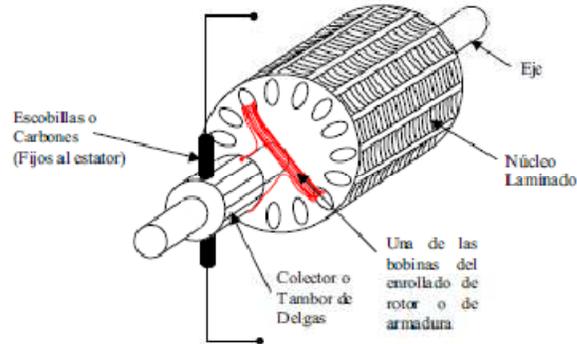


Figura 2-56: Modelo del rotor de la máquina continua

El efecto de la corriente continua por el devanado de campo (bobinas en el estator) es crear una distribución de flujo magnético estacionario. De igual modo, el efecto del conmutador, cuando pasa corriente continua a través de las escobillas, es crear una distribución de flujo magnético en la armadura que también está fija en el espacio con respecto al rotor. La interacción entre estas dos distribuciones de flujo es lo que crea el par electromagnético de la máquina. La acción del conmutador permite además invertir el sentido de dirección de la distribución de flujo magnético en la armadura, obteniendo una rectificación de onda completa.

2.4.2 Generador síncrono

Tanto las máquinas síncronas como las asíncronas se diferencian de las de corriente continua en que no necesitan de corriente continua para funcionar o bien no producen energía de esta forma.

El nombre de la máquina sincrónica se debe a que esta se encuentra en sincronismo con la red. Cuando está conectada como motor al sistema, la velocidad de su eje depende directamente de la frecuencia de las variables eléctricas y también del número de polos y de forma inversa en el caso de funcionar como generador, ya que la frecuencia de las variables eléctricas generadas dependerá directamente de la velocidad con que gire el eje.

En estas máquinas el estator se encuentra alimentado por corriente alterna cuando trabaja como motor, en cambio, el rotor posee una alimentación continua a través de un enrollado de campo o bien imanes permanentes para generar una distribución de flujo magnético estacionario.

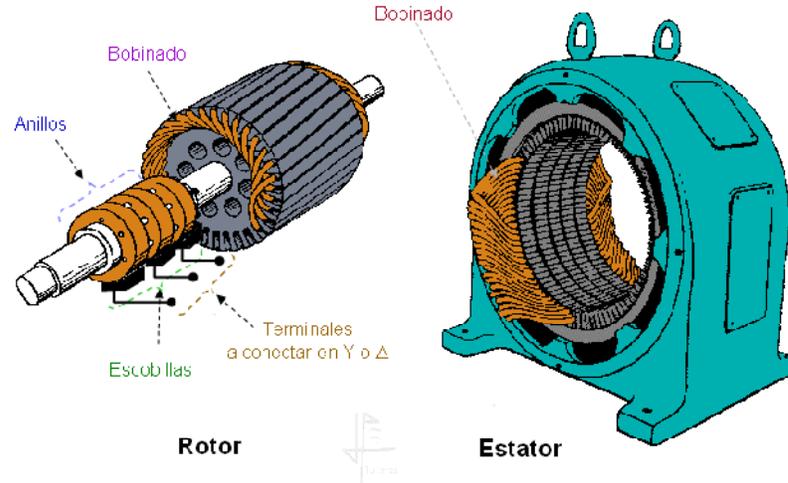


Figura 2-57: Modelo máquina síncrona

El estator posee 3 bobinas desfasadas en 120° y que al alimentar con corriente alterna en su trabajo como motor, crea una distribución de flujo magnético variable que interactúa con el flujo magnético estacionario del rotor. La variación del flujo creado por el estator es el que está directamente relacionado con la frecuencia de las variables eléctricas. En el caso de trabajar como generador tan sólo es necesario alimentar al rotor que gracias al giro del eje inducirá una tensión alterna en los bornes de las bobinas y que estará desfasa en 120° eléctricos entre cada fase.

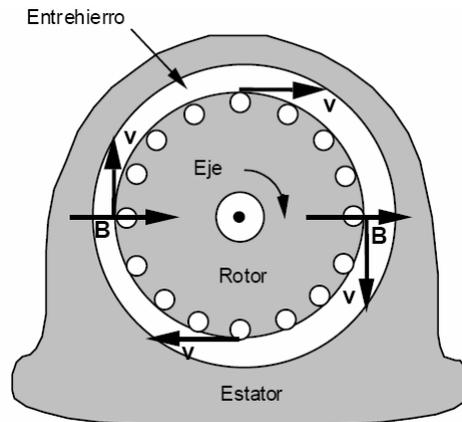


Figura 2-58: Modelo del funcionamiento de una máquina síncrona

2.4.3 Generador asíncrono o de inducción

Estas máquinas representan la mayor parte del mercado en la industria, debido a que poseen un menor costo de fabricación y mantención, y que junto a al desarrollo de la electrónica de potencia ha podido multiplicar el rango de usos al mejorar las habilidades de control.

El funcionamiento como motor consiste en alimentar sus 3 enrollados de campo ubicados cada 120° mediante una tensión trifásica que genera una distribución de flujo magnético variable que a su vez induce una tensión en las bobinas del rotor. Al encontrarse cortocircuitadas, aparece una corriente

alterna en cada una de ellas, lo que produce otra distribución de flujo magnético. La interacción entre ambos produce un torque motriz capaz de hacer girar el rotor, permitiendo el movimiento.

El funcionamiento como generador ocurre de forma inversa. En este caso, las bobinas interiores deben ser alimentadas con corriente alterna trifásica. Debido al movimiento del eje y a la distribución de flujo magnético variable que genera el rotor, se induce una tensión alterna trifásica en los terminales de las bobinas del estator.

El estator está compuesto por láminas que reducen los efectos de las corrientes parasitarias. Mientras que el rotor puede ser de tipo embobinado o de tipo jaula de ardilla. El rotor jaula de ardilla posee barras cortocircuitadas en sus extremos. Es de diseño simple y robusto que le dan una gran ventaja contra las escobillas de los motores de corriente continua (ver Figura 2-59).

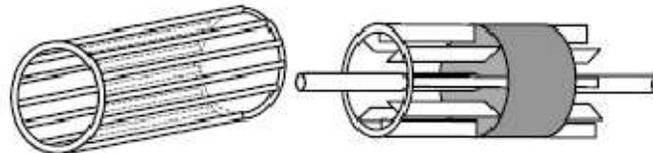


Figura 2-59: Rotor jaula de ardilla

En cambio el rotor embobinado se construye de forma similar al estator, contando con el mismo número de polos, además de anillos rozantes para efectuar la alimentación. Si bien los anillos presentan una desventaja frente al rotor jaula de ardilla, mediante este método es posible mejorar condiciones de partida al agregar resistencias al enrollado o incluso mejorar la potencia al ser usado como generador.

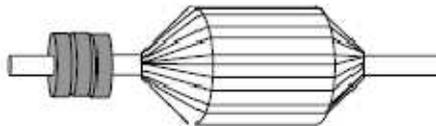


Figura 2-60: Rotor embobinado

2.4.4 Interacción con el sistema eléctrico

A diferencia de la tecnología eólica, existe una gran variedad de conceptos de conversión presentes en el ámbito de la energía marina. Esto genera un reto difícil al momento de evaluar el comportamiento del sistema de una manera consistente y coherente. Para superar este problema, se aplica un sistema de priorización de la tecnología en una serie de sistemas, obteniendo así la arquitectura principal del sistema que interactúa con la red, el cual vemos a continuación para las principales tecnologías descritas anteriormente [26].

La Figura 2-61 muestra el esquema de conexión de las tecnologías por corriente de marea antes detallada. Tanto la tecnología SeaGen como Verdant Power utilizan una turbina de flujo axial unida mecánicamente a una caja de cambios que es responsable de ajustar las velocidades del generador de inducción conectado a continuación. En el caso de SeaGen el sistema termina conectándose a la red mediante un inversor.

Por otro lado el esquema de conexión del RTT consta también de una turbina de flujo axial, pero dentro de un ducto especial. Esta turbina es la encargada de girar una bomba hidráulica convencional que a la vez acciona un motor hidráulico. Este proceso es realizado para ajustar y mantener fija la velocidad de giro del generador sincrónico, que es el que finalmente se conecta con la red.

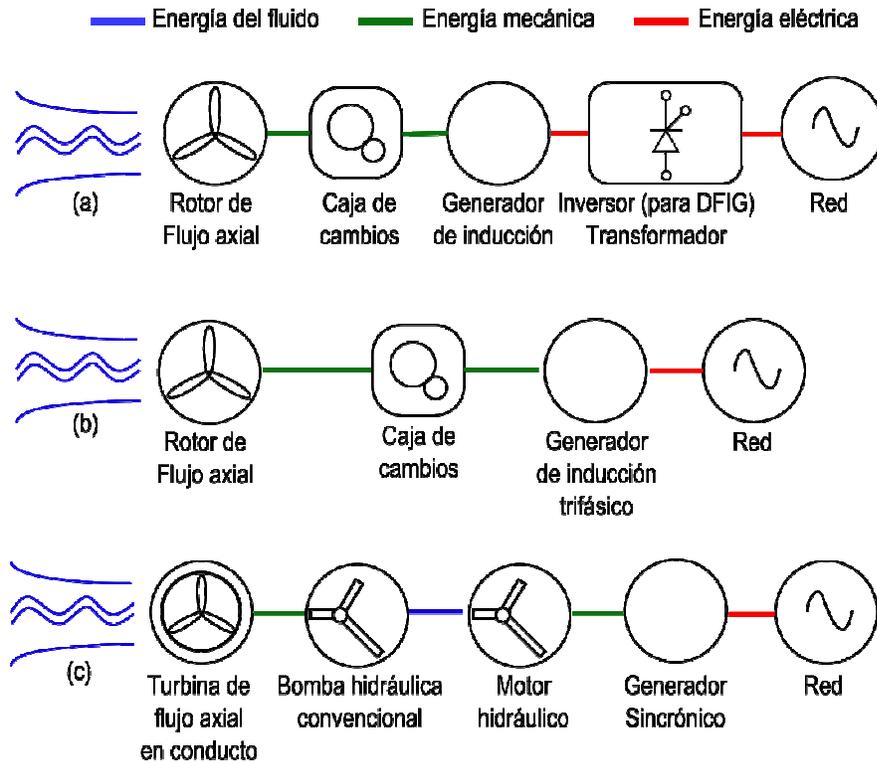


Figura 2-61: Esquema de conexión de tecnologías por corriente; (a) SeaGen; (b) Verdant Power; (c) RRT

La Figura 2-62 muestra el esquema de conexión al sistema de las tecnologías AquaBuOY, WaveDragon y Pelamis respectivamente. En todos los casos se ve el uso de almacenadores (acumuladores) de líquido, que son los encargados de accionar la turbina conectada con un generador. En los dos primeros casos resulta ser un generador de imanes permanentes, los que son conectados a un sistema electrónico de potencia y luego a la red. Para Pelamis es usado un generador de inducción con rotor de jaula de ardilla el cual es conectado por medio de un transformador a la red.

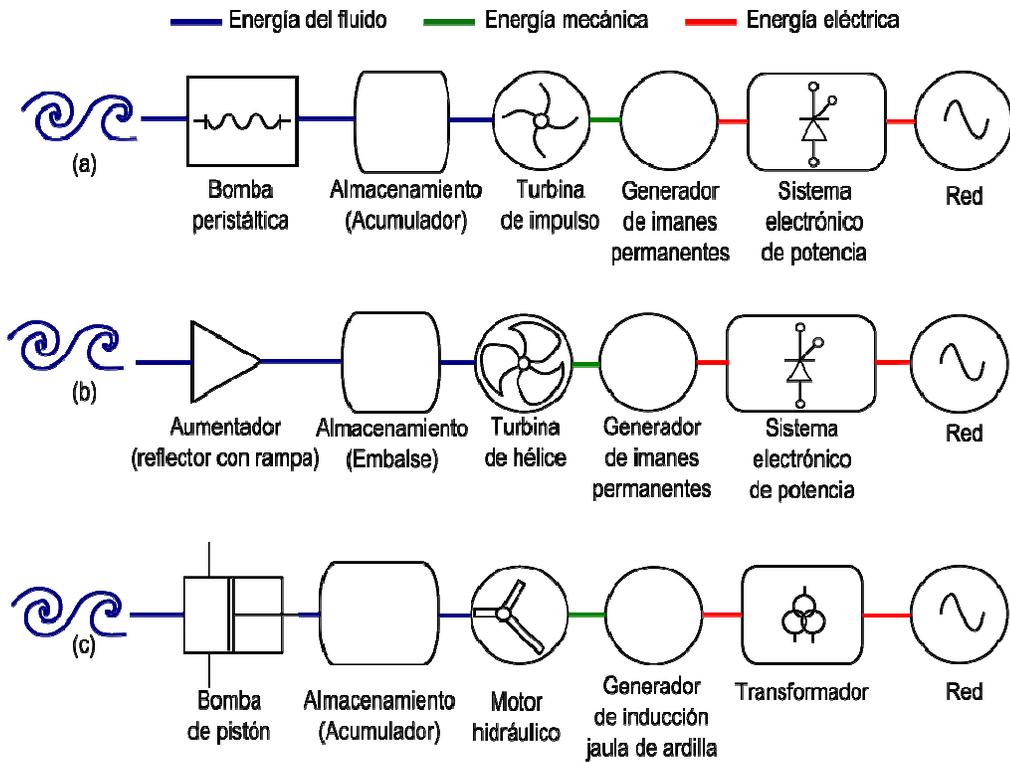


Figura 2-62: Esquema de conexión de tecnologías undimotrices; (a) AquaBuOY; (b) WaveDragon; (c) Pelamis

3. Localización de posibles zonas en borde costero nacional

Si bien Chile cuenta con más de 4.000 km de borde costero es necesario establecer zonas adecuadas para el desarrollo de proyectos de generación mareomotriz y undimotriz. No sólo la cantidad de energía que se pueda extraer de una región del océano es fundamental para la localización de áreas apropiadas, debido a la existencia de otros factores externos.

Una de las metodologías para la localización de posibles zonas es desarrollada por *Garrad Hassan and Partners Limited* [27] quienes desarrollaron un informe para el Banco Interamericano de Desarrollo⁴. A continuación se describen los aspectos más relevantes para la elección junto con las zonas que resultaron ser las más atractivas tanto para la generación mareomotriz como undimotriz a un nivel de pre-desarrollo.

3.1 Energía de las olas

Debido a las características naturales de la costa chilena, existe una cantidad enorme de opciones basadas solamente en el recurso de energía de las olas, por lo que nace la necesidad de definir otros criterios que permitan una selección más acabada.

3.1.1 Metodología

La metodología utilizada se basa en una experiencia desarrollada en Portugal, donde varias capas de información fueron compiladas en una base de datos GIS⁵. Inicialmente se excluyen las zonas más restringidas, como serían aquellos sitios con mala batimetría⁶ (las aguas poco profundas están asociadas con bajos niveles de energía), zonas ecológicamente protegidas o áreas de ejercicios militares. Las restricciones técnicas definidas para este estudio incluyen: distancia a la costa; distancia a los puertos; distancia a la red nacional de electricidad; geología del fondo marino y el recurso energético de las olas.

Para el caso del estudio en Chile se identifican los siguientes factores decisivos:

- Batimetría: Análisis limitado a las áreas entre los 50 y los 200 metros de profundidad, que es donde operan la mayoría de las tecnologías⁷.
- Áreas especiales de conservación: Las distintas áreas ambientalmente protegidas fueron excluidas del estudio.
- Limitar el área de estudio al SIC y al SING.

⁴ Este informe se encuentra en la página de la CNE:

http://www.cne.cl/cnewww/opencms/05_Public_Estudios/introduccion.html

⁵ Acrónimo inglés para: *Sistema de Información Geográfica*.

⁶ La batimetría es el estudio de la profundidad del mar.

⁷ Tecnologías ubicadas en altamar principalmente. Si se quiere considerar las otras tecnologías basta considerar una profundidad mínima de 10 metros.

- Áreas protegidas: Las áreas protegidas fueron excluidas del estudio. Esto aplica para la mayoría de los mares interiores de la X región.

Luego de definir las áreas de estudio usando los factores decisivos anteriores, se identifican los parámetros principales para la clasificación de las zonas potenciales. Para esto cada parámetro se gradúa de 0 a 100 considerando que la función objetivo se debe maximizar, con lo que se tiene:

- a. Distancia a la red de electricidad nacional (100 – distancia más corta)
- b. Distancia a puertos (100 – distancia más corta)
- c. Recurso energético de las olas (100 – mayor recurso energético)
- d. Geología del fondo marino, gráficos de sedimentos (100 – la capa más profunda del sedimento)

Asignando un peso a cada categoría de acuerdo a lo siguiente:

- a. Distancia a la red de electricidad nacional – 25%
- b. Distancia a puertos – 25%
- c. Recurso energético de las olas – 40%
- d. Geología del fondo marino, gráficos de sedimentos – 10%

Otras categorías que podrían ser incluidas son:

- Distancia a la costa: es un parámetro específico de cada proyecto ya que no resulta claro cuál es la función objetivo. Puede que una distancia más corta sea mejor por motivos económicos, pero una mayor distancia es mejor por aspectos ambientales y visuales.
- Evaluar el recurso estacional por separado de los parámetros espectrales (H_s , T_e): La evaluación del recurso estacional puede ser beneficiosa mientras que la consideración de un promedio anual puede ocultar grandes variaciones estacionales. Tanto el recurso energético (en kw/m por frente de ola) como los parámetros espectrales de las olas (altura significativa y periodo) pueden ser usados en una segunda etapa para comprobar el beneficio energético de un dispositivo en particular y para definir los límites de acceso a una planta de operación y mantenimiento (O&M).

Cuando las áreas son clasificadas, las regiones con los mejores puntajes pueden ser observadas en detalle, mediante la inclusión de capas adicionales de información relacionada con el proyecto en desarrollo. Estas pueden ser:

- Concesiones de pesca (áreas de manejo bentónico).
- Sitios de especial interés científico.
- Áreas terrestres protegidas.
- Humedales.

- Sitios arqueológicos.
- Zonas de suelo contaminado.
- Otras áreas de interés económico.

Otras capas no pudieron ser incorporadas por falta de información, en particular la información de áreas de ejercicios militares y rutas marítimas. Por lo que finalmente se deben considerar las siguientes restricciones para la selección de posibles zonas para generación undimotriz:

- Concesiones marítimas.
- Áreas de ejercicios militares.
- Rutas de entrada a los puertos.
- Principales rutas marítimas.

3.1.2 Resultados

Una vez compilada la base de datos junto con las restricciones relevantes y las capas de información, es posible determinar las mejores zonas de acuerdo a cada restricción o bien para el conjunto de ellas. Debido a que el potencial energético de las olas crece a medida que uno se acerca al sur, es que las zonas de mayor relevancia se encuentren ubicadas desde la V región en adelante.

De esta manera se obtiene que las zonas más interesantes en la V región (ver Figura 3-1) están ubicadas en la vecindad del puerto Ventana (hacia el norte) y el puerto de San Antonio (hacia el sur). La zona ubicada entre el puerto Ventana y Valparaíso está fuertemente condicionada por el tráfico marítimo entre ambos puertos, por lo que no es considerada a priori. Tomando en cuenta que el puerto Ventana es un puerto privado de uso público y que el puerto de San Antonio es de propiedad del estado; frente a un proyecto subvencionado por el estado el puerto de San Antonio es la mejor opción. Además que por ser de mayor envergadura resulta idóneo para operar como base de operación y mantenimiento (O&M) para futuros proyectos de generación undimotriz.

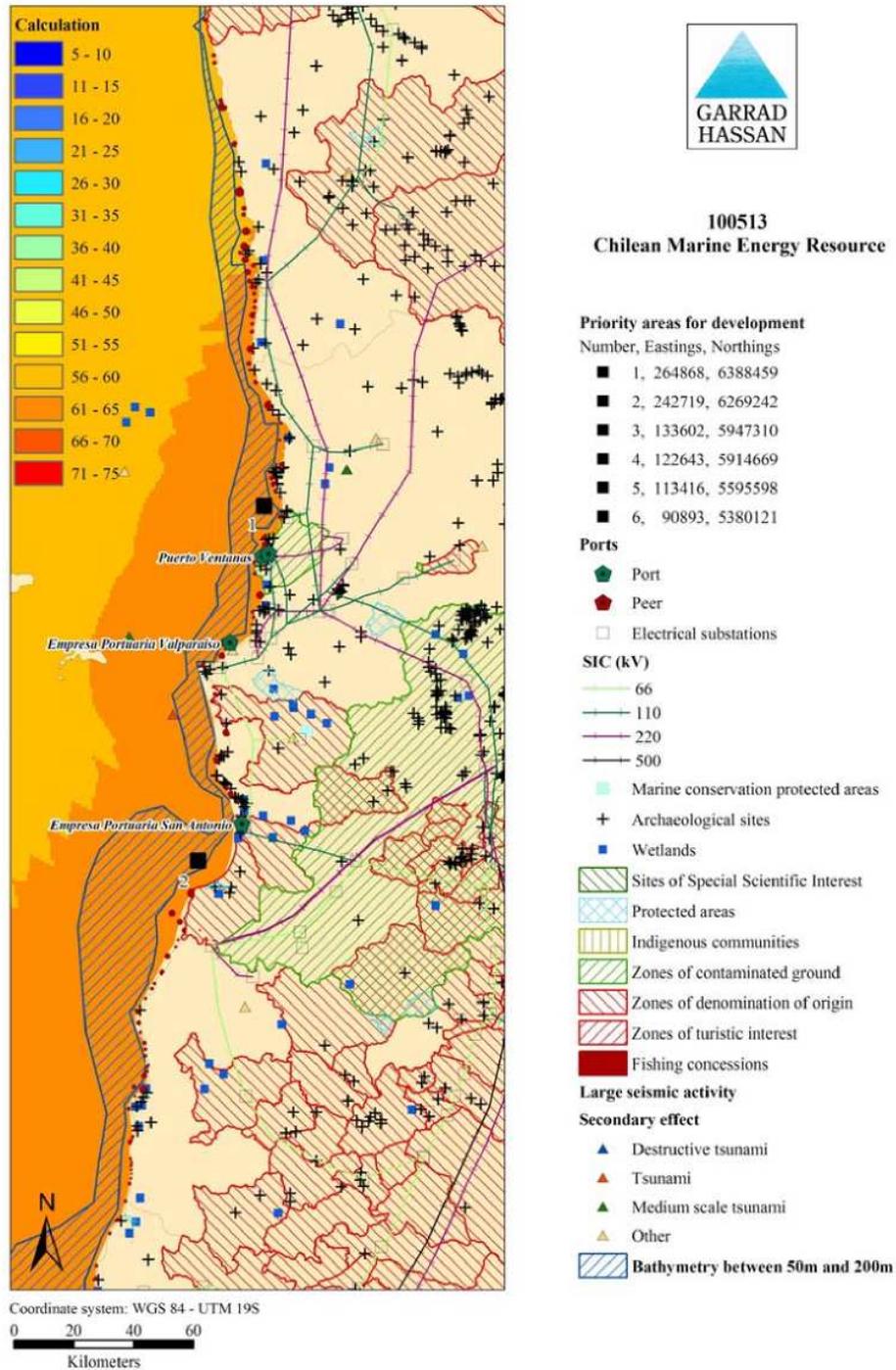


Figura 3-1: Mapa detallado V región

En las regiones VIII y IX (ver Figura 3-2) la zona al sur del puerto Coronel es menos interesante debido al incremento de la distancia a una posible planta de O&M. Las áreas más prometedoras en la región están entre el puerto San Vicente y el Terminal Escuadrón; y al norte del puerto San Vicente. Esta última está condicionada por tráfico marítimo, pero presenta el mayor puntaje considerando el recurso energético de las olas, la distancia a la red eléctrica y la distancia al puerto. Pero se debe considerar que ambos puertos son pequeños para usarlos como base de O&M.

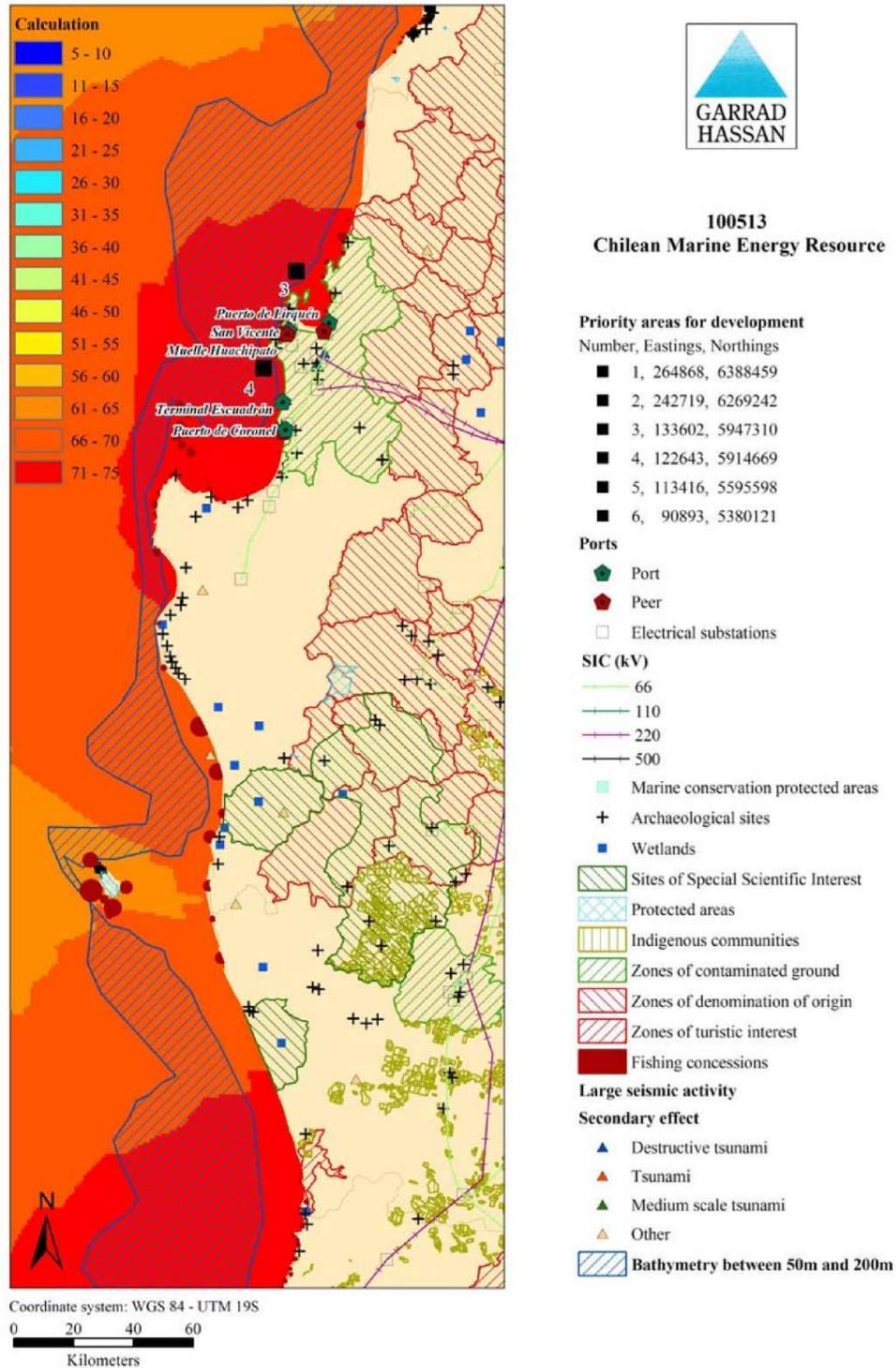


Figura 3-2: Mapa detallado VIII y IX región

La Figura 3-3 muestra el resultado para la X región. Una posible zona apta está localizada al norte del puerto de Corral donde existe un alto recurso energético, una corta distancia a las redes de 66kV y 220kV del SIC y donde no existen limitaciones significativas en la costa, salvo pequeñas concesiones pesqueras. Al igual que en las regiones VIII y IX uno de los problema presentes es el tamaño del puerto, el que depende del tipo de tecnología y proyecto a implementar.

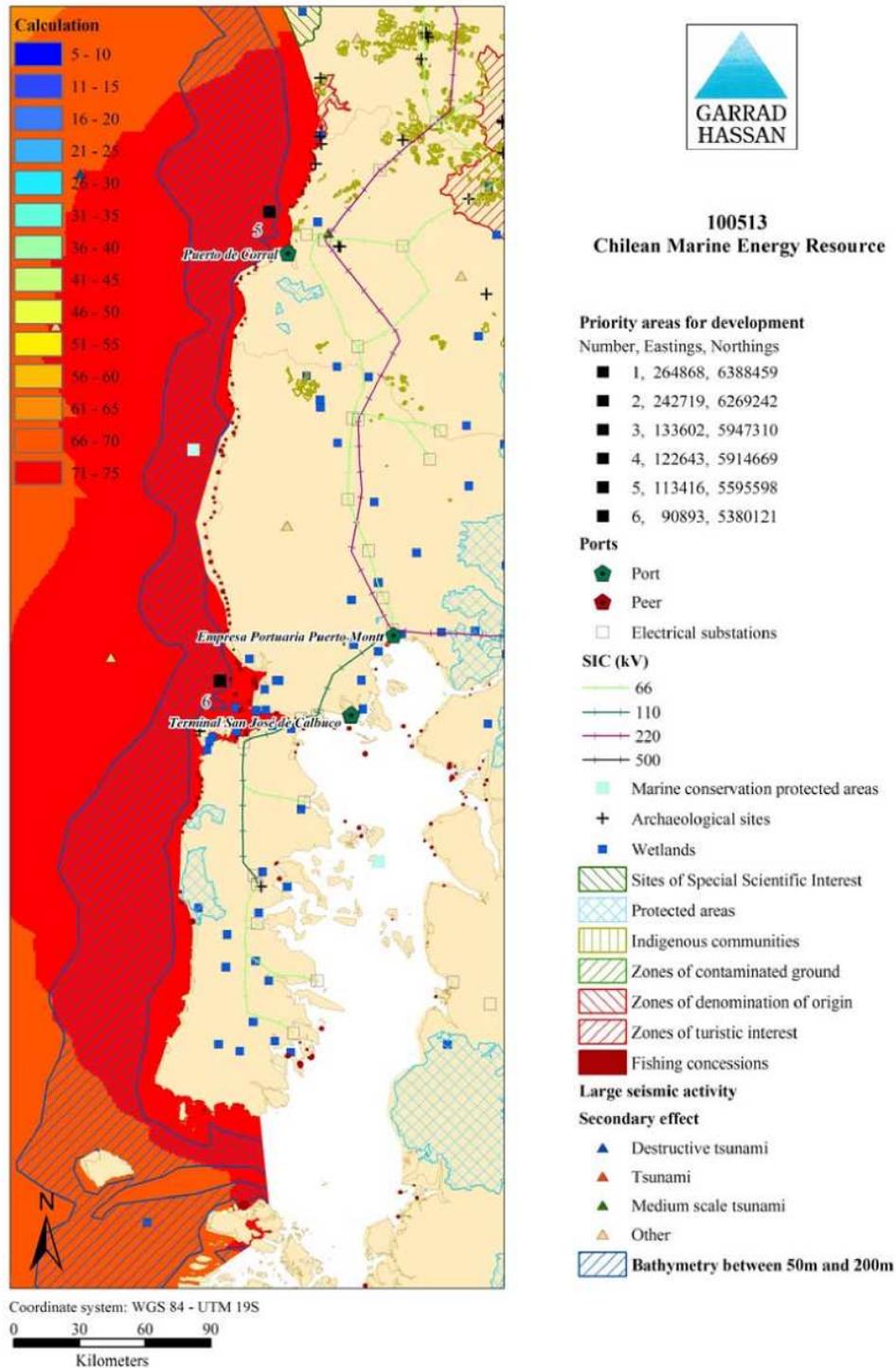


Figura 3-3: Mapa detallado X región

La capacidad instalada en un área determinada depende del tipo de tecnología a usar. Es posible establecer una guía si consideramos la tecnología Pelamis, la cual cuenta con una matriz de potencias. La Tabla 3-1 considera un parque simple de 30MW en un área de 5 por 5 km para las zonas escogidas.

Región	Base O&M	Distancia promedio a la subestación más cercana - distancia de cable [km]	Red eléctrica más cercana - SIC	Promedio local del clima de ola [kW/m]	Estimación de la producción de energía para un parque de 30MW [GWh/año]
V	Puerto Ventanas	6	220kV	36	52,98
V	Puerto San Antonio	16	66kV 110kV	36	52,98
VIII	Puerto de San Vicente	13	66kV 220kV	45	66,22
VIII	Puerto de Coronel	10	66kV 220kV	45	66,22
X	Puerto de Corral	17	66kV 220kV	50	73,58
X	Puerto Montt	27	66kV 110kV 220kV	52	76,53

Tabla 3-1: Principales sitios para el desarrollo de proyectos de energía undimotriz y la estimación de energía anual producida por un parque Pelamis de 30MW

3.2 Energía de las mareas

Debido a que el recurso de las mareas está presente en zonas muy específicas, el punto de partida para un análisis de posibles zonas es la ubicación de dichas áreas. Al igual que las zonas seleccionadas para la energía de las olas, se busca posibles lugares para ubicar proyectos para demostración, investigación, pre-comercial y comerciales.

3.2.1 Metodología

Generalmente la mayoría de las zonas con buen flujo de mareas han sido identificadas y registradas en cartas de navegación por un motivo de seguridad. Otras áreas han sido modeladas numéricamente por oceanógrafos, cuantificando datos en zonas con poca información. Por lo que es posible utilizar esta información básica (como la corriente media de primavera o corriente máxima) como indicadores de la calidad del recurso.

Si bien, uno de los parámetros más usados para determinar la calidad del recurso es la corriente media de los peak de primavera (V_{msp} : *mean spring peak current*), existen otros indicadores de calidad como: el flujo promedio, flujo máximo, amplitud de la marea y magnitud de las variaciones lunares constituyentes.

Al igual que con la energía de las olas, la información es recopilada en una base de datos GIS con la que es posible visualizar las múltiples restricciones, permitiendo la identificación y evaluación de las mejores zonas. Para esto se consideran los siguientes atributos:

- Las áreas donde el recurso de mareas posee un flujo máximo mayor a 3 m/s son considerados excelentes, áreas donde el flujo es mayor que 2 m/s son buenas y flujos mayores a 1,8 m/s son consideradas para investigación.
- Batimetría:
 - Para este estudio se asume que la geología del fondo marino no es un factor limitante. Sin embargo la inclinación del fondo marino puede limitar la instalación de un dispositivo, por lo que la evaluación de la pendiente y profundidad del fondo marino son revisadas cuando estén disponibles.
 - La profundidad optada por las tecnologías existentes está entre los 30 – 80 m⁸.
- Distancia a la red nacional de electricidad
- Distancia a la costa: debido a que las mayores variaciones de mareas se localizan suficientemente cerca de la costa es que esta característica no es incluida en el estudio.
- Distancia a los puertos: una mayor puntuación es dada a las zonas cercanas a los puertos.
- Concesiones: sólo concesiones pesqueras son consideradas. Zonas con mayor número o superficie ocupada por las concesiones tienen menor puntaje.
- Áreas de protección ambiental: estas zonas no fueron excluidas del estudio sobre la base de que cada caso debe ser juzgado en una cuenca individual. La base de datos incluye: sitios de interés científico, áreas costeras protegidas, humedales, sitios arqueológicos, zonas con suelo contaminado y otras zonas de interés económico.

A cada atributo se le asigna el siguiente peso:

- Recurso de la marea – 35%
- Límite de profundidad – 10%
- Distancia al sistema eléctrico – 20%
- Distancia a los puertos – 20%
- Concesiones de pesca – 5%
- Navegación – 5%
- Áreas de protección ambiental – 5%

3.2.2 Resultados

El recurso de las mareas se presenta principalmente al sur del país donde se ve favorecido por la geografía, en particular en los mares interiores donde existe la forma y el tamaño para permitir un aumento en las mareas.

Gracias a resultados entregados por modelos numéricos y por una serie de resultados de análisis de mareas es posible identificar un número de zonas claves con potencial necesario para la generación. La Tabla 3-2 describe estas áreas y cuantifica su recurso.

⁸ Se debe considerar adicionalmente que la CONAMA exige un proceso más detallado de la concesión de licencias ambientales bajo los 50 metros de la marca de agua (protección de bentos)

Zonas potenciales	Coordenadas	Ancho del sitio km	Largo del sitio km	Flujo máximo [m/s]
Canal de Chacao	41 45,5S 73 60,5W	2 – 5	10	3,5 – 5
Canal Apaio	42 40S 73 08,2W	2	2	~1,8
Golfo de Corcovado	43 00S 73 17,04W	4	10	~2
Boca del Guafo Chiloé	43 23S 73 36W	5	25	~1,8
Canal Darwin	45 24S 74 17W	~0,5	~2	2
Angostura Inglesa	48 57,8S 74 25,5W	<1	1 – 2	1,9
Canal Gabriel	54 07S 70 55W	0,5 – 1,5	25	2,1
Primera Angostura (Estrecho de Magallanes)	52 34S 69 40W	3	14	~4

Tabla 3-2: Áreas identificadas con buenos recursos de marea

Existen otras zonas en el sur de Chile con buenos recursos de marea que no son considerados debido a que poseen una profundidad superior a los 100 metros. De las zonas potenciales existen dos que son comercialmente factibles (Chacao y estrecho de Magallanes), pero debido a la incertidumbre que genera utilizar flujo máximo, todas las áreas son consideradas.

Al aplicar las restricciones de profundidad, conexión a la red eléctrica, distancia al puerto y conflictos con otros grupos o usuarios, es posible obtener los mejores sitios para el desarrollo de un proyecto piloto. El canal de Chacao presenta la mayor puntuación general, brindando profundidades más adecuadas para zonas de demostración. El área al sur del canal, paralelo a la isla de Chiloé, también resulta una zona prometedora, pero resulta crítico obtener mayor detalle del recurso y las profundidades.

La existencia de áreas de conservación a lo largo de la costa del golfo de Corcovado aumenta la dificultad para una posible conexión al sistema, lo que reduce el interés se esta zona. Mientras que la Primera Angostura del Estrecho de Magallanes a pesar de carecer de un sistema eléctrico y un puerto cerca, además de posibles problemas de navegación, resulta una de las áreas interesantes debido al gran potencial que presenta su recurso.

La Tabla 3-3 presenta los resultados de la asignación de recurso para las tres zonas con mayor puntuación.

Zona	Profundidad [m]	Base O&M	Distancia promedio SE más cercana - ruta del cable [km]	Red eléctrica más cercana	Recurso de marea local [kW/m ²]	Estimación de la generación de energía para una granja de 30 MW [GWh/año]
Chacao	30 – 100	Cabo Froward o Puerto Montt	0 – 10 ~60	110 kV 220 kV	3,8 – 5,2	101 – 152
Golfo de Corcovado	20 – 100	Cabo Froward o Puerto Montt	~30 ~95	66 kV 110 kV	0,72	19
Estrecho de Magallanes (Primera angostura)	50 - 70	Austral	- -	-	3,6	99 - 126

Tabla 3-3: Estimación de energía para las mejores zonas

4. Análisis de datos, obtención de potencia generada y factor de planta asociado

4.1 Cuantificación del recurso marítimo

Como en todo proyecto de generación es importante la realización de estudios y obtención de datos característicos del recurso a utilizar, los que para este trabajo corresponden al clima de las olas y las velocidades de las corrientes marinas. Actualmente en Chile, el Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada (SHOA) [28] junto con el Centro Nacional de Datos Hidrográficos y Oceanográficos (CENDHOC) posee un registro histórico, principalmente datos hidrográficos y oceanográficos de estaciones oceánicas (perfiles de temperatura, salinidad y oxígeno disuelto con profundidad), series de tiempo de temperatura, nivel del mar, corrientes y olas en estaciones costeras a lo largo del país.

El registro histórico de oleaje que poseen a lo largo de las costas de Chile se ve especificado en la Tabla 4-1 siguiente, donde se señala la ubicación de las boyas de medición junto a sus coordenadas geográficas y las fechas en que se obtuvieron los datos:

Localidad	Latitud	Longitud	Fecha Inicio	Fecha Término	Solicitud de datos
Arica	018°27'	070°22'	07-07-88	07-07-89	No
Iquique	020°10'	070°10'	05-06-87	12-07-88	No
Antofagasta	023°38'	070°25'	15-10-90	05-12-91	No
Caldera	027°02'	070°51'	22-08-82	20-04-88	No
Coquimbo	029°55'	071°22'	17-08-89	10-10-90	Si
Valparaíso	032°59'	071°37'	07-06-79	12-10-79	Si
Constitución	035°17'	072°31'	18-02-84	22-02-85	No
San Vicente	036°43'	073°09'	29-10-85	05-02-86	No
G. Coronados	041°40'	073°56'	13-05-86	11-06-87	Si
Diego Ramírez	056°32'	068°38'	31-05-81	10-01-84	No

Tabla 4-1: Zonas de registros históricos de la SHOA

Para el caso de los datos de mareas, SHOA mantiene una red de estaciones fijas a lo largo de la costa de Chile, la cual puede visualizarse en línea, además de contar con una base de datos de mediciones realizadas en diversos puntos.

Al mismo tiempo existen otras formas para evaluar el recurso marítimo a largo plazo, para el caso de las olas es posible mediante el uso de estimaciones numéricas, mediciones satelitales o el uso de boyas como datos de referencia y la aplicación de la MCP (medición, correlación, predicción) metodología que utiliza datos de corto plazo de una zona en particular para obtener una relación con el sitio de referencia. Uno de los instrumentos utilizados por el proyecto olas del pacífico (www.olasdelpacifico.com) utiliza un modelo de estimación numérica de 3° generación denominado "WaveWatch III", creado por la Administración Nacional Atmosférica y Oceánica de los EEUU (NOAA).

La información relativa a corrientes marinas es posible obtenerla de presentaciones del SHOA en donde destacan zonas con buen recurso mareomotriz. Cabe destacar la existencia de discrepancia en algunos de los valores presentados por esta institución frente a otros publicados en diversas bibliografías o modelos numéricos usados para la predicción de corrientes de mareas, de existir estas diferencias deberán ser aclaradas al momento de la realización del proyecto definitivo. En lo que concuerdan todos los estudios es que la zona de mares interiores del sur de Chile presenta el mejor potencial en cuanto a corrientes de mareas.

4.2 Las Olas como Recurso Energético

4.2.1 Análisis de datos

Para la realización de este trabajo se solicitaron datos de clima de oleaje al SHOA en 3 de las 10 zonas existentes (ver Tabla 4-1).

- **Coquimbo**, capital de la provincia del Elqui, ubicada en la IV región de Coquimbo. Serie de datos registrados mediante Boya Waverider. Comienzo de la serie el 17 de Agosto de 1989 a las 15 hrs, finalizando el 10 de Octubre de 1990 a las 9 hrs. Con un total de 3.205 registros.

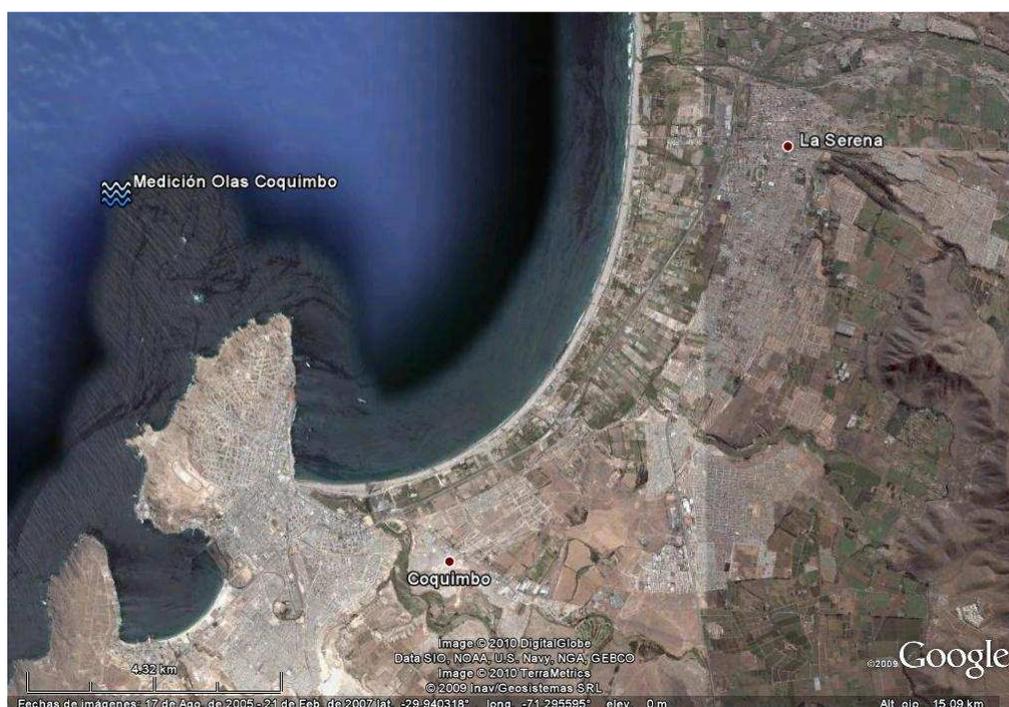


Figura 4-1: Localización Boya SHOA, Coquimbo (Fuente: Google Earth)

- **Valparaíso**, capital de la provincia de Valparaíso, ubicada en la V región de Valparaíso. Comienzo de la serie el 7 de Junio de 1979 a las 18 hrs, finalizando el 13 de Agosto de 1981 a las 12 hrs. Con un total de 2.294 registros.



Figura 4-2: Localización Boya SHOA, Valparaíso (Fuente: Google Earth)

- **Golfo Coronados**, ubicado en la X región de Los Lagos. Serie de datos registrados mediante Boya Waverider. Comienzo de la serie el 13 de Mayo de 1986 a las 12 hrs, finalizando el 11 de Junio de 1987 a las 6 hrs. Con un total de 3.127 registros.

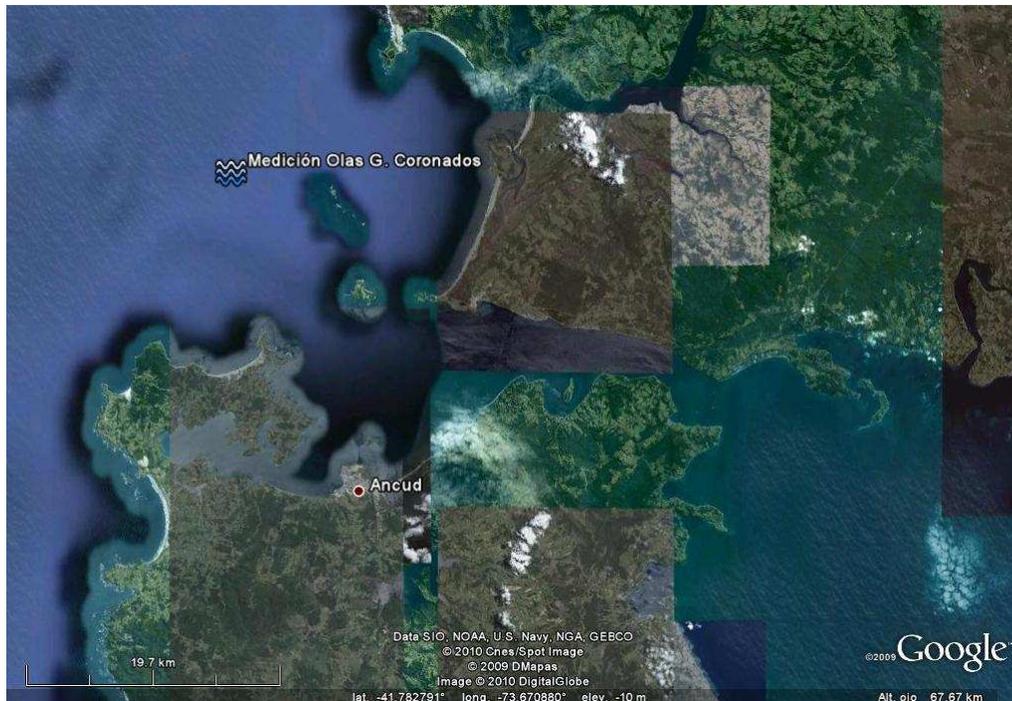


Figura 4-3: Localización Boya SHOA, G. Coronados (Fuente: Google Earth)

Debido al carácter sin fines de lucro del presente trabajo la información obtenida es sólo estadística básica de la altura significativa, altura promedio, altura máxima y periodo significativo para cada mes del

Estudio de implantación de tecnologías mareomotrices y undimotrices como PMGD

año en que se realizaron los registros, tal como se muestra en la Tabla 4-2 correspondiente a la localidad de Coquimbo:

Coquimbo -Boya Waverider												
Comienzo de la serie 17-Aug-1989 15:00:00												
Término de la serie 10-Oct-1990 09:00:00												
Total del registro: 3205												
	Enero				Febrero				Marzo			
Verano	Hs (m)	Hpro (m)	Hmax (m)	Ts (s)	Hs (m)	Hpro (m)	Hmax (m)	Ts (s)	Hs (m)	Hpro (m)	Hmax (m)	Ts (s)
Máximo	3,58	2,39	5,06	13,92	2,53	1,62	4,04	15,26	3,31	2,08	5,06	17,23
Media	1,36	0,87	2,00	9,59	1,28	0,81	1,88	10,24	1,53	0,97	2,27	9,93
Mínimo	0,70	0,43	0,99	7,10	0,53	0,33	0,68	5,72	0,61	0,37	0,88	6,11
D. Est.	0,47	0,31	0,71	1,36	0,44	0,28	0,65	2,20	0,47	0,30	0,72	1,92
	Abril				Mayo				Junio			
Otoño	Hs (m)	Hpro (m)	Hmax (m)	Ts (s)	Hs (m)	Hpro (m)	Hmax (m)	Ts (s)	Hs (m)	Hpro (m)	Hmax (m)	Ts (s)
Máximo	2,14	1,33	2,97	14,17	3,23	2,00	5,35	14,81	3,06	1,88	4,71	13,93
Media	0,98	0,62	1,44	9,70	1,60	1,02	2,35	10,04	1,54	0,97	2,23	10,07
Mínimo	0,51	0,31	0,66	5,80	0,30	0,17	0,49	6,20	0,53	0,34	0,78	7,02
D. Est.	0,33	0,22	0,50	1,44	0,59	0,38	0,88	1,38	0,49	0,31	0,73	1,26
	Julio				Agosto				Septiembre			
Invierno	Hs (m)	Hpro (m)	Hmax (m)	Ts (s)	Hs (m)	Hpro (m)	Hmax (m)	Ts (s)	Hs (m)	Hpro (m)	Hmax (m)	Ts (s)
Máximo	3,61	2,17	5,59	15,69	3,11	2,02	4,77	15,99	3,20	2,12	5,22	15,87
Media	1,70	1,07	2,48	10,37	1,53	0,97	2,21	9,78	1,49	0,95	2,21	9,65
Mínimo	0,36	0,21	0,56	6,65	0,52	0,33	0,81	5,89	0,47	0,30	0,68	5,99
D. Est.	0,58	0,38	0,84	1,85	0,51	0,32	0,74	1,72	0,57	0,37	0,89	1,74
	Octubre				Noviembre				Diciembre			
Primavera	Hs (m)	Hpro (m)	Hmax (m)	Ts (s)	Hs (m)	Hpro (m)	Hmax (m)	Ts (s)	Hs (m)	Hpro (m)	Hmax (m)	Ts (s)
Máximo	3,53	2,41	5,09	18,25	3,45	2,26	5,40	14,56	2,75	1,83	4,61	14,27
Media	1,51	0,95	2,21	10,07	1,43	0,91	2,11	9,72	1,62	1,02	2,36	10,40
Mínimo	0,27	0,13	0,58	6,21	0,70	0,43	1,09	6,55	0,49	0,29	0,69	7,17
D. Est.	0,60	0,40	0,85	1,88	0,47	0,30	0,69	1,39	0,44	0,29	0,68	1,53

Tabla 4-2: Información proporcionada por SHOA para el clima de ola en la localidad de Coquimbo

Como se ve en el Capítulo 2.1.2.3, la potencia que se obtiene de las olas depende directamente tanto de la altura significativa como del periodo de la ola, por lo que resulta esencial la información de ambas variables en función del tiempo. Con esta información es posible construir una matriz de actividad muy similar a las matrices de potencia de cada dispositivo, pero indicando la cantidad de horas al mes en las que existe ciertas características de altura y periodo.

Es posible obtener una aproximación del comportamiento de las olas en función del tiempo mediante los datos de la Tabla 4-2, para esto es necesario considerar que tanto la altura de la ola como el periodo de ésta siguen el comportamiento de una distribución de Gauss o Normal. Con esto es posible obtener la

probabilidad de ocurrencia mensual de que la ola tenga cierto valor de altura o bien cierto periodo, pero ambas por separado. Para obtener la distribución de probabilidades conjunta entre el periodo y la altura, existen teorías que dependen de las suposiciones adoptadas y las técnicas usadas, pero que en la totalidad de los casos consideran la covarianza entre ambas variables. Debido a que este parámetro no está al alcance de este estudio se omite el uso de éste al considerar que ambas variables son independientes una de la otra. Con esta hipótesis el cálculo de la función de distribución conjunta se realiza simplemente multiplicando ambas funciones de probabilidades, obteniendo la ecuación (4-1) siguiente:

$$f(H_s, T) = f(H_s) \cdot f(T) = \frac{1}{2\pi\sigma_{H_s}\sigma_T} \cdot e^{-\frac{(x_{H_s}-\mu_{H_s})^2}{2\sigma_{H_s}^2} - \frac{(x_T-\mu_T)^2}{2\sigma_T^2}} \quad (4-1)$$

Dado que la correlación entre ambas variables existe, la suma de las probabilidades resulta ser mayor a 1, lo que es conceptualmente erróneo. Por lo que es necesario aplicar una normalización a estas probabilidades para continuar el trabajo. Una vez normalizada las probabilidades de ocurrencia basta con multiplicarlas por la cantidad de horas mensuales para obtener una matriz de actividad que indique la cantidad de horas al mes en que las olas son caracterizadas por una altura de ola y un periodo dado.

4.2.2 Obtención de Energía y factor de planta asociado

Cada matriz de actividad está relacionada directamente con alguna tecnología mediante la utilización de los mismos parámetros de altura significativa y periodo utilizados en las matrices de potencia antes vistas. Para la obtención de la energía basta realizar el producto término a término entre estas dos matrices, siendo la suma total de estos valores la energía total del mes. Los resultados de energía mensual para una unidad de las tecnologías Pelamis, WaveDragon y AquaBuOY en las tres localidades que se cuentan con información estadística se resumen en la Tabla 4-3.

Mes	Pelamis			WaveDragon			AquaBuOY		
	Coquimbo	Valparaíso	G. Coronados	Coquimbo	Valparaíso	G. Coronados	Coquimbo	Valparaíso	G. Coronados
Enero	56,72	89,52	162,64	466,26	873,09	1429,58	18,16	30,14	55,31
Febrero	40,67	69,54	104,30	353,49	664,48	751,49	13,12	23,33	32,70
Marzo	62,36	53,98	97,45	565,32	511,52	768,71	20,10	18,06	31,39
Abril	31,25	57,44	137,40	262,03	505,44	1095,41	9,89	18,68	46,28
Mayo	75,38	119,58	212,62	649,36	1068,24	1637,64	24,84	40,91	72,72
Junio	64,58	66,16	193,11	580,62	577,32	1340,29	21,28	21,63	62,69
Julio	76,62	85,75	175,72	691,62	788,49	1300,24	25,28	28,95	58,88
Agosto	66,00	95,97	142,97	573,66	833,20	993,43	21,24	32,33	45,83
Septiembre	64,97	59,29	140,76	542,02	517,70	941,14	20,81	19,15	44,24
Octubre	67,35	75,54	75,54	582,71	536,90	536,90	21,91	23,19	23,19
Noviembre	58,15	76,26	76,26	495,61	500,16	500,16	18,75	22,11	22,11
Diciembre	66,60	86,68	86,68	654,28	869,13	869,13	22,05	29,46	29,46
Anual [MWh]	730,65	935,71	1605,45	6416,98	8245,68	12164,12	237,43	307,96	524,79

Tabla 4-3: Resumen energía mensual y anual [MWh] generada por distintas tecnologías en distintas localidades

De la Tabla 4-3 se comprueba que el poder energético de las olas aumenta a medida que se está más hacia el sur del país, obteniendo una mayor cantidad de energía en la zona de G. Coronados, seguido por Valparaíso y con la menor cantidad de energía en Coquimbo. Esto ocurre de la misma forma independiente del tipo de tecnología utilizada.

Debido a que cada dispositivo posee una potencia característica, lo ideal para realizar comparaciones entre los distintos sitios es mediante su factor de planta o capacidad, el cual es un indicador de la utilización de la capacidad de la central o dispositivo en el sitio de estudio. Se obtiene mediante el cociente entre la energía generada en un periodo de tiempo dado y la energía que se hubiera podido generar si la planta produjera a plena carga durante el mismo periodo. Tomando como ejemplo el caso de Pelamis que posee una potencia máxima de 750 kW, la cual operando a plena carga durante todo Enero generaría:

$$E_{enero} = 31 \cdot 24[hrs] \cdot 0,75[MW] = 558[MWh]$$

Por lo que el factor de capacidad en la localidad de Coquimbo es:

$$FP_{Coquimbo} = \frac{56,72}{558} \cdot 100\% = 10,16\%$$

Mientras que en Valparaíso y G. Coronados se tiene un factor de planta para la misma tecnología Pelamis de:

$$FP_{Valparaíso} = \frac{89,52}{558} \cdot 100\% = 16,04\%$$

$$FP_{G.Coronados} = \frac{162,64}{558} \cdot 100\% = 29,15\%$$

La siguiente tabla muestra los factores de planta anuales para cada tecnología y en cada localidad:

Tecnología	Localidad	Energía anual [MWh]	Energía anual a plena carga [MWh]	FC [%]
Pelamis (750 kW)	Coquimbo	730,65	6570	11,1
	Valparaíso	935,71	6570	14,2
	G. Coronados	1.605,45	6570	24,4
WaveDragon (7 MW)	Coquimbo	6416,98	61320	10,5
	Valparaíso	8245,68	61320	13,4
	G. Coronados	12164,12	61320	19,8
AquaBuOY (2,5 kW)	Coquimbo	237,43	2190	10,8
	Valparaíso	307,96	2190	14,1
	G. Coronados	524,79	2190	24,0

Tabla 4-4: Resumen Factores de planta por localidad y tecnología

De los resultados anteriores se aprecia que para todas las localidades Pelamis posee los mejores factores de planta, pero que en general todas las tecnologías poseen factores de planta bastante cercanos en una misma localidad. Cabe destacar que si bien el factor de planta parece ser un buen indicador para escoger

una tecnología y localidad frente a otras no es concluyente, debido a la existencia de otros agentes principalmente de carácter económicos que determinan la elección del proyecto. Además se debe señalar que estos factores obtenidos distan bastante de los especificados por cada tecnología, lo cual puede deberse principalmente a la estimación realizada del recurso de olas.

4.3 Las Corrientes de Marea como Recurso Energético

4.3.1 Extrapolación datos de corriente y obtención de energía generada

Debido a que la mayoría de la información de corrientes marinas asequible corresponde a valores máximos en marea alta, los datos utilizados en este trabajo corresponden a estimaciones realizadas bajo ciertos supuestos presentados en un informe de la EPRI, procedimiento que se detalla en el Anexo B, para mareas semidiurnas donde la luna es el principal agente. Para esto se supone que la variación local de las corrientes de marea se representa por una senoide, además de considerar que la máxima corriente de reflujo en pleamar es igual a la velocidad nominal del dispositivo a estudiar. La máxima corriente de flujo es un 90% de la de reflujo, en la segunda marea del día la corriente es un 80% de la primera y que el comportamiento de marea baja es 60% de la marea alta son otros de los supuestos.

Con esto se construye una tabla con las velocidades de corriente cada 15 minutos, de la cual es posible obtener la densidad de potencia del agua, la densidad energética del agua cada 15 minutos y con los datos de eficiencia y área efectiva de las aspas de cada dispositivo es posible obtener la potencia instantánea cada 15 minutos y su energía, tanto para pleamar como para bajamar. Como esta extrapolación se realiza considerando marea semidiurnas regidas por el movimiento de la Luna, la aproximación mensual se lleva a cabo considerando un mes lunar de 29 días y un día lunar de 25 horas. Por lo que debe realizarse un ajuste al momento de obtener la energía anual.

La Tabla 4-5 presenta un resumen con las características principales de los dispositivos vistos, junto con la energía capaz de obtener durante un día lunar con pleamar y otro con bajamar. Con estos datos es posible calcular la energía anual en MWh de cada dispositivo considerando una variación lineal entre cada marea. Además se calcula el factor de planta de cada dispositivo mediante la división de la energía anual y la energía que sería capaz de entregar a plena carga.

	Tecnologías		
	SeaGen	Verdant Power	RTT
Potencia Nominal [kW]	1.200	35,9	2.000
Velocidad Nominal [m/s]	2,4	2,2	3,1
Velocidad Mínima [m/s]	0,7	0,7	1
Área [m ²]	508,9	19,6	490,8
Eficiencia [%]	46,9	34,6	32,9
Energía pleamar [kWh/día _{lunar}]	11.668,8	254,3	16.923,0
Energía bajamar [kWh/día _{lunar}]	2.415,2	51,7	3.403,0
Energía anual [MWh]	2.467,5	53,6	3.561,1
Factor de planta [%]	23,5	17,0	20,3

Tabla 4-5: Resumen con la energía disponible por tecnologías de corrientes marinas

De la tabla anterior se aprecia que SeaGen posee el mejor factor de planta entre las tres tecnologías (debido principalmente por poseer la mejor eficiencia entre las tres), seguida por RTT y en último por Verdant Power, la cual posee un factor de planta mucho más bajo en comparación con las otras dos. Esto es posible explicar debido a que Verdant Power opera en un rango menor de corrientes que RTT.

5. Análisis Económico

5.1 Consideraciones previas

A continuación se presentan algunas consideraciones previas que permiten detallar e ilustrar de mejor manera las características de las zonas donde es posible la instalación de un parque generador. Además de especificar las particularidades de éste.

5.1.1 Características del terreno

Para realizar el análisis económico de un proyecto es esencial conocer el sitio donde se instalará, ya que esto determina una parte importante de los costos. Para este estudio se consideran costos asociados al cable de poder tanto submarino como terrestre el que permitirá realizar la conexión al sistema eléctrico, para esto se supone la utilización de un único cable por parque. Además para las tecnologías undimotrices se debe añadir el costo de las líneas de amarre, las que son consideradas de un largo de tres veces la profundidad donde se encuentren, debido a la utilización de sistemas de amarre flojas.

Para el caso de las tecnologías undimotrices vistas la elección del lugar está restringida por la información del recurso que se tenga, por lo que en este trabajo sólo se considerarán las tres zonas con información antes señaladas y en cada una se supondrá una distancia fija tanto a la costa como a la subestación más cercana (6km hasta la costa y 0,5 km hasta la subestación), tanto por ser un estudio de pre-factibilidad como para simplificar el análisis. Para las profundidades se considerará que todas las tecnologías son instaladas en una zona de 50 metros de profundidad.

Para el caso de las tecnologías por corrientes de marea y en base al estudio descrito en el Capítulo 3 las mejores zonas para las tecnologías revisadas son aquellas en donde la velocidad máxima sea igual o mayor a las velocidades nominales. Por lo que las localidades preseleccionadas que permiten continuar con el análisis técnico económico, sin olvidar el carácter de pre-desarrollo del proyecto, son:

- **Canal de Chacao**, ubicado en la X Región de Los Lagos, separa el continente de la costa norte de la isla Grande de Chiloé, uniendo el golfo Coronados con el golfo de Ancud (ver Figura 5-1). Posee una de las corrientes más fuertes de Chile con velocidades peak de corriente entre 3,5 y 5 [m/s], tiene un área aproximada de 168.750 m². La profundidades máximas es del orden de 100 metros, por lo que permite la utilización de turbinas para grandes profundidades. Tiene la ventaja de tener el Sistema Interconectado Central muy cerca, con tensiones de 110 y 220 kV, que de hecho pasa por éste.

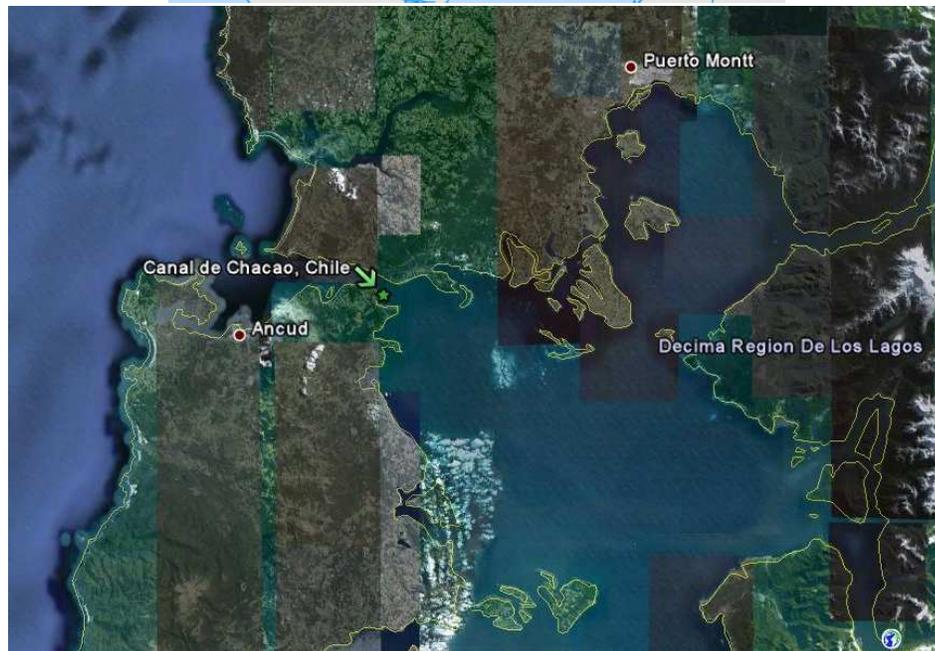


Figura 5-1: Ubicación geográfica Canal de Chacao (Fuente: Google Earth)

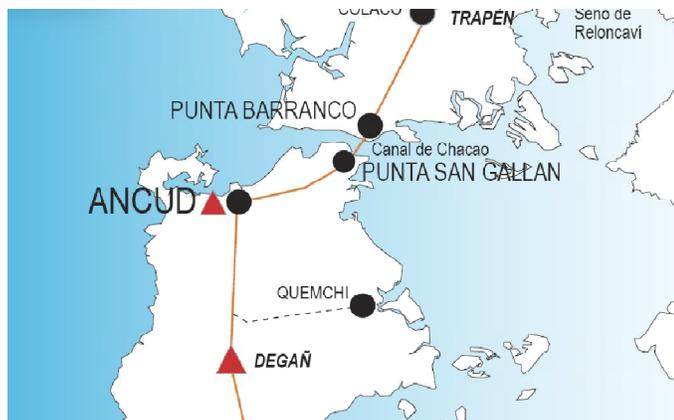


Figura 5-2: SIC en los alrededores del Canal de Chacao

- **Golfo de Corcovado**, ubicado en el límite de la región de Los Lagos y la región de Aisén, al sur de Chile (ver Figura 5-3). Posee velocidades de corriente cercanas a los 2 [m/s] y una profundidad entre los 20 y 100 metros. Esta localidad también se encuentra cerca del SIC, pero a una mayor distancia que en el Canal de Chacao.

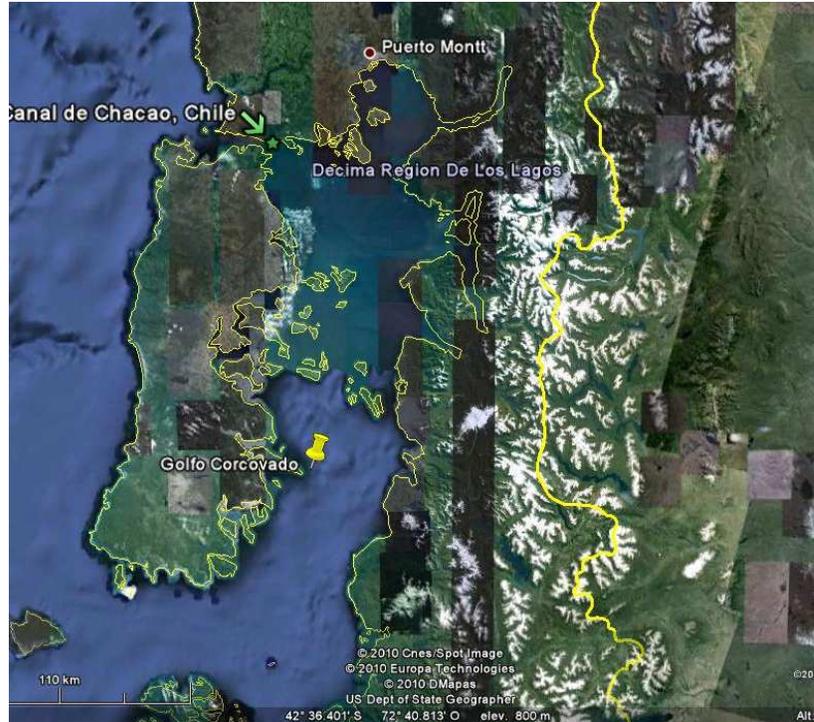


Figura 5-3: Ubicación geográfica Golfo de Corcovado (Fuente: Google Earth)

- **Estrecho de Magallanes**, paso localizado en el extremo sur de Chile, entre la Patagonia y la Isla Grande de Tierra del Fuego (ver Figura 5-4). Posee un gran potencial con un flujo de corriente máximo de aproximadamente 4 m/s y con una profundidad entre 50 a 70 metros. Si bien el recurso energético es bastante grande, tiene la desventaja de estar ubicado bastante lejos de algún sistema eléctrico y que es una zona importante de tráfico marítimo de grandes embarcaciones, por lo que se debe realizar nuevos estudios para buscar soluciones a estos problemas.

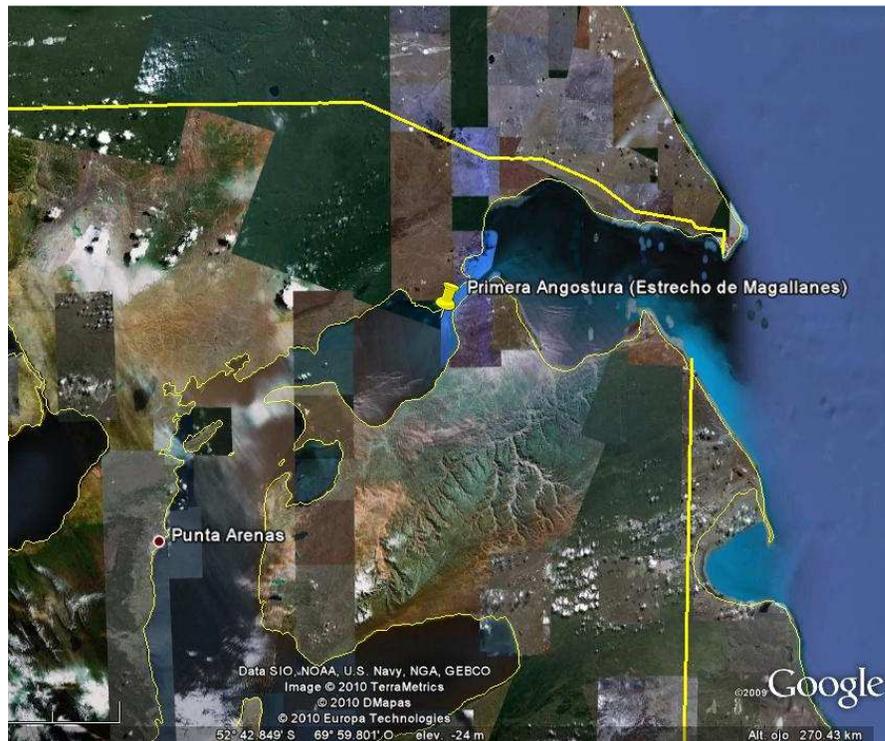
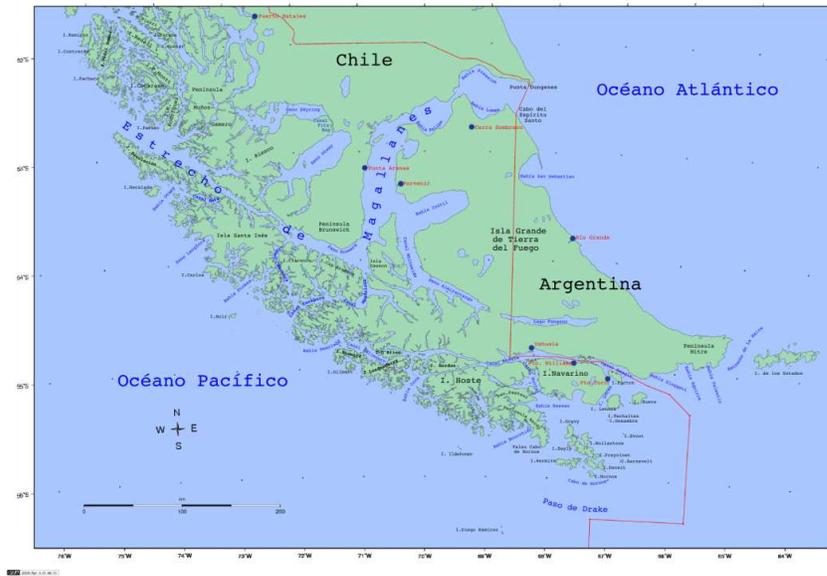


Figura 5-4: Ubicación geográfica Primera Angostura del Estrecho de Magallanes (Fuente: Google Earth)

De estas localidades la que presenta mejores características es el Canal de Chacao, por lo que se utilizará la información de esta zona para el análisis económico, considerando una profundidad de 50 metros, una distancia a la costa de 2,5 km y una distancia de 0,5 km hasta la subestación. Si bien esta profundidad sobrepasa la recomendada para SeaGen es posible considerar su nuevo diseño el que permitiría este tipo de instalación.

5.1.2 Características del Parque

Debido a que la intención del trabajo es analizar las tecnologías de obtención de energía eléctrica del mar como pequeños medios de generación distribuida, el parque debe poseer un excedente de potencia de a lo más 9 MW y deben estar conectados al sistema de distribución. Para que esto se cumpla se supone una configuración del parque presentada a continuación, la Tabla 5-1 representa a las tecnologías undimotrices y la Tabla 5-2 a las por corrientes de marea:

Tecnología Undimotriz	WaveDragon	Pelamis	AquaBuOY
Potencia unidad [kW]	7.000	750	250
N° Unidades	1	9	25
Potencia instalada parque [MW]	7	6,75	6,25

Tabla 5-1: Parámetros del Parque Undimotriz

Tecnología por Corriente de Marea	SeaGen	Verdant Power	RTT
Potencia unidad [kW]	1.200	35,9	2.000
Velocidad [m/s]	2,4	2,2	3,1
Velocidad de corte [m/s]	0,7	0,7	1
Rendimiento [%]	46,94	34,56	32,9
Área del dispositivo [m ²]	508,9	19,63	490,8
N° Unidades	2	24	2
Potencia instalada parque [MW]	2,4	0,86	4,0

Tabla 5-2: Parámetros del Parque por Corrientes de Marea

El número de unidades se escogió con un criterio tal que cumpla con ser un PMGD y no tener una cantidad excesiva de unidades para los casos de tecnologías con potencias menores como AquaBuOY y Verdant Power. A continuación se presentan las disposiciones de los parques donde existe más de un generador. Esta disposición sirve para entregar un idea de cómo se distribuyen las distintas máquinas y así conocer el espacio físico requerido.

La Figura 5-5 siguiente muestra la disposición de planta para el parque compuesto por 9 unidades Pelamis representando además las líneas de amarre. Para este parque es necesario un espacio marítimo de 600 metros por 600 metros, siguiendo una configuración propuesta por el fabricante. La Figura 5-6 representan una posible disposición del parque con unidades AquaBuOY compuesto por 25 unidades con una separación estimada de 18 metros entre cada una. Esta configuración es mostrada en una simulación realizada por el fabricante.

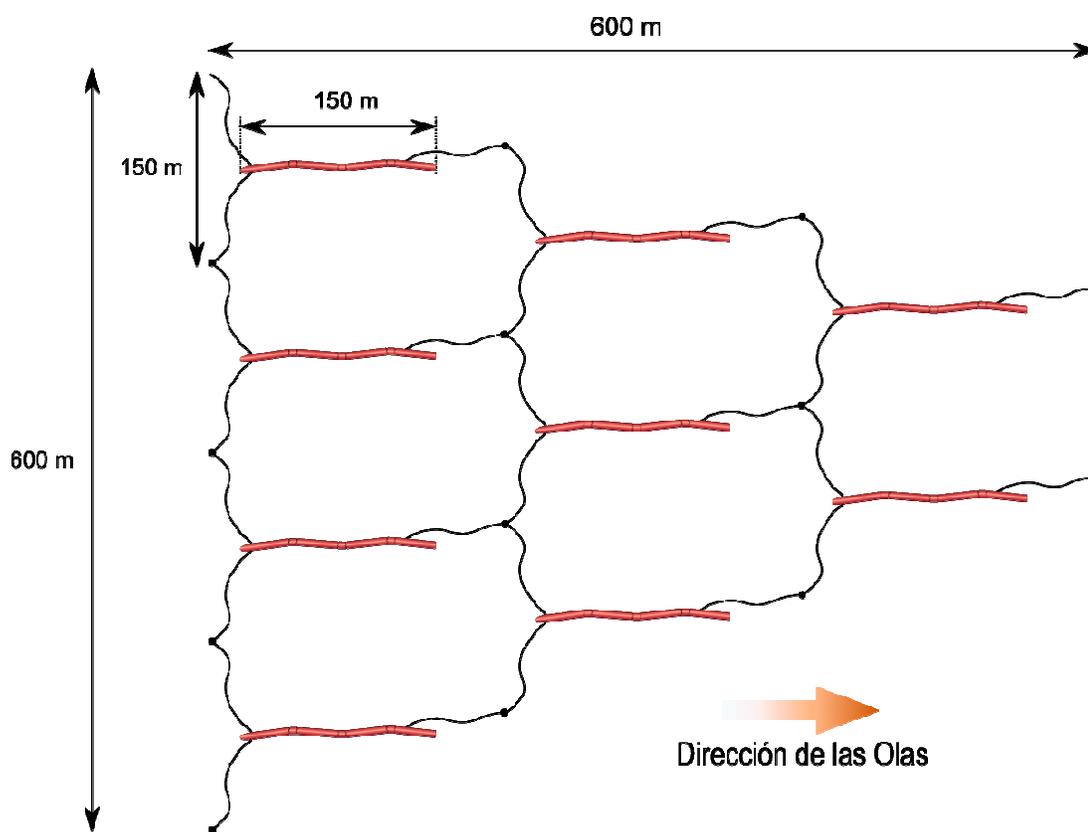


Figura 5-5: Disposición de planta de las unidades Pelamis junto con sus líneas de amarre

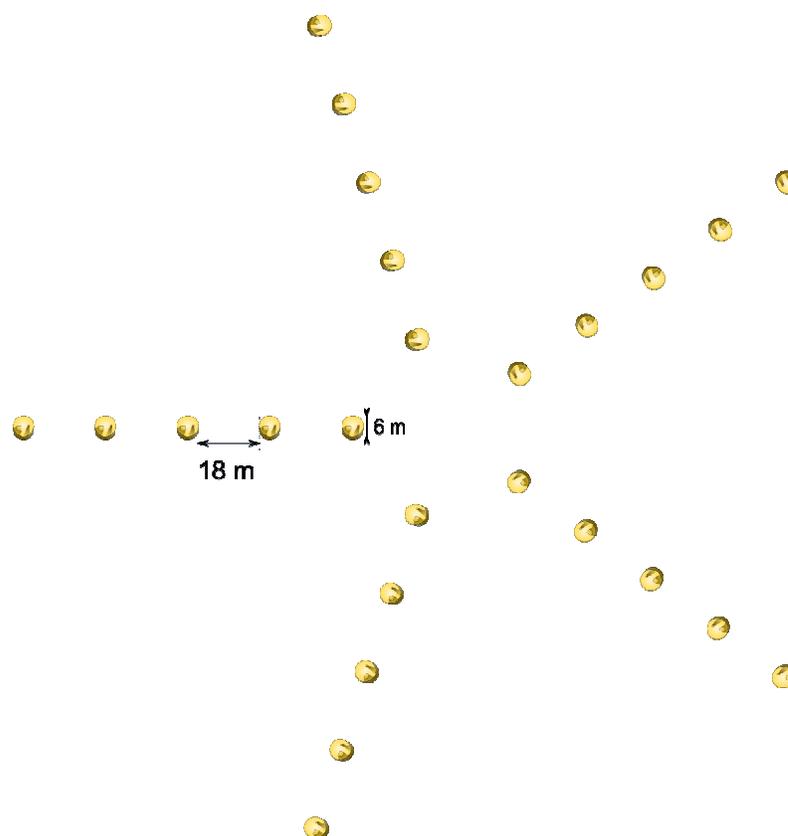


Figura 5-6: Disposición de planta de las unidades AquaBuOY

La Figura 5-7 muestra como sería el arreglo de SeaGen en su versión conceptual para zonas profundas, donde se mantiene el área de cada turbina y se estima una separación entre ambas de 1,5 metros. La Figura 5-8 muestra la disposición en planta para el parque Verdant Power compuesto por 24 unidades separadas por 15 metros hacia los costados y 25 metros hacia atrás, requiriendo una superficie en el lecho marino de 6.150 m². Por último la Figura 5-9 muestra un perfil frontal de las dos unidades RTT requeridas, junto con las distancias entre dispositivos y fondo marino.

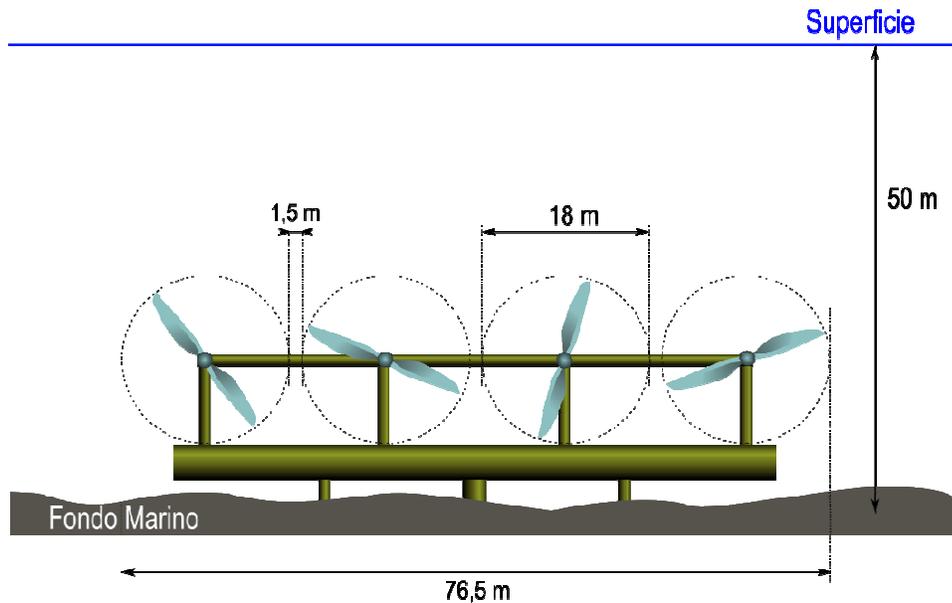


Figura 5-7: Disposición de planta de las unidades SeaGen

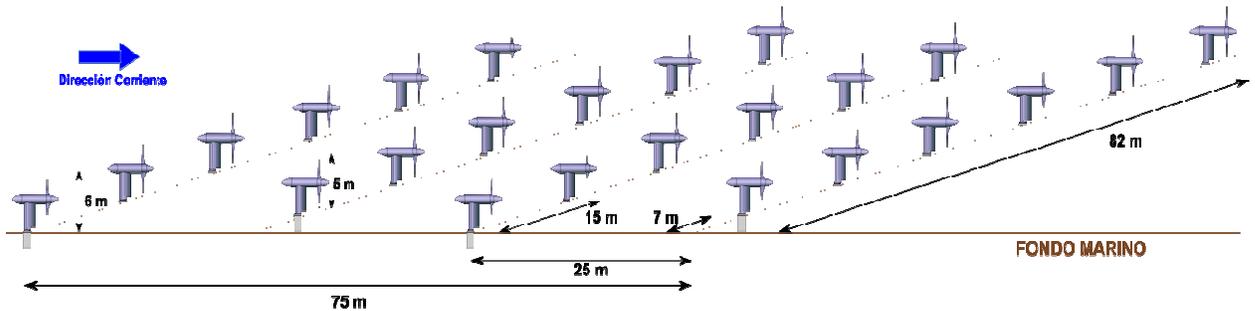


Figura 5-8: Disposición de planta de las unidades Verdant Power

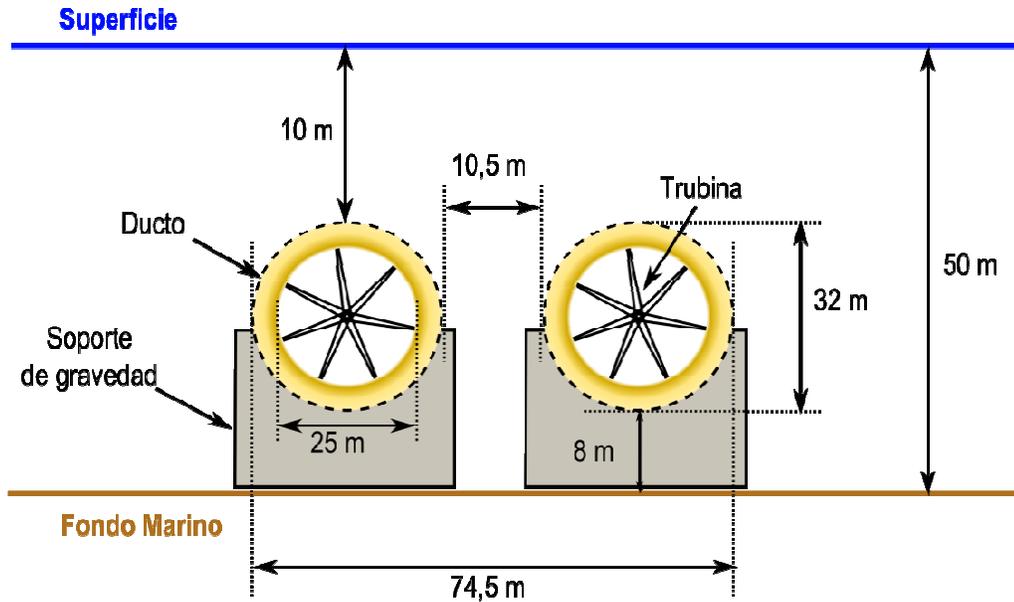


Figura 5-9: Perfil frontal de la planta Lunar Energy RTT

5.2 Ingresos anuales

Definida las características del parque es posible estimar la cantidad de energía bruta producida anualmente por cada tecnología. Debido a que el sistema eléctrico de transmisión no es ideal es necesario aplicar un factor de pérdida eléctrica, el que se considera en un 3% de la energía producida, este factor da cuenta de las pérdidas producidas en los cables de transmisión y en el fierro del transformador principalmente.

Además es importante considerar una pérdida por indisponibilidad que en este caso se estimó en un 5%, ésta da cuenta de periodos de inactividad de la central ya sea por inconvenientes del recurso (no hay olas, condiciones climáticas extremas, etc.) o bien por aspectos técnicos, lo que van desde mantenimientos programados hasta fallas en el sistema eléctrico entre la central y la subestación primaria de distribución.

Para el caso de cualquier otra pérdida se considera un 1% de la generación bruta. Esto deja un total de pérdidas de un 9% de la generación. Considerando esto junto con un precio de la energía de 0,0791 [US\$/kWh] se obtienen un ingreso por energía que se muestra en la Tabla 5-3.

Además, gracias al reconocimiento de la potencia firme de cualquier generador independiente de su tamaño se debe incluir un ingreso por venta de potencia firme. Los métodos actuales para la obtención de la potencia firme de una central se basan principalmente en la suficiencia, para lo cual es necesario el cálculo de una potencia firme preliminar y luego una ponderación de ésta por la demanda máxima del sistema. Para el caso general de la ERNC, el concepto de potencia firme es complicado de calcular, en especial para estas tecnología que no cuenta con datos estadísticos sobre la generación, por lo que se requiere la creación de una base de datos con estudios completos de Chile y estadísticas internacionales

con los niveles de energía que estos sistemas son capaces de inyectar en horario de punta o bien basarse en aproximaciones al funcionamiento de unidades similares instaladas en otros puntos del planeta.

Como actualmente la mayoría de estas tecnologías se encuentran en periodos de prueba y no cuentan con información suficiente para un cálculo de potencia firme, ésta se estimará en 20% de la capacidad instalada, la cual se paga a un precio de nudo de 9 [US\$/kW-mes] obteniendo un ingreso anual como el que muestra la Tabla 5-3.

	Tecnologías por Corriente de Marea			Tecnologías Undimotrices		
	SeaGen	Verdant Power	RTT	WaveDragon	Pelamis	AquaBuOY
Ingresos por Energía US\$	378.204	135.775	630.340	1.103.095	1.063.699	984.907
Ingresos por Potencia US\$	51.840	18.611	86.400	151.200	145.800	135.000
TOTAL US\$	430.044	154.386	716.740	1.254.295	1.209.499	1.119.907

Tabla 5-3: Ingresos anuales por venta de Energía y Potencia Firme de cada central

La Tabla 5-3 anterior muestra además el total de ingresos esperados anualmente para cada central, los que se ven incrementado año tras año al considerar una inflación del 2,5% anual. Estos mismos resultados pueden expresarse en términos de ingresos por unidad de potencia y unidad de energía como se muestra en la Tabla 5-4 siguiente:

	Tecnologías por Corriente de Marea			Tecnologías Undimotrices		
	SeaGen	Verdant Power	RTT	WaveDragon	Pelamis	AquaBuOY
Ingresos por unidad de Energía [US\$/kWh-año]	0,089912	0,089912	0,089912	0,089912	0,089912	0,089912
Ingresos por unidad de Potencia [US\$/kW-año]	179,185	179,102	179,185	179,185	179,185	179,185

Tabla 5-4: Ingresos anuales por unidad de energía y por unidad de potencia

De la tabla anterior es posible apreciar que estos indicadores son prácticamente constantes para las diferentes tecnologías, esto se debe principalmente a que los parámetros utilizados para el cálculo de energía y potencia como son los factores de capacidad, pérdidas eléctricas, precios de energía y potencia, son análogos en todos los casos.

Otro ingreso que es posible obtener en proyectos de esta índole, pero que no serán considerados en esta evaluación económica, es por la venta de bonos de carbono durante los primeros 5 años del proyecto. Para estimar estos ingresos se considera que el ahorro en la producción de CO₂ debido a la generación de electricidad por un medio limpio es de 0,609 [tCO₂/MWh] y que el precio de los bonos de carbono es de 10 [US\$/tCO₂]. Con estos datos se obtiene que la siguiente tabla para cada tecnología:

	Tecnologías por Corriente de Marea			Tecnologías Undimotrices		
	SeaGen	Verdant Power	RTT	WaveDragon	Pelamis	AquaBuOY
Reducción de CO₂ [tCO₂]	2.912,8	1.045,7	4.854,7	8.495,7	8.192,3	7.585,5
Ingreso [US\$]	29.128,2	10.457,0	48.547,0	84.957,3	81.923,1	75.854,8

Tabla 5-5: Ingresos debido a la venta de bonos de carbono

5.3 Costos

Los principales costos a los que se ven afectados este tipo de proyectos son los costos de inversión de los equipos, de instalación y conexión. Debido a la etapa reciente de desarrollo de este tipo de tecnologías, muchos de estos costos no son conocidos, por lo que se deben estimar.

5.3.1 Costos de inversión del dispositivo

Para las tecnologías con las que se está trabajando se conocen los costos estimados de inversión FOB en equipos, los que se resumen en la Tabla 5-6. Se debe considerar que las estimaciones se realizan en base al costo que pueden tener las primeras unidades de producción, por lo que se espera que a futuro estos costos disminuyan al comenzar la producción en masa y considerando proyectos de mayor envergadura que aprovechen las economías de escala.

Tecnología	Undimotriz			Corrientes de Marea		
	WaveDragon	Pelamis	AquaBuOY	SeaGen	Verdant Power	RTT
Potencia [kW]	7.000	750	250	1.200	35,9	2000
Costo dispositivo [US\$/kW]	2.399,83	3.333,33	800,51	2.500	2.785,52	1.300
Costo dispositivo por unidad [US\$/unidad]	16.798.801	2.499.998	200.128	3.000.000	100.000	2.600.000
Costo dispositivos Parque [US\$]	16.798.801	22.499.978	5.003.211	6.000.000	2.400.000	5.200.000

Tabla 5-6: Resumen costos de inversión por dispositivo

5.3.2 Costo de instalación

Debido a la falta de proyectos comerciales instalados en la actualidad para la mayoría de las tecnologías, es difícil conocer los costos asociados a la instalación del parque, por lo que se deben estimar en base al costo de inversión antes señalado y según el siguiente desglose:

Aspecto	Porcentaje del costo de inversión
Ingeniería y Proyectos	5%
Estudios Terrestres	2% - 3%
Estudios Marinos y Batimetría	3%
DIA-EIA	1%
Legales y Concesiones	2%
Fletes	1%
Seguros Locales	1%
Obras Eléctricas y de casa de máquina	30%
Obras Civiles y Montaje	20% - 30%

Tabla 5-7: Composición de los costos de instalación

Cabe señalar que tanto los estudios terrestres como las obras civiles y de montaje para el caso de las tecnologías undimotrices se utilizan los menores porcentajes debido a que sólo se debe instalar las líneas de amarre, en contraste con las tecnologías por corrientes de marea en que tanto las obras como los estudios son un parte de mayor importancia. La tabla siguiente muestra el total del costo de instalación necesario para cada tecnología:

	Tecnologías por Corriente de Marea			Tecnologías Undimotrices		
	SeaGen	Verdant Power	RTT	WaveDragon	Pelamis	AquaBuOY
Costo instalación [US\$]	4.560.000	1.824.000	3.952.000	10.919.221	14.624.985	3.252.087

Tabla 5-8: Costos de Instalación

5.3.3 Costos de operación y mantenimiento

Estos costos fijos que deben incluirse año tras año para el caso de las tecnologías por corrientes de marea de un 4% de la inversión, mientras que para las tecnologías undimotrices se utiliza la referencia [29], resultando los siguientes costos de O&M:

	Tecnologías por Corriente de Marea			Tecnologías Undimotrices		
	SeaGen	Verdant Power	RTT	WaveDragon	Pelamis	AquaBuOY
Costo O&M [US\$]	240.000	96.000	416.000	191.100	577.395	588.656

Tabla 5-9: Costos de Operación y Mantenimiento

5.3.4 Otros costos

Otros costos incluidos en el análisis económico tienen relación con la conexión al sistema, en estos casos son necesarios equipos eléctricos como los cables de transmisión tanto terrestres como submarinos para llevar la energía desde la central al sistema eléctrico. Además de ser necesaria la construcción de una subestación con los equipos básicos de protección y medida junto con un transformador elevador que permita la conexión.

Los costos del cableado terrestre y submarino son estimados considerando las distancias vistas en el Capítulo 5.1.1 y considerando el presupuesto de un tendido eléctrico de 23 kV que se muestra en el Anexo C, se estiman costos de 400.000 [US\$/km] para el cable terrestre trifásico y de estima un costo de 650.000 [US\$/km] para el cable submarino. Los costos de construcción de la subestación están estimados en el capítulo anterior.

Además es necesario considerar el costo de las líneas de amarre de los sistemas de conversión eléctrica undimotrices. Para estos sistemas las líneas de amarre son consideradas de un largo de tres veces la profundidad de la zona donde se ubica y con un costo de 20 [US\$/m].

El costo variable que se considera para todas las tecnologías es un gasto administrativo de un 0,5% de la facturación anual.

5.3.5 Indicadores de costos

Para realizar un mejor análisis comparativo entre las distintas tecnologías se utilizan ciertos indicadores. La tabla siguiente muestra el costo total por unidad de potencia instalada, este indicador normaliza los valores de costos a un valor por unidad de potencia, lo que ayuda tanto para la comparación como para una estimación de costos en caso de cambiar la potencia instalada:

	Tecnologías por Corriente de Marea			Tecnologías Undimotrices		
	SeaGen	Verdant Power	RTT	WaveDragon	Pelamis	AquaBuOY
Costos totales por unidad de potencia [US\$/kW]	6.303,1	8.288,9	3.343,2	4.778,9	7.006,8	2.984,9

Tabla 5-10: Costos por unidad de potencia instalada en cada parque

Con los resultados obtenidos en la Tabla 5-10 es posible comparar los diversos dispositivos, concluyendo que el dispositivo AquaBuOY posee el menor costo de inversión por kW de 2.984,9 [US\$/kW] seguido por RTT, WaveDragon y SeaGen.

Otro indicador importante es el cociente entre el valor neto presente de la inversión y la anualidad del valor de la inversión más los costos de O&M (Costos totales) para el proyecto de 25 años con una tasa de descuento de 10%. Al estudiar este indicador frente a variaciones de precio de la energía es posible determinar a primera vista un rango de viabilidad para el cual el parque posee mayor ingresos que costos en su vida útil. La Figura 5-10 siguiente muestra esta indicador:

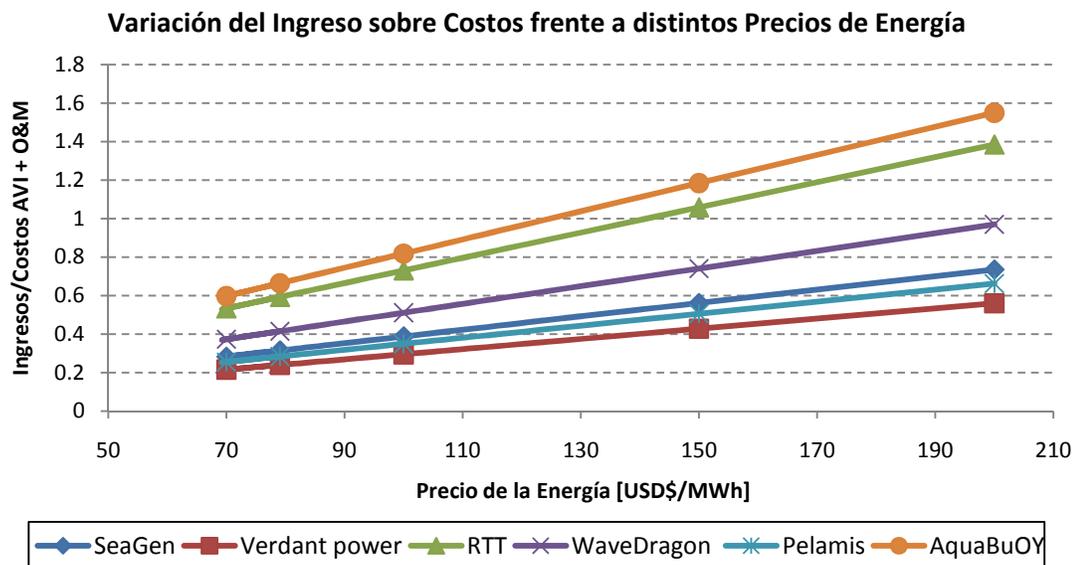


Figura 5-10: Variación de Ingresos sobre costos frente a distintos precios de energía

Con esta figura podemos determinar primero que la tecnología AquaBuOY posee el mejor indicador frente al resto y que es necesario un precio de la energía de aproximadamente 125 [US\$/MWh] para obtener un ingreso mayor o igual a sus costos. Además de obtener un indicador mayor a 1,5 con un precio de energía de 200 [US\$/MWh].

El siguiente dispositivo que presenta un buen indicador es RTT el cual necesita un precio de energía de aproximadamente 140 [US\$/MWh] para que sus ingresos sean iguales a sus costos. El dispositivo que presenta un indicador cercano a 1 dentro del rango estudiado (de 70 a 200 [US\$/MWh]) es WaveDragon que con un precio de 200 [US\$/MWh] obtiene un indicador de aproximadamente 0,97. El resto de dispositivos no son viables para los precios de energía considerados.

5.3.6 Indicador Ambiental

Es posible además construir un índice que caracterice a las tecnologías por su impacto al medio ambiente en base a los potenciales impactos vistos en el Capítulo 2.2.4. Siguiendo los impactos potenciales mencionados es posible construir un *checklist* para cada tecnología como se muestra en el Anexo D.

Este indicador es sólo una estimación considerando los principales impactos ambientales ya revisados, con esto se obtiene que la tecnología menos invasiva o perjudicial para el medio ambiente es SeaGen seguido por Verdant Power y RTT. Es importante destacar que si se consideran otros posibles impactos este resultado cambie, por lo que no es posible considerarlo como un indicador permanente y sólo será utilizado como referencia.

5.4 Flujo de caja

La evaluación económica del proyecto se realiza a 25 años y considerando una tasa de interés de un 7%, un impuesto de 17%, una tasa de descuento de 10% y la inversión se considera un 40% mediante inversión propia y el 60% restante mediante una deuda a 10 años con un periodo de amortización de 8 años como se muestra en el Anexo E.

Con todo lo explicado anteriormente y considerando un factor de capacidad de 25%, un precio de energía de 79,07 [US\$/MWh] y un precio de potencia de 9 [US\$/kW-mes] se obtienen los siguientes resultados:

	Tecnologías por Corriente de Marea			Tecnologías Undimotrices		
	SeaGen	Verdant Power	RTT	WaveDragon	Pelamis	AquaBuOY
VAN [US\$]	-9.668.132	-5.063.389	-5.130.323	-18.343.832	-31.620.153	-5.900.536
TIR [%]	-8,2%	-11,3%	1,0%	-1,8%	-8,1%	0,4%

Tabla 5-11: Resultados de la evaluación económica

La Tabla 5-11 anterior muestra tanto el Valor Actual Neto (VAN) de los proyectos como la Tasa Interna de Retorno (TIR) que dan cuenta de la rentabilidad de los proyectos. Se considera que un proyecto es rentable para una empresa privada cuando su TIR es igual o mayor a la tasa de descuento, debido a que el proyecto da una mayor rentabilidad que la rentabilidad mínima requerida. No así cuando la TIR es menor, y es posible que una empresa esté dispuesta a disminuir hasta un 8% la tasa de descuento que compara con la TIR. En el caso de estar evaluando proyectos sociales se considera una tasa de descuento del 6% debido al beneficio social que conlleva.

De la Tabla 5-11 se aprecia que ningún proyecto bajo estas condiciones es capaz de cumplir con una TIR mayor que 8% requerido para ser llevado a cabo por una empresa privada. Incluso no superan el 6% para ser desarrollado con proyecto social financiado por el gobierno. Además todas poseen VAN negativos, lo que nuevamente indica lo no rentable de los proyectos. Debido al aspecto ecológico de los proyectos, es posible generar algún incentivo hacia las empresas a que inviertan en un proyecto de esta índole, al representar una buena imagen hacia el país, como también existe la posibilidad que el gobierno incentive el uso de estas tecnologías mediante algún subsidio que mejore la rentabilidad del proyecto.

5.5 Análisis de sensibilidad

5.5.1 Actualización del factor de capacidad

Debido a que estas tecnologías están en pleno desarrollo se espera que muchos de los parámetros estimados varíen en un par de años más, por lo que resulta relevante un análisis de sensibilidad con respecto a un aumento de los factores de planta asociado a cada tecnología, lo cual podría ocurrir debido a un avance y/o perfeccionamiento en los sistemas de conversión, o bien mediante adaptación a

las condiciones de clima de ola y corrientes marinas locales según corresponda. Para esto se ve el comportamiento del VAN frente a variaciones del factor de capacidad:

5.5.1.1 Tecnologías por corrientes de marea

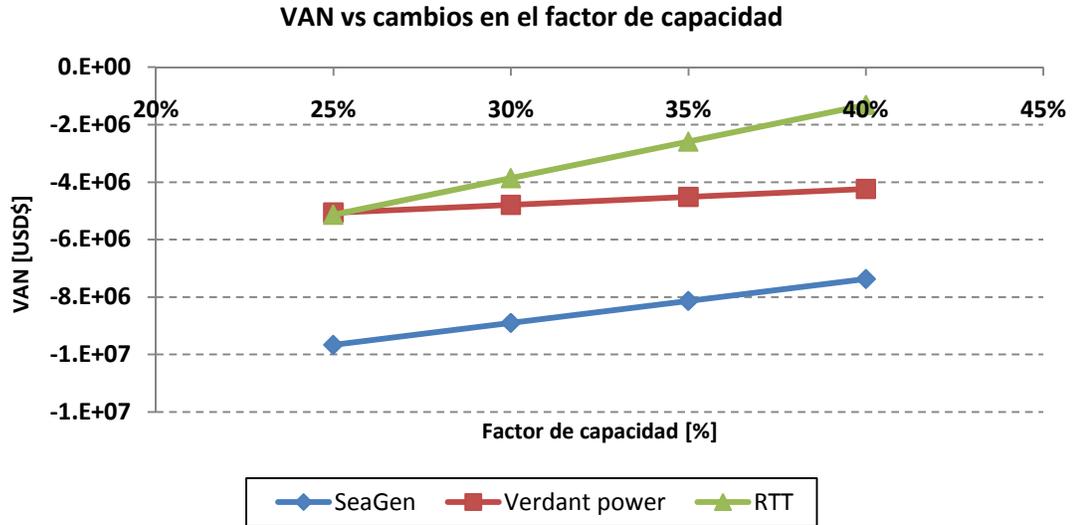


Figura 5-11: Análisis de sensibilidad, VAN con respecto al factor de capacidad

En este caso se ve como al aumentar el factor de capacidad de estas tecnologías permite un aumento significativo en el VAN, sobresaliendo la tecnología RTT con una característica más sensible frente a la variación del factor de capacidad. Este parque es el más grande dentro de este tipo, por lo que un aumento en la energía capaz de generar anualmente permite un aumento mayor del VAN hasta el punto de obtener un VAN cercano a cero, por lo que se aproxima a un proyecto rentable para el factor de capacidad de 40% como se ve en la Figura 5-11.

5.5.1.2 Tecnologías undimotrices

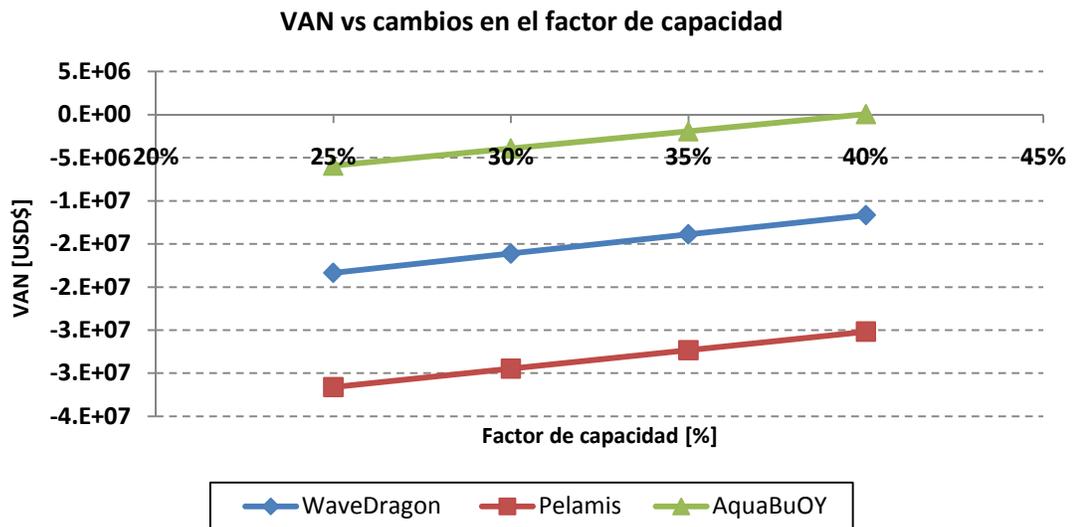


Figura 5-12: Análisis de sensibilidad, Van con respecto al factor de capacidad

Al igual que para las tecnologías por corriente, los sistemas undimotrices aumentan su VAN al mejorar su factor de capacidad. En este caso destaca el parque AquaBuOY el cual alcanza a ser rentable (VAN > 0) con un factor de capacidad de 40%. Si se utiliza el indicador de ingresos sobre costos totales se obtiene un resultado similar al que se ve en el capítulo anterior, tal como muestra la figura siguiente:

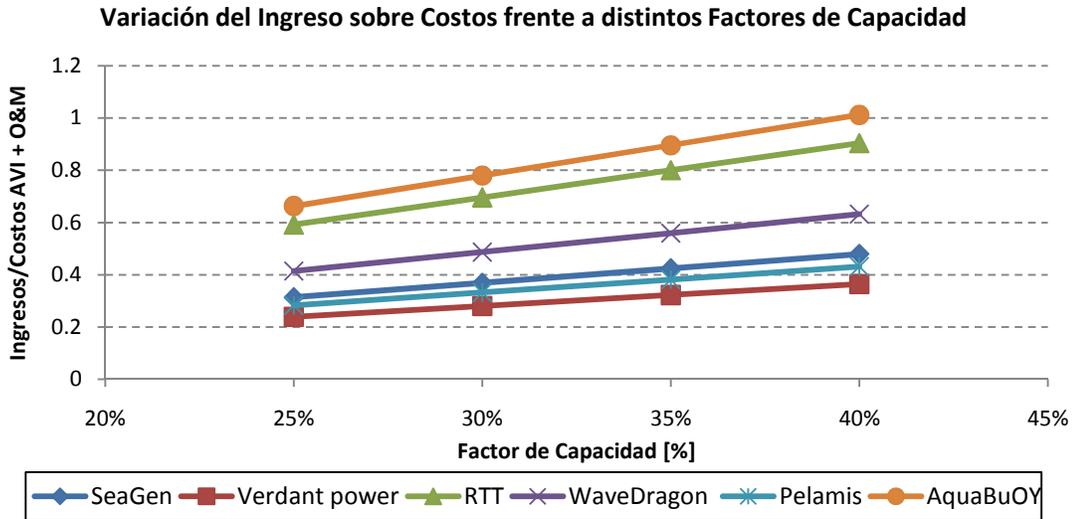


Figura 5-13: Ingresos sobre costos totales frente a cambios en el factor de capacidad

5.5.2 Variación en el precio de la energía

Otro punto relevante a analizar es lo que sucedería frente a variaciones del precio de la energía. Para esto se utilizarán los mismos valores que se consideraron en el Capítulo 5.3.5, permitiendo un análisis comparativo entre los resultados obtenidos.

5.5.2.1 Tecnologías por corrientes de marea

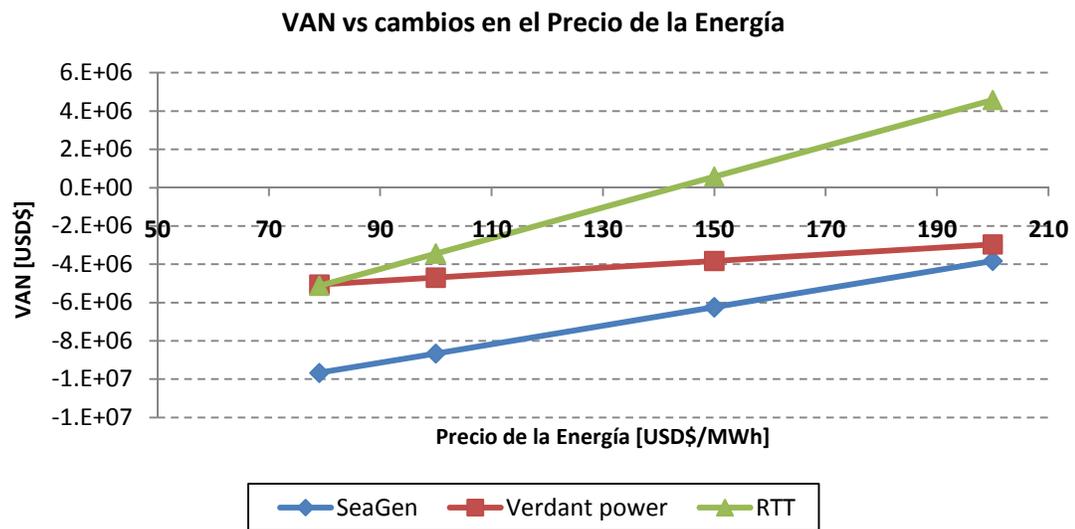


Figura 5-14: Análisis de sensibilidad, VAN con respecto al Precio de la Energía.

De la Figura 5-14 se aprecia el aumento del VAN gracias al incremento del precio de la energía. Al ocurrir esto, los ingresos de cada dispositivo aumentan, mejorando el flujo de caja, en especial del RTT que como se mencionó es el proyecto de mayor envergadura de esta clase y que además posee el menor costo de inversión. Frente a un escenario de esta clase se aprecia que nuevamente el sistema RTT alcanza a ser un proyecto rentable con un precio aproximado de 140 [US\$/MWh] tal como se ve en el capítulo anterior.

5.5.2.2 Tecnologías undimotrices

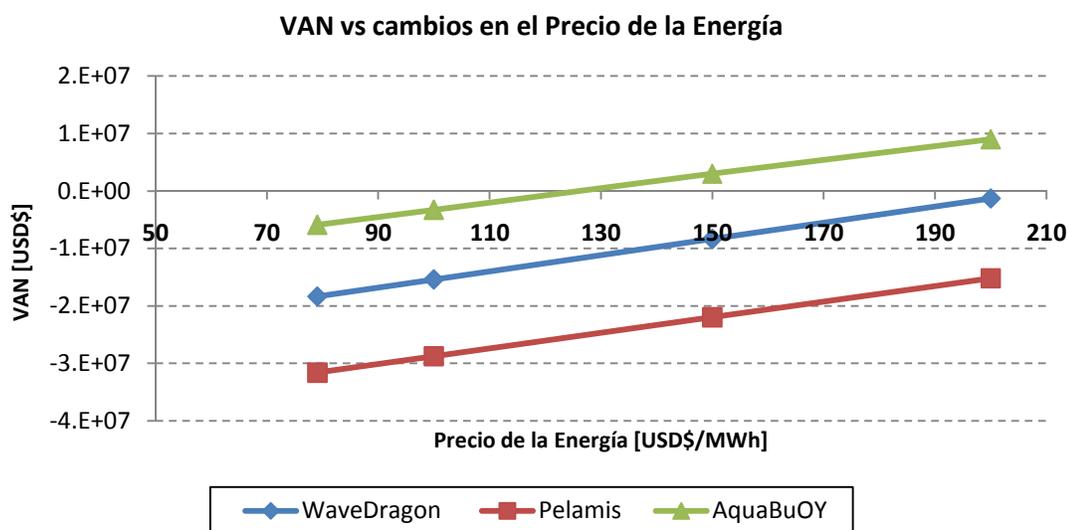


Figura 5-15: Análisis de sensibilidad, VAN con respecto al Precio de la Energía

Para estas tecnologías se ve un comportamiento similar frente a un aumento del precio de la energía, pero destaca AquaBuOY al resultar rentable con un precio de 125 [US\$/MWh] aproximadamente, mientras que WaveDragon requeriría de un precio de 200 [US\$/MWh] para obtener un VAN cercano a 0, como se ve en el capítulo anterior.

5.5.3 Modernización en los costos de inversión

También es posible que exista un cambio en los costos de inversión, debido a la temprana etapa en que se encuentran es natural pensar que con el paso del tiempo, en conjunto con el desarrollo masivo de estos dispositivos, sus costos de inversión disminuyan, tal como ha ocurrido con la tecnología eólica.

5.5.3.1 Tecnologías por corrientes de marea

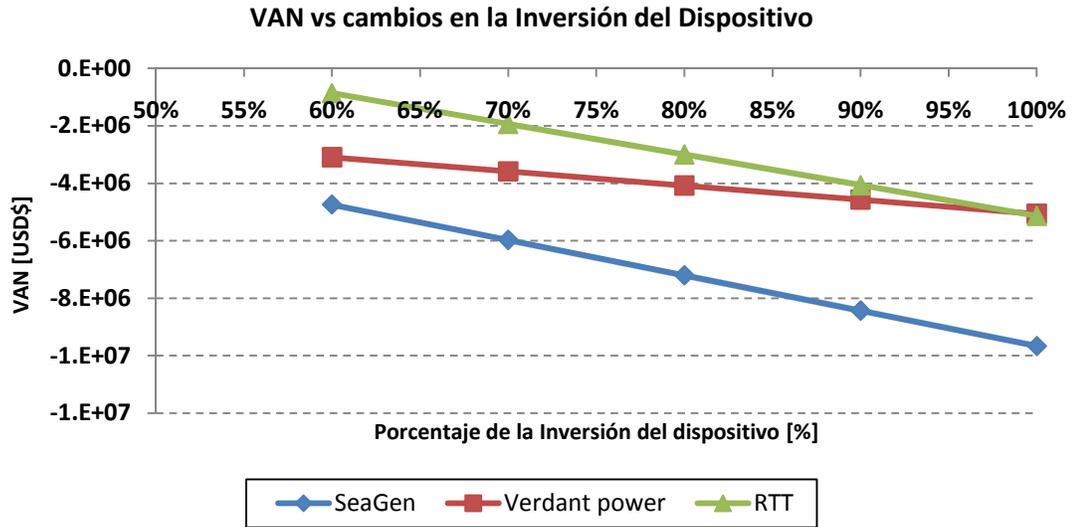


Figura 5-16: Análisis de sensibilidad, VAN con respecto a la inversión

De este gráfico es posible observar como al disminuir los costos de inversión el VAN aumenta. Nuevamente destaca la tecnología RTT frente a las otras por poseer una mayor sensibilidad. Con una disminución del costo de inversión de un 40% aproximadamente, el proyecto RTT empieza a ser un proyecto rentable.

5.5.3.2 Tecnologías undimotrices

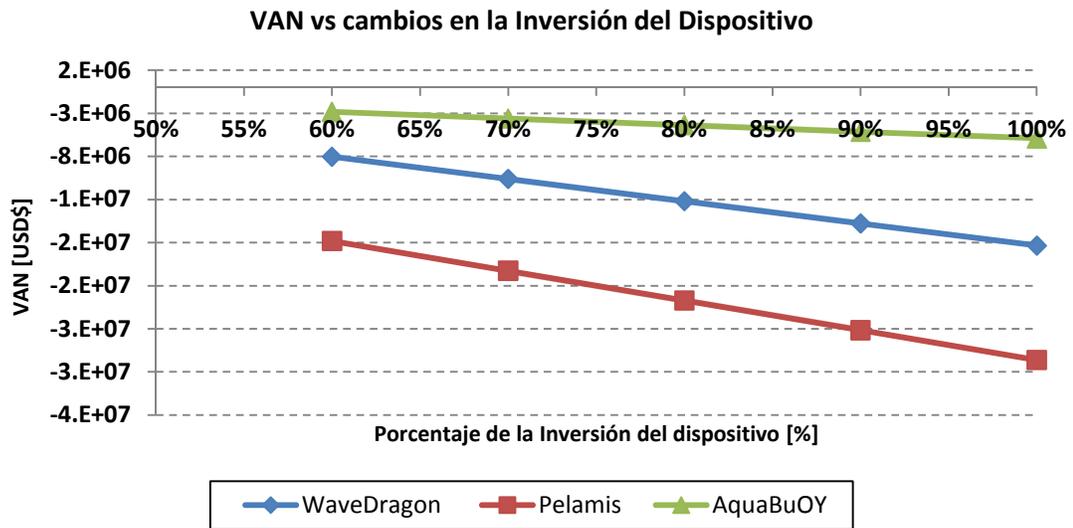


Figura 5-17: Análisis de sensibilidad, VAN con respecto a la inversión

Nuevamente se ve un comportamiento similar entre tecnologías de distintas categorías, ya que al disminuir el costo de inversión se ve un aumento en el VAN. En este caso es necesaria una disminución de un 40% en el costo de la inversión para que AquaBuOY sea un proyecto con VAN cercano a 0 y a ser un proyecto conveniente.

Al variar los costos de inversión de los dispositivos tenemos cambios tanto en el indicador de costo por unidad de potencia como en el indicador de ingresos sobre costos totales. El comportamiento de los costos por unidad de potencia se muestra en la siguiente figura:

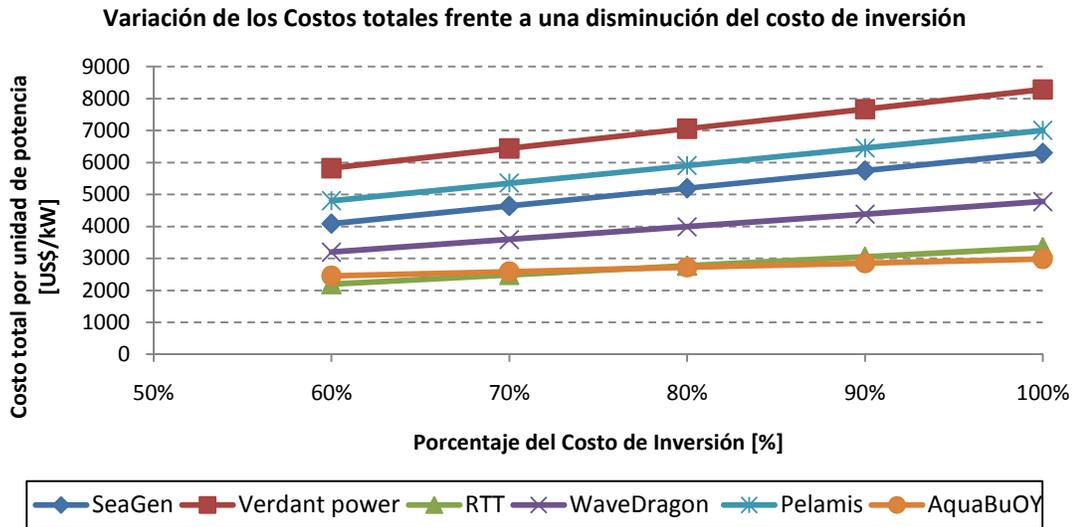


Figura 5-18: Variación del indicador de costos totales sobre unidad de potencia al disminuir costo de inversión

En la figura anterior es posible ver como disminuyen los costos totales por unidad de potencia al disminuir el porcentaje del costo de inversión destacando los dispositivos RTT y AquaBuOY que disminuyen su costo total por unidad de potencia a 2000 [US\$/kW] cuando se tiene un costo de inversión de un 60% del valor actual.

A continuación se muestra como varia el indicador de ingresos sobre costos totales frente a esta disminución del costo de inversión, obteniendo resultados similares a los ya descritos.

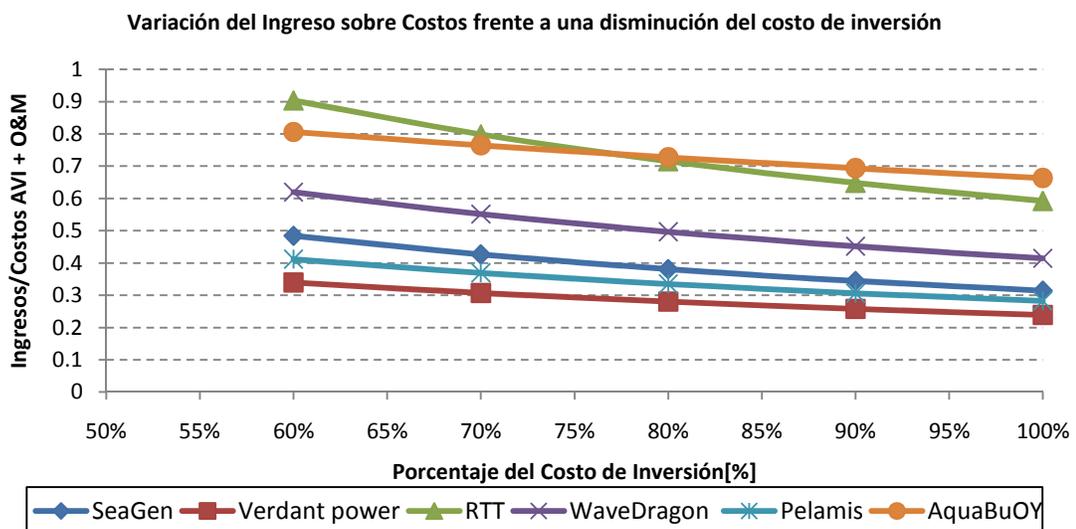


Figura 5-19: Variación del indicador ingreso sobre costos al disminuir costo de inversión

Con estos resultados es posible concluir que los dispositivos con mejores características para su implementación en el país de acuerdo a los criterios revisados son AquaBuOY, RTT y SeaGen. Todas poseen una madurez significativa en sus diseños, siendo SeaGen una tecnología usada en la actualidad. Si bien no existe un parque con la tecnología AquaBuOY y RTT, diseños a escala real han sido probados en condiciones reales presentado resultados prometedores. En este mismo ámbito el resto de las tecnologías no se quedan atrás, existen unidades Pelamis, WaveDragon y un pequeño parque de Verdant Power que fueron probados o están siendo utilizados actualmente, pero como muestran los resultados obtenidos, estos últimos dispositivos tienen poca viabilidad económica al poseer grandes costos de inversión.

Otro factor que influye en la decisión está relacionado con la simplicidad del diseño y su poca influencia sobre el medio que lo rodea, en este aspecto las tecnologías por corrientes marinas resultan ser más simples en sus sistemas de conversión al utilizar turbinas de eje vertical, sistema similar y muy desarrollado en molinos de viento, pero de este grupo el proyecto de Verdant Power resulta poco atractivo debido a la gran cantidad de unidades necesarias para la obtención de una potencia razonable, en conjunto con la gran intervención necesaria para su construcción. De las tecnologías undimotrices estudiadas la que presenta mayor simplicidad es WaveDragon al turbinar el agua almacenada en un embalse, pero que presenta la gran desventaja de necesitar gran cantidad de material para su construcción.

6. Conclusiones y comentarios

En este informe se da una visión general de los sistemas de conversión de energía mediante recursos marítimos, en específico de aquellos que utilizan las olas y las corrientes de marea como recurso energético. Abordando desde el diseño y funcionamiento hasta los aspectos normativos y legales actuales que rigen a los pequeños medios de generación distribuida y a las concesiones marítimas.

Con respecto a los objetivos planteados inicialmente y a lo desarrollado es posible concluir:

Se ha realizado una revisión del estado del arte encontrándose con una gran gama de proyectos de distinta índole para aprovechar los recursos marítimos, en especial las olas y las corrientes de marea que es lo que está dentro del alcance de esta memoria. Si bien son tan sólo 7 las tecnologías descritas con detalle, la mayoría de estas se encuentran en pleno desarrollo e investigación, siendo muy pocas aquellas que tienen una aplicación comercial actual. Esto genera una falta de información para un adecuado estudio y evaluación económica posterior.

Debido a esta etapa de crecimiento y desarrollo de las tecnologías, existe poca investigación medio ambiental. En general las tecnologías destacan por ser amigables con el medio ambiente en el sentido de ser dispositivos con movimientos lentos en comparación con la generación eólica o el mismo movimiento de las embarcaciones. Los materiales con los que se construyen están bien estudiados en la utilización de las embarcaciones, boyas de medición, muelles y últimamente con la construcción de los parques eólicos mar adentro.

En general estos sistemas presentan condiciones para su instalación muy similares, para el caso de las tecnologías undimotrices los dispositivos son construidos en muelles o diques que luego son trasladados a la zona de operación y anclados mediante líneas de amarre. Por otro lado, para las tecnologías por corrientes de marea es necesaria la construcción de una estructura de soporte lo que involucra una mayor cantidad de trabajos en el área donde es instalada. La mayoría se encuentra dentro de un rango de distancia a la costa y profundidad bastante acotado, esto principalmente por un tema económico y del recurso.

Se ha realizado una revisión general de los aspectos legales que rodean a la generación distribuida. En el último periodo ha habido grandes avances que permiten desarrollar proyectos ERNC competitivamente frente a los medios convencionales, pero aún hace falta una regulación íntegra de algunos de los medios de generación no convencionales. En particular, en el caso mareomotriz no cuenta con una regulación especial que permita el desarrollo de esta tecnología, por ejemplo existe un vacío en relación al cálculo de potencia firme debido a la falta de información estadística tanto local como a nivel mundial. Además existe la necesidad de incluir estas tecnologías en la normativa de las concesiones del borde costero y marítimo, actualmente existen uso relevantes del borde costero nacional, específicamente en el PNUBC, donde se podría incluir un apartado para las centrales eléctricas que utilizan el recurso marítimo. Estas deberían destacar por sobre las concesiones que se otorgan a central termoeléctricas debido al beneficio ecológico que aportan por ser una energía limpia y por lo tanto ser las tecnologías del futuro.

Junto a esto, está la necesidad de imponer un estudio detallado del recurso marítimo a lo largo de las costas chilenas, la necesidad de invertir en más sistemas de medición para contar con datos reales y registros históricos extensos. Chile posee una gran cantidad de recurso marítimo, pero muy poca información de éste. Estudios internacionales destaca el gran potencial energético al sur del país, donde el sistema de energía se disgrega dejando zonas aisladas, por lo que es importante un estudio del funcionamiento de la tecnología operando en isla en conjunto con otras tecnologías más estables.

Se ha revisado una metodología para la obtención de posibles zonas en el borde costero donde es factible la instalación de sistemas undimotrices o por corrientes de marea. Gracias a la información concedida por la SHOA ha sido posible estimar de forma aproximada el recurso energético en las zonas centro-sur del país, comprobando que energéticamente el sur posee mayor atractivo para la generación. Es en los mares interiores del sur donde están las mayores diferencias de mareas que conllevan a mayores velocidades de corriente, en consecuencia se deben centrar los estudios en estas zonas.

Se han calculado los factores de capacidad de las distintas tecnologías, los que han resultado bastante bajos (menores al 25%) considerando los datos dados por los fabricantes. Esto se explica al considerar que con la poca información a la que fue posible acceder sólo se utilizaron estimaciones del recurso. Se espera que los diseños puedan adaptarse a las características del recurso donde se ubican, permitiendo mejorar los factores de planta consiguiendo valores cercanos al 40%.

Se ha desarrollado un análisis económico en base a un proyecto eléctrico convencional, para esto ha sido necesario generar una disposición aproximada de los mecanismos y una estimación del espacio físico requerido, los costos de conexión e instalación. Mediante el análisis del flujo de caja de los proyectos, se ha podido concluir que bajo un factor de capacidad constante de 25%, un precio de energía de 79,07 [US\$/MWh] y una tasa de interés de 10% ningún proyecto resulta rentable para la empresa privada. Estos resultados de rentabilidad son esperables para la etapa de desarrollo en que se encuentran las distintas tecnologías estudiadas.

Gracias al análisis de sensibilidad y el uso de indicadores es posible comparar y seleccionar las mejores alternativas descritas basándose en criterios de madurez, simplicidad, ser económicamente viable y poseer un bajo impacto ambiental. Las mejores alternativas presentadas son AquaBuOY la cual ya tiene una experiencia real, económicamente es de las más rentables y es construido en la costa por lo que no presenta un impacto potencial en la zona a construir y permite facilidades al momento de realizar operaciones de mantenimiento. Otra buena alternativa es RTT que al igual que el anterior existe un dispositivo probado en condiciones reales, es el mejor económicamente entre las tecnologías por corrientes y su diseño de aspas capaz de funcionar en ambos sentidos le da una ventaja sobre el resto al no requerir sistemas de rotación. El último dispositivo recomendado es SeaGen el cual actualmente tiene una planta operando, posee un diseño simple de turbina de eje vertical combinado con ideas nuevas, como la posibilidad de elevarse sobre el nivel del mar para la realización de mantenimientos y la capacidad de girar sus aspas para aprovechar los flujos de ambos sentidos. Estas tecnologías necesitan de un tiempo para ser rentables, ya sea mediante un aumento en el factor de capacidad, un aumento en el precio de la energía o una combinación de ambas, como se vio en el análisis de sensibilidad realizado.

Como trabajo futuro se propone un estudio acabado del recurso marítimo a lo largo de las costas chilenas, especialmente en la zona centro sur del país, para lo cual se recomienda la utilización de instrumentos específicos que permitan registrar la información importante y así contar con una buena base de datos histórica. El estudio futuro de estas tecnologías se justifica debido a la importancia que están tomando las energías renovables frente a la escasez de combustibles fósiles y la preocupación mundial hacia el medio ambiente.

También es importante actualizar la recopilación de información de los dispositivos como los costos, impactos ambientales, operación y mantenimientos. Además se deben realizar simulaciones para estudiar el comportamiento de estas tecnologías en conjunto con los sistemas de distribución y posibles operaciones en sistemas aislados que permitan la implementación de esta tecnología en algunas islas o zonas extremas del país.

7. Bibliografía

- [1]. **Hammons, Thomas James.** *Tidal Power*. s.l. : IEEE, 1993. Vol. 8 / No. 3.
- [2]. **Fernández Díez, Pedro.** *Energía Mareomotriz*. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria.
- [3]. **The Australian Renewable Energy.** [En línea] 1999. <http://www.acre.murdoch.edu.au/ago/ocean/tidal.html>.
- [4]. **Currie, y otros.** *Renewables in Scotland*. [En línea] University of Strathclyde, 2002. http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/01-02/RE_info/index.htm.
- [5]. **Fernández Díez, Pedro.** *Energía de las Olas*. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria.
- [6]. **Wavenet.** Final report of the European Thematic Network on Wave Energy. [En línea] 2003. www.wave-energy.net.
- [7]. **Energy, CETO Wave.** CETO Wave Energy. [En línea] <http://www.ceto.com.au>.
- [8]. **Wikipideia.** Wave Power. [En línea] http://en.wikipedia.org/wiki/Wave_power.
- [9]. **Clean Energy.** Union of Concerned Scientists. *How Hydrokinetic Energy Works*. [En línea] http://www.ucsusa.org/clean_energy/technology_and_impacts/energy_technologies/how-hydrokinetic-energy-works.html.
- [10]. **S.E. Ben Elghali, M.E.H. Benbouzid and J.F. Charpentier.** Marine Tidal Current Electric Power Generation Technology: State of the Art and current Status. [IEEE].
- [11]. **L. Myers, A.S. Bahaj.** *Power output performance characteristics of a horizontal axis marine current turbine*. s.l. : Renewable Energy, 2005. págs. 197-208. Vol. 31.
- [12]. **A.S. Bahaj, L. Myers.** *Fundamentals applicable to the utilisation of marine current turbines for energy production*. s.l. : Renewable Energy, 2003. págs. 2205-2211. Vol. 28.
- [13]. **Fergal O. Rourke, Fergal Boyle, Anthony Reynolds.** *Marine current energy devices: Current status and possible future applications in Ireland*. Departamento de Ingeniería Mecánica, Dublin Institute of Technology. Dublin : ScienceDirect, 2009.
- [14]. *Centrales mareomotrices, treinta años de historia.* **Hermosilla Villalba, Fernando.** 1997, Revista de Obras Públicas, págs. 51-68.
- [15]. **Sheth, Shabana y Shahidehpour, Mohammad.** *Tidal Energy in Electric Power Systems*. Illinois : IEEE, Illinois Institute of Technology, 2005.
- [16]. **Marie-Claire Chaineux, Roger H. Charlier.** *Women's tidal power plant Forty candles for Kislaya Guba TPP*. s.l. : Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2007.
- [17]. **Previsic, Mirko.** *System Level Design, Performance, Cost and Economic Assessment - San Francisco Tidal In-Stream Power Plant*. s.l. : EPRI, 2006.
- [18]. **Bedard, Roger.** *Survey and Characterization: Tidal In Stream Energy Conversion (TISEC) Devices*. s.l. : EPRI, 2005. EPRI - TP- 004 NA.
- [19]. **Marine Current Turbines.** Marine Current Turbines. *Turning the tide*. [En línea] www.marineturbines.com.
- [20]. **Ltda., S.D.E. Energy.** Sea Wave Power Plants. [En línea] <http://www.sde.co.il>.

- [21]. **Enermark Ltda.** *Análisis técnico de la tecnología de producción S.D.E. LTD (Israel) localización, perfil y términos de referencia para los estudios de prospección y obras.* Santiago : s.n., 2007. Proyecto hidroeléctrico en borde costero de San Antonio Panul - V Región.
- [22]. **Royal Belgian Institute of Marine Engineers.** Offshore wave energy. [En línea]
- [23]. *Design, simulation and testing of a novel hydraulic power take-off system for the Pelamis wave energy converter.* **Henderson, Ross.** Scotland : Science direct, Septiembre de 2005.
- [24]. **Previsic, Mirko.** *Offshore Wave Energy Conversion Devices.* Electricity Innovation Institute. s.l. : EPRI, 2004.
- [25]. **Wave Dragon.** Wave Dragon... for a better future. [En línea] 2005. www.wavedragon.net.
- [26]. **Jahangir Khan, Gouri Bhuyan, Ali Moshref, Kip Morison, John H. Pease Jr., and Jim Gurney.** *Ocean Wave and Tidal Current Conversion Technologies and their Interaction with Electrical Networks.* s.l. : IEEE, 2008.
- [27]. **Garrad Hassan.** *Preliminary Site Selection - Chilean Marine Energy Resources.* 2009. 100513/BR/02.
- [28]. **SHOA.** Servicio Hidrográfico Y Oceanográfico de la Armada. [En línea] <http://www.shoa.cl>.
- [29]. **David Dunnett, James S. Wallace.** *Electricity generation from wave power in Canada.* Department of Mechanical and Industrial Engineering, University of Toronto. s.l. : Renewable Energy, 2008.

8. Anexo

8.1 Anexo A: Teoría de ondas lineal

Las olas características de esta teoría son denominadas olas cortas y son aquellas en las que la velocidad c es independiente de la profundidad del mar h , pero dependiente de la propia longitud de onda λ . Ondas de este estilo son las olas de viento, es decir, las olas características del mar.

Para el desarrollo de esta teoría se considera que las olas presentan un movimiento sinusoidal, para lo cual se describen los siguientes parámetros y características [5]:

a) Desplazamiento vertical de la ola: La oscilación de la superficie libre, o desplazamientos vertical de la ola, en un sistema de coordenadas (x, y) , obedece a la ecuación (8-12):

$$y = \frac{H}{2} \cos\left(\frac{2\pi x}{\lambda} - \frac{2\pi t}{T}\right) \quad (8-1)$$

Cuyo esquema se representa en la Figura 8-1.

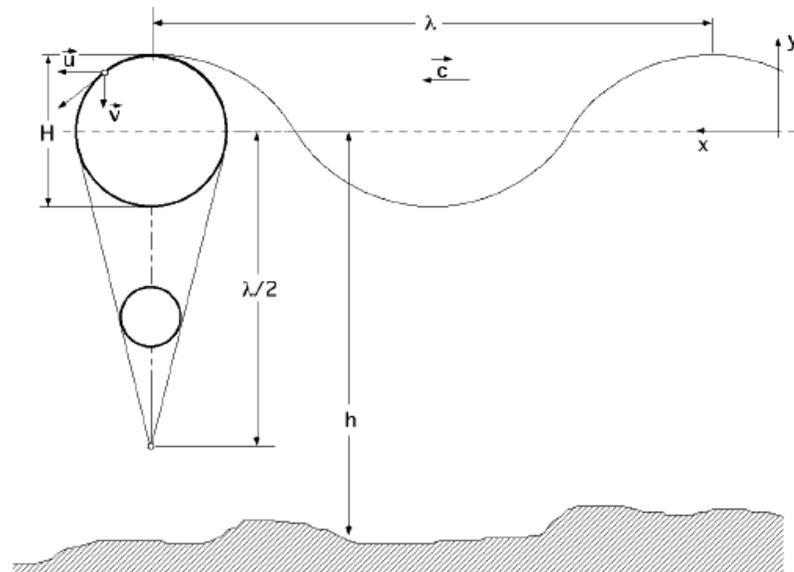


Figura 8-1: Ola lineal

b) Período: El período T de las olas es el tiempo transcurrido para que por un punto pasen dos crestas o valles sucesivos de un mismo tren de olas. El período de la ola sinusoidal es:

$$T = \frac{2\pi}{\sqrt{\frac{2\pi g}{\lambda} \cdot \tanh\left(\frac{2\pi h}{\lambda}\right)}} = \frac{2\pi}{\omega} \quad (8-2)$$

Si el agua tiene suficiente profundidad ($h > \lambda/2$), el período es $T = \frac{\lambda}{c}$; en las olas cortas se determina inmediatamente una vez conocidos λ y c o bien de la forma:

$$c = \frac{\lambda}{T} = \frac{gT}{2\pi} \quad ; \quad T = \frac{2\pi c}{g} = \sqrt{\frac{2\pi\lambda}{g}}$$

En las olas largas el período T queda determinado por (8-3):

$$T = \frac{\lambda}{\sqrt{gh}} \quad (8-3)$$

Como no se conoce a priori λ , no es posible dar explícitamente el valor para T .

c) Longitud de onda: La longitud de onda λ de las olas viene dada por la expresión (8-12):

$$\lambda = \frac{gT^2}{2\pi} \cdot \tanh\left(\frac{2\pi h}{\lambda}\right) \quad (8-4)$$

Para aguas profundas ($h > \lambda/2$) y para aguas poco profundas o someras ($h < 0,05\lambda$) la ecuación se transforma respectivamente en:

$$\lambda = \frac{gT^2}{2\pi} \quad ; \quad \lambda = T\sqrt{gh}$$

d) Velocidad de traslación: La velocidad de traslación c de la onda (celeridad) permite diferenciar las olas cortas de las largas y obedece a la ecuación (8-12):

$$c = \frac{\lambda}{T} = \frac{gT}{2\pi} \cdot \tanh\left(\frac{2\pi h}{\lambda}\right) \quad (8-5)$$

Para aguas poco profundas la ecuación de velocidad de traslación no depende del período ni de la longitud de onda, si no que depende de la profundidad h como muestra la ecuación (8-12):

$$c = \sqrt{gh} \quad (8-6)$$

En el caso de aguas profundas la velocidad aumenta cuando el período y la longitud de onda aumentan, tal como muestra la ecuación (8-12):

$$c = \sqrt{\frac{g\lambda}{2\pi}} = \frac{gT}{2\pi} \quad (8-7)$$

e) Energía de la ola: En una ola, cada partícula está dotada de energía cinética y energía potencial; en las olas regulares, los valores de la longitud de onda λ y del período T , permanecen constantes, por lo que la energía en una ola regular es la suma de la energía potencial E_p y la cinética E_c :

$$E = E_p + E_c = \frac{\rho g \lambda b H^2}{8} [J] \quad (8-8)$$

En donde ρ es la densidad del agua en kg/m^3 ; H es la altura de la ola, distancia entre la cresta y valle; b es el ancho de la cresta o longitud del frente de onda.

Mientras que la energía en aguas profundas es:

$$E = E_p = E_c = \frac{\rho g \lambda b H^2}{16} [J] \quad (8-9)$$

f) Potencia de la ola: La potencia N_L del frente de onda por unidad de longitud es:

$$N_L = \rho g \left(\frac{H}{2}\right)^2 c_g \text{sen}^2\left(\frac{2\pi}{\lambda} x - \frac{2\pi}{T} t\right) \quad (8-10)$$

Donde c_g es la velocidad del grupo de olas que se asocia al avance de la energía (y es diferente de la velocidad c de la ola) y es de la forma:

$$c_g = \frac{c}{2} \left(1 + \frac{4\pi h/\lambda}{\text{senh}(4\pi h/\lambda)}\right)$$

En el caso de estar en aguas profundas ($h > \lambda/2$) se cumple que $c_g = c/2$, esto porque las olas que están en la cabeza del grupo van perdiendo energía y acaban por desaparecer, mientras que las que en la cola del grupo aparecen nuevas olas; en esta situación la potencia por unidad de longitud del frente de ola es:

$$N_L = \frac{\rho H^2 g^2 T}{32\pi}$$

Mientras que en aguas poco profundas ($h < \lambda/2$) se cumple que $c_g = c$. Obteniéndose la misma relación de potencia antes vista.

g) Refracción de las olas: Cuando las olas de mar profundo se acercan a la costa, comienzan a viajar sobre aguas cada vez menos profundas, lo que incrementa su altura, disminuye su velocidad y su dirección de propagación se modifica.

Debido a esta disminución en la velocidad es que la ola cambia su dirección de propagación (refracción), al igual como sucede con toda onda. La ola tiende a desplazarse perpendicularmente a la frontera que separa las regiones de distintas velocidades, adaptándose a las curvas de nivel del fondo del mar.

Definiendo α_1 como el ángulo de incidencia y α_2 el ángulo de refracción de la ola se tiene por ley de Snell que:

$$\frac{c_1}{c_2} = \frac{\text{sen}\alpha_1}{\text{sen}\alpha_2}$$

La refracción no altera significativamente el período del oleaje, por lo que la misma reducción que se observa en la velocidad la apreciamos en la longitud de onda:

$$\frac{\text{sen}\alpha_1}{\text{sen}\alpha_2} = \frac{c_1}{c_2} = \frac{\lambda_1}{\lambda_2}$$

Para el caso de aguas someras se tiene que:

$$\frac{\text{sen}\alpha_1}{\text{sen}\alpha_2} = \frac{c_1}{c_2} = \frac{\lambda_1}{\lambda_2} = \sqrt{\frac{h_1}{h_2}}$$

Por lo que la altura de la ola se puede expresar de la forma:

$$H = K_S \cdot K_R \cdot H_0 \quad (8-11)$$

Donde

$$K_S = \sqrt{\frac{c_{g1}}{c_{g2}}} := \text{coeficiente de asomeramiento}$$

$$K_R = \sqrt{\frac{\text{sen}\alpha_1}{\text{sen}\alpha_2}} := \text{coeficiente de refracción}$$

H_0 es la altura de la ola en aguas profundas.

h) Difracción: la difracción de las olas es la dispersión de un frente de onda incidente por un obstáculo. Los ejemplos más comunes son los rompeolas y las grandes estructuras ubicadas a cierta distancia de la costa. Las soluciones formales para la difracción de las olas son similares a las usadas para la difracción de la luz.

Cuando la ola pasa al otro lado del obstáculo, el frente de olas adopta una forma circular, entrando en una zona calma por detrás de la barrera, disminuyendo solo su altura en esa zona. Este fenómeno se puede caracterizar por medio de un coeficiente K_d que es función del ángulo del oleaje incidente con respecto al obstáculo, la longitud de este y la profundidad del agua. Esto permite calcular la altura H_d de la ola en la zona de difracción:

$$K_d = \frac{H_d}{H} \quad (8-12)$$

8.2 Anexo B: Extrapolación de Velocidades de Mareas Semidiurnas

Debido a que en la mayoría de los casos tan sólo se conocen las velocidades máximas de pleamar o marea alta, un estudio de la EPRI [18] propone un modelo para generar una aproximación de mareas semidiurnas utilizando esta velocidad. Como este tipo de mareas es formado por la influencia de la Luna se considera un mes lunar de 29 días, como el perfil de mareas a utilizar, para lo cual se asumen las siguientes características:

- El promedio de las velocidades máximas de reflujos de pleamar es igual a la velocidad nominal del dispositivo
- El promedio de las velocidades máximas de flujo es un 90% del promedio de las velocidades máximas de reflujos
- La segunda gran marea del día es un 80% de la primera
- El promedio de las velocidades en marea muerta son un 60% del promedio de las velocidades que se tienen con pleamar

Además se debe considerar una variación lineal de los valores máximos entre una marea alta y una marea baja, considerando una variación local en forma sinusoidal, como muestra la ecuación (8-13):

$$\cos\left(\frac{t \cdot \pi}{T}\right) \quad (8-13)$$

Donde t es el tiempo medido desde el momento en que se tiene la máxima velocidad de reflujos de pleamar y T es la mitad del período de marea (6,25 hrs aproximadamente). La Figura 8-2 muestra un día lunar convencional de 25 horas junto con los rangos de marea y velocidades. En este se pueden apreciar como la velocidad máxima de reflujos y flujos están desplazadas $3\frac{1}{8}$ de hora después de marea alta y marea baja, respectivamente. Se aprecia además, que tanto marea alta como marea baja son períodos sin movimientos de corrientes (*slack water*).

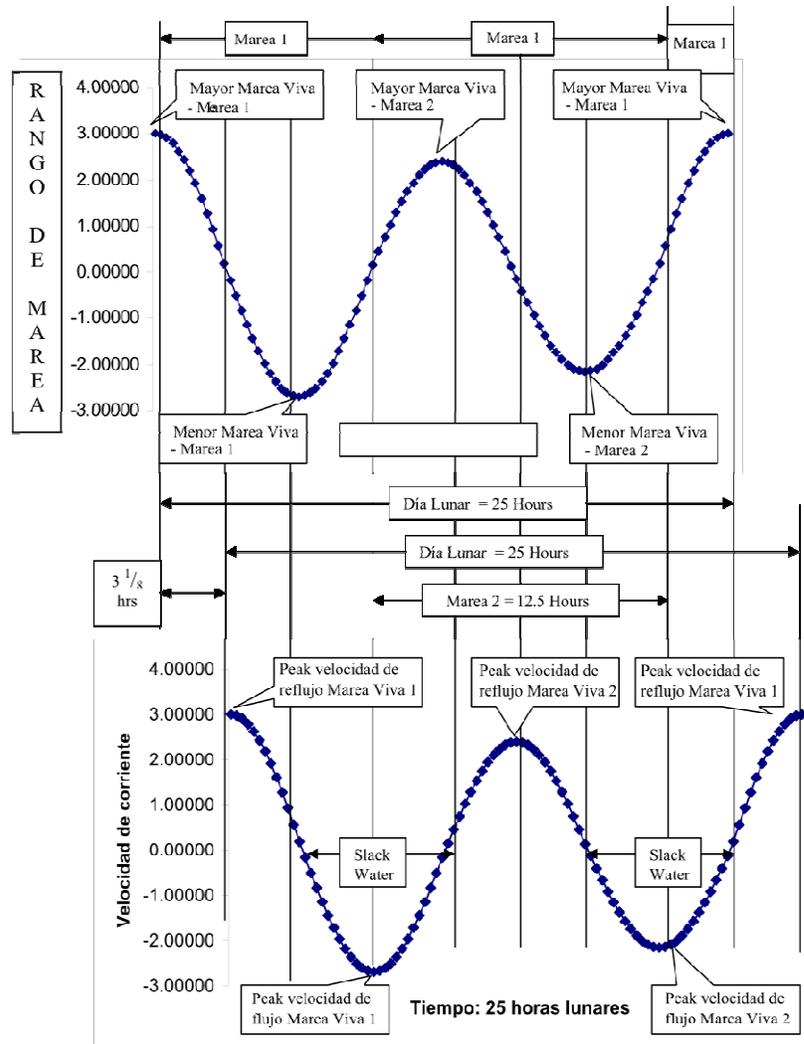


Figura 8-2: Perfil de marea en un día lunar (25 horas)

Para realizar el cálculo de la energía producida en un mes lunar es aplicado el siguiente algoritmo:

- 1) Se divide un día lunar (25 horas) con perfil semidiurno (2 reflujos y 2 flujos) en intervalos de 15 minutos.
- 2) Para el primer día de marea alta, se calcula la velocidad cada 15 minutos utilizando la relación sinusoidal, ecuación (8-13).
- 3) Se calcula la densidad de potencia del agua cada 15 minutos mediante la ecuación (8-14) siguiente:

$$\frac{P_{agua}}{A} = 0,5 \cdot \rho \cdot V^3 \left[\frac{kW}{m^2} \right] \quad (8-14)$$

Donde P_{agua} es la potencia del agua [kW]; A es el área del dispositivo [m^2]; ρ es la densidad del agua considerada $1024 \text{ [kg/m}^3\text{]}$ y V es la velocidad de la corriente [m/s].

- 4) Calcular la densidad de energía del agua en cada intervalo de 15 minutos mediante la multiplicación del promedio de la densidad de potencia superior e inferior por 0,25 horas

$$\frac{E_i}{A} = \frac{P_i + P_{i-1}}{2} \cdot 0,25 \text{ [kWh]} \quad (8-15)$$

- 5) Usando el área del dispositivo y su curva de potencia (o su eficiencia), es posible calcular la potencia instantánea de salida cada 15 minutos como muestra la ecuación (8-16). Para esto debe considerarse la velocidad mínima permitida por dispositivo.

$$P = \frac{P_{agua}}{A} \cdot A \cdot \eta \text{ [kW]} \quad (8-16)$$

- 6) Calcular la energía eléctrica en cada intervalo de 15 minutos, tal como se hizo con la densidad de energía en el paso 4).

- 7) Se repiten los pasos del 2) al 6) para el periodo de marea muerta.

- 8) Se calcula el total de la producción de energía en un mes lunar (29 días) mediante el promedio del total de energía de pleamar y el total de energía de bajamar multiplicado por 29 días:

$$E_{mes\ lunar} = \frac{E_{marea\ viva} + E_{marea\ muerta}}{2} \cdot 29 \text{ [kWh/mes}_{lunar}] \quad (8-17)$$

- 9) Por lo que la generación anual de energía se obtiene dividiendo la energía del mes lunar por 29 días y 25 horas, para luego multiplicarlo por las 8760 horas del año:

$$E_{anual} = \frac{E_{mes\ lunar}}{29 \cdot 25} \cdot 8760 \text{ [kWh/año]} \quad (8-18)$$

A modo de ejemplo se presenta el proceso de extrapolación con una velocidad máxima de reflujos de pleamar de 2,5 [m/s]. La Tabla 8-1 muestra los resultados en conjunto con el cálculo de la densidad de potencia y energía.

Marea viva		Coseno	Máxima	Perfil	Densidad	Energía
Día lunar	Hora	Factor	Velocidad [m/s]	Velocidades [m/s]	Potencia [kW/m ²]	[kWh/m ²]
Flujo marea viva	0:00:00	1,00000	2,5	2,5000	8,0000	-
Marea 1	0:15:00	0,99211	2,5	2,4803	7,8122	1,9765
	0:30:00	0,96858	2,5	2,4215	7,2694	1,8852
	0:45:00	0,92978	2,5	2,3244	6,4302	1,7125
	1:00:00	0,87631	2,5	2,1908	5,3834	1,4767
	1:15:00	0,80902	2,5	2,0225	4,2361	1,2024
	1:30:00	0,72897	2,5	1,8224	3,0990	0,9169
	1:45:00	0,63742	2,5	1,5936	2,0719	0,6464
	2:00:00	0,53583	2,5	1,3396	1,2307	0,4128
	2:15:00	0,42578	2,5	1,0644	0,6175	0,2310
	2:30:00	0,30902	2,5	0,7725	0,2361	0,1067
	2:45:00	0,18738	2,5	0,4685	0,0526	0,0361
	3:00:00	0,06279	2,5	0,1570	0,0020	0,0068
Slack a 312,5	3:15:00	-0,06279	2,25	-0,1413	0,0014	0,0004
	3:30:00	-0,18738	2,25	-0,4216	0,0384	0,0050
	3:45:00	-0,30902	2,25	-0,6953	0,1721	0,0263
	4:00:00	-0,42578	2,25	-0,9580	0,4502	0,0778
	4:15:00	-0,53583	2,25	-1,2056	0,8972	0,1684

Estudio de implantación de tecnologías mareomotrices y undimotrices como PMGD

Marea viva		Coseno	Máxima	Perfil	Densidad	Energía
Día lunar	Hora	Factor	Velocidad [m/s]	Velocidades [m/s]	Potencia [kW/m ²]	[kWh/m ²]
	4:30:00	-0,63742	2,25	-1,4342	1,5104	0,3010
	4:45:00	-0,72897	2,25	-1,6402	2,2591	0,4712
	5:00:00	-0,80902	2,25	-1,8203	3,0881	0,6684
	5:15:00	-0,87631	2,25	-1,9717	3,9245	0,8766
	5:30:00	-0,92978	2,25	-2,0920	4,6876	1,0765
	5:45:00	-0,96858	2,25	-2,1793	5,2994	1,2484
	6:00:00	-0,99211	2,25	-2,2323	5,6951	1,3743
Reflujo marea viva	6:15:00	-1,00000	2,25	-2,2500	5,8320	1,4409
Marea1	6:30:00	-0,99211	2,25	-2,2323	5,6951	1,4409
Máx. Velocidad	6:45:00	-0,96858	2,25	-2,1793	5,2994	1,3743
	7:00:00	-0,92978	2,25	-2,0920	4,6876	1,2484
	7:15:00	-0,87631	2,25	-1,9717	3,9245	1,0765
	7:30:00	-0,80902	2,25	-1,8203	3,0881	0,8766
	7:45:00	-0,72897	2,25	-1,6402	2,2591	0,6684
	8:00:00	-0,63742	2,25	-1,4342	1,5104	0,4712
	8:15:00	-0,53583	2,25	-1,2056	0,8972	0,3010
	8:30:00	-0,42578	2,25	-0,9580	0,4502	0,1684
	8:45:00	-0,30902	2,25	-0,6953	0,1721	0,0778
	9:00:00	-0,18738	2,25	-0,4216	0,0384	0,0263
	9:15:00	-0,06279	2,25	-0,1413	0,0014	0,0050
Slack at 927,5	9:30:00	0,06279	2	0,1256	0,0010	0,0003
	9:45:00	0,18738	2	0,3748	0,0269	0,0035
	10:00:00	0,30902	2	0,6180	0,1209	0,0185
	10:15:00	0,42578	2	0,8516	0,3162	0,0546
	10:30:00	0,53583	2	1,0717	0,6301	0,1183
	10:45:00	0,63742	2	1,2748	1,0608	0,2114
	11:00:00	0,72897	2	1,4579	1,5867	0,3309
	11:15:00	0,80902	2	1,6180	2,1689	0,4694
	11:30:00	0,87631	2	1,7526	2,7563	0,6156
	11:45:00	0,92978	2	1,8596	3,2923	0,7561
	12:00:00	0,96858	2	1,9372	3,7220	0,8768
	12:15:00	0,99211	2	1,9842	3,9999	0,9652
flujo marea viva	12:30:00	1,00000	2	2,0000	4,0960	1,0120
Marea 2	12:45:00	0,99211	2	1,9842	3,9999	1,0120
Máx. Velocidad	13:00:00	0,96858	2	1,9372	3,7220	0,9652
	13:15:00	0,92978	2	1,8596	3,2923	0,8768
	13:30:00	0,87631	2	1,7526	2,7563	0,7561
	13:45:00	0,80902	2	1,6180	2,1689	0,6156
	14:00:00	0,72897	2	1,4579	1,5867	0,4694
	14:15:00	0,63742	2	1,2748	1,0608	0,3309
	14:30:00	0,53583	2	1,0717	0,6301	0,2114
	14:45:00	0,42578	2	0,8516	0,3162	0,1183
	15:00:00	0,30902	2	0,6180	0,1209	0,0546
	15:15:00	0,18738	2	0,3748	0,0269	0,0185
Slack at 1538,5	15:30:00	0,06279	1,8	0,1130	0,0007	0,0035
	15:45:00	-0,06279	1,8	-0,1130	0,0007	0,0002
	16:00:00	-0,18738	1,8	-0,3373	0,0196	0,0025
	16:15:00	-0,30902	1,8	-0,5562	0,0881	0,0135
	16:30:00	-0,42578	1,8	-0,7664	0,2305	0,0398
	16:45:00	-0,53583	1,8	-0,9645	0,4594	0,0862
	17:00:00	-0,63742	1,8	-1,1474	0,7733	0,1541
	17:15:00	-0,72897	1,8	-1,3121	1,1567	0,2413
	17:30:00	-0,80902	1,8	-1,4562	1,5811	0,3422
	17:45:00	-0,87631	1,8	-1,5774	2,0094	0,4488
	18:00:00	-0,92978	1,8	-1,6736	2,4001	0,5512

Estudio de implantación de tecnologías mareomotrices y undimotrices como PMGD

Marea viva		Coseno	Máxima	Perfil	Densidad	Energía
Día lunar	Hora	Factor	Velocidad [m/s]	Velocidades [m/s]	Potencia [kW/m ²]	[kWh/m ²]
	18:15:00	-0,96858	1,8	-1,7434	2,7133	0,6392
	18:30:00	-0,99211	1,8	-1,7858	2,9159	0,7037
reflujo marea viva	18:45:00	-1,00000	1,8	-1,8000	2,9860	0,7377
marea 2	19:00:00	-0,99211	1,8	-1,7858	2,9159	0,7377
Máx. velocidad	19:15:00	-0,96858	1,8	-1,7434	2,7133	0,7037
	19:30:00	-0,92978	1,8	-1,6736	2,4001	0,6392
	19:45:00	-0,87631	1,8	-1,5774	2,0094	0,5512
	20:00:00	-0,80902	1,8	-1,4562	1,5811	0,4488
	20:15:00	-0,72897	1,8	-1,3121	1,1567	0,3422
	20:30:00	-0,63742	1,8	-1,1474	0,7733	0,2413
	20:45:00	-0,53583	1,8	-0,9645	0,4594	0,1541
	21:00:00	-0,42578	1,8	-0,7664	0,2305	0,0862
	21:15:00	-0,30902	1,8	-0,5562	0,0881	0,0398
	21:30:00	-0,18738	1,8	-0,3373	0,0196	0,0135
Slack at 2	21:45:00	-0,06279	1,8	-0,1130	0,0007	0,0025
	22:00:00	0,06279	2,5	0,1570	0,0020	0,0003
	22:15:00	0,18738	2,5	0,4685	0,0526	0,0068
	22:30:00	0,30902	2,5	0,7725	0,2361	0,0361
	22:45:00	0,42578	2,5	1,0644	0,6175	0,1067
	23:00:00	0,53583	2,5	1,3396	1,2307	0,2310
	23:15:00	0,63742	2,5	1,5936	2,0719	0,4128
	23:30:00	0,72897	2,5	1,8224	3,0990	0,6464
	23:45:00	0,80902	2,5	2,0225	4,2361	0,9169
	0:00:00	0,87631	2,5	2,1908	5,3834	1,2024
	0:15:00	0,92978	2,5	2,3244	6,4302	1,4767
	0:30:00	0,96858	2,5	2,4215	7,2694	1,7125
	0:45:00	0,99211	2,5	2,4803	7,8122	1,8852
Fin del día 1	1:00:00	1,00000	2,5	2,5000	8,0000	1,9765
					SUMA	55
						kWh/m²/día

Tabla 8-1: Extrapolación de velocidad, cálculo de energía y potencia en marea viva con velocidad máxima de 2,5 [m/s]

Marea muerta		Coseno	Máxima	Perfil	Densidad	Energía
Día lunar	Hora	Factor	Velocidad [m/s]	Velocidades [m/s]	Potencia [kW/m ²]	[kWh/m ²]
Reflujo marea muerta	0:00:00	1,00000	1,5	1,5000	1,7280	
marea 1	0:15:00	0,99211	1,5	1,4882	1,6874	0,4269
	0:30:00	0,96858	1,5	1,4529	1,5702	0,4072
	0:45:00	0,92978	1,5	1,3947	1,3889	0,3699
	1:00:00	0,87631	1,5	1,3145	1,1628	0,3190
	1:15:00	0,80902	1,5	1,2135	0,9150	0,2597
	1:30:00	0,72897	1,5	1,0935	0,6694	0,1980
	1:45:00	0,63742	1,5	0,9561	0,4475	0,1396
	2:00:00	0,53583	1,5	0,8037	0,2658	0,0892
	2:15:00	0,42578	1,5	0,6387	0,1334	0,0499
	2:30:00	0,30902	1,5	0,4635	0,0510	0,0230
	2:45:00	0,18738	1,5	0,2811	0,0114	0,0078
	3:00:00	0,06279	1,5	0,0942	0,0004	0,0015
Slack at 312,5	3:15:00	-0,06279	1,35	-0,0848	0,0003	0,0001
	3:30:00	-0,18738	1,35	-0,2530	0,0083	0,0011
	3:45:00	-0,30902	1,35	-0,4172	0,0372	0,0057
	4:00:00	-0,42578	1,35	-0,5748	0,0972	0,0168
	4:15:00	-0,53583	1,35	-0,7234	0,1938	0,0364
	4:30:00	-0,63742	1,35	-0,8605	0,3263	0,0650
	4:45:00	-0,72897	1,35	-0,9841	0,4880	0,1018

Estudio de implantación de tecnologías mareomotrices y undimotrices como PMGD

Marea muerta		Coseno	Máxima	Perfil	Densidad	Energía
Día lunar	Hora	Factor	Velocidad [m/s]	Velocidades [m/s]	Potencia [kW/m²]	[kWh/m²]
	5:00:00	-0,80902	1,35	-1,0922	0,6670	0,1444
	5:15:00	-0,87631	1,35	-1,1830	0,8477	0,1893
	5:30:00	-0,92978	1,35	-1,2552	1,0125	0,2325
	5:45:00	-0,96858	1,35	-1,3076	1,1447	0,2697
	6:00:00	-0,99211	1,35	-1,3394	1,2301	0,2969
Flujo marea muerta	6:15:00	-1,00000	1,35	-1,3500	1,2597	0,3112
Marea1	6:30:00	-0,99211	1,35	-1,3394	1,2301	0,3112
Máx. Velocidad	6:45:00	-0,96858	1,35	-1,3076	1,1447	0,2969
	7:00:00	-0,92978	1,35	-1,2552	1,0125	0,2697
	7:15:00	-0,87631	1,35	-1,1830	0,8477	0,2325
	7:30:00	-0,80902	1,35	-1,0922	0,6670	0,1893
	7:45:00	-0,72897	1,35	-0,9841	0,4880	0,1444
	8:00:00	-0,63742	1,35	-0,8605	0,3263	0,1018
	8:15:00	-0,53583	1,35	-0,7234	0,1938	0,0650
	8:30:00	-0,42578	1,35	-0,5748	0,0972	0,0364
	8:45:00	-0,30902	1,35	-0,4172	0,0372	0,0168
	9:00:00	-0,18738	1,35	-0,2530	0,0083	0,0057
	9:15:00	-0,06279	1,35	-0,0848	0,0003	0,0011
Slack at 927,5	9:30:00	0,06279	1,2	0,0753	0,0002	0,0001
	9:45:00	0,18738	1,2	0,2249	0,0058	0,0008
	10:00:00	0,30902	1,2	0,3708	0,0261	0,0040
	10:15:00	0,42578	1,2	0,5109	0,0683	0,0118
	10:30:00	0,53583	1,2	0,6430	0,1361	0,0256
	10:45:00	0,63742	1,2	0,7649	0,2291	0,0457
	11:00:00	0,72897	1,2	0,8748	0,3427	0,0715
	11:15:00	0,80902	1,2	0,9708	0,4685	0,1014
	11:30:00	0,87631	1,2	1,0516	0,5954	0,1330
	11:45:00	0,92978	1,2	1,1157	0,7111	0,1633
	12:00:00	0,96858	1,2	1,1623	0,8039	0,1894
	12:15:00	0,99211	1,2	1,1905	0,8640	0,2085
Reflujo marea muerta	12:30:00	1,00000	1,2	1,2000	0,8847	0,2186
Marea 2	12:45:00	0,99211	1,2	1,1905	0,8640	0,2186
Máx. Velocidad	13:00:00	0,96858	1,2	1,1623	0,8039	0,2085
	13:15:00	0,92978	1,2	1,1157	0,7111	0,1894
	13:30:00	0,87631	1,2	1,0516	0,5954	0,1633
	13:45:00	0,80902	1,2	0,9708	0,4685	0,1330
	14:00:00	0,72897	1,2	0,8748	0,3427	0,1014
	14:15:00	0,63742	1,2	0,7649	0,2291	0,0715
	14:30:00	0,53583	1,2	0,6430	0,1361	0,0457
	14:45:00	0,42578	1,2	0,5109	0,0683	0,0256
	15:00:00	0,30902	1,2	0,3708	0,0261	0,0118
	15:15:00	0,18738	1,2	0,2249	0,0058	0,0040
Slack at 1538,5	15:30:00	0,06279	1,08	0,0678	0,0002	0,0007
	15:45:00	-0,06279	1,08	-0,0678	0,0002	0,0000
	16:00:00	-0,18738	1,08	-0,2024	0,0042	0,0006
	16:15:00	-0,30902	1,08	-0,3337	0,0190	0,0029
	16:30:00	-0,42578	1,08	-0,4598	0,0498	0,0086
	16:45:00	-0,53583	1,08	-0,5787	0,0992	0,0186
	17:00:00	-0,63742	1,08	-0,6884	0,1670	0,0333
	17:15:00	-0,72897	1,08	-0,7873	0,2498	0,0521
	17:30:00	-0,80902	1,08	-0,8737	0,3415	0,0739
	17:45:00	-0,87631	1,08	-0,9464	0,4340	0,0969
	18:00:00	-0,92978	1,08	-1,0042	0,5184	0,1191
	18:15:00	-0,96858	1,08	-1,0461	0,5861	0,1381
	18:30:00	-0,99211	1,08	-1,0715	0,6298	0,1520

Estudio de implantación de tecnologías mareomotrices y undimotrices como PMGD

Marea muerta		Coseno	Máxima	Perfil	Densidad	Energía
Día lunar	Hora	Factor	Velocidad [m/s]	Velocidades [m/s]	Potencia [kW/m ²]	[kWh/m ²]
Flujo marea muerta	18:45:00	-1,00000	1,08	-1,0800	0,6450	0,1594
marea 2	19:00:00	-0,99211	1,08	-1,0715	0,6298	0,1594
Máx. velocidad	19:15:00	-0,96858	1,08	-1,0461	0,5861	0,1520
	19:30:00	-0,92978	1,08	-1,0042	0,5184	0,1381
	19:45:00	-0,87631	1,08	-0,9464	0,4340	0,1191
	20:00:00	-0,80902	1,08	-0,8737	0,3415	0,0969
	20:15:00	-0,72897	1,08	-0,7873	0,2498	0,0739
	20:30:00	-0,63742	1,08	-0,6884	0,1670	0,0521
	20:45:00	-0,53583	1,08	-0,5787	0,0992	0,0333
	21:00:00	-0,42578	1,08	-0,4598	0,0498	0,0186
	21:15:00	-0,30902	1,08	-0,3337	0,0190	0,0086
	21:30:00	-0,18738	1,08	-0,2024	0,0042	0,0029
Slack at 2	21:45:00	-0,06279	1,08	-0,0678	0,0002	0,0006
	22:00:00	0,06279	1,5	0,0942	0,0004	0,0001
	22:15:00	0,18738	1,5	0,2811	0,0114	0,0015
	22:30:00	0,30902	1,5	0,4635	0,0510	0,0078
	22:45:00	0,42578	1,5	0,6387	0,1334	0,0230
	23:00:00	0,53583	1,5	0,8037	0,2658	0,0499
	23:15:00	0,63742	1,5	0,9561	0,4475	0,0892
	23:30:00	0,72897	1,5	1,0935	0,6694	0,1396
	23:45:00	0,80902	1,5	1,2135	0,9150	0,1980
	0:00:00	0,87631	1,5	1,3145	1,1628	0,2597
	0:15:00	0,92978	1,5	1,3947	1,3889	0,3190
	0:30:00	0,96858	1,5	1,4529	1,5702	0,3699
	0:45:00	0,99211	1,5	1,4882	1,6874	0,4072
Fin del día 15	1:00:00	1,00000	1,5	1,5000	1,7280	0,4269
					SUMA	12
						kWh/día

Tabla 8-2: Extrapolación de velocidad, cálculo de energía y potencia en marea muerta con velocidad máxima de 2,5 [m/s]

La Figura 8-3 muestra como varía la velocidad para cuando hay marea viva y marea muerta durante un día lunar, donde se distinguen las dos mareas diarias, los flujos y reflujos. Y la Figura 8-4 muestra la variación de la velocidad durante todo un mes, en esta se distinguen los dos periodos peak debido a marea viva (conjunción y oposición lunar) y los dos periodos valle debido a marea muerta (cuarto creciente y cuarto menguante).

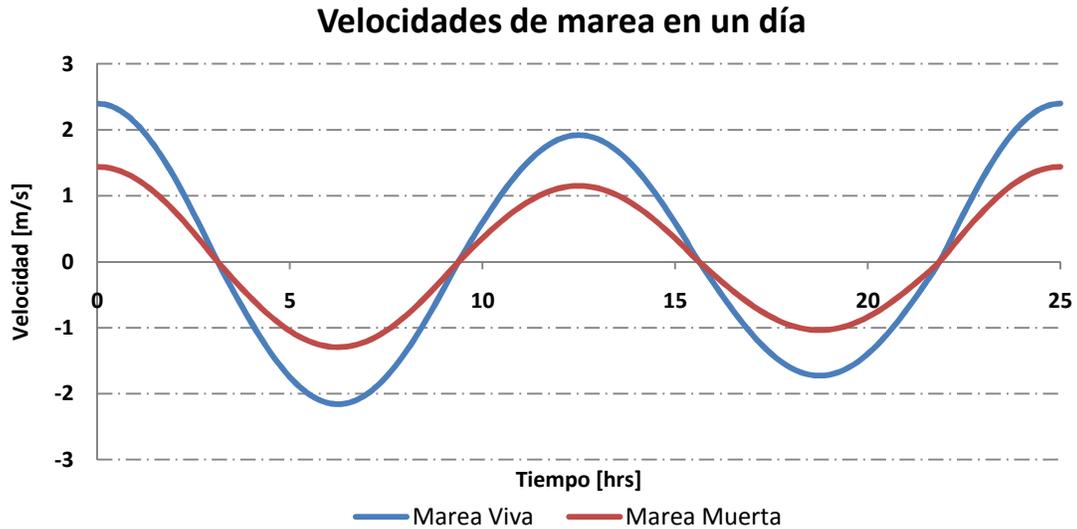


Figura 8-3: Velocidades de marea en un día con marea viva y con marea muerta

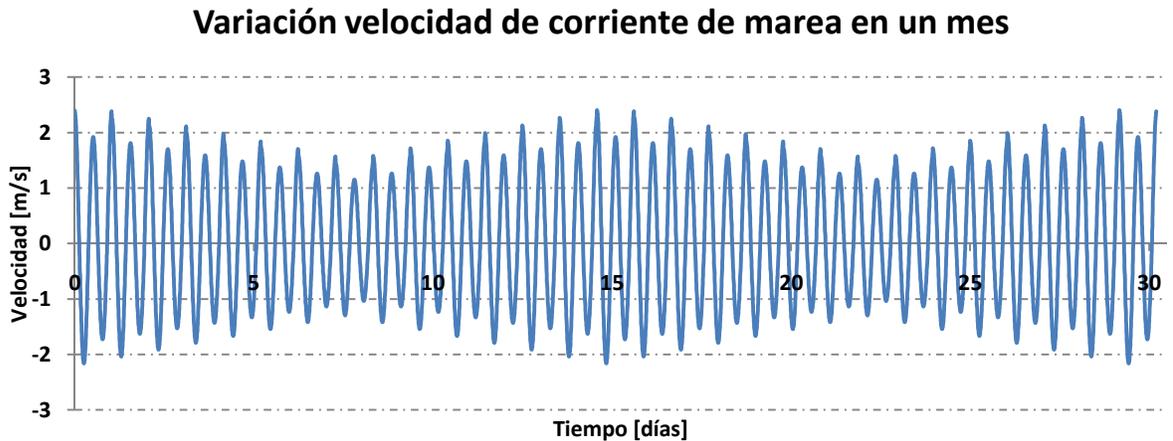


Figura 8-4: Variación de la velocidad de corriente de marea durante un mes

Si se considera un área efectiva del dispositivo de 508,9 m² es posible realizar el cálculo de potencia y energía mensual. La Figura 8-5 muestra la distribución de potencia en un mes lunar para las condiciones antes mencionadas:

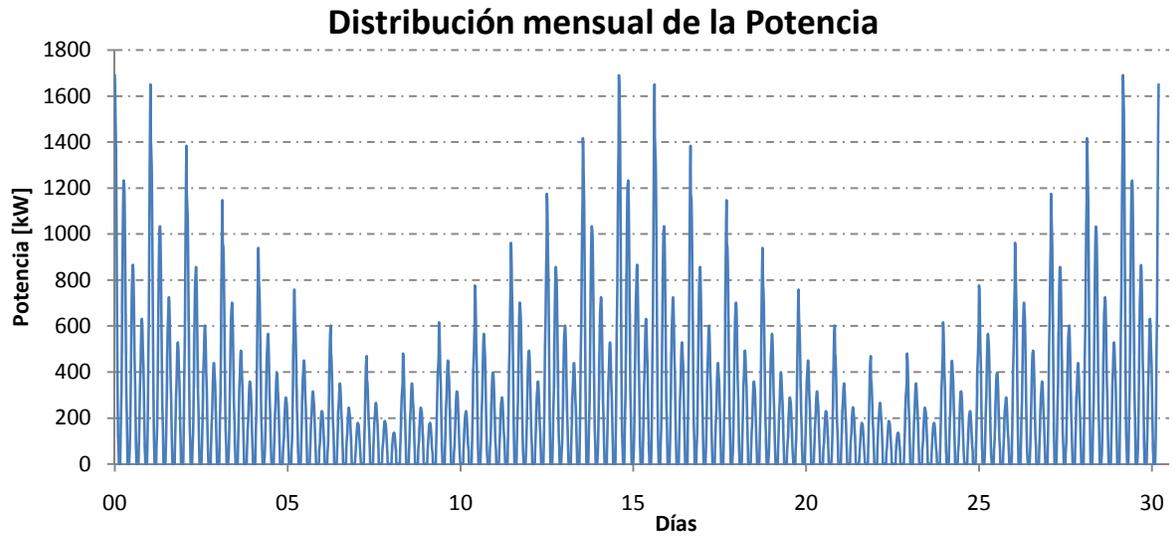


Figura 8-5: Distribución mensual de la potencia para una velocidad máxima de 2,5 m/s

8.3 Anexo C: Costos línea de transmisión

A continuación se presenta un presupuesto realizado para un tendido monofásico subterráneo de 23 kV y 1.000 metros de largo utilizando un cable XLPE de 4/0 AWG.

Base Precios	Unidad	Precio Unitario CLP\$	Cantidad	Total
Cable XLPE MV 35 kV, 4/0 AWG	m	23900	1000	23.900.000
Flete	%		2,50%	597.500
Total cable monopolar puesto en sitio	m	24497,5	1000	24.497.500
Proyecto Tendido 1000 m				
Equipos				
Cable monopolar	m	24497,5	3150	77.167.125
Mufas terminales	p.u.	45600	12	547.200
Ejecución Zanja 50 cm x 25, 1 km	m	4500	1000	4.500.000
Arena base cuarzo	m3	17000	62,5	1.062.500
Ejecución hormigón	m3	28000	15,625	437.500
Instalación cable y cierre zanja	m	16000	1000	16.000.000
Ejecución Cámara	p.u.	375000	3	1.125.000
Subtotal				100.839.325
Ingeniería			6,50%	6.554.556
Util y Gastos Gen			10%	10.083.933
Total	m	117.478		117.477.814
Total US\$	530	222		221.656

Se listan los gastos incurridos para la instalación del tendido, obteniendo un valor total de 221.656 [US\$/km] para este tendido instalado. Debido a que es un presupuesto para un tendido monopolar se estima que para un cable trifásico el costo aumente como máximo al doble. Por lo que se utiliza un costo de 400.000 [US\$/km] para la línea de transmisión terrestre. Para el caso del cable submarino hay que considerar que los costos de instalación aumentan considerablemente, por lo que el costo total puede aumentar hasta los 650.000 [US\$/km], valor que es utilizado para considerar el caso más desfavorable en cuanto a costos.

8.4 Anexo D: Indicadores Ambientales

Un parámetro importante a considerar es el impacto ambiental que estas tecnologías tienen sobre su entorno. Debido a lo difícil que resulta evaluarlo, se considerará como primera aproximación la metodología siguiente, la cual utiliza un indicador porcentual que representa que tan perjudicial es el dispositivo con el medio ambiente en relación a las otras tecnologías estudiadas. Para esto se utilizará la lista de impactos potenciales vistos en el Capítulo 2.2.4 y mediante una evaluación porcentual de cada impacto para cada tecnología se obtendrá un porcentaje promedio de que tan dañino es el dispositivo con el medio.

	Actividades	Impactos potenciales	SeaGen	Verdant	RTT	WaveDragon	Pelamis	AquaBuOY
Construcción	Cables submarinos	Afecta hábitat en torno al cable	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Instalación del sistema de amarre	Afecta hábitat en la zona de instalación	0%	0%	0%	10%	43%	100%
	Construcción del dispositivo	Impacto de construir dique seco	0%	0%	0%	100%	100%	100%
		Impacto de construcción del dispositivo en terreno	60%	100%	80%	0%	0%	0%
	Tráfico de buques durante la instalación	Aumento en la cantidad de tráfico	100%	100%	100%	50%	50%	100%
Operación y mantenimiento	Presencia física de las estructuras ancladas en el mar	Impacto sobre el paisaje	0%	0%	0%	80%	100%	60%
		Efecto sobre las aves marinas	0%	0%	0%	60%	60%	60%
		Efecto en los mamíferos (posibles zonas de descanso)	0%	0%	0%	100%	50%	70%
		Efecto sobre la navegación (comercial, pesquera y recreacional)	50%	50%	50%	50%	70%	60%
		Cambios en los regímenes físicos del agua	50%	50%	80%	50%	30%	0%
	Operación de las turbinas	Efecto del depósito (mamíferos y peces)	0%	0%	0%	50%	0%	0%
		Efecto de la turbina (mamíferos y peces)	100%	100%	100%	100%	0%	0%
		Nivel de ruido y vibraciones	100%	100%	100%	80%	50%	50%
	Mantenimiento	Aumento en el tráfico marítimo debido a actividades de mantenimiento	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Desmantelamiento	Remoción y desmantelamiento del dispositivo desde el sitio	Impacto cerca del sitio	100%	100%	100%	20%	20%
Remoción de líneas de amarre y cables submarinos		Efecto sobre el sub hábitat	50%	50%	50%	100%	100%	100%
PROMEDIO PORCENTUAL IMPACTOS AMBIENTALES			51%	53%	54%	66%	55%	58%

Tabla 8-3: Porcentaje relativo de impacto ambiental de cada dispositivo

8.5 Anexo E: Flujo de Caja

A continuación se presenta uno de los flujos de caja utilizados durante este trabajo a modo de ejemplo para mostrar los pasos y consideraciones tomadas en cuenta. En particular se presenta el flujo de caja del proyecto RTT con las siguientes condiciones:

Parámetros generales: RTT

Tasa de interés	7%
Inflación	2,5%
Precio Energía [US\$/kWh]	0,0791
Precio Potencia [US\$/kW-mes]	9
Impuesto	17%
Factor de capacidad	25%

Parámetros del lugar

Máxima velocidad de marea viva [m/s]	3,1
--------------------------------------	-----

Parámetros del proyecto

Tasa de descuento	10%
-------------------	-----

Inversión

Inversión total [USD\$]	9413500
Propia %	40%
	[USD\$] 3765400
Externa %	60%
	[USD\$] 5648100
Periodo devolución deuda [años]	10
Periodo amortización (depreciación) [años]	8

Estudio de implantación de tecnologías mareométricas y undimétricas como PMGD

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ingresos venta Energía		630.340	646.099	662.251	678.807	695.778	713.172	731.001	749.276	768.008	787.209	806.889
Ingresos venta Potencia		86.400	88.560	90.774	93.043	95.369	97.754	100.198	102.702	105.270	107.902	110.599
Total Ingresos		716.740	734.659	753.025	771.851	791.147	810.926	831.199	851.979	873.278	895.110	917.488
Inversión												
Costo previo construcción												
Costo instalación	3.952.000											
Costo unidades	5.200.000											
Costos conexión	261.500											
Total Inversión	9.413.500											
Costos Fijos												
Costo O&M		208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000
Total Costos Fijos		208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000
Total Costos Fijos + Inflación		213.200	218.530	223.993	229.593	235.333	241.216	247.247	253.428	259.763	266.258	272.914
Costos Variables												
Gastos Administrativos		3.584	3.673	3.765	3.859	3.956	4.055	4.156	4.260	4.366	4.476	4.587
Total Costos Variables		3.584	3.673	3.765	3.859	3.956	4.055	4.156	4.260	4.366	4.476	4.587
Total Costos	9.413.500	216.784	222.203	227.758	233.452	239.289	245.271	251.403	257.688	264.130	270.733	277.501
Beneficio Bruto												
Amortización		-1.176.688	-1.176.688	-1.176.688	-1.176.688	-1.176.688	-1.176.688	-1.176.688	-1.176.688	-1.176.688	0	0
Subvenciones												
Beneficio antes de impuestos e intereses		-676.731	-664.232	-651.421	-638.289	-624.829	-611.033	-596.891	-582.396	609.148	624.377	639.987
Intereses												
Intereses		395.367	355.830	316.294	276.757	237.220	197.684	158.147	118.610	79.073	39.537	0
Beneficio antes de impuestos		-1.072.098	-1.020.062	-967.714	-915.046	-862.049	-808.716	-755.038	-701.006	530.075	584.840	639.987
Impuestos												
Impuestos		0	0	0	0	0	0	0	0	90.113	99.423	108.798
Beneficio Neto		-1.072.098	-1.020.062	-967.714	-915.046	-862.049	-808.716	-755.038	-701.006	439.962	485.418	531.189
Amortización												
Amortización		1.176.688	1.176.688	1.176.688	1.176.688	1.176.688	1.176.688	1.176.688	1.176.688	0	0	0
Valor residual												
Valor residual												
Desembolso (Cuotas)	3.765.400	564.810	564.810	564.810	564.810	564.810	564.810	564.810	564.810	564.810	564.810	0
TOTAL	-3.765.400	-460.221	-408.185	-355.837	-303.168	-250.172	-196.839	-143.161	-89.129	-124.848	-79.392	531.189

VAN	TIR
-3.676.704	2,62%

Estudio de implantación de tecnologías mareomotrices y undimotrices como PMGD

AÑO	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Ingresos venta Energía	827.061	847.737	868.931	890.654	912.921	935.744	959.137	983.116	1.007.693	1.032.886	1.058.708	1.085.176	1.112.305	1.140.113
Ingresos venta Potencia	113.364	116.198	119.103	122.081	125.133	128.261	131.468	134.755	138.123	141.576	145.116	148.744	152.462	156.274
Total Ingresos	940.425	963.936	988.034	1.012.735	1.038.053	1.064.005	1.090.605	1.117.870	1.145.817	1.174.462	1.203.824	1.233.919	1.264.767	1.296.387
Inversión														
Costo previo construcción														
Costo instalación														
Costo unidades														
Costos conexión														
Total Inversión														
Costos Fijos														
Costo O&M	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000
Total Costos Fijos	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000	208.000
Total Costos Fijos + Inflación	279.737	286.730	293.899	301.246	308.777	316.497	324.409	332.519	340.832	349.353	358.087	367.039	376.215	385.620
Costos Variables														
Gastos Administrativos	4.702	4.820	4.940	5.064	5.190	5.320	5.453	5.589	5.729	5.872	6.019	6.170	6.324	6.482
Total Costos Variables	4.702	4.820	4.940	5.064	5.190	5.320	5.453	5.589	5.729	5.872	6.019	6.170	6.324	6.482
Total Costos	284.439	291.550	298.839	306.310	313.967	321.817	329.862	338.109	346.561	355.225	364.106	373.209	382.539	392.102
Beneficio Bruto	655.986	672.386	689.196	706.425	724.086	742.188	760.743	779.761	799.256	819.237	839.718	860.711	882.229	904.284
Amortización	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subvenciones														
Beneficio antes de impuestos e intereses	655.986	672.386	689.196	706.425	724.086	742.188	760.743	779.761	799.256	819.237	839.718	860.711	882.229	904.284
Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio antes de impuestos	655.986	672.386	689.196	706.425	724.086	742.188	760.743	779.761	799.256	819.237	839.718	860.711	882.229	904.284
Impuestos	111.518	114.306	117.163	120.092	123.095	126.172	129.326	132.559	135.873	139.270	142.752	146.321	149.979	153.728
Beneficio Neto	544.469	558.080	572.032	586.333	600.991	616.016	631.417	647.202	663.382	679.967	696.966	714.390	732.250	750.556
Amortización	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valor residual														
Desembolso (Cuotas)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	544.469	558.080	572.032	586.333	600.991	616.016	631.417	647.202	663.382	679.967	696.966	714.390	732.250	750.556