



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

**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO DEL
RECURSO ENERGÉTICO ASOCIADO A LAS CORRIENTES DE
MAREA EN EL CANAL DEL CHACAO**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

RODRIGO ANDRÉS HERRERA HERNÁNDEZ

PROFESOR GUÍA:

JAVIER VÁSQUEZ ÁLVAREZ

INTEGRANTES DE LA COMISIÓN:

RODRIGO CIENFUEGOS CARRASCO

MARCELO OLIVARES ALVEAL

SANTIAGO DE CHILE

JUNIO 2010

Resumen.

Chile depende excesivamente de las centrales hidroeléctricas y de los combustibles fósiles para producir energía eléctrica. Esta situación queda de manifiesto ante escenarios de déficit de abastecimiento eléctrico en años de sequías, y de elevados precios de la energía eléctrica sujetos al aumento del precio internacional del petróleo. En este contexto han surgido incentivos por parte del gobierno de Chile para la generación eléctrica asociada a fuentes renovales no convencionales, como parte de un programa que permita diversificar la matriz energética nacional por medio del desarrollo sustentable de nuevas tecnologías menos invasivas para el medio ambiente.

Estudios recientes han presentado las zonas costeras de Chile con mejores posibilidades de aprovechamiento de las corrientes mareales como fuente de generación eléctrica, destacando al Canal de Chacao como uno de los sitios más atractivos en cuanto a este recurso.

En el presente trabajo de memoria se utilizó el modelo hidrodinámico MIKE 21, para implementar un modelado numérico bidimensional capaz de caracterizar hidrodinámicamente las corrientes de marea del Canal de Chacao. Este modelado fue calibrado en base a distintos datos de niveles de mar y velocidades de corrientes disponibles en el sector, y los resultados obtenidos permitieron caracterizar los patrones de flujo del Canal de Chacao; localizar la zona más atractiva donde instalar un parque turbinas marinas M.C.T; cuantificar la cantidad de energía eléctrica que este parque es capaz generar anualmente; y analizar la viabilidad económica de instalar el parque de turbinas, incluyendo la evaluación de las externalidades asociadas a este proyecto de generación.

Índice de contenidos.

1. INTRODUCCIÓN.....	6
1.1 Objetivos.....	7
1.1.1 Objetivos generales.....	7
1.1.2 Objetivos específicos.....	7
2. MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 Mareas.....	8
2.1.1 Planos de referencia de las mareas.....	9
2.1.2 Teoría del equilibrio de las mareas.....	11
2.1.3 Predicción de las mareas mediante el Método Armónico.....	16
2.1.4 Clasificación de las mareas.....	17
2.2 Aprovechamiento de la energía cinética de las mareas.....	17
2.2.1 Potencia de la corriente de marea.....	18
2.2.2 Potencia del flujo sobre la turbina.....	21
2.2.3 Potencia extraíble.....	23
2.2.4 Dispositivos de extracción de energía.....	26
3. ANTECEDENTES GENERALES DEL CANAL DE CHACAO.....	31
3.1 Caracterización del sitio.....	31
3.2 Opciones de Conexión.....	32
3.3 Infraestructura portuaria.....	33
3.4 Antecedentes disponibles.....	34
3.4.1 Batimetría.....	34
3.4.2 Niveles de mar.....	35
3.4.3 Velocidad de corrientes.....	36
4. MODELADO NUMÉRICO.....	37
4.1 Construcción e implementación del modelo.....	37
4.1.1 Zona modelada.....	37
4.1.2 Condiciones de borde.....	39
4.1.3 Datum común para los registros de Batimetría y mareas.....	42

4.2	Calibración y Validación del modelo.....	44
4.2.1	Parámetros de modelación.....	45
4.2.2	Calibración de niveles de mar.....	46
4.2.3	Calibración de velocidad de corrientes.....	50
4.3	Resultados.....	57
4.3.1	Comportamiento hidrodinámico del Canal de Chacao.....	57
4.3.2	Recurso energético en el Canal de Chacao.....	59
5.	PROYECTO PRELIMINAR DE UN PARQUE DE TURBINAS.....	66
5.1	Elección del dispositivo.....	66
5.2	Sitios seleccionados.....	67
5.3	Evaluación económica del proyecto.....	69
5.4.1	Beneficios económicos y sociales del proyecto.....	70
5.4.2	Costos económicos y sociales del proyecto.....	73
5.4.3	Flujos del proyecto e indicadores de rentabilidad.....	79
5.4.4	Análisis de sensibilidad.....	82
6.	CONCLUSIONES Y COMENTARIOS.....	84
7.	BIBLIOGRAFÍA.....	85
	Anexo 1.....	88
	Anexo 2.....	91
	Anexo 3.....	99

Índice de Figuras.

Figura 1: Principales planos de la marea.....	10
Figura 2: Esquemización de las fuerzas de inercia, gravitación y fuerzas de tracción.....	12
Figura 3: Fuerzas de tracción en la superficie de la Tierra.....	13
Figura 4: Diagrama de la interacción resultante de las mareas lunares y solares en sicigia.....	14
Figura 5: Diagrama de la interacción resultante de las mareas lunares y solares en cuadratura. ..	15
Figura 6: Esquema de componentes de un parque mareomotriz.	18
Figura 7: Sensibilidad de la densidad de potencia al parámetro de velocidad de la corriente.....	19
Figura 8: Esquema de una turbina, indicando parámetros de interés.....	21
Figura 9: Error aproximado en que se incurre al suponer velocidad uniforme en el rotor.....	23
Figura 10: Variación del factor de potencia en un rango de velocidades.....	24
Figura 11: Densidad de potencia del flujo y densidad de potencia extraíble por el dispositivo..	25
Figura 12: Esquema de un parque de dispositivos Seagen (a la izquierda) y Ensayo de una turbina de eje axial en laboratorio (a la derecha).	27
Figura 13: Turbina Open Hydro alzada sobre la superficie, y componentes de la turbina.....	29
Figura 14: Turbina Verdant Power siendo instalada en Nueva York.....	30
Figura 15: Esquema de ubicación del Canal de Chacao.....	31
Figura 16: Mapa con información sobre las rutas de acceso al Canal de Chacao.....	32
Figura 17: Sistema interconectado Centra en la X Región.....	33
Figura 18: Puertos cercanos a la zona de emplazamiento del proyecto.	34
Figura 19: Estaciones con mareógrafos y correntómetros a lo largo del canal del Chacao.....	35
Figura 20: Zona de modelación.	38
Figura 21: Batimetría de la región de modelación.	39
Figura 22: Variación de la diferencia entre el N.M.M y el N.R.S en función de la Longitud.....	44
Figura 23: Comparación de alturas observadas y modeladas en Carelmapu.....	47
Figura 24: Comparación de alturas observadas y modeladas en Eje 1.....	47
Figura 25: Comparación de alturas observadas y modeladas en Tique.....	48
Figura 26: Niveles de mar modelados versus observados en Carelmapu.....	49
Figura 27: Niveles de mar modelados versus observados en Eje 1.	49
Figura 28: Niveles de mar modelados versus observados en Tique.....	50
Figura 29: Comparación de velocidades observadas y modeladas en roca remolinos.....	52
Figura 30: Comparación de direcciones observadas y modeladas en roca remolinos.....	52
Figura 31: Comparación de velocidades observadas y modeladas en Puerto Elvira.	53
Figura 32: Comparación de direcciones observadas y modeladas en Puerto Elvira.	53
Figura 33: Comparación de velocidades observadas y modeladas en Bajo Seluian.	54
Figura 34: Comparación de direcciones observadas y modeladas en Bajo Seluian.....	54
Figura 35: Velocidades modeladas versus observadas en Roca Remolinos.....	55
Figura 36: Velocidades modeladas versus observadas en Puerto Elvira.....	55
Figura 37: Velocidades modeladas versus observadas en Bajo Seluian.....	56
Figura 38: Patrón de flujo en Sicigia vaciante.	57
Figura 39: Patrón de flujo en Sicigia Llenante.	58
Figura 40: Patrón de flujo en Cuadratura Llenante.	58

Figura 41: Patrón de flujo en Cuadratura vaciante.....	59
Figura 42: Densidad de potencia media en el periodo de 1 mes de modelación.	61
Figura 43: Densidad de potencia para máxima velocidad de corriente.	62
Figura 44: Lugares dentro de la zona de modelación donde se grafican las curvas de direcciones predominantes (6 puntos).	63
Figura 45: Curvas de direcciones de los Puntos 1, 2, 3 y 4.	64
Figura 46: Curvas de direcciones de los Puntos 6 y 7.....	65
Figura 47: Los colores amarillo, verde y rojo representan las zonas con batimetrías adecuadas para la instalación de dispositivo.	68
Figura 48: Representación de los lugares con peaks de velocidades de corriente más importantes.	68
Figura 49: Tramos del arreglo enumerados del 1 al 4 que contienen los dispositivos Seagen. ..	69
Figura 50: Gráfico de los Costos segregados de capital.....	75
Figura 51: Gráfico con los Costos segregados de operación y mantenimiento.	77
Figura 52: Información del territorio y las áreas de manejo en la X Región de Los lagos.....	78
Figura 53: Esquema del territorio y áreas de manejo en el Canal de Chacao.....	78
Figura 54: Precios nudo de la energía en el SIC.....	82
Figura 55: Análisis de sensibilidad sobre el precio de venta de la energía.	83
Figura 56: Análisis de frecuencias de Constituyentes en Carelmapu.....	92
Figura 57: Densidad del espectro de energía de los niveles observados y de residuos en Carelmapu.	92
Figura 58: Análisis de frecuencias de Constituyentes en Pihuio.	93
Figura 59: Densidad del espectro de energía de los niveles observados y de residuos en Pihuio.	93
Figura 60: Análisis de frecuencias de Constituyentes en Eje 1.	94
Figura 61: Densidad del espectro de energía de los niveles observados y de residuos en Eje 1.	94
Figura 62: Análisis de frecuencias de Constituyentes en Manao.....	95
Figura 63: Densidad del espectro de energía de los niveles observados y de residuos en Manao.	95
Figura 64: Análisis de frecuencias de Constituyentes en Tique.	96
Figura 65: Densidad del espectro de energía de los niveles observados y de residuos en Tique.	96
Figura 66: Nivel de mar observado, pronosticado y residuos en Estación Carelmapu.	97
Figura 67: Nivel de mar observado, pronosticado y residuos en Estación Tique.	97
Figura 68: Nivel de mar observado, pronosticado y residuos en Estación Eje 1.	98
Figura 69: Comparación de los niveles de mar en el Arco Oeste (Niveles pronosticados mediante análisis armónico).	100
Figura 70: Comparación de los niveles de mar en el Arco Este (Niveles pronosticados mediante análisis armónico).	100
Figura 71: Calibración de la velocidad de corriente en Roca Remolinos, Cuadratura.....	101
Figura 72: Calibración de la velocidad de corriente en Roca Remolinos, Sicigia.	101
Figura 73: Calibración de la velocidad de corriente en Puerto Elvira, Cuadratura.....	101
Figura 74: Calibración de la velocidad de corriente en Puerto Elvira, Sicigia.	102
Figura 75: Calibración de la velocidad de corriente en Bajo Seluian, Cuadratura.	102
Figura 76: Calibración de la velocidad de corriente en Bajo Seluian, Sicigia.....	102

Índice de Tablas.

Tabla 1: Constituyentes armónicos más importantes.	16
Tabla 2: Especificaciones técnicas de un dispositivo Seagen.....	27
Tabla 3: Especificaciones técnicas de la turbina Open Hydro.....	28
Tabla 4: Especificaciones técnicas de un Verdant Power.	30
Tabla 5: Cuadro resumen de ubicación geográfica y de la medición de datos de niveles de mar.	35
Tabla 6: Cuadro resumen de ubicación geográfica y de la medición de datos de corrientes.....	36
Tabla 7: Amplitudes y desfases de las componentes armónicas de Carelmapu, Eje 1 y Manao.	41
Tabla 8: Valores del E.C.M. por Estación.....	42
Tabla 9: Cuadro resumen de los cálculos N.M.M. y N.R.S. y sus diferencias.	43
Tabla 10: Total de energía generada por tramos de dispositivos y energía anual.....	71
Tabla 11: Ingresos por venta de energía.....	72
Tabla 12: Resumen del cálculo de los beneficios por venta de Bonos de Carbono.	72
Tabla 13: Resumen del cálculo de los Costos de capital.....	74
Tabla 14: Costos de capital en 3 escenarios de evaluación.	74
Tabla 15: Costos de O&M por unidad de energía, en \$US/MWh.	75
Tabla 16: Costos totales de O&M obtenidos en cada año de la evaluación económica, valores en millones de dólares [mil \$US].	76
Tabla 17: Escenario Optimista, Flujos del proyecto e indicador VAN.....	79
Tabla 18: Escenario Base, Flujos del proyecto e indicador VAN.....	80
Tabla 19: Escenario Pesimista, Flujos del proyecto e indicador VAN.	81

1. INTRODUCCIÓN.

Con el fin de contribuir a los objetivos de seguridad de suministro y sustentabilidad ambiental para el desarrollo del sector energía, el Gobierno de Chile se encuentra impulsando líneas de acción tendientes a crear las condiciones para materializar proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC) y generar confianza en el mercado eléctrico respecto de estas tecnologías. De acuerdo a la Ley 20.257, se espera que para el año 2024, cerca del 10% de la capacidad instalada provenga de energías renovables no convencionales.

En este escenario, aumenta el interés por analizar la factibilidad técnica y económica de obtener energía desde las corrientes mareales, y más específicamente en una de las zonas que presenta un gran potencial energético, como es el canal de Chacao (en la X región de Los Lagos), conclusión a la que arribó un reciente estudio realizado por la consultora inglesa Garrad Hassan & Partners (Cruz J., Thompson M.D y Stavrulia E., 2009). En dicho estudio se estimó que el Canal de Chacao presenta el mayor potencial energético proveniente de las corrientes de marea, con una capacidad que podría llegar hasta los 500 mega watts.

El efecto gravitacional de la Luna y el Sol sobre las masas oceánicas provoca ascensos y descensos de los niveles del mar que generan desniveles entre las zonas interiores y zonas abiertas al mar capaces de inducir movimientos horizontales de las masas oceánicas, que en zonas como el Canal de Chacao transportan apreciables cantidades de energía cinética. Las mareas corresponden a un fenómeno determinístico lo que representa una ventaja en comparación a otras ERNC asociadas a fenómenos probabilísticos como la energía eólica o la energía solar, pues permite proyectar la disponibilidad energética en el largo plazo.

En este trabajo se presenta un modelado numérico hidrodinámico, bidimensional, usando el software MIKE 21¹ desarrollado por Danish Hydraulic Institute (DHI), orientado a cuantificar el recurso energético asociado a corrientes de marea en el Canal de Chacao.

El análisis posterior de los resultados del modelado numérico, permite identificar sitios específicos que cuenten con magnitudes de corrientes que hagan viable la instalación de dispositivos recuperadores de energía.

¹ DHI software, Sistema de modelado de flujos de superficie libre en 2D, disponible en: <http://www.mikebydhi.com/>

El trabajo de memoria incluye una revisión acabada del estado de avance de al menos 3 dispositivos, con el objeto de pre-seleccionar uno de ellos y constituir así un proyecto de generación eléctrica a través de un parque de dispositivos de tamaño definido (60 MW), el cual es evaluado económicamente con un horizonte de 20 años.

En materia de energía mareomotriz, Chile podría jugar un papel decisivo y beneficiarse de una participación temprana y activa, con implicaciones de liderazgo a nivel internacional, para lo cual es necesario comenzar desde ya a estudiar estos recursos.

1.1 Objetivos.

1.1.1 Objetivos generales.

Analizar el potencial energético en el Canal de Chacao, a través de una evaluación técnico-económica preliminar de un proyecto de generación de energía, constituido por un parque de turbinas.

1.1.2 Objetivos específicos.

- Modelar las corrientes de marea en el canal del Chacao, considerando un ciclo mareal, es decir, un mes.
- Analizar los datos de salida del modelado numérico, incluyendo las series temporales de altura del nivel del mar, rapidez y dirección de corrientes, en cada uno de los nodos del área de modelación, de tal manera de calcular parámetros estadísticos que representen el potencial energético en el canal del Chacao.
- Establecer los sitios de interés en el canal del Chacao, que cumplan con las condiciones técnicas para emplazar un parque de dispositivos de extracción.
- Evaluar económicamente el proyecto desde una perspectiva social.

2. MARCO TEÓRICO.

En este capítulo se tratan los temas y conceptos que constituyen la base teórica de este trabajo de memoria. En principio se aclaran conceptos básicos para la comprensión del trabajo, y se explica de manera general el fenómeno físico de las mareas. Posteriormente se analiza la teoría asociada al aprovechamiento de la energía cinética de las corrientes mareales.

2.1 Mareas.

A continuación se revisan los fenómenos físicos involucrados en la generación de las mareas, que permitan comprender su comportamiento. Como fuente para explicar los fenómenos mareales se utilizó el texto “Waves, Tides and Shallow-Water Processes”. (The Oceanography Course Team, 1999).

Las variaciones del nivel del mar son efecto, en principio, de la atracción gravitatoria de la Luna y el Sol sobre las masas oceánicas y de la aceleración inercial centrífuga debida a los movimientos orbitales de nuestro planeta respecto a esos dos astros. La actuación conjunta de estas aceleraciones da lugar a una variación regular del nivel del mar en el curso de un día. Dichas variaciones son fácilmente percibibles por un observador situado en el borde costero, quien al ubicarse en una localidad como la Bahía de Fundy (Canadá), o en el canal del Chacao (Chile), presenciara con asombro rangos de marea² que oscilan entre los 17 y los 7 metros respectivamente. Estas particularidades se aprecian en cuencas oceánicas en que se entrelazan factores como la geometría de la cuenca, el lecho marino, la fuerzas de Coriolis y fuerzas gravitacionales que definen el comportamiento del fluido sujeto a las fuerzas rítmicas que resultan de las relaciones orbitales entre la Luna, el Sol y la Tierra.

El ascenso y descenso del nivel del mar resulta en movimientos horizontales del agua o corrientes mareales. Cuando el movimiento de la corriente es hacia la costa se denomina **condición llenante**, mientras que cuando se dirige hacia afuera de la costa se denomina **condición vaciante**.

² Rango de marea: Es la diferencia en altura entre una pleamar y una bajamar consecutiva.

A continuación se definen los planos de referencia de la marea y se explica el procedimiento para su cálculo a partir de los registros del nivel del mar en alguna estación de marea.

2.1.1 Planos de referencia de las mareas.

Para comprender las definiciones de los planos de referencia que se entregan a continuación se deben aclarar los conceptos de pleamar y bajamar, como sigue.

Pleamar: Nivel máximo alcanzado por una marea creciente. Este nivel puede ser efecto exclusivo de mareas periódicas o pueden sumarse a éstas los efectos de condiciones meteorológicas prevalecientes. (Pub. S.H.O.A. N° 3013, 1992)

Bajamar: Nivel mínimo alcanzado por una marea vaciante o decreciente en un día cualquiera. (Pub. S.H.O.A. N° 3013, 1992)

Los planos de referencia (Pub. S.H.O.A. N° 3202, 1999) que se adoptan en Chile son los siguientes:

- **Nivel medio de marea:** plano equidistante entre la altura media de las pleamares y la altura media de las bajamares, durante un largo período de observaciones. Tiende a confundirse con el nivel medio del mar, pero no coinciden.

- **Nivel medio del mar (N.M.M.):** es el nivel promedio de los movimientos del nivel del mar. Su expresión física sería la del plano que adoptarían las aguas en reposo, depurada la acción de la marea. La obtención del N.M.M. mediante análisis no-armónico se hace promediando todas las alturas horarias de la marea, sobre todo el período de observación.

- **Altura media de la pleamar:** corresponde al promedio de todas las pleamares registradas durante el periodo de observación.

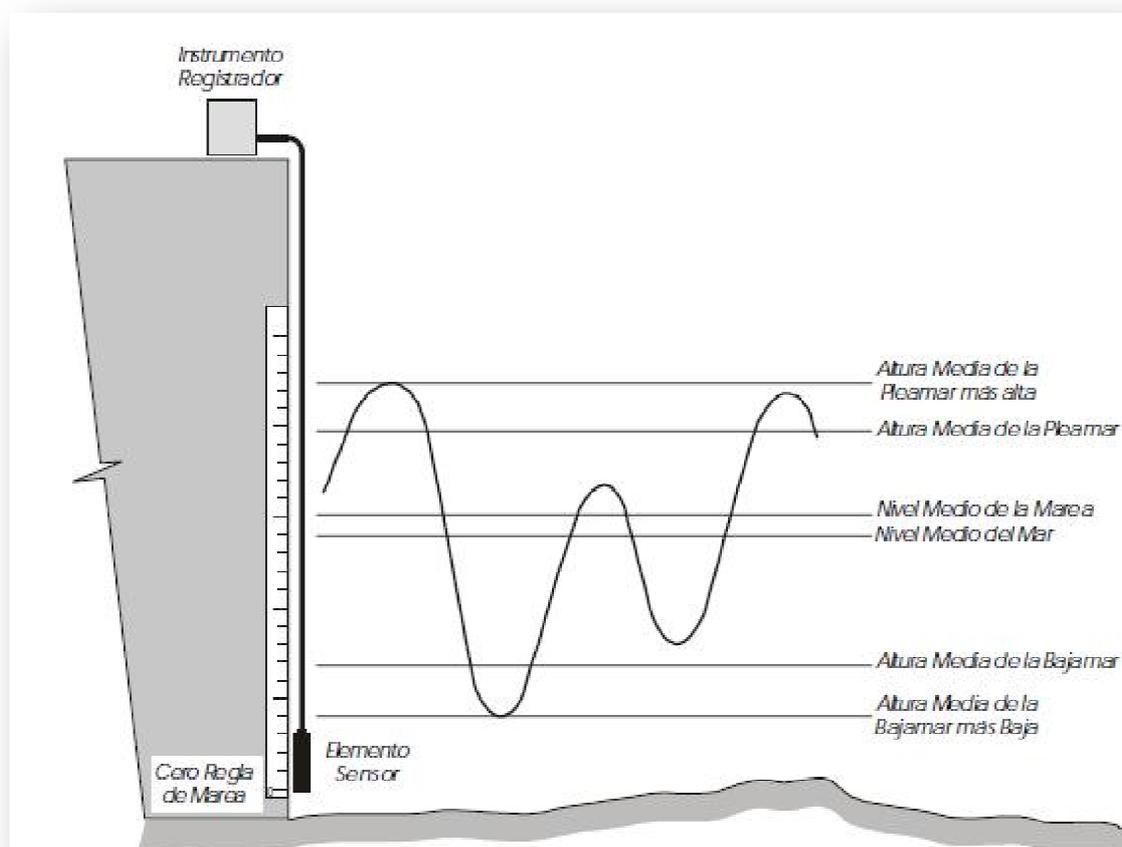
- **Altura media de la pleamar más alta:** en Chile la marea se presenta preferentemente con una notoria diferencia de altura entre dos pleamares consecutivas. De las dos pleamares que se presentan en un día se designa la de mayor altura como la pleamar más alta y la de menor altura como la pleamar más baja, respectivamente. El promedio de las pleamares más altas durante el periodo de observación se define como la altura media de la pleamar más alta.

- **Altura media de la bajamar:** corresponde al promedio de todas las bajamares registradas durante el periodo de observación.

- **Altura media de la bajamar más baja:** en Chile, durante el día tienden a presentarse dos bajamares con distintas alturas. El promedio de las bajamares más bajas durante el periodo de observación de la marea, se define como altura media de la bajamar más baja.

- **Nivel de reducción de sondas (NRS):** Es el plano al cual están referidas las sondas o profundidades de una localidad. Las necesidades de navegación requieren que la carta náutica en la cual se insertan las sondas muestre la mínima profundidad que se puede encontrar en un punto, por lo tanto, usualmente se adopta como dátum de la carta algún nivel relacionado con las bajamares.

Figura 1: Principales planos de la marea.



Fuente: Pub. S.H.O.A. N° 3202, 1999.

2.1.2 Teoría del equilibrio de las mareas.

Fuerzas de generación de mareas en el sistema Tierra-Luna.

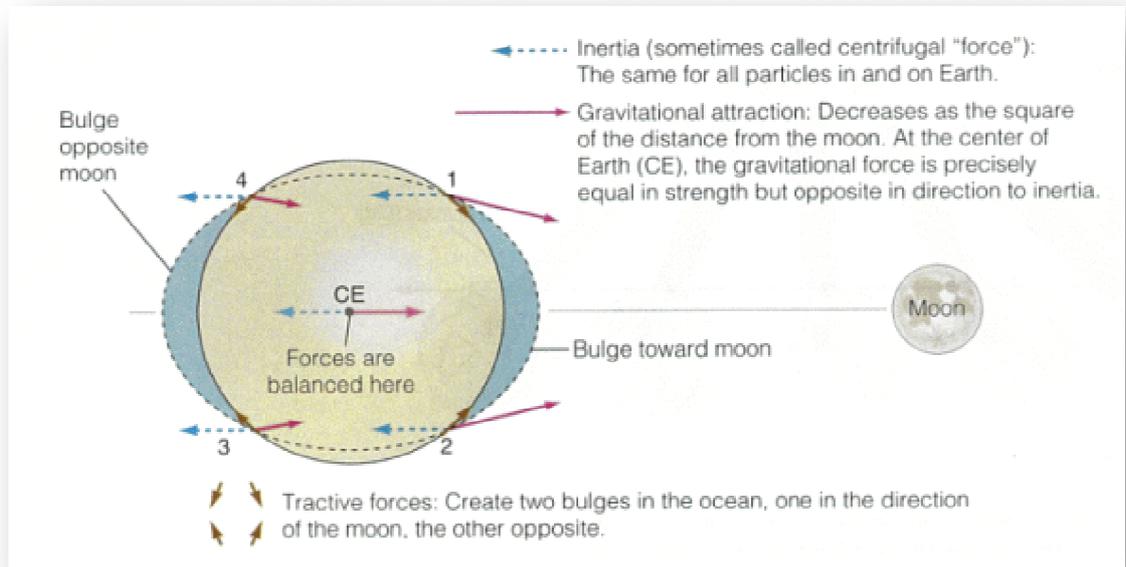
Para comprender el efecto de las fuerzas de atracción sobre las masas oceánicas en la Tierra se explica la acción de las fuerzas generadoras de mareas en el sistema Tierra-Luna. Ambos astros se comportan como un sistema conjunto, rotando alrededor de un centro de masas común, con un período de 27.3 días. Las orbitas son en realidad elípticas, pero serán tratadas como circulares a modo de simplificación. La Tierra rota excéntricamente alrededor del centro de masas común, ubicado dentro de la Tierra y que está a una distancia de 4700 km. desde su centro. En consecuencia todos los puntos al interior de la Tierra también deben rotar alrededor de este mismo centro de masas y por lo tanto deben seguir la misma trayectoria elíptica. Entonces cada punto debe tener la misma velocidad angular ($2\pi/27.3$) y por consiguiente experimentar la misma fuerza centrífuga.

La fuerza centrífuga total actuando en el sistema Tierra-Luna equilibra exactamente las fuerzas de atracción gravitacional entre los dos astros, por lo que el sistema está en equilibrio. La fuerza centrífuga es paralela a la línea que une los centros de la Tierra y de la Luna (ver flechas color azul en la Figura 2). Por otro lado, la fuerza gravitacional ejercida por la Luna sobre la Tierra es diferente en todos los puntos sobre la superficie terrestre, debido a que están a diferentes distancias de la Luna (ver flechas rojas en la Figura 2). Además, la dirección de la atracción gravitacional de la Luna sobre todos los puntos está dirigida hacia su centro, por lo que no es paralela a la dirección de las fuerzas centrífugas, excepto sobre la línea que une los centros de la Tierra y la Luna.

El efecto compuesto de estas dos fuerzas se conoce como la **fuerza generadora de mareas**. Dependiendo de su posición sobre la superficie de la Tierra, esta fuerza estará dirigida hacia dentro, paralela, o hacia afuera de la superficie terrestre.

De la fuerza generadora de mareas, sólo la componente horizontal, llamada **fuerza de tracción** (ver flechas café en la Figura 2) genera el movimiento de las masas oceánicas, ya que no se le opone ninguna otra fuerza lateral (además de la fricción en el lecho marino). La fuerza de atracción debido a la Tierra es mucho mayor que la fuerza de tracción, pero actúa en un ángulo recto a esta última por lo que no se afectan. Las flechas de mayor tamaño en la Figura 3 representan donde en la superficie de la Tierra las fuerzas de tracción son máximas, cuando la Luna está sobre el Ecuador.

Figura 2: Esquematización de las fuerzas de inercia, gravitación y fuerzas de tracción.

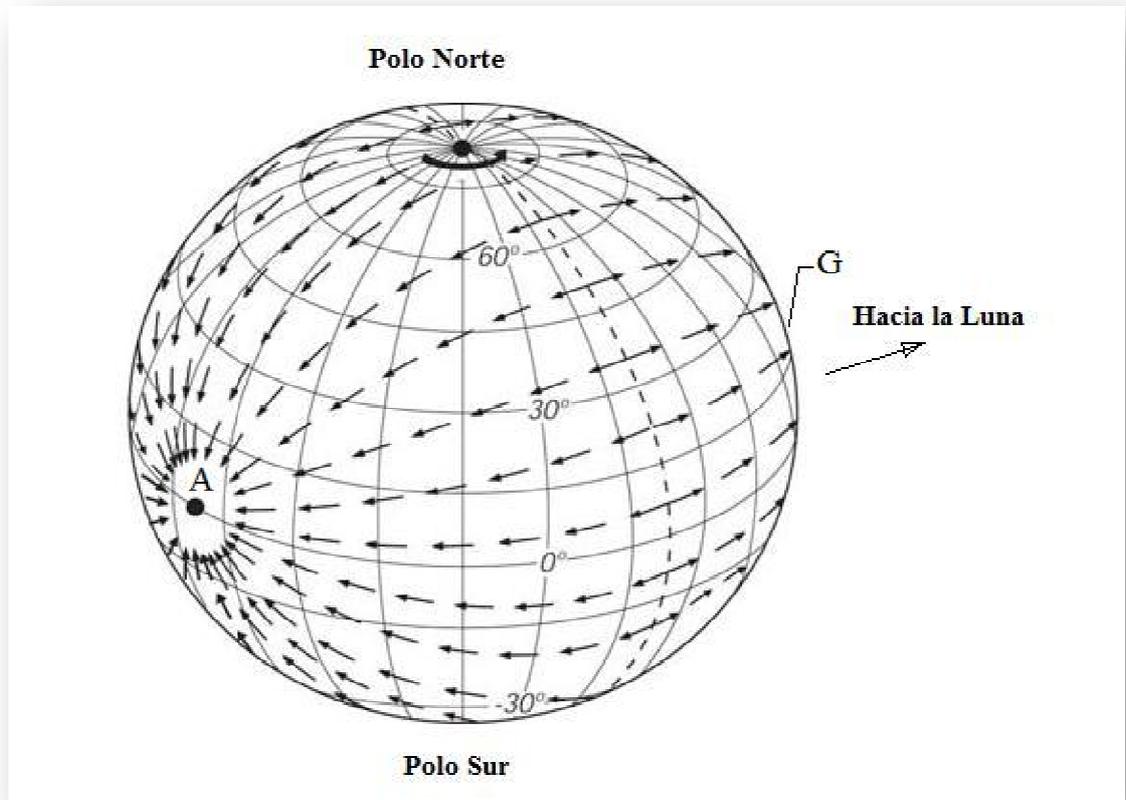


Fuente: <http://www.lhup.edu/~dsimanek/scenario/tides.htm>.

En este caso simplificado las fuerzas de tracción resultan en movimientos de aguas oceánicas hacia los puntos A y G en la Figura 3. En otras palabras se puede alcanzar un estado de equilibrio produciendo una elipsoide con dos **protuberancias de marea** (*tidal bulge*) apuntando hacia dentro y otro hacia afuera de la Luna (como se aprecia en la Figura 2).

La Luna da un ciclo completo en torno al centro de masas común cada 27.3 días en la misma dirección que la Tierra gira en torno a su propio eje con un periodo de 24 horas, por lo cual el periodo de rotación de la Tierra con respecto a la Luna es de 24 horas y 50 minutos. Este es el **día lunar**. El intervalo entre sucesivas mareas altas (pleamares) o mareas bajas (bajamares) es aproximadamente 12 horas y 25 minutos, y el intervalo entre una pleamar y una bajamar será por lo tanto de 6 horas y 12 minutos.

Figura 3: Fuerzas de tracción en la superficie de la Tierra.



Fuente: http://oceanworld.tamu.edu/resources/ocng_textbook/chapter17/chapter17_04.htm y elaboración propia.

La posición relativa y las orientaciones de la Tierra y la Luna no son constantes, pero varían de acuerdo a ciclos que interactúan entre sí. Entre ellos se destacan la declinación lunar, y la órbita elíptica de la luna. Ambos fenómenos que provocan variaciones en las mareas inducidas por efecto de la Luna, que deben tenerse en consideración.

Fuerzas de generación de mareas en el sistema Tierra-Sol.

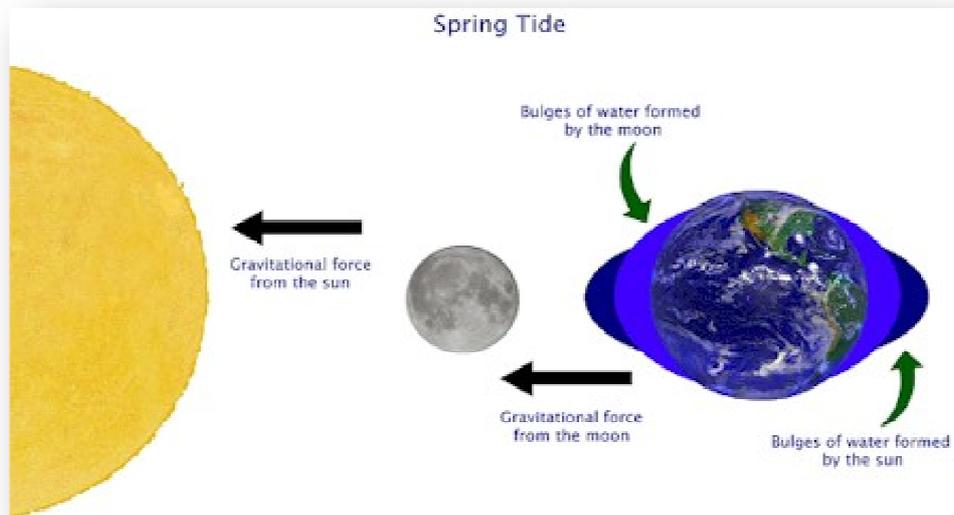
Así como la Luna, el Sol también produce fuerzas de tracción y dos protuberancias de marea. A pesar de que el Sol es enormemente mayor en masa que la Luna, el Sol se encuentra 360 veces más lejos de la Tierra que la Luna, y por ende la magnitud de su fuerza generadora de mareas es del orden de un 46% de la ejercida por la Luna.

Para comprender la interacción entre las fuerzas generadoras de mareas de la Luna y el Sol se considera el caso simple en que las declinaciones del Sol y la Luna son cero. En la Figura 4 se aprecia el caso en que las fuerzas de generación de mareas actúan en la misma dirección, es decir están en fase por lo que se refuerzan entre ellas. El rango mareal, es decir, la diferencia en altura entre una pleamar y una bajamar consecutiva, producido es mayor que el promedio, ya que la pleamar es más alta y la bajamar es menor. Estas mareas son llamadas **mareas vivas** (*spring tides*) y ocurren en luna nueva o luna llena. Se dice que la Luna está en **sicigia**.

En la Figura 5, El Sol y la luna actúan en ángulos rectos entre ellos, por lo que las mareas solares y lunares están fuera de fase, y no se refuerzan. Estas mareas se conocen como **mareas muertas** (*neap tides*), y se dice que la Luna está en **cuadratura**.

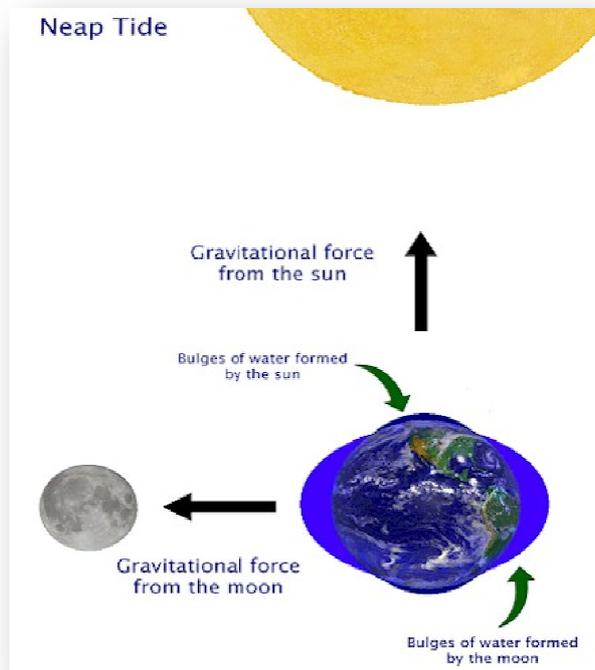
El ciclo completo de eventos toma alrededor de 29.5 días, por lo que las condiciones de sicigias y cuadraturas tienen un periodo de ocurrencia de alrededor de 15 días.

Figura 4: Diagrama de la interacción resultante de las mareas lunares y solares en sicigia.



Fuente: http://www.huntsmanmarine.ca/html/fundy_tides.html.

Figura 5: Diagrama de la interacción resultante de las mareas lunares y solares en cuadratura.



Fuente: http://www.huntsmanmarine.ca/html/fundy_tides.html.

Teoría dinámica de las mareas.

La teoría del equilibrio de las mareas, formulada por Newton en el siglo 17, no explica por sí sola el comportamiento de las mareas reales, lo cual se debe principalmente a factores como la elevada velocidad de rotación de la Tierra sobre su eje, a la acción de la fuerza de Coriolis y por supuesto a la presencia de masas de tierra que impiden a las protuberancias de marea desplazarse libremente alrededor del globo terrestre.

La teoría dinámica de las mareas fue desarrollada durante el siglo 19, por científicos y matemáticos como Bernoulli, Euler y Laplace. Ellos intentaron comprender las mareas considerando factores como las profundidades y las configuraciones de las cuencas oceánicas, la fuerza de Coriolis, inercia, y fuerzas de fricción, y como éstos pueden influenciar el comportamiento de los fluidos sujetos a las fuerzas resultantes de las relaciones orbitales entre la Tierra, La Luna y el Sol.

Como consecuencia, la teoría dinámica de las mareas es intrincada y la solución de sus ecuaciones es compleja. No obstante, esta teoría reproduce mareas teóricas que son una buena aproximación de las mareas observadas.

2.1.3 Predicción de las mareas mediante el Método Armónico.

El método armónico es una aplicación práctica para la predicción de elevaciones de marea, que produce resultados satisfactorios. En este método una marea observada corresponde a una suma de un cierto número de constituyentes armónicos o mareas parciales, cuyos periodos corresponden precisamente con los periodos de algún componente de los movimientos astronómicos relativos entre la Tierra, el Sol y la Luna.

En cada punto de la Tierra cada marea parcial tiene un amplitud y una fase (esto es, un retraso respecto a un tiempo de referencia adecuado) distintos y característicos de las condiciones geográficas concretas de ese lugar.

La forma de la onda que representa la marea actual en un sitio en particular es la resultante de la suma de todas las mareas parciales en el lugar.

La metodología para llevar a cabo una adecuada predicción de mareas para una localidad, se basa en determinar la amplitud y fase de cada marea parcial que contribuye a la marea actual. Para ello se requiere de un registro de niveles mareales sobre un periodo largo en comparación con el periodo de las mareas parciales incorporadas. Se han identificado más de 390 componentes armónicos. Una vez identificadas las amplitudes y fases de las mareas parciales en un sitio se pueden predecir las elevaciones de la marea en algún periodo de tiempo. En la Tabla 1 se entregan los periodos de los constituyentes más importantes.

Tabla 1: Constituyentes armónicos más importantes.

Componente	Simbología	Período en horas
Semidiurnas:		
<i>Lunar principal</i>	M ₂	12.42
<i>Solar principal</i>	S ₂	12.00
<i>Lunar elíptica principal</i>	N ₂	12.66
<i>Lunisolar</i>	K ₂	11.97
Diurnas:		
<i>Lunisolar</i>	K ₁	23.93
<i>Lunar principal</i>	O ₁	25.82
<i>Solar principal</i>	P ₁	24.07
De periodo largo:		
<i>Lunar quincenal</i>	M _f	327.86
<i>Lunar mensual</i>	M _m	661.30

Fuente: The Oceanography Course Team, 1999.

2.1.4 Clasificación de las mareas.

Para la determinación del régimen de marea en un área de interés se utiliza el criterio definido por el coeficiente de Courtier (Pub. S.H.O.A. N° 3013, 1992). Este coeficiente, se obtiene a partir de la relación entre las amplitudes de cuatro de los constituyentes armónicos principales, mostrada a continuación:

$$F = (H_{K1} + H_{O1}) / (H_{M2} + H_{S2}) \quad (2.1)$$

Donde:

H_{K1} = Componente lunisolar declinación diurna.

H_{O1} = Componente lunar declinación diurna.

H_{M2} = Componente lunar principal semidiurna.

H_{S2} = Componente solar principal semidiurna.

De esta manera:

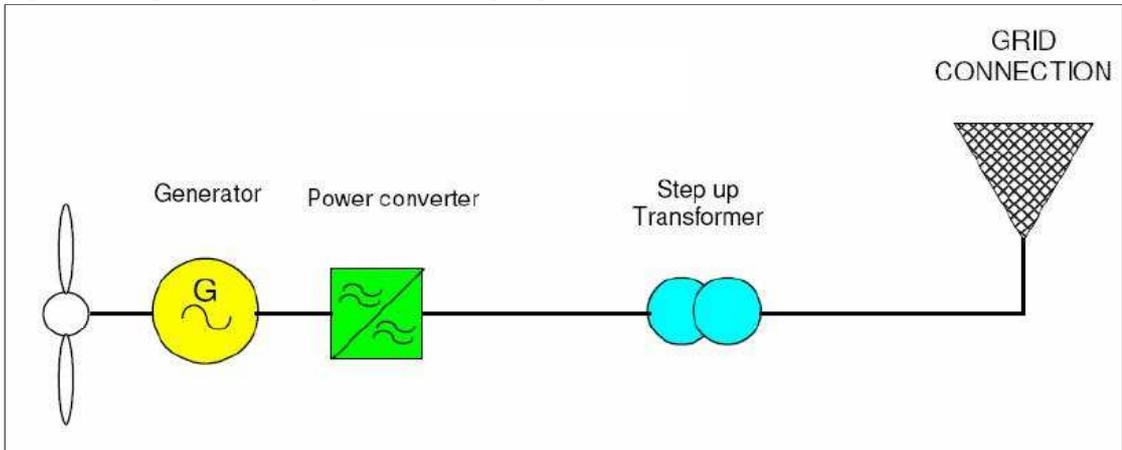
$F < 0,25$	Régimen semidiurno.
$0,25 < F < 1,50$	Régimen mixto predominantemente semidiurno.
$1,50 < F < 3,00$	Régimen mixto predominantemente diurna.
$F > 3,00$	Régimen diurno.

2.2 Aprovechamiento de la energía cinética de las mareas.

Producto de la variación de los niveles de mar a lo largo de estrechamientos como canales, estuarios y fiordos, se generan importantes flujos de masas oceánicas, que en ciertas zonas adquieren grandes velocidades transportando una gran cantidad de energía cinética. Esto atrae la atención de investigadores y desarrolladores en busca de capitalizar esa fuente energética mediante la instalación de dispositivos tecnológicos que permitan transformar dicha energía y generar electricidad.

En general estos dispositivos están basados en los diseños de las turbinas eólicas, y están compuestos básicamente por turbinas, generadores, convertidores de potencia y redes de transmisión. En síntesis, los dispositivos transforman, por medio de sus turbinas, la energía cinética del flujo mareal en energía mecánica, que a su vez es convertida en energía eléctrica a través del generador. Este esquema de funcionamiento se puede ver en la Figura 6. Al instalar cierta cantidad de dichos dispositivos en algún lugar de interés se constituye una **central** o **parque mareomotriz**.

Figura 6: Esquema de componentes de un parque mareomotriz.



Fuente: DTI, 2007.

2.2.1 Potencia de la corriente de marea.

La potencia generada por un parque mareomotriz, depende directamente de la potencia del flujo de corriente de marea (P_w), calculado a partir de la energía cinética transportada por el caudal másico que atraviesa el área barrida por la turbina. (Hagerman G y Polagye B, 2006).

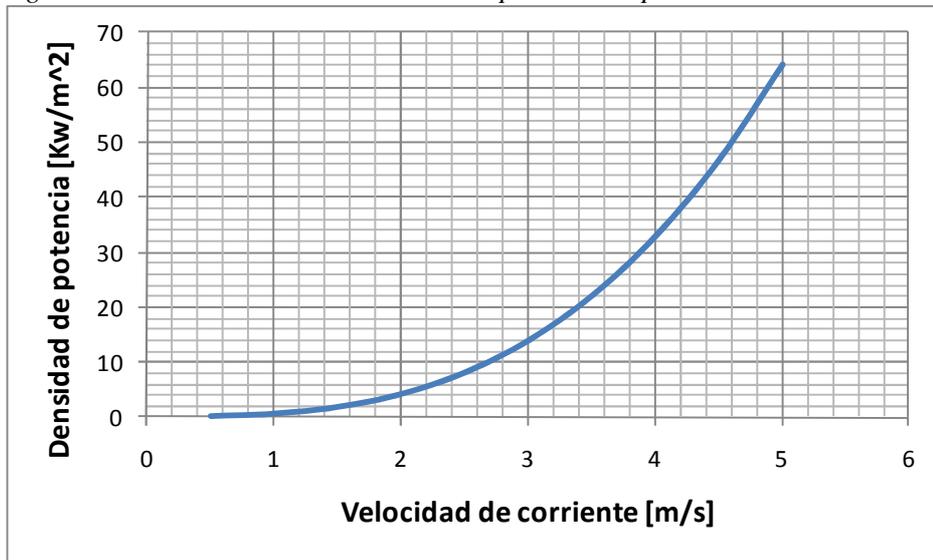
La potencia instantánea, obtenida a partir de un flujo de corriente se calcula como sigue,

$$P_w = \frac{1}{2} \rho V^3 A \quad (2.2)$$

Donde ρ es la densidad del agua [kg/m^3], A es el área transversal del flujo [m^2] y V es la velocidad instantánea de corriente [m/s].

En la Figura 7, se aprecia gráficamente la notable sensibilidad de la densidad de potencia, es decir, potencia por unidad de área, en función de la velocidad de la corriente.

Figura 7: Sensibilidad de la densidad de potencia al parámetro de velocidad de la corriente.



Fuente: Elaboración propia.

Influencia de la distribución vertical de velocidades de corrientes.

Las corrientes mareales alcanzan los valores máximos de velocidad en la superficie, disminuyendo hacia el fondo marino. Comprender esta reducción en velocidad dentro de la columna de agua, es esencial para el diseño de las fundaciones de la turbina, y para determinar la cota del eje de la turbina en la columna de agua. Esto último incide directamente en la potencia disponible para ser convertida por la turbina, ya que la mayor cantidad de energía se concentra en la parte alta de la columna.

Como se sugiere en distintos estudios (Cruz J, et al., 2009; Hagerman G y Polagye B, 2006) es posible caracterizar el perfil vertical de velocidades a través de la ley de potencia como sigue:

$$V(z) = V_0 \left(\frac{z}{z_0} \right)^{1/\beta} \quad (2.3)$$

Donde:

$V(z)$ = velocidad a una altura z .

V_0 = velocidad a una altura de referencia z_0 .

β = coeficiente (generalmente entre 7 y 10)

Basándose en la ley de potencia genérica para el perfil de velocidades, se obtiene la siguiente relación entre la velocidad superficial y la velocidad promedio entre las alturas

h_1 y h_2 . Las profundidades son medidas tomando como referencia el fondo del canal, por lo tanto el fondo se encuentra en la cota $z=0$.

$$\bar{V} = \frac{\int_{h_1}^{h_2} V dz}{\int_{h_1}^{h_2} dz} = \frac{\int_{h_1}^{h_2} V_0 \left(\frac{z}{z_0}\right)^{1/\beta} dz}{\int_{h_1}^{h_2} dz} = \frac{V_0 \left(\frac{1}{z_0}\right)^{1/\beta}}{h_2 - h_1} \left(\frac{\beta}{\beta + 1}\right) (h_2^{\beta+1/\beta} - h_1^{\beta+1/\beta}) \quad (2.4)$$

Si se toma como velocidad de referencia (V_0) la velocidad superficial, y se integra completamente en la vertical se tiene que:

$z_0 = h_2 =$ profundidad del canal (h)

$h_1 =$ profundidad del fondo (0)

Entonces:

$$\bar{V} = \frac{V_0 \left(\frac{1}{h}\right)^{1/\beta}}{h} \cdot \left(\frac{\beta}{\beta + 1}\right) (h^{\beta+1/\beta}) = \left(\frac{\beta}{\beta + 1}\right) V_0 \quad (2.5)$$

Despejando V_0 de (2.5) y reemplazando en (2.3), se puede obtener la variación de la velocidad en función de la velocidad promediada en la vertical.

$$V(z) = \left(\frac{\beta + 1}{\beta}\right) \bar{V} \left(\frac{z}{h}\right)^{1/\beta} \quad (2.6)$$

Al tener caracterizada la velocidad de corriente en función de la altura desde el fondo del canal, logramos corregir la (2.2) de modo de calcular la potencia instantánea del flujo de corriente en cualquier profundidad como sigue:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho V^3 A \Rightarrow P_w = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3 \left(\left(\frac{\beta + 1}{\beta}\right) \left(\frac{z}{h}\right)^{1/\beta}\right)^3 A \quad (2.7)$$

2.2.2 Potencia del flujo sobre la turbina.

En términos puramente teóricos, la potencia disponible sobre el área barrida por el rotor del dispositivo, está dada por la siguiente fórmula que parametriza la turbina en coordenadas polares (r, θ):

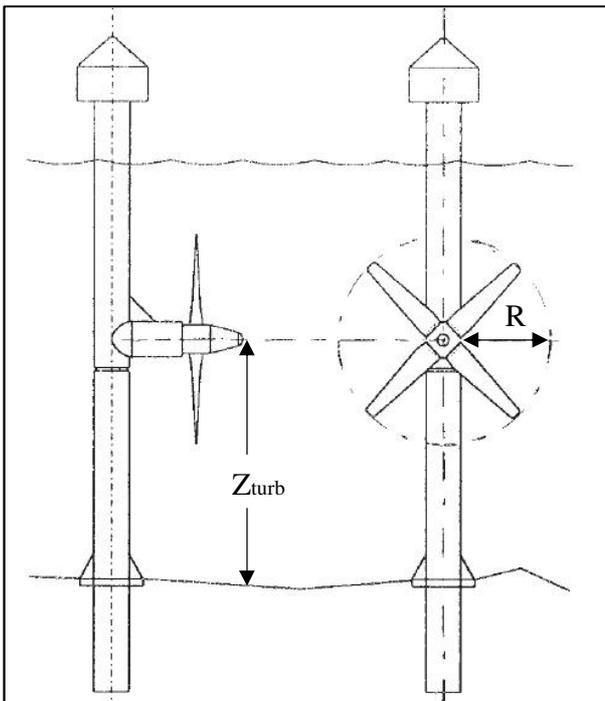
$$P = \frac{1}{\int_0^{2\pi} \int_0^R r \, dr d\theta} \cdot \int_0^{2\pi} \int_0^R \frac{1}{2} \rho \left(\frac{\beta + 1}{\beta} \right)^3 \bar{V}^3 \left(\frac{r \operatorname{seno}(\theta) + z_{\text{turbina}}}{h} \right)^{3/\beta} r \, dr d\theta \quad (2.8)$$

Donde:

R corresponde al radio del rotor y Z_{turb} corresponde a la altura desde el lecho hasta el eje de la turbina. (Ver Figura 8).

La expresión anterior incluye la variación de la velocidad de corriente sobre la sección barrida por el rotor, generando serias dificultades para el cálculo de la potencia, si se quiere calcular una serie de potencias a partir de una serie de velocidades, pues para cada velocidad la potencia tendría que calcularse mediante la integral dada en (2.8).

Figura 8: Esquema de una turbina, indicando parámetros de interés.



Fuente: Wilhelmi JR, 2000 y elaboración propia.

El cálculo aproximado de la potencia del flujo en el área barrida por la turbina, supone que la potencia obtenida en el centro de la turbina es representativa para toda el área barrida por el rotor, y por lo tanto para estimar el potencial de extracción energético es necesario calcular la velocidad de la corriente que incide en el eje de la turbina. (Hagerman G y Polagye B, 2006).

Reemplazando la cota del eje de la turbina en (2.7):

$$P_w^{\text{turb}} = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3 \left[\frac{\beta + 1}{\beta} \left(\frac{z_{\text{turb}}}{h} \right)^{1/\beta} \right]^3 \cdot A \quad (2.9)$$

La ecuación (2.9) queda entonces,

$$P_w^{\text{turb}} = \frac{1}{2} \rho \bar{V}^3 A \cdot \alpha(\beta, z_{\text{turb}}, h) \quad (2.10)$$

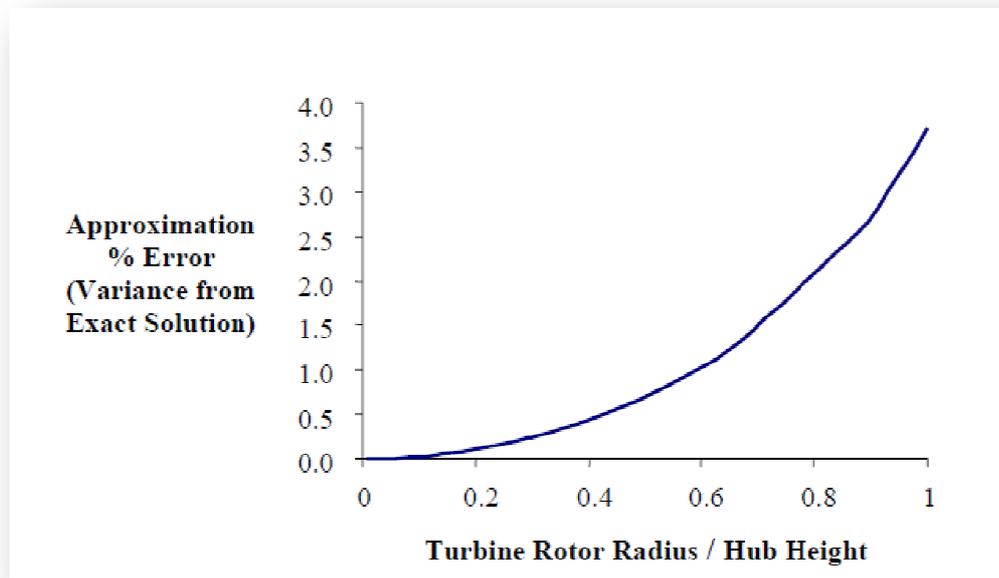
Donde:

$$\alpha(\beta, z_{\text{turb}}, h) = \left(\frac{\beta + 1}{\beta} \right)^3 \left(\frac{z_{\text{turb}}}{h} \right)^{3/\beta} \quad (2.11)$$

El coeficiente “ α ” constituye un factor de corrección, para calcular, de manera efectiva, la potencia del flujo que incide en el área de barrido de la turbina, pues permite calcular la potencia específicamente en el eje de la turbina considerando, además, el coeficiente β que mejor represente el perfil vertical de velocidades observado en el sitio de extracción.

El porcentaje de error en que se incurre al utilizar la aproximación dada por (2.9) en lugar de (2.8), se muestra en la Figura 9, donde se puede notar este error aumenta a medida que la relación entre el radio del rotor y la altura al eje de la turbina se incrementa. Se puede observar también que el porcentaje de error máximo de 4% se alcanza, en el caso extremo, cuando el diámetro del rotor de la turbina es igual a la altura desde el fondo hasta el eje de la turbina (caso no realista). Para todos los casos estudiados, el error de aproximación es negativo, es decir, se obtienen resultados conservadores pues se subestima la potencia de la turbina. (Hagerman G. y Polagye B. 2006).

Figura 9: Error aproximado en que se incurre al suponer velocidad uniforme en el rotor.



Fuente: Hagerman G y Polagye B, 2006.

2.2.3 Potencia extraíble.

Si bien en los puntos anteriores se llegó a estimaciones de la potencia disponible en un sitio, se debe tener en cuenta que no es posible extraer toda la potencia del flujo que incide en la turbina, producto en parte a las pérdidas de energía presentes en el proceso de conversión de la energía cinética de la corriente en energía mecánica de rotación de la turbina y, además, por las condiciones propias de diseño de cada dispositivo. La ecuación (2.12) entrega la densidad de potencia extraíble en un determinado sitio.

$$\frac{P_{\text{ext}}}{A} = \frac{1}{2} \rho C_p V^3 \Rightarrow \frac{P_{\text{ext}}}{A} = \frac{1}{2} \rho C_p \bar{V}^3 \left(\left(\frac{\beta + 1}{\beta} \right) \left(\frac{Z_{\text{turb}}}{h} \right)^{1/\beta} \right)^3 \quad (2.12)$$

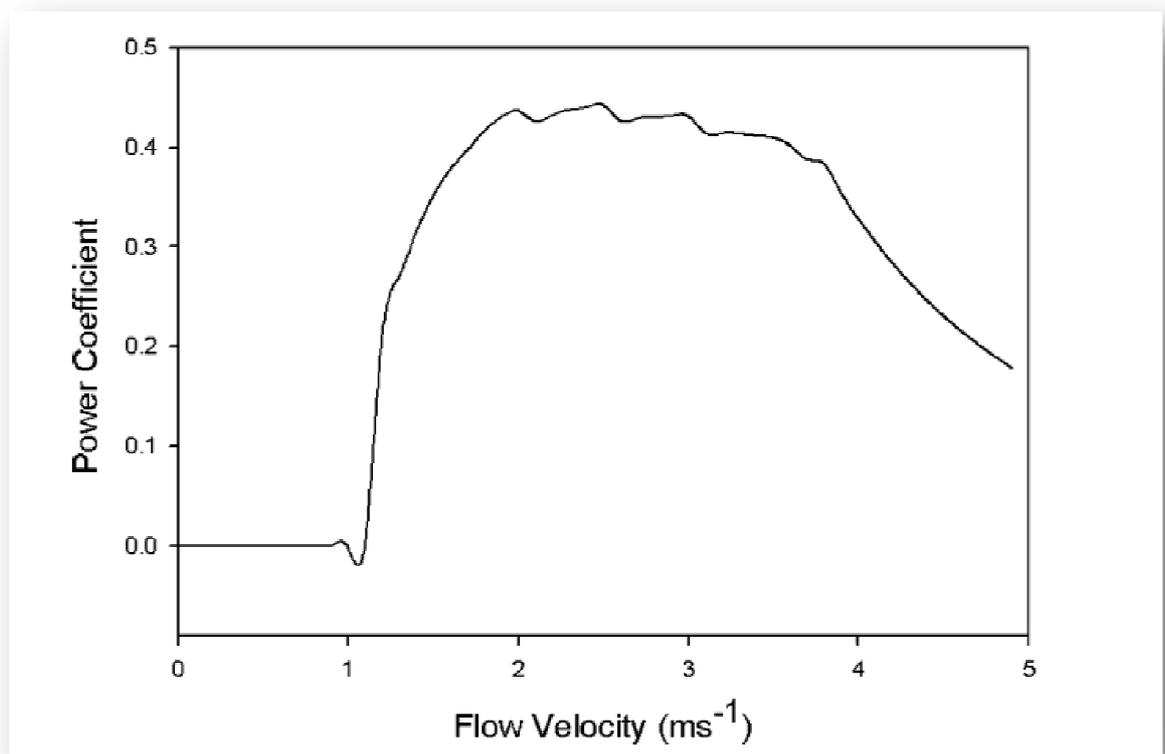
El coeficiente C_p corresponde al porcentaje de potencia que puede ser extraída desde el flujo de marea por una turbina tomando en cuenta las pérdidas debido a la Ley de Betz y, las pérdidas asociadas al mecanismo interno de conversión de una turbina.

Se ha estimado que para la mayor eficiencia de extracción de potencia, se tiene que el valor máximo que puede tomar C_p es de $16/27$ o bien 0.59259 . Por lo tanto la mayor cantidad de energía extraíble es igual a $16/27$ veces la energía cinética en la corriente. Este límite es conocido como “Lanchester Betz limit”. (Balme R, Le Saux K, Ben Elghali S.E, 2007).

En la práctica, sin embargo, este valor no es alcanzado. Para turbinas eólicas, C_p toma valores típicos entre 0.35 y 0.5 , mientras que para turbinas marinas de tipo MCT³ el valor adoptado es de 0.4 . (Bahaj AS y Myers LE, 2004).

El factor C_p ha sido estudiado acuciosamente de modo de determinar la curva de potencia de un dispositivo (especialmente el Seagen de MCT). En la Figura 10 se puede ver que este factor no es constante, y que existe un rango de velocidades en que alcanza un valor máximo cercano a 0.43 . (Myers LE, Bahaj AS. 2005).

Figura 10: Variación del factor de potencia en un rango de velocidades.



Fuente: Myers LE, Bahaj AS. 2005.

³ Marine Current Turbines. [Online]. <http://www.marineturbines.com/>

La potencia extraíble también depende del modelo de operación del dispositivo, en el cual se distinguen de 3 zonas (Hagerman G y Polagye B, 2006):

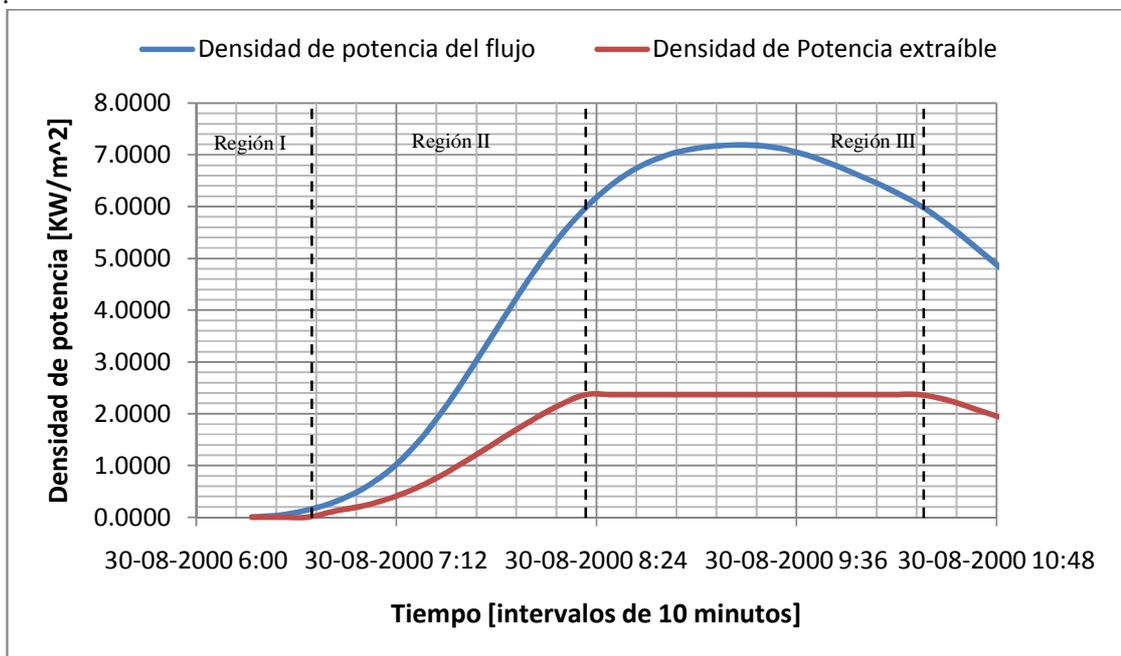
Región I: donde la velocidad de la corriente no alcanza a superar el valor de la velocidad de conexión, impidiendo la producción de energía.

Región II: en esta región la velocidad de corriente ha sobrepasado la velocidad de conexión, y además excede la velocidad de diseño, permitiendo que se genere energía según la eficiencia del dispositivo.

Región III: la velocidad de corriente excede la velocidad de diseño y por lo tanto la potencia generada es la potencia de diseño de la turbina. Esto se logra cambiando el ángulo de las aspas o bien aplicando un freno al eje del rotor.

En el gráfico mostrado en la Figura 11 se puede apreciar la diferencia que existe entre la potencia del flujo y la potencia extraíble por el dispositivo, al incluir el modelo de operación de la turbina, y el factor de potencia C_p .

Figura 11: Densidad de potencia del flujo y densidad de potencia extraíble por el dispositivo.



Fuente: Elaboración propia.

2.2.4 Dispositivos de extracción de energía.

Los dispositivos de extracción de energía de las corrientes mareales han sido diseñados utilizando la tecnología de las turbinas eólicas, ya que estas últimas se encuentran en un mayor estado de avance. En esta sección se presentan 3 dispositivos, Marine Current Turbines, Open Hydro y Verdant Power, pues constituyen las tecnologías con mayor estado actual de avance.

Marine Current Turbines (MCT).

Son turbinas de eje horizontal, y algunos proyectos han sido desarrollados, aún en etapa de prototipos. El Seaflo es un dispositivo con un rotor de 11 metros de diámetro y fue instalado a una profundidad media de 25 metros, en la costa de Lynmouth de North Devon, UK, en mayo del año 2003. Durante su operación superó los 300 KW de potencia de diseño bajo condiciones favorables de corrientes, con una velocidad de 15 rpm del rotor. La turbina estaba fundada en un pilote tubular de 2.1 metros de diámetro, fundado en el lecho marino. Para facilitar las labores de mantención y reparación, el rotor completo y el sistema de conversión son elevados, ya que, cualquier labor debajo del agua sería inejecutable a causa de las grandes velocidades del flujo mareal. El proyecto concluyó durante el verano del año 2004.⁴

El segundo proyecto de MCT es el Seagen, instalado en Strangford Narrows (UK) en el 2008. Este dispositivo cuenta con dos rotores a cada lado del pilote central. Ambos rotores conducen a una caja de transmisión y a un generador diseñado a alrededor de 600 KW de potencia, resultando una potencia total de 1.2 MW. Se sigue utilizando el sistema de ascenso de ambos rotores para realizar las tareas de mantenimiento. El primer parque de dispositivos planeado para el 2011 en las afueras de la costa Anglesey, al norte de Gales, incluye la presencia de 7 Seagen, cada uno con una potencia de diseño de 1.5 MW. (King J, Tryfonas T, 2009)

⁴ Fuente: <http://www.marineturbines.com/6/background/14/seaflo/>

Figura 12: Esquema de un parque de dispositivos Seagen (a la izquierda) y Ensayo de una turbina de eje axial en laboratorio (a la derecha).



Fuentes: www.detini.gov.uk.(imagen izquierda); Bahaj AS, et al., 2007 (imagen derecha)

Tabla 2: Especificaciones técnicas de un dispositivo Seagen.

Diámetro del rotor	[m]	18
Número de aspas		2
Potencia de diseño	[MW]	1.2
Velocidad de diseño	[m/s]	2.25
Velocidad de conexión	[m/s]	0.7
Velocidad sincrónica del generador	[rpm]	1000
Coefficiente de potencia (C_p)		0.4

Fuente: Bedard R, 2005.

Profundidad máxima: 60 metros

Fundación: Pilote enterrado en el fondo oceánico.

Detalles de la turbina: ambas aspas de la turbina pueden rotar en 180° otorgando una mayor versatilidad ya que se pueden aprovechar las corrientes en ambos sentidos, tanto en llenante como en vaciante.

Detalles del generador: tanto el generador como la caja de transmisión son sumergibles. El generador es de inducción de dos polos que opera a $1000 \text{ rpm} \pm 20\%$. La eficiencia de la transmisión es de aproximadamente un 94%, mientras que la eficiencia del generador alcanza un 96%.

Operación y mantenimiento: en teoría está planificada una inspección anual, que consista en pruebas de diagnóstico, una limpieza a los equipos para eliminar cualquier tipo de organismo marino que pueda adherirse, y si así lo amerita reparar fallas. Cada 5 años se realizara una inspección más profunda, que incluya cambios de piezas.

Se espera que el costo de operación y mantenimiento (O&M), aproximadamente un 4% del capital instalado al inicialmente, comience a disminuir a medida que esta tecnología este más desarrollada. MCT asume un factor de disponibilidad de 93% (1 mes de inactividad de la turbina), que podría ascender a 97% en la medida que se desarrolle la tecnología.

Vida Útil: Estudios de análisis de fatiga de los componentes de las turbinas, llegaron a la conclusión que la vida útil de un dispositivo asciende a 20 años, con buenas perspectivas de aumentar a medida que se mejoren las tecnologías de manufactura.

Open Hydro.

La turbina Open Hydro consiste en un rotor móvil con centro abierto y un anillo fijo en el borde. En dicho anillo se ubica un estator y el generador (ver Figura 13). No es necesario disponer de una caja de transmisión. Funciona para flujos en ambas direcciones.

Esta turbina fue probada en EEUU a escala 1:5, y se encuentra siendo testada en el Centro Europeo de Energía Marina (EMEC) con una turbina de 6 metros de diámetro, con fundaciones de dos pilotes enterrados en el fondo marino, haciendo más fácil la tarea de extraer la turbina hacia la superficie. Se trabaja actualmente en posicionar la turbina por medio de fundaciones gravitacionales. (Bedard R. 2005).

Tabla 3: Especificaciones técnicas de la turbina Open Hydro.

Diámetro del rotor	[m]	15
Potencia de diseño	[KW]	1520
Velocidad de diseño	[m/s]	2.57
Velocidad de conexión	[m/s]	0.7

Fuente: Bedard R, 2005.

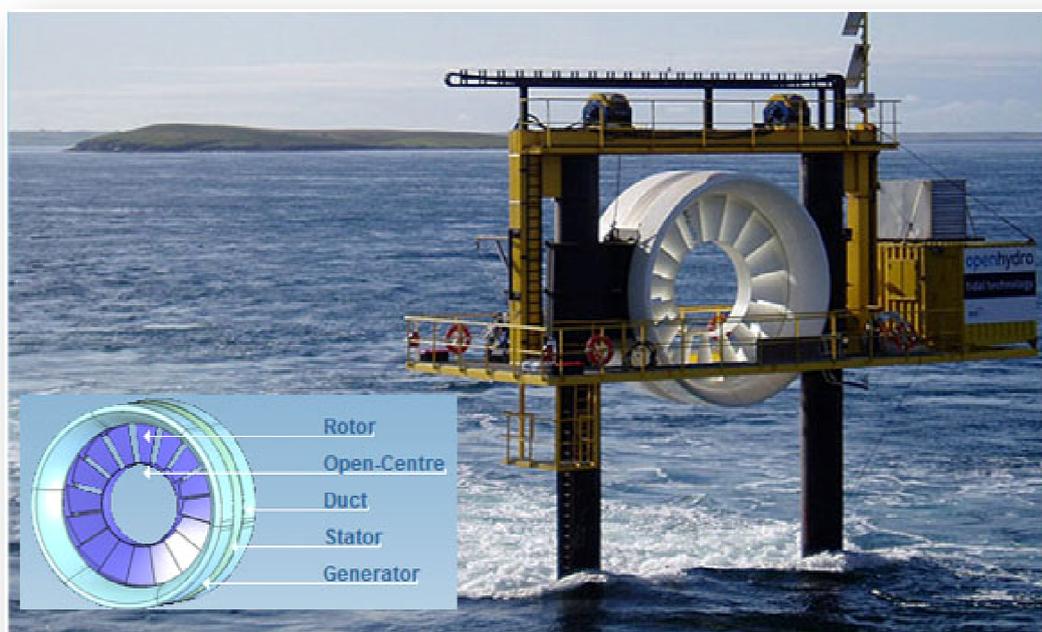
Fundaciones: Consiste en columnas montadas sobre una base de acero apoyada en forma gravitacional sobre el fondo marino.

Generador: es de multipolos, magnético permanente, y en forma de anillo rodeando el rotor. La eficiencia de este generador se obtuvo de las pruebas efectuadas y llega a un 97%. El generador es de 2000 Volts o más.

Operación y mantenimiento: Inspección anual y mantención de los equipos cada 5 años.

En cuanto a los costos, pareciera ser el dispositivo más económico de extracción ya que no requiere grandes métodos constructivos, tiene un mínimo de partes en movimiento, no se requieren ni sellos ni instalar caja de transmisión ni un generador externo.

Figura 13: Turbina Open Hydro alzada sobre la superficie, y componentes de la turbina.



Fuente: <http://www.openhydro.com/> y elaboración propia.

Verdant Power.

Este dispositivo consiste en una hélice de 3 aspas (ver Figura 14), que van totalmente sumergidas. Se posiciona en un pilote que tenga la capacidad de orientarse adaptándose a la marea de llenante y vaciante. La caja de transmisión y el generador se localizan en una carcasa a impermeable, sobre el pilote. Estas turbinas de 5 metros de diámetro, diseñadas para generar un máximo de 35.9 KW han logrado un hito en su desarrollo al completar la segunda fase de demostraciones en el proyecto “Roosevelt Island Tidal Energy (RITE)” desarrollado en East River, Nueva York, EEUU. (Bedard R. 2005)

Tabla 4: Especificaciones técnicas de un Verdant Power.

Diámetro del rotor	[m]	5
Potencia de diseño	[KW]	35.9
Velocidad de diseño	[m/s]	2.2
Velocidad de conexión	[m/s]	0.7

Fuente: Bedard R, 2005.

Operación y mantenimiento: se recomienda inspección cada 2 años. Adicionalmente, cada 10 años se espera hacer una mantención profunda. Para el mantenimiento se sacan las turbinas del mar.

Vida útil: se estima indefinida, dado que son turbinas modulares con posibilidades de ser refaccionadas y mejoradas.

Figura 14: Turbina Verdant Power siendo instalada en Nueva York.



Fuente: <http://ingenieriaenlared.wordpress.com/2008/09/21/comienza-un-proyecto-pionero-de-verdant-power-en-new-york-sumergiendo-turbinas-en-las-aguas-de-east-river/>

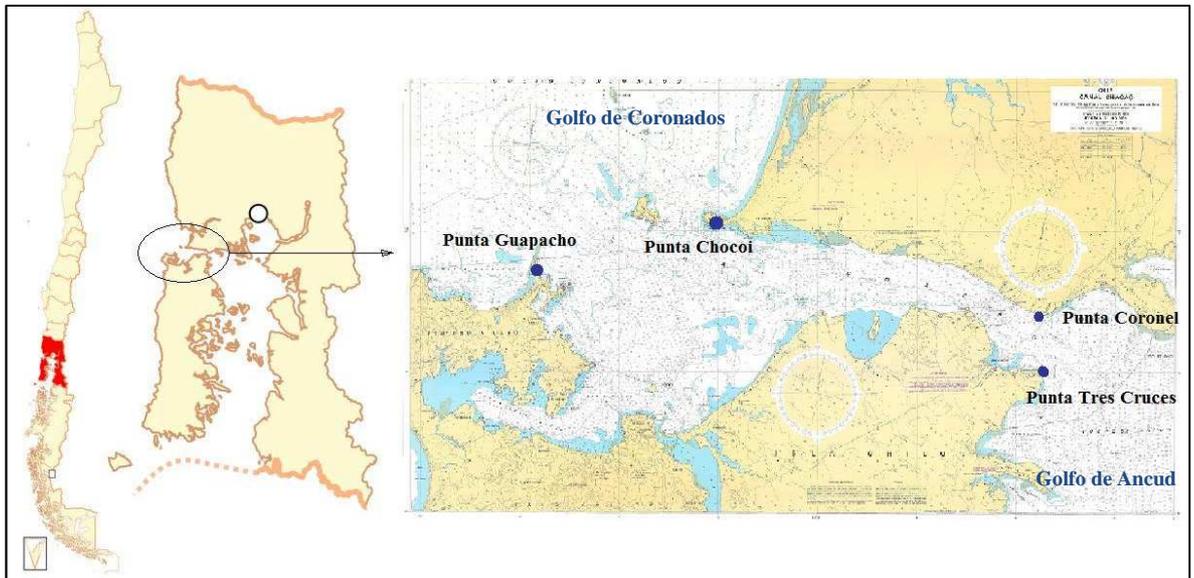
3. ANTECEDENTES GENERALES DEL CANAL DE CHACAO.

3.1 Caracterización del sitio.

El Canal de Chacao está ubicado en la X Región de Los Lagos, ver Figura 15. Separa el continente de la costa norte de la isla Grande de Chiloé, uniendo el golfo Coronados con el golfo de Ancud. La entrada oriental está entre la punta Coronel, en el continente, y la punta Tres Cruces en la isla. La entrada oeste queda entre la punta Chocoi, en el continente, y la punta Guapacho en la extremidad norte de la isla Grande de Chiloé. Desde Puerto Montt, existen 60 km. de ruta hasta Pargua, donde se toma el trasbordador para cruzar el Canal de Chacao hacia la isla. El canal tiene dirección media este-oeste y su largo total es de 25 km aproximadamente. Su ancho varía desde 1,8 km en la zona de la roca Remolinos, hasta 4,6 km cerca de su entrada oeste.

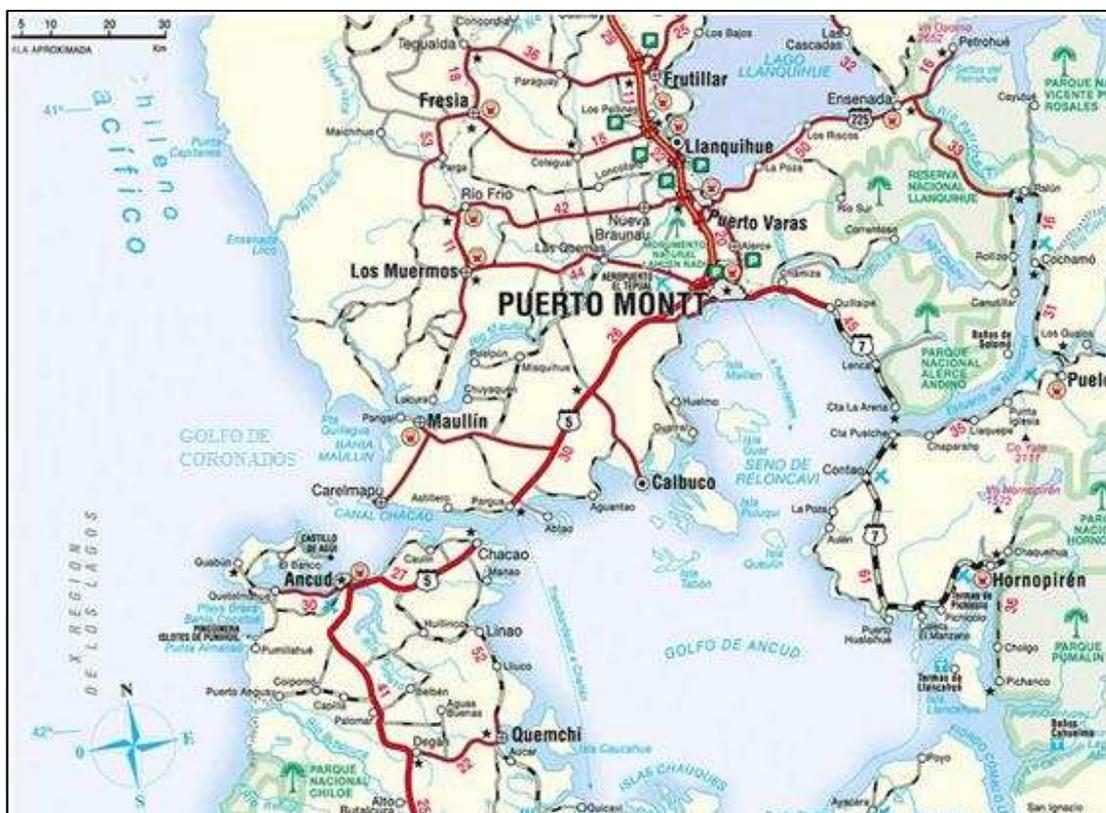
Es importante mencionar el emblemático proyecto del puente colgante que uniría la Isla Grande de Chiloé con el territorio continental. De haberse construido, se hubiese convertido en uno de los puentes más largos en su tipo en América del Sur, con un largo total de 2.635 m. En julio del año 2006, el ministro de Obras Públicas comunicó que el proyecto había sido desechado porque los estudios de factibilidad económica demostraban que no era viable económicamente.

Figura 15: Esquema de ubicación del Canal de Chacao.



Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Canal_de_Chacao, Carta Náutica 7210 y elaboración propia.

Figura 16: Mapa con información sobre las rutas de acceso al Canal de Chacao.

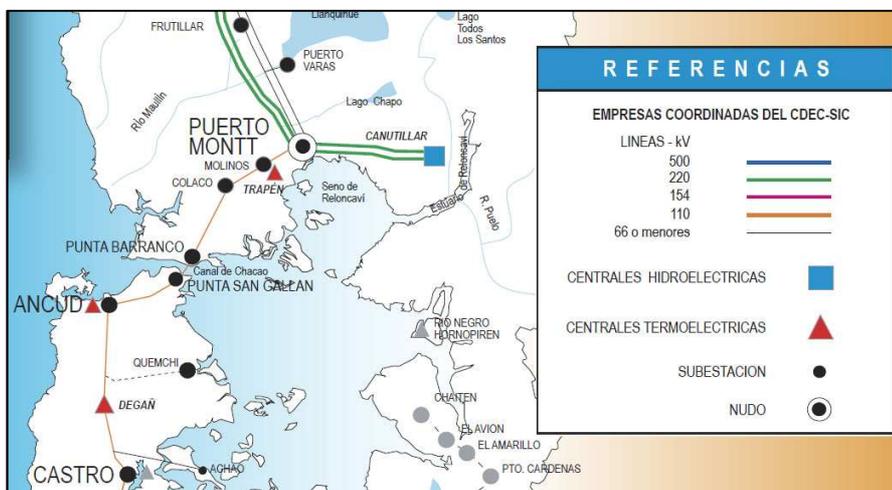


Fuente: <http://www.chilefishing.cl/galeria/displayimage.php?album=7&pos=6>

3.2 Opciones de Conexión.

La Figura 17 muestra la extensión de la red eléctrica del SIC en la X Región, en la zona del Canal de Chacao. La red de 220 KV del SIC se extiende sólo hasta Puerto Montt, mientras que a la isla se extienden líneas de 110 KV.

Figura 17: Sistema interconectado Centra en la X Región.



Fuente: http://www.cdec-sic.cl/imagenes/contenidos/File/documentos/mapa_sic.pdf

3.3 Infraestructura portuaria.

En la Figura 18 se muestran las empresas portuarias de Puerto Montt (Puerto de Puerto Montt) y Cabo Froward (Terminal Calbuco), en localidades cercanas al Canal de Chacao.

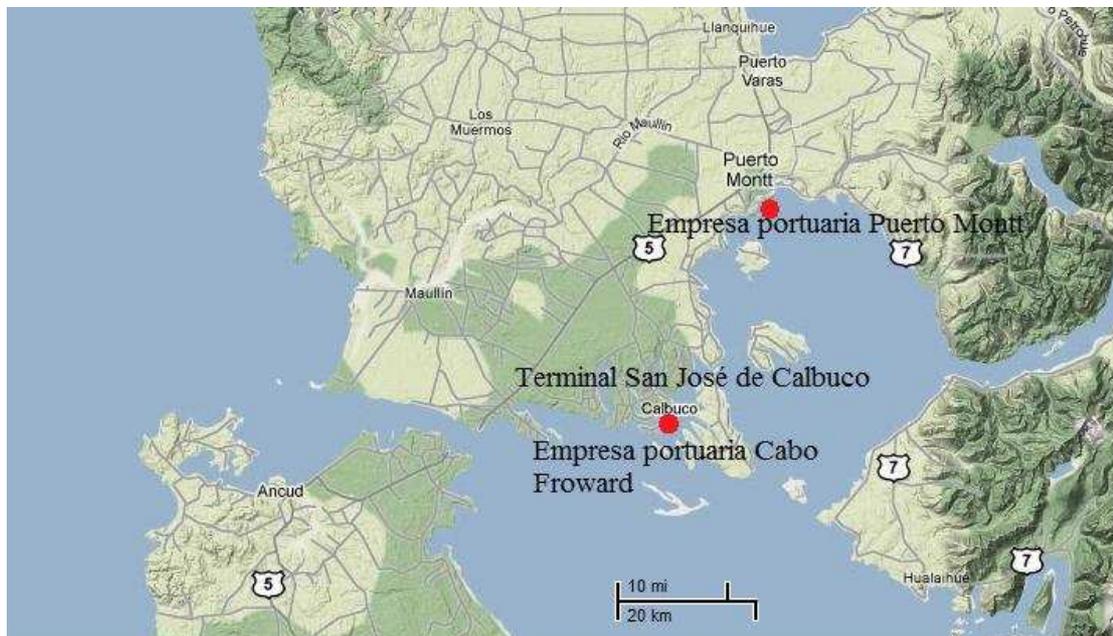
El puerto de Puerto Montt posee una superficie total de 9 hectáreas aproximadamente, que se divide en un Muelle Comercial y un Terminal para Transbordadores. El Muelle Comercial consta de un frente de atraque con una extensión de 385 [m] lineales, y un ancho del delantal⁵ de muelle de 23 [m]. El Terminal de Transbordadores cuenta con 5 rampas especialmente diseñadas para operar a diferentes niveles de mareas- hasta 7.3 [m] en sicigias. (<http://www.empormontt.cl>).

Por su parte, el Terminal de carga general de Calbuco se caracteriza por un muelle de una longitud total de 281 [m] y consta de: un *pedraplén* de acceso de aproximadamente 160 [m] de longitud y 9 [m] de ancho de calzada; un *punte de acceso basculante* de estructura metálica de 36 [m] de longitud total que conectar un *cabezó*⁶ flotante, de 3 frentes de arranque, con el pedraplén de acceso para cualquier condición de mareas.

⁵ El área inmediatamente delante o detrás de un muelle de carga en el cual la carga es elevada.

⁶ Área de trabajo donde termina un muelle en el mar, donde se realizan las actividades productivas o recreativas.

Figura 18: Puertos cercanos a la zona de emplazamiento del proyecto.



Fuente: Google Maps y elaboración propia.

3.4 Antecedentes disponibles.

Para construir el modelo de simulación mareal resulta indispensable el contar con una base de datos robusta, que incluya: sondeos para definir la batimetría; mediciones de alturas de mar en distintos puntos a modo de contar con datos suficientes para forzar el modelo; y mediciones de velocidad de corrientes en sitios estratégicos del canal del Chacao.

3.4.1 Batimetría.

La batimetría de la zona de modelación se obtiene de la carta náutica 7210 (SHOA), y se puede ver en la Figura 19. En la figura se muestra también la ubicación de los mareógrafos y los correntómetros presentes en la zona.

Figura 19: Estaciones con mareógrafos y correntómetros a lo largo del canal del Chacao.



Fuente: Carta náutica 7210 y elaboración propia.

3.4.2 Niveles de mar.

Se cuenta con mediciones de alturas de mar en 5 estaciones, que son Carelmapu y Pihuio en la frontera oeste; Eje 1 en la sección media del canal y; Tique y Manao, en la frontera este (Ver Tabla 5).

Tabla 5: Cuadro resumen de ubicación geográfica y de la medición de datos de niveles de mar.

Estación	Latitud	Longitud	Medición	Período Considerado
Carelmapu	41° 45' S	073° 42' W	Permanente	15/Ene/1999 – 25/Sep/2000
Pihuio	41° 49' S	073° 41' W	36 días	26/May/2000 – 30/Jun/2000
Eje - 1	41° 48' S	073° 32' W	Permanente	03/Dic/1999 – 27/Sep/2000
Manao	41° 51' S	073° 30' W	41 días	03/Dic/1999 – 12/Ene/2000
Tique	41° 47' S	073° 24' W	106 días	30/Nov/1999 – 14/Mar/2000
			05 días	04/Jul/2000 – 08/Jul/2000
			46 días	23/Jul/2000 – 06/Sep/2000

3.4.3 Velocidad de corrientes.

Se encuentran disponibles además valores de medición de velocidad de corrientes en 3 puntos de interés, que son, Roca Remolinos, Puerto Elvira y Bajo Seluian, cuyos datos son fundamentales para realizar la calibración del modelo. En Roca Remolinos, el correntómetro ADCP se instaló en el veril 28 metros (pleamar), utilizando 9 capas de muestreo de 2 metros de espesor cada una. Las mediciones se efectuaron desde los 3.21 hasta los 21.21 metros desde el fondo, estimando rapidez y dirección de la corriente en cada capa.

Por otra parte en Puerto Elvira y Bajo Seluian los veriles de fondeo corresponden a 30 metros, y las mediciones se ejecutan sobre los 3 metros desde el fondo. En la Tabla 6 se resumen la ubicación geográfica, y los periodos en que se tienen mediciones.

Tabla 6: Cuadro resumen de ubicación geográfica y de la medición de datos de corrientes.

Estación	Latitud	Longitud	Medición	Período Considerado
Roca Remolinos	41° 47' S	073° 32' W	57 días	11/07/2000 - 05/09/2000
Puerto Elvira	41° 47' S	073° 35' W	56 días - 1 hr	12/07/2000 - 05/09/2000
Bajo Seluian	41° 48' S	073° 31' W	57 días - 1 hr	11/07/2000 - 05/09/2000

4. MODELADO NUMÉRICO.

El modelado numérico fue realizado con el software MIKE 21 del Danish Hydraulic Institute, con la herramienta HD Flow Model, modelo implícito que resuelve las ecuaciones de continuidad y de momentum en dos dimensiones e integradas en la vertical. (Ver Anexo 1).

4.1 Construcción e implementación del modelo.

4.1.1 Zona modelada.

El área de modelación abarca la zona marcada en el recuadro en la Figura 20, que tiene 25,6 kilómetros en la dirección X y 14 kilómetros en la dirección Y. Se hizo coincidir el borde oeste del área modelada con la estación de Carelmapu, mientras que el borde este se hizo coincidir con Tique. Además el modelo se rotó 15° en el sentido de las manecillas del reloj, a modo de alinear el flujo lo más posible con la dirección del eje X del modelo.

Se define una grilla o malla de 50 metros en las direcciones X e Y. Así es posible obtener una malla más estrecha para caracterizar de mejor manera la distribución de corrientes a lo largo del canal y para discriminar con una mayor resolución sobre los sitios con mayor potencial de generación donde poder emplazar los dispositivos de extracción. La malla definida permite además simular ciclos mareales completos de 1 mes en periodos de cálculo aceptables. Este tamaño se considera suficiente si se tiene en cuenta que el proyecto del parque de dispositivos debe ser instalado en sitios con profundidades entre 30 y 60 metros. En la Figura 21, se muestra la batimetría modelada.

En el modelo MIKE 21, se define un parámetro adimensional del flujo, llamado “número de Courant”, como sigue:

$$C_R = c \frac{\Delta t}{\Delta x} \quad (4.1)$$

$$c = \sqrt{gh} \quad (4.2)$$

Donde:

$C_R = n^\circ$ de Courant.

c = celeridad.

Δx = espaciamiento de la grilla.

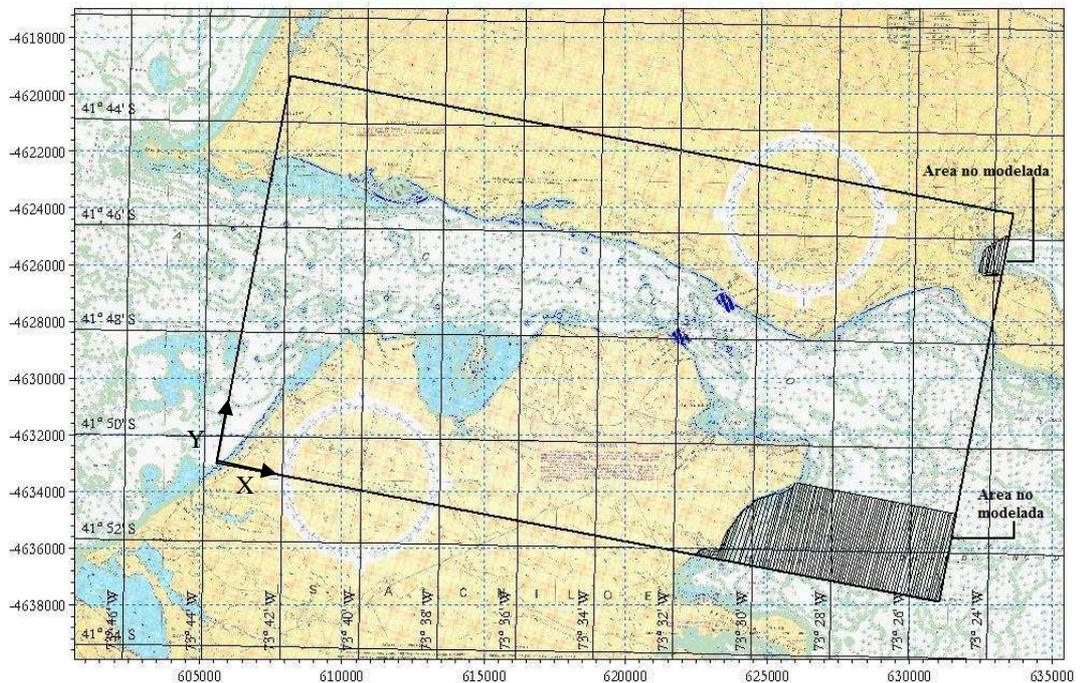
Δt = paso de tiempo.

h = profundidad.

Como la información (de niveles de marea y de flujos), viaja en la malla a una velocidad correspondiente a la celeridad, el número de Courant expresa la cantidad de nodos que se propaga la información en un instante de tiempo. En general, el MIKE 21 Flow Model, permite trabajar con valores para el número de Courant de hasta 5.

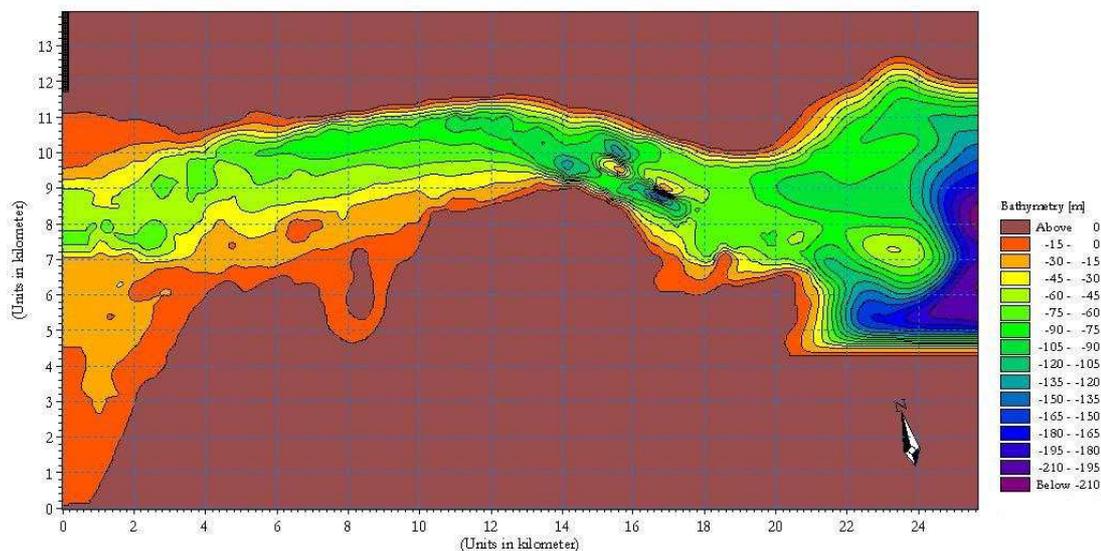
El paso de tiempo seleccionado (Δt) es de 5 segundos, obteniendo un número de Courant que varía desde 1.56 a 25 metros de profundidad, hasta 4.64 para una profundidad de 220 metros, según las ecuaciones (4.1) y (4.2).

Figura 20: Zona de modelación.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 21: Batimetría de la región de modelación.



Fuente: Elaboración propia.

4.1.2 Condiciones de borde.

El área de modelación contempla regiones abiertas en los lados este y oeste. Las condiciones de borde asignadas en estas regiones, corresponden a los niveles del mar pronosticados mediante un análisis armónico efectuado sobre los niveles registrados en las localidades en estudio, explicado a continuación.

El análisis armónico de las alturas de marea se realizó con T-TIDE⁷, que consiste en un paquete de rutinas programadas en MATLAB que pueden utilizarse para efectuar un análisis armónico clásico, con correcciones nodales, inferencia, y una variedad de opciones que pueden ser especificadas. También permite hacer predicciones usando los constituyentes armónicos analizados. (T-TIDE se describe formalmente en Pawlowicz R, Beardsley B, y Lentz S, 2002).

En la Tabla 7 se muestran los constituyentes considerados en el análisis armónico de los registros de las 5 estaciones mareográficas, indicando la amplitud y retraso de fase, obtenidos con T_TIDE. A partir de esta información, para las 5 localidades en estudio se obtuvieron valores de coeficiente de Courtier, que fluctuaron entre 0.15 y 0.33, indicando un régimen semidiurno en Manao, Tique y Eje-1, y un régimen semidiurno mixto en Carelmapu y Pihuio.

⁷ T-TIDE, rutinas programadas en MATLAB disponibles en <http://www.eos.ubc.ca/~rich/>.

En el Anexo 2 se presentan los análisis espectrales de frecuencia y de energía efectuados en cada una de las localidades (Ver de la Figura 56 a la Figura 65). En todas ellas se puede apreciar que los peaks de energía ocurren en las frecuencias asociadas a las componentes semidiurnas y diurnas. Esto revela que son dichas componentes las que más energía aportan a las mareas y las que definen su comportamiento.

Las densidades espectrales de energía de la señal original y de los residuos tienen un comportamiento similar (con diferencias marcadas en las frecuencias semidiurnas y diurnas), no obstante, el espectro de la señal original contiene una mayor energía que la de los residuos en todas las estaciones.

Tabla 7: Amplitudes y desfases de las componentes armónicas de Carelmapu, Eje 1 y Manao.

Componente	Frecuencia	Carelmapu		Eje 1		Tique		Manao		Pihuo	
		Amplitud [m]	Fase [°]								
*SA	0.00011	0.058	149.56	0.071	145.88	0.037	47.42				
*SSA	0.00023	0.063	195.22	0.061	162.26	0.035	251.55				
*MSM	0.00131	0.019	333.32	0.011	12.64	0.032	120.25				
*MM	0.00151	0.043	246.69	0.047	232.07	0.021	317.99	0.016	325.79	0.038	313.65
*MSF	0.00282	0.052	188.22	0.104	190.44	0.038	173.38	0.026	190.61	0.066	202.62
*MF	0.00305	0.033	164.18	0.037	165.33	0.008	266.94				
ALP1	0.03440	0.001	246.12	0.002	286.06	0.005	5.78	0.006	24.51	0.006	23.10
2Q1	0.03571	0.003	286.32	0.004	280.51	0.004	234.33	0.010	248.49	0.013	330.56
*SIG1	0.03591	0.005	317.19	0.006	326.22	0.003	330.85				
*Q1	0.03722	0.027	309.21	0.028	312.09	0.028	306.59	0.034	313.58	0.032	330.43
RHO1	0.03742	0.003	285.19	0.005	281.08	0.004	44.07				
*O1	0.03873	0.131	321.81	0.140	324.43	0.149	331.58	0.160	335.26	0.122	336.99
TAU1	0.03896	0.002	96.24	0.003	113.76	0.007	50.84				
BET1	0.04004	0.001	317.55	0.001	245.84	0.001	176.91				
*NO1	0.04027	0.009	317.19	0.011	319.71	0.007	342.98	0.015	345.57	0.025	291.13
CHI1	0.04047	0.002	243.96	0.001	170.77	0.006	21.90				
*PI1	0.04144	0.005	358.40	0.007	2.23	0.016	17.02				
*P1	0.04155	0.061	1.49	0.065	3.95	0.065	9.88				
*S1	0.04167	0.010	162.00	0.013	220.88	0.022	278.88				
*K1	0.04178	0.192	3.24	0.212	5.93	0.227	12.74	0.293	9.31	0.247	11.81
PSI1	0.04189	0.002	311.12	0.001	209.19	0.009	201.03				
PHI1	0.04201	0.003	36.64	0.004	35.50	0.002	351.39				
THE1	0.04309	0.003	77.94	0.003	74.84	0.005	98.36				
*J1	0.04329	0.012	46.07	0.014	48.52	0.017	51.56	0.019	60.35	0.012	58.52
SO1	0.04460	0.000	263.54	0.001	179.36	0.004	102.06				
OO1	0.04483	0.006	106.37	0.005	93.81	0.005	119.08	0.015	7.98	0.014	144.14
UPS1	0.04634	0.003	117.58	0.003	105.26	0.002	76.50	0.007	87.47	0.012	153.69
*OO2	0.07597	0.009	322.32	0.012	312.46	0.005	249.66				
*EPS2	0.07618	0.014	44.35	0.015	44.16	0.037	42.17	0.030	38.40	0.004	10.95
*2N2	0.07749	0.043	339.64	0.064	342.16	0.073	341.76				
*MU2	0.07769	0.040	56.14	0.058	56.92	0.087	66.94	0.114	41.16	0.038	9.61
*N2	0.07900	0.214	9.32	0.343	16.93	0.413	23.21	0.486	20.27	0.233	39.85
*NU2	0.07920	0.042	359.96	0.074	7.76	0.096	12.47				
*H1	0.08040	0.010	340.99	0.016	338.44	0.024	311.03				
*M2	0.08051	0.901	29.12	1.474	37.15	1.740	41.95	1.764	44.54	0.876	58.21
*H2	0.08063	0.007	184.23	0.011	168.04	0.020	144.09				
MKS2	0.08074	0.005	60.48	0.005	144.19	0.007	148.71				
*LDA2	0.08182	0.025	323.89	0.038	334.80	0.050	327.95				
*L2	0.08202	0.052	4.83	0.077	12.89	0.090	12.96	0.109	2.21	0.041	41.90
*T2	0.08322	0.018	30.46	0.028	51.15	0.034	62.36				
*S2	0.08333	0.356	48.27	0.601	55.46	0.728	61.82	0.575	59.48	0.251	69.97
R2	0.08345	0.003	83.42	0.007	76.10	0.006	48.35				
*K2	0.08356	0.113	45.14	0.187	51.85	0.221	56.96				
*MSN2	0.08485	0.018	205.07	0.027	215.49	0.028	222.65				
*ETA2	0.08507	0.011	101.05	0.013	103.43	0.022	108.91	0.030	33.57	0.009	71.67
*MO3	0.11924	0.006	283.42	0.014	287.88	0.007	297.73	0.007	315.07	0.009	306.14
M3	0.12077	0.001	114.93	0.002	359.33	0.004	59.70	0.004	38.99	0.002	238.86
SO3	0.12206	0.005	312.88	0.010	312.53	0.003	287.13				
*MK3	0.12229	0.008	317.99	0.016	323.93	0.004	349.94	0.005	302.69	0.015	350.53
SK3	0.12511	0.003	295.74	0.006	287.62	0.006	260.23	0.011	257.41	0.003	333.48
*MN4	0.15951	0.034	344.79	0.060	332.72	0.003	348.77	0.007	294.38	0.037	37.79
*M4	0.16102	0.082	9.83	0.143	359.66	0.005	52.97	0.012	328.37	0.080	59.09
*SN4	0.16233	0.008	350.65	0.013	337.24	0.005	51.79	0.004	59.36	0.012	329.66
*MS4	0.16384	0.064	18.03	0.111	7.90	0.003	74.32	0.010	332.82	0.047	59.92
*MK4	0.16407	0.021	15.56	0.034	5.09	0.003	58.35				
*S4	0.16667	0.006	17.44	0.011	15.55	0.002	88.84	0.003	212.41	0.002	24.20
SK4	0.16689	0.004	26.55	0.008	6.84	0.004	42.34				
2MK5	0.20280	0.002	257.05	0.002	345.10	0.001	32.46	0.001	258.16	0.002	232.24
2SK5	0.20845	0.000	207.22	0.000	261.29	0.001	21.24	0.001	98.25	0.003	325.74
*2MN6	0.24002	0.005	200.04	0.005	118.12	0.004	37.96	0.002	273.73	0.009	207.29
*M6	0.24153	0.007	212.95	0.008	142.67	0.008	76.65	0.003	322.40	0.012	240.17
*2MS6	0.24436	0.009	224.63	0.009	158.80	0.010	100.08	0.002	312.96	0.012	232.53
2MK6	0.24458	0.003	221.14	0.003	147.17	0.002	76.21				
2SM6	0.24718	0.003	219.41	0.004	153.72	0.005	90.88	0.000	11.05	0.002	221.89
MSK6	0.24741	0.002	220.81	0.002	152.59	0.003	90.07				
3MK7	0.28331	0.002	72.31	0.003	47.07	0.001	22.78	0.001	228.37	0.004	116.13
*M8	0.32205	0.006	109.66	0.010	83.87	0.003	42.35	0.001	118.04	0.007	204.25

Fuente: Elaboración propia.

En el borde oeste, se observan diferencias de fase de la constituyente principal M_2 en las estaciones de Carelmapu y Pihuio (29.12° y 58.21° , respectivamente), generando registros desfasados (Pihuio retrasado respecto a Carelmapu) apreciables en la Figura 69 del Anexo 3. En el borde este, en cambio, en Tique y Manao se observa una fase similar de M_2 (41.95° y 44.54°), lo cual se aprecia gráficamente en la Figura 70 del Anexo 3.

En Eje 1, la fase de M_2 es de 37.15° , valor intermedio entre las fases de M_2 entre Carelmapu y Tique. Por esto, se optó por asignar al límite oeste del modelo, los niveles de mar pronosticados en Carelmapu, y al límite este del modelo aquellos pronosticados en Tique (registro más extenso que en Manao). En la Figura 66, Figura 67 y Figura 68 del Anexo 2 se presentan los gráficos de altura observada, pronosticadas y los residuos no explicables por el modelo armónico, para las estaciones de Carelmapu, Tique y Eje 1, respectivamente, durante el periodo de modelación que va desde el 4 de agosto al 5 de septiembre del año 2000. Los pronósticos realizados a partir de la información disponible se mostraron consistentes y muy próximos a los valores observados. El error cometido en estas estaciones se cuantificó analizando los cuadrados de las componentes de los residuos, es decir, mediante el error cuadrático medio (E.C.M.). Estos valores se resumen en la Tabla 8 y revelan el buen ajuste entre señal de marea reconstruida mediante análisis armónico y las observadas en cada estación.

Tabla 8: Valores del E.C.M. por Estación.

	Carelmapu	Eje 1	Tique
E.C.M.	0.015	0.016	0.012

Fuente: Elaboración propia.

4.1.3 Datum común para los registros de Batimetría y mareas.

La carta náutica 7210 fue elaborada en base a las mareas astronómicas mínimas de Chacao, Pargua, Carelmapu y Ancud por lo cual no se puede a priori establecer un sistema de referencia a partir del cual definir toda la batimetría de la zona modelada. Por otra parte, las condiciones de borde del modelo deben estar referidas al mismo plano de referencia utilizado para definir la batimetría.

Para establecer un nivel de referencia base para toda el área de modelación se estimó la variación de los Niveles de Reducción de Sondas (N.R.S.) a lo largo de la zona modelada. El N.R.S. definido en la sección 2.1.1, se estableció considerando la sumatoria de los constituyentes principales individualizados N_2 , S_2 , M_2 , K_1 y O_1 , de acuerdo a la metodología expuesta en la Pub. S.H.O.A. N° 3105, "Instrucciones Hidrográficas N°5".

$$NRS = Z_0 - (H_{M2} + H_{S2} + H_{N2} + H_{K1} + H_{O1}) \quad (4.3)$$

Donde:

Z_0 = Nivel Medio del Mar.

H_{M2} = Semi-amplitud constituyente lunar principal semidiurno.

H_{S2} = Semi-amplitud constituyente solar principal semidiurno.

H_{N2} = Semi-amplitud constituyente lunar eclíptica mayor semidiurno.

H_{K1} = Semi-amplitud constituyente lunisolar declinacional diurno.

H_{O1} = Semi-amplitud constituyente lunar declinacional diurno

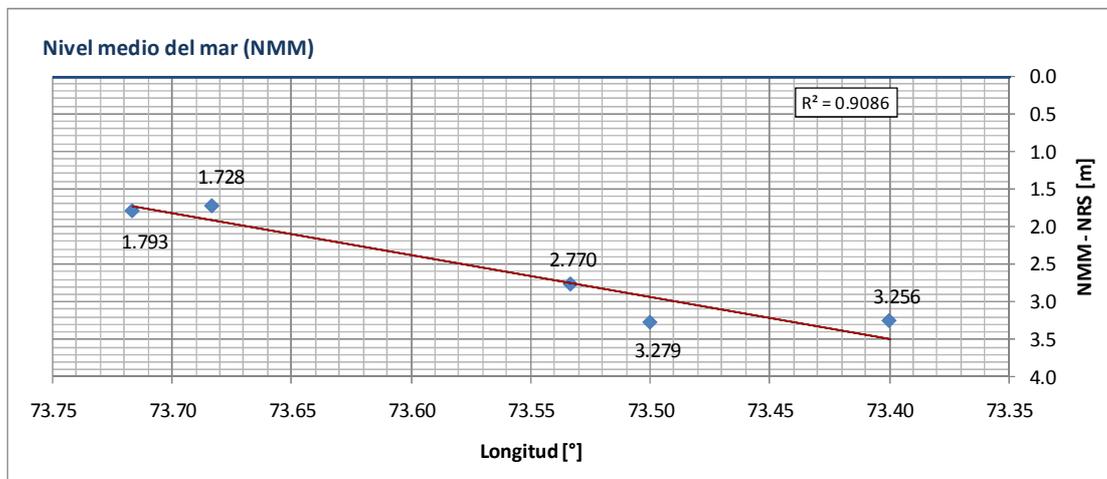
Debe tenerse en cuenta, que los N.R.S. calculados en las 5 estaciones, no son comparables entre sí, debido a que están en función de la ubicación del sensor de marea o de la diferencia de altura entre la cota fija de marea particular para cada estación, y el cero instrumental. En la Tabla 9 se resumen los N.M.M. y N.R.S. referidos a la cota cero, y se calculan las diferencias entre ambos planos (N.M.M.-N.R.S.) en cada una de las estaciones antes mencionadas.

Tabla 9: Cuadro resumen de los cálculos N.M.M. y N.R.S. y sus diferencias.

	Caremapu	Pihuio	Tique	Manao	Eje - 1
Longitud [°]	73.72	73.68	73.40	73.50	73.53
NMM [m]	1.983	4.065	7.638	3.809	4.091
NRS [m]	0.190	2.337	4.382	0.530	1.321
NMM-NRS [m]	1.793	1.728	3.256	3.279	2.770

En vista que no existe un dátum común para establecer la batimetría del modelo, se optó por utilizar el nivel medio de mar como plano horizontal de referencia. De esta manera como se conocen las diferencias entre el N.M.M. y el N.R.S. en las 5 estaciones se estimó una variación lineal de estas diferencias en función de la Longitud. (Ver Figura 22).

Figura 22: Variación de la diferencia entre el N.M.M y el N.R.S en función de la Longitud.



Fuente: Elaboración propia.

Finalmente tanto los sondeos que definen la batimetría en la carta náutica 7210 como los niveles de mar estimados en Carelmapu y Tique, fueron referidos al plano del Nivel Medio del Mar.

4.2 Calibración y Validación del modelo.

Los resultados de niveles de mar y velocidades (en ambas componentes x e y) se obtuvieron cada 10 minutos.

Como condición inicial del modelo se consideró que al inicio del periodo de modelación, el nivel de mar es constante a lo largo del canal y es igual al promedio entre la altura de mar inicial en el borde este (Tique) y el borde oeste (Carelmapu).

Para calibrar el modelo se utilizaron las mediciones de alturas de mar y velocidad observadas entre el 04 de agosto del año 2000 y el 15 de agosto del año 2000, comprendiendo un total de 12 días.

El procedimiento fue de ensayo y error, modificando los parámetros de modelación hasta encontrar un buen ajuste entre los valores simulados y los observados, situación demorada dado el extenso tiempo entre una y otra modelación (alrededor de 15 hrs).

Una vez definidos los valores de los parámetros de ajuste, se realizó la simulación del ciclo mareal completo comprendido entre el 04 de agosto del 2000 y el 06 de septiembre del 2000. Esta última modelación requirió de aproximadamente 40 horas de cómputo.

4.2.1 Parámetros de modelación.

Como parámetros de ajuste se consideraron principalmente la rugosidad de fondo, y el coeficiente de viscosidad de vórtice.

Rugosidad de fondo: el modelo MIKE 21 Flow Model permite seleccionar entre 2 maneras de describir la resistencia de fondo, ya sea con el número de Chezy o bien el número de Manning (DHI, 2007a). En ambos casos la resistencia de fondo usada es:

$$\frac{g \cdot u \cdot |u|}{C^2} \quad (4.4)$$

Donde g es la aceleración de gravedad, u es la velocidad y C es el número de Chezy. Los números de Manning son convertidos a Chezy como sigue:

$$C = M \cdot h^{1/6} \quad (4.5)$$

Donde M es el número de Manning y, h es la profundidad. Las unidades de los números de Chezy y Manning son respectivamente $m^{1/2}/s$ y $m^{1/3}/s$. Hay que resaltar que el número de Manning usado en MIKE 21 es el recíproco del valor del número de Manning usado en la mayoría de los textos. (DHI, 2007a).

Viscosidad de vórtice: este parámetro se utiliza al igual que el término de fricción de fondo para reducir inestabilidades numéricas.

La formulación basada en la velocidad es más correcta que la basada en el caudal, sin embargo es más difícil de implementar en el modelo pues el sistema de ecuaciones usa los caudales (en x e y) como parámetro, y no la velocidad. En general el parámetro de viscosidad de vórtice se usa como último recurso para estabilizar el modelo, ya que los problemas de inestabilidad se deben principalmente a la esquematización de la batimetría y a las condiciones de borde. (DHI, 2007a).

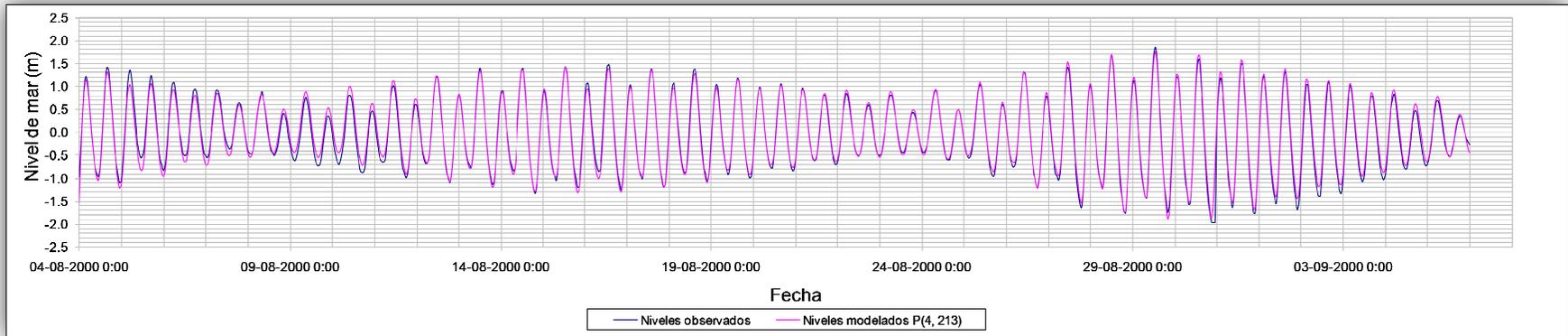
En el modelo del Canal de Chacao se utilizó la formulación de Smagorinsky basada en la velocidad, con un Coeficiente de 0.5.

4.2.2 Calibración de niveles de mar.

Las alturas de mar modeladas fueron comparadas con las mediciones en las estaciones mareográficas en Carelmapu, Eje 1 y Tique, y los resultados se muestran en la Figura 23, Figura 24 y Figura 25.

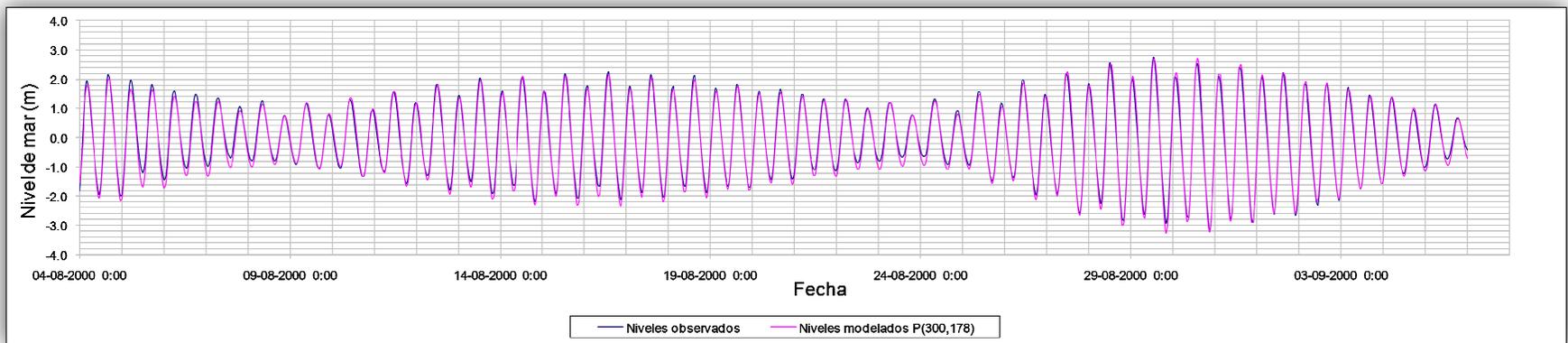
Para apreciar la relación de los datos modelados respecto de los observados se muestran las figuras 26, 27 y 28 con los gráficos de alturas observadas versus alturas modeladas para las estaciones Carelmapu, Eje 1 y Tique, respectivamente.

Figura 23: Comparación de alturas observadas y modeladas en Carelmapu.



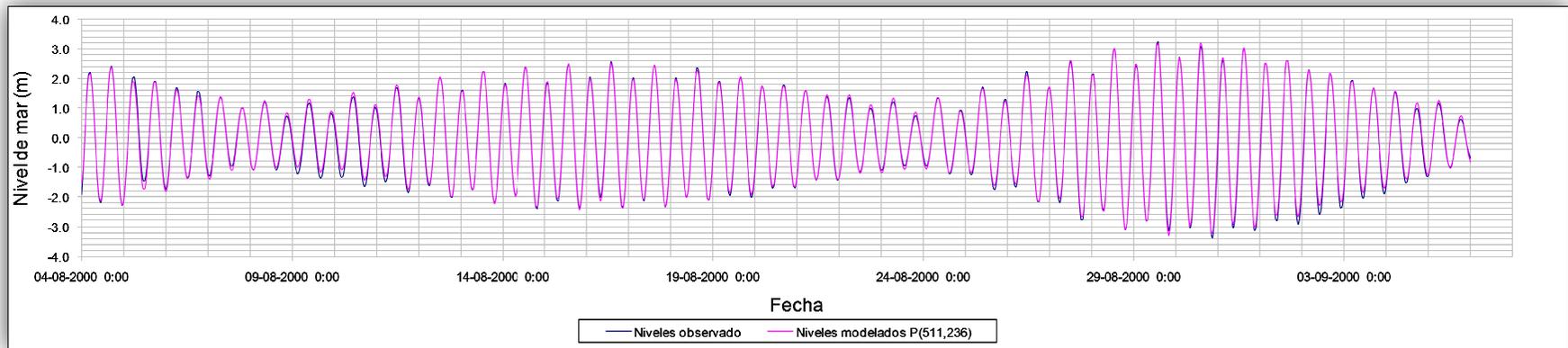
Fuente: Elaboración propia.

Figura 24: Comparación de alturas observadas y modeladas en Eje 1.



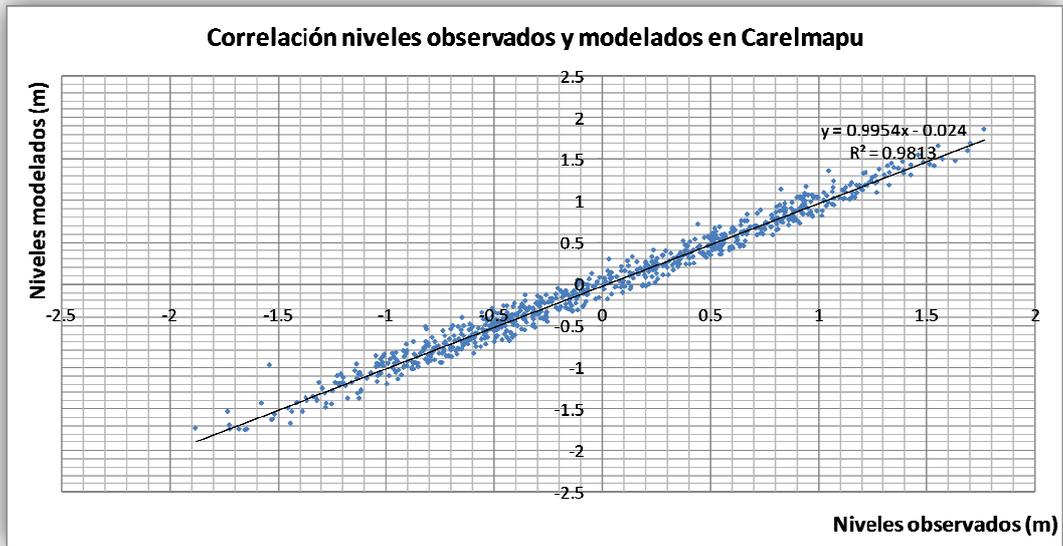
Fuente: Elaboración propia.

Figura 25: Comparación de alturas observadas y modeladas en Tique.



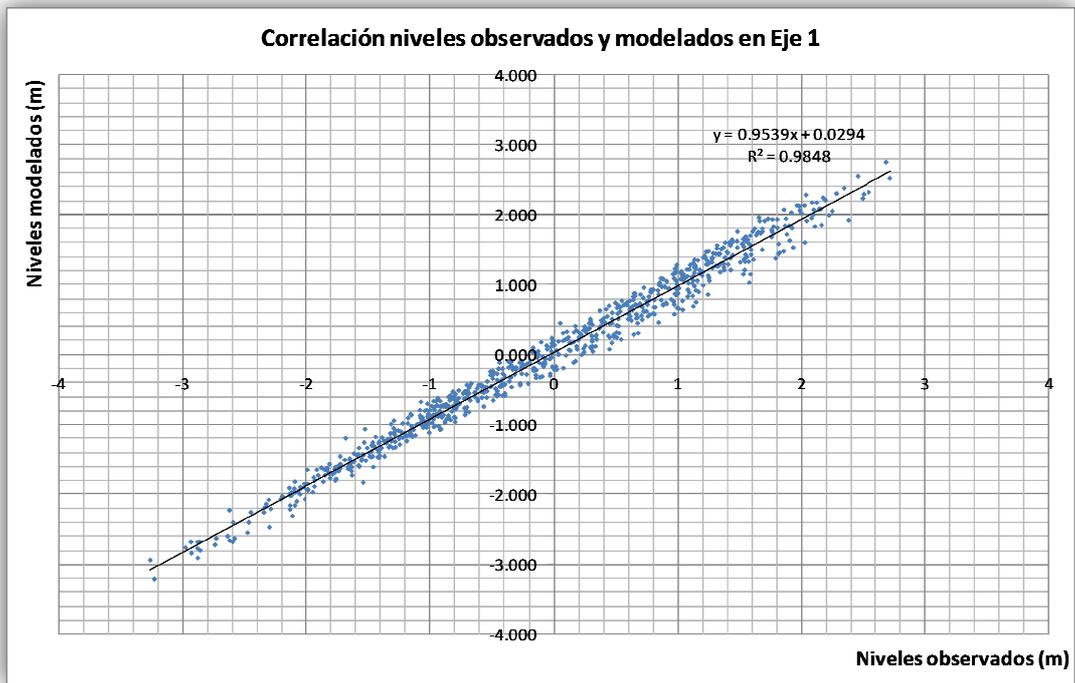
Fuente: Elaboración propia.

Figura 26: Niveles de mar modelados versus observados en Carelmapu.



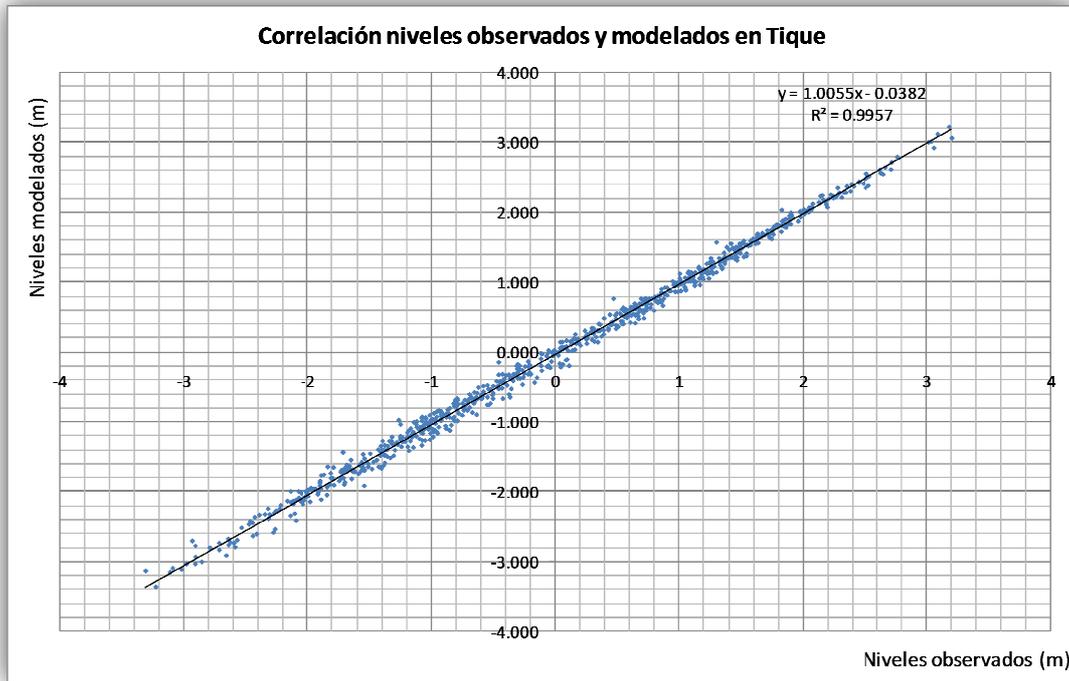
Fuente: Elaboración propia.

Figura 27: Niveles de mar modelados versus observados en Eje 1.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 28: Niveles de mar modelados versus observados en Tique.



Fuente: Elaboración propia.

En Carelmapu las diferencias entre los niveles observados y modelados (Figura 23), mantienen el mismo comportamiento de las diferencias entre la señal reconstruida a través del análisis armónico y los niveles observados (Figura 66 en Anexo 2).

La única estación ubicada en el centro del canal de modelación es Eje 1, y por lo tanto el buen ajuste de las alturas observadas en dicha estación con las alturas modeladas, ratifica la decisión de las condiciones de borde utilizadas en Carelmapu y Tique.

4.2.3 Calibración de velocidad de corrientes.

Las velocidades observadas en los correntómetros instalados en Roca Remolinos, Puerto Elvira y Bajo Seluian, son contrastadas con las velocidades y direcciones modeladas, y los resultados se muestran en la figuras 29, 30, 31, 32, 33 y 34.

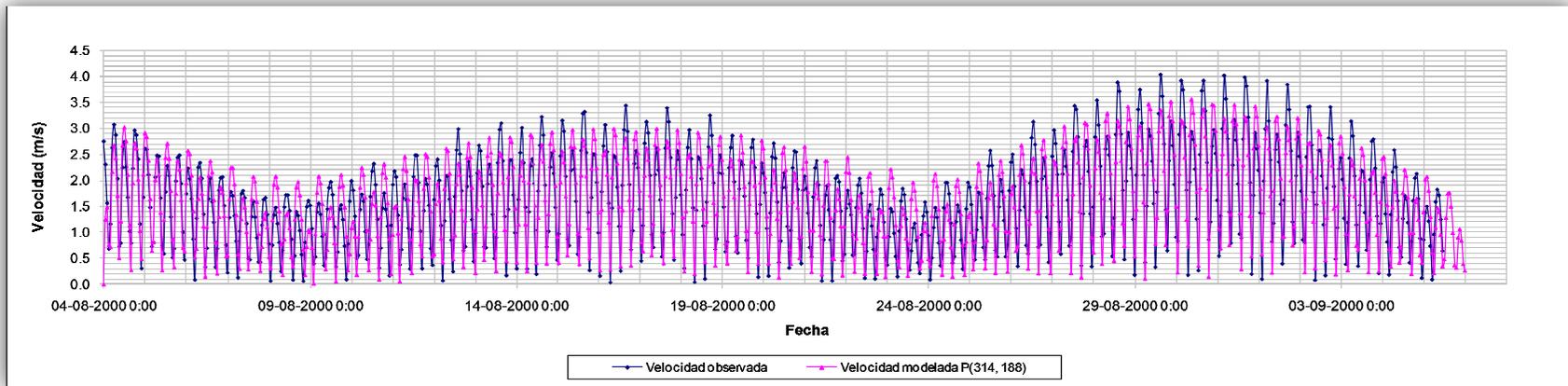
En Roca Remolinos se tienen 9 capas de mediciones, por lo tanto es necesario integrar en la vertical las velocidades observadas y obtener una velocidad media, que pueda ser comparable con los resultados del modelo numérico.

En cambio, en Puerto Elvira y Bajo Seluian, los correntómetros fueron instalados a 3 metros desde el fondo. Para comparar estos valores observados y los valores integrados en la vertical entregados por el modelo, es necesario dividir los primeros por un factor igual a 0,82⁸ que se refiere a la relación entre la velocidad media de un perfil logarítmico y la respectiva velocidad medida a la profundidad de 3 metros. Los gráficos de calibración que muestran desde la Figura 71 a la Figura 76 del Anexo 3, comparan las velocidades observadas, las modeladas con un Chezy=40 y las modeladas con un Chezy=45 en las estaciones Carelmapu, Eje1 y Tique.

En la Figura 35, Figura 36 y Figura 37, se muestran las correlaciones entre las velocidades modeladas y observadas para Roca Remolinos, Puerto Elvira y Bajo Seluian.

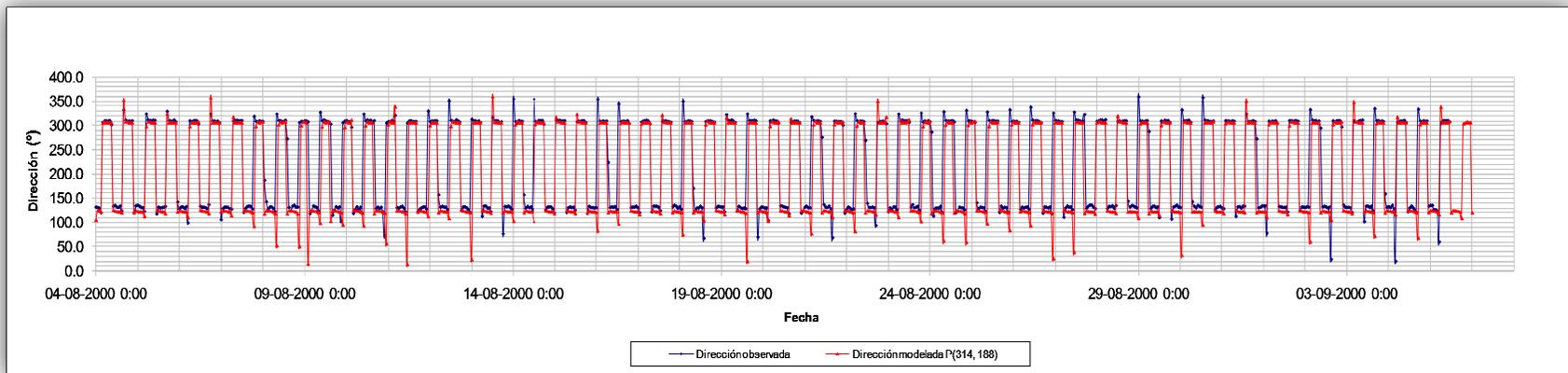
⁸ Este coeficiente de corrección fue calculado utilizando la ecuación $v(z) = \left(\frac{\beta+1}{\beta}\right) \bar{v} \left(\frac{z}{h}\right)^{1/\beta}$, con $\beta=7$; $h=30$ [m]; y $Z=3$ [m]. Como resultado $v(z = 3) = 0.82 \cdot \bar{v}$. (Ver sección 2.2.1).

Figura 29: Comparación de velocidades observadas y modeladas en roca remolinos.



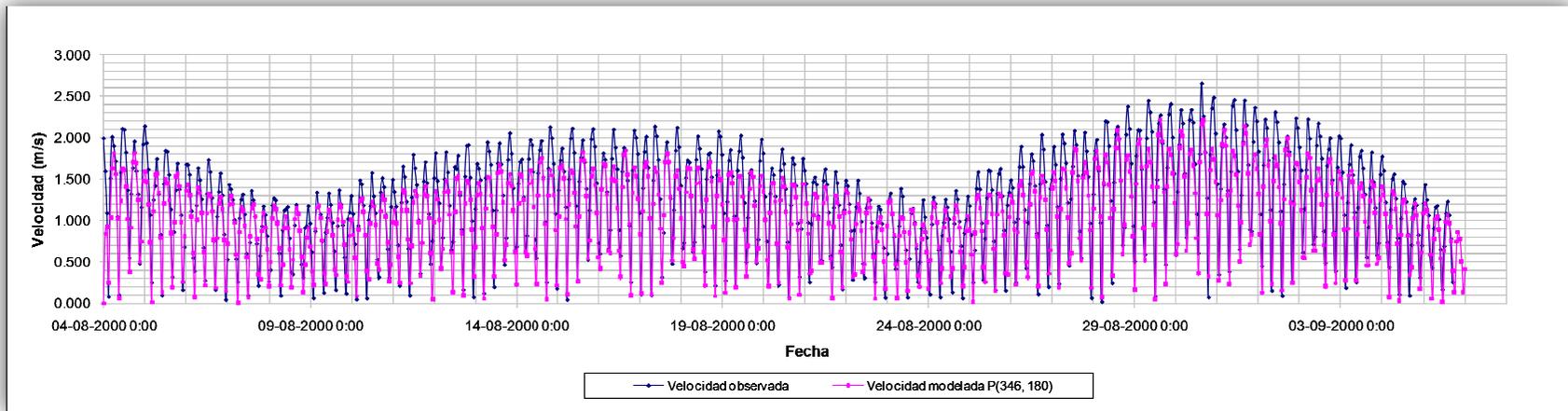
Fuente: Elaboración propia.

Figura 30: Comparación de direcciones observadas y modeladas en roca remolinos.



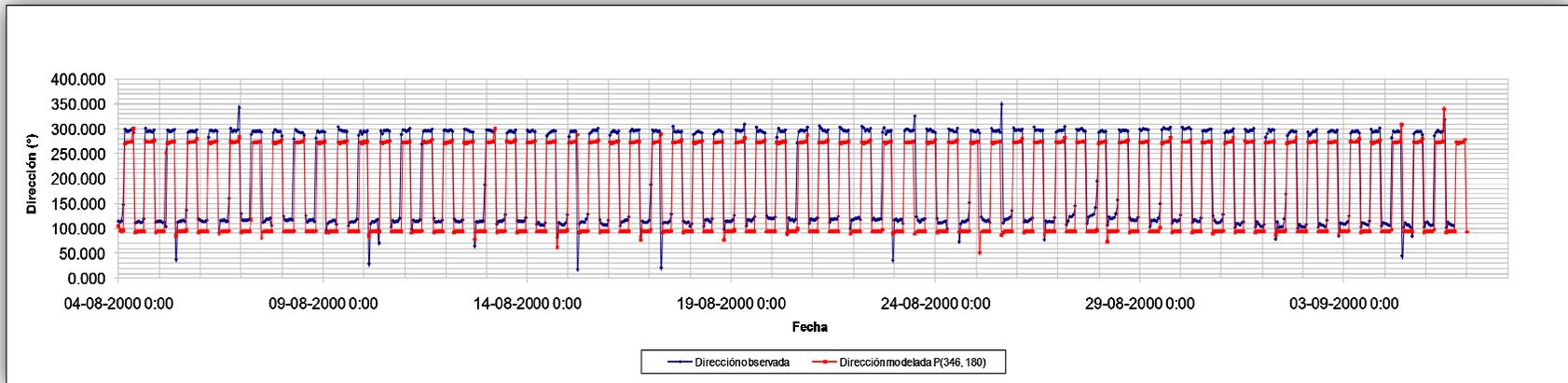
Fuente: Elaboración propia.

Figura 31: Comparación de velocidades observadas y modeladas en Puerto Elvira.



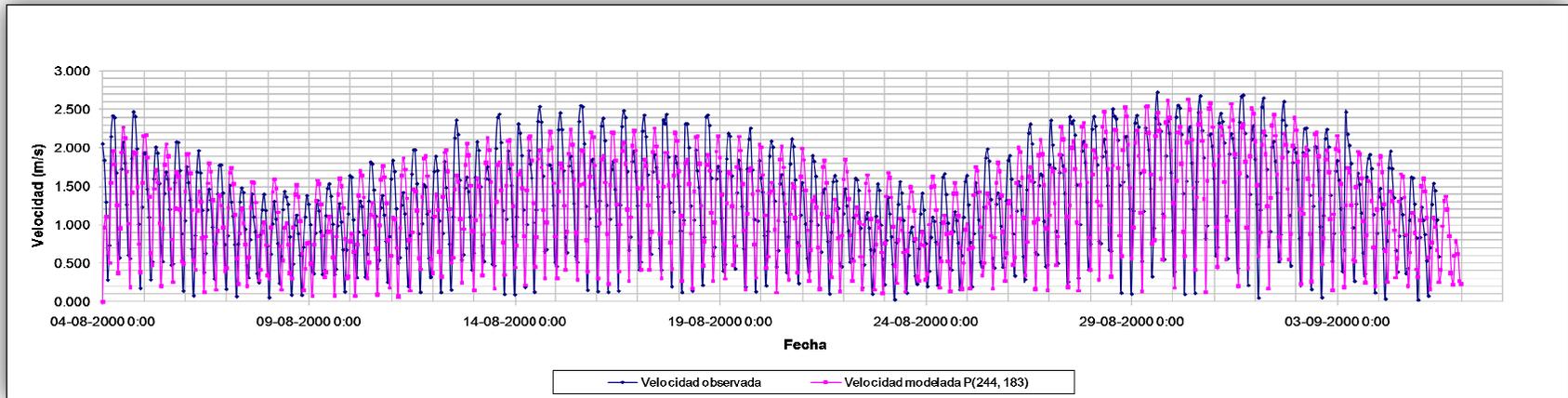
Fuente: Elaboración propia.

Figura 32: Comparación de direcciones observadas y modeladas en Puerto Elvira.



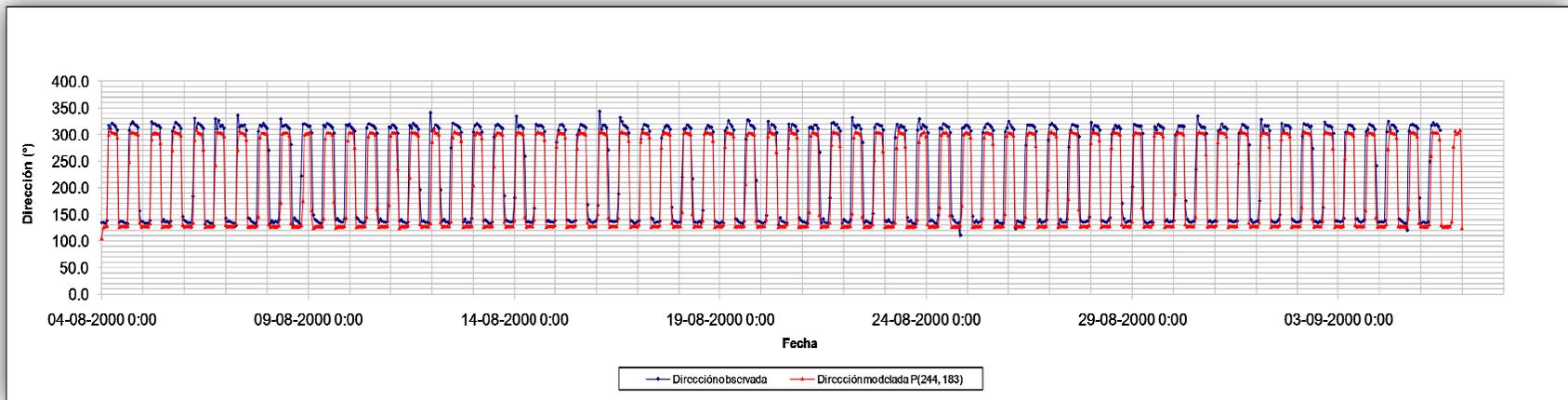
Fuente: Elaboración propia.

Figura 33: Comparación de velocidades observadas y modeladas en Bajo Seluian.



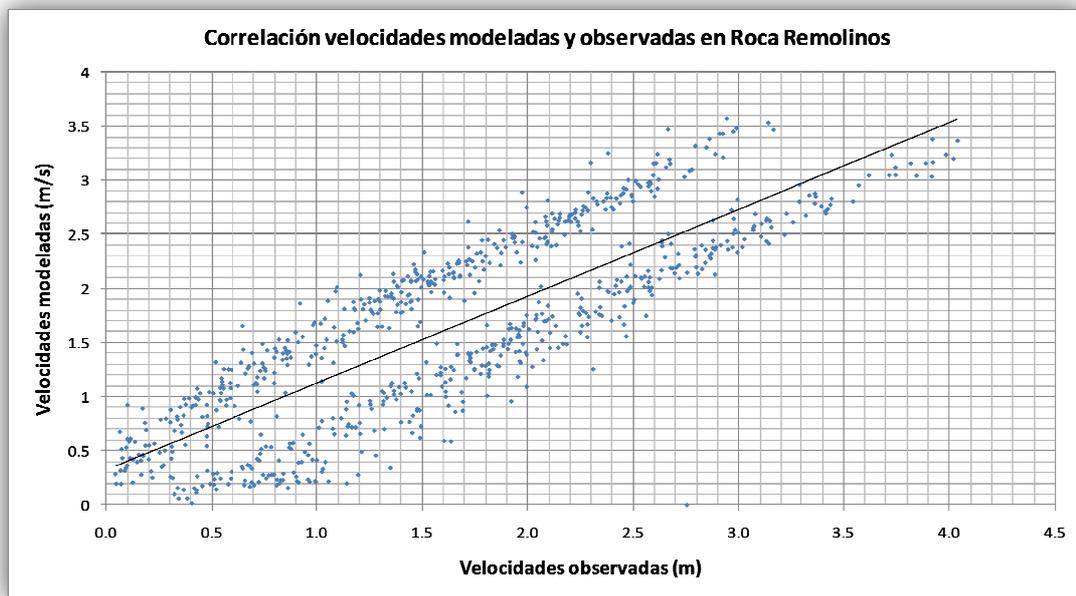
Fuente: Elaboración propia.

Figura 34: Comparación de direcciones observadas y modeladas en Bajo Seluian



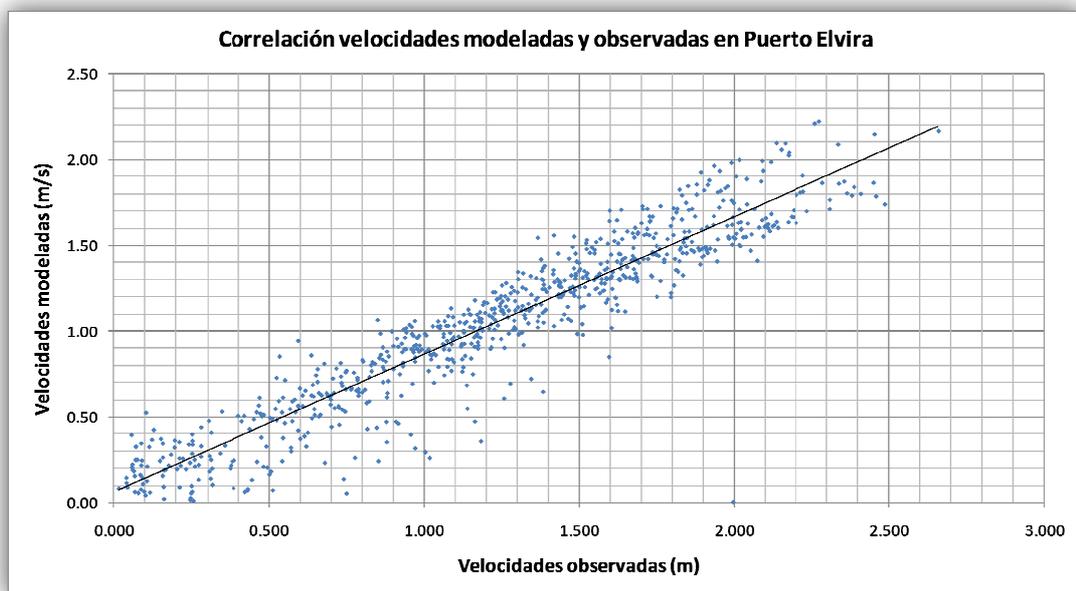
Fuente: Elaboración propia.

Figura 35: Velocidades modeladas versus observadas en Roca Remolinos.



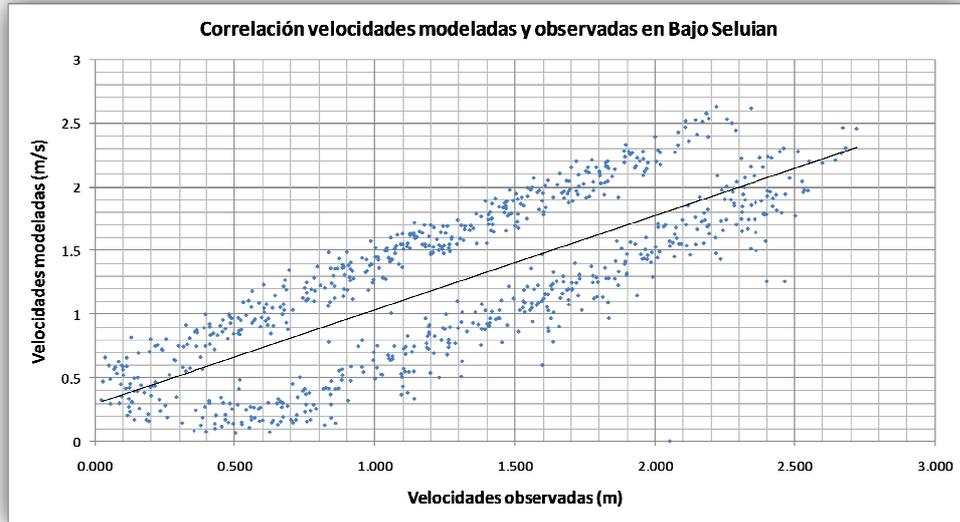
Fuente: Elaboración propia.

Figura 36: Velocidades modeladas versus observadas en Puerto Elvira.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 37: Velocidades modeladas versus observadas en Bajo Seluian.



Fuente: Elaboración propia.

Observando de la Figura 29 a la Figura 37, se logra apreciar distintas situaciones para cada uno de los sitios de validación. En **Roca Remolinos** y **Bajo Seluian**, en condición de llenante, las velocidades modeladas están por sobre las velocidades observadas. En régimen vaciante sucede lo contrario, pues las velocidades modeladas se aprecian por debajo de las velocidades observadas. Analizando las series de velocidades de corriente observadas en ambas zonas queda claro que las velocidades en llenante son más bajas que las velocidades observadas en vaciante, situación opuesta al patrón observado en el resto del canal, lo que puede indicar que los instrumentos de medición, tanto en Roca Remolinos como en Bajo Seluian, se ubicaron en la ladera este de una elevación en el lecho. Adicionalmente, las velocidades de corrientes en las regiones de Roca Remolinos y Bajo Seluian se ven afectadas por la presencia de vórtices horizontales y vértices que afectan el comportamiento de los flujos de corrientes.

En **Puerto Elvira** en cambio, se tienen velocidades modeladas similares a las observadas en condición de vaciante, mientras que, en condición de llenante las velocidades modeladas se hallan por debajo de las observadas, subestimando las velocidades máximas en 0.4 [m/s] como promedio. Esto se traduce en una subvaloración de la potencia del flujo mareal (que depende del cubo de la velocidad de corriente) en esa zona, situación que podría extrapolarse al resto de la zona de modelación.

Las diferencias entre las direcciones modeladas y observadas en Roca Remolinos y Bajo Seluian fluctúan entre $\pm 7^\circ$ y $\pm 10^\circ$, respectivamente. En Puerto Elvira las fluctuaciones son mayores y alcanzan los $\pm 20^\circ$.

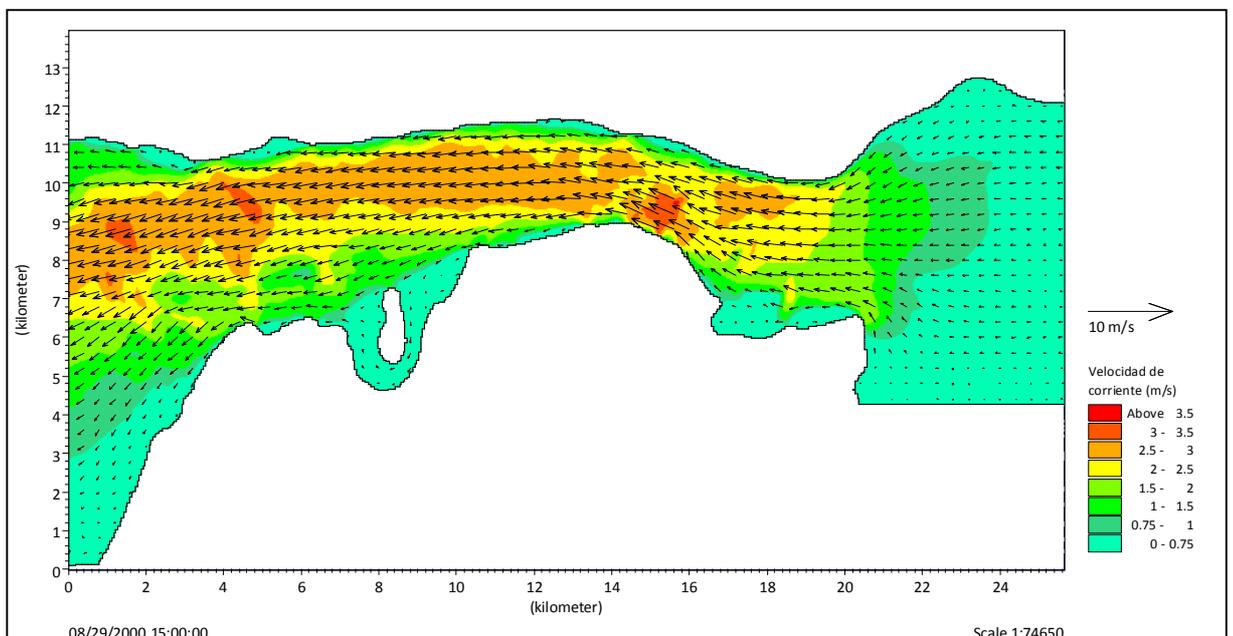
Finalmente el modelo adoptado (Chezy=40) privilegió el ajuste de las velocidades de corrientes en Puerto Elvira, ya que en esa zona se obtiene el mismo patrón de flujo que en el resto del canal. Por otra parte, se buscó que el error producto de las diferencias entre las velocidades modeladas y observadas en Roca Remolinos y Bajo Seluian, se distribuyera dentro del periodo de modelación, obteniendo velocidades por sobre la velocidad observada en llenante y debajo de ésta en vaciante.

4.3 Resultados.

4.3.1 Comportamiento hidrodinámico del Canal de Chacao.

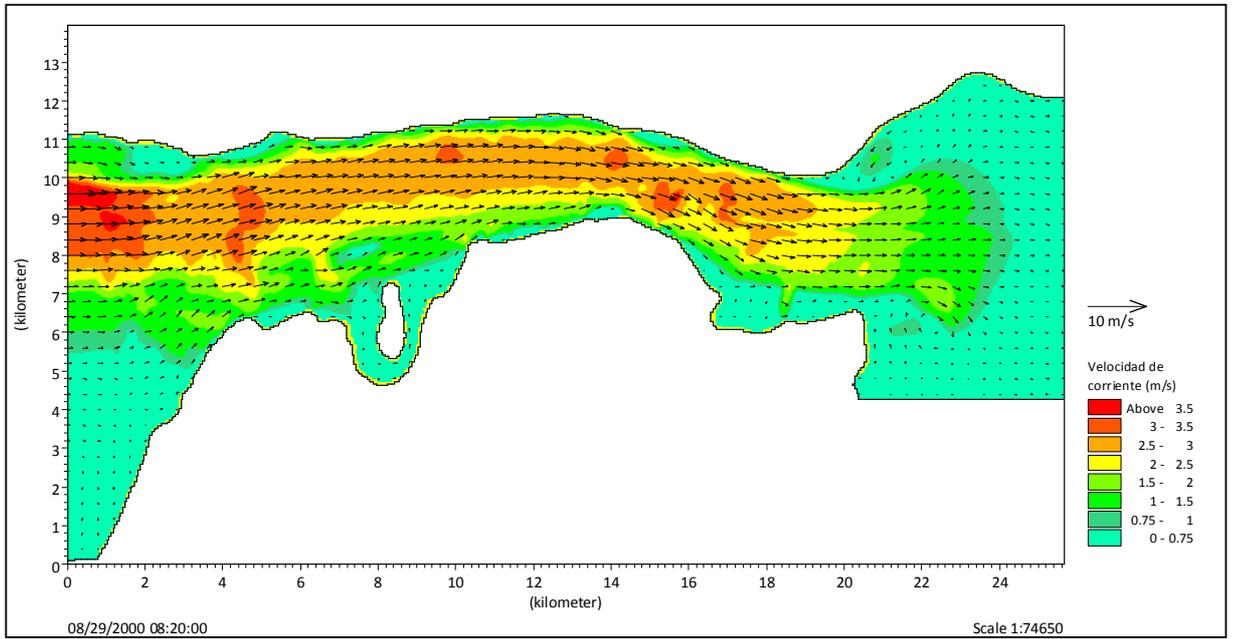
En las Figuras 38, 39, 40 y 41 se presentan las velocidades de corriente y los patrones de flujo para los instantes correspondientes a la máxima sicigia y a la mínima cuadratura, tanto en llenante como en vaciante, que constituyen situaciones extremas dentro del periodo de modelación.

Figura 38: Patrón de flujo en Sicigia vaciante.



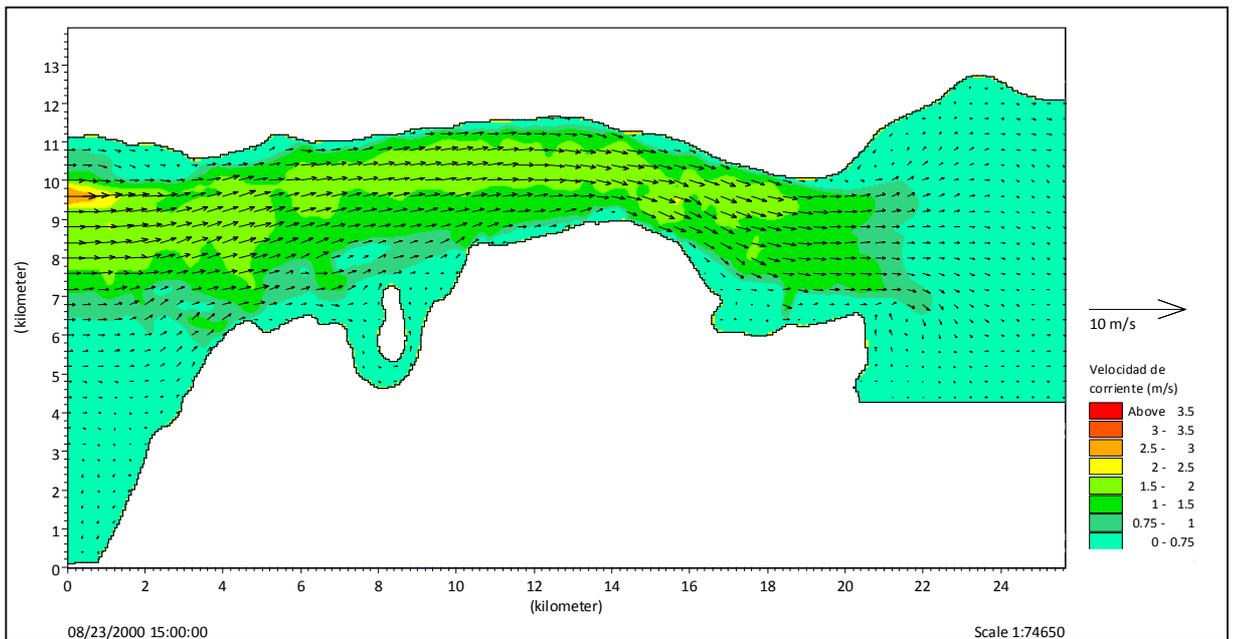
Fuente: Elaboración propia.

Figura 39: Patrón de flujo en Sicigia Llenante.



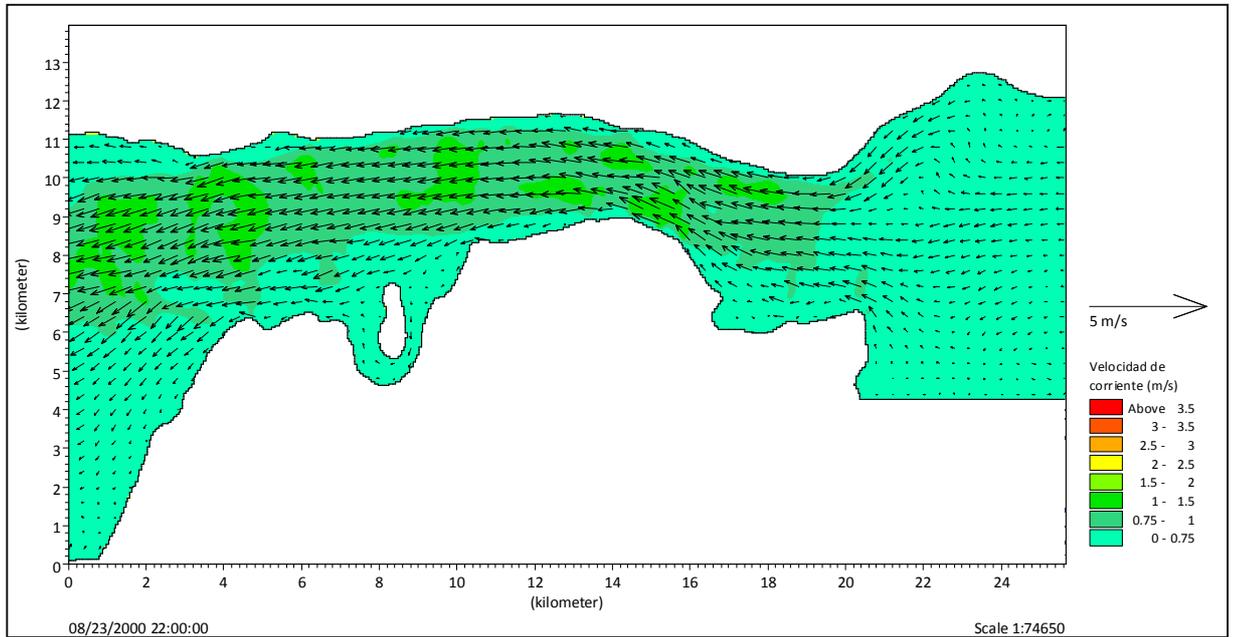
Fuente: Elaboración propia.

Figura 40: Patrón de flujo en Cuadratura llenante.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 41: Patrón de flujo en Cuadratura vaciante.



Fuente: Elaboración propia.

En estas figuras se puede notar claramente el flujo principal en el Canal de Chacao, en donde se destaca la alta velocidad que alcanzan las corrientes. En condición de sicigia, en el sector cercano a Roca Remolinos se alcanzan velocidades de hasta 4 [m/s], y en el área frente a Carelmapu las corrientes alcanzan velocidades de más de 3 [m/s].

4.3.2 Recurso energético en el Canal de Chacao.

Densidad de potencia

Una vez obtenidas las series temporales de velocidad del modelo para cada nodo de la grilla de modelación, es posible calcular las series de densidad de potencia (Potencia por unidad de área) para luego estimar valor promedio. Este último se calculó utilizando la siguiente ecuación:

$$\frac{\overline{P_w}}{A} = \frac{1}{T} \sum_{t=0}^T \frac{1}{2} \rho \{V(t)\}^3 \quad (4.6)$$

Donde $V(t)$ = la velocidad modelada en un en un tiempo t .

En la ecuación (4.6) se debe observar que se promedian los valores del cubo de las velocidades de corrientes a lo largo del periodo de modelación.

En la Figura 42 se presentan las densidades de potencia promedio obtenidas en la región modelada, destacándose zonas con elevado potencial energético específicamente frente a Carelmapu, y en el sector cercano a Roca Remolinos. Además en la Figura 43 se muestra la densidad de potencia promedio en la máxima sicigia.

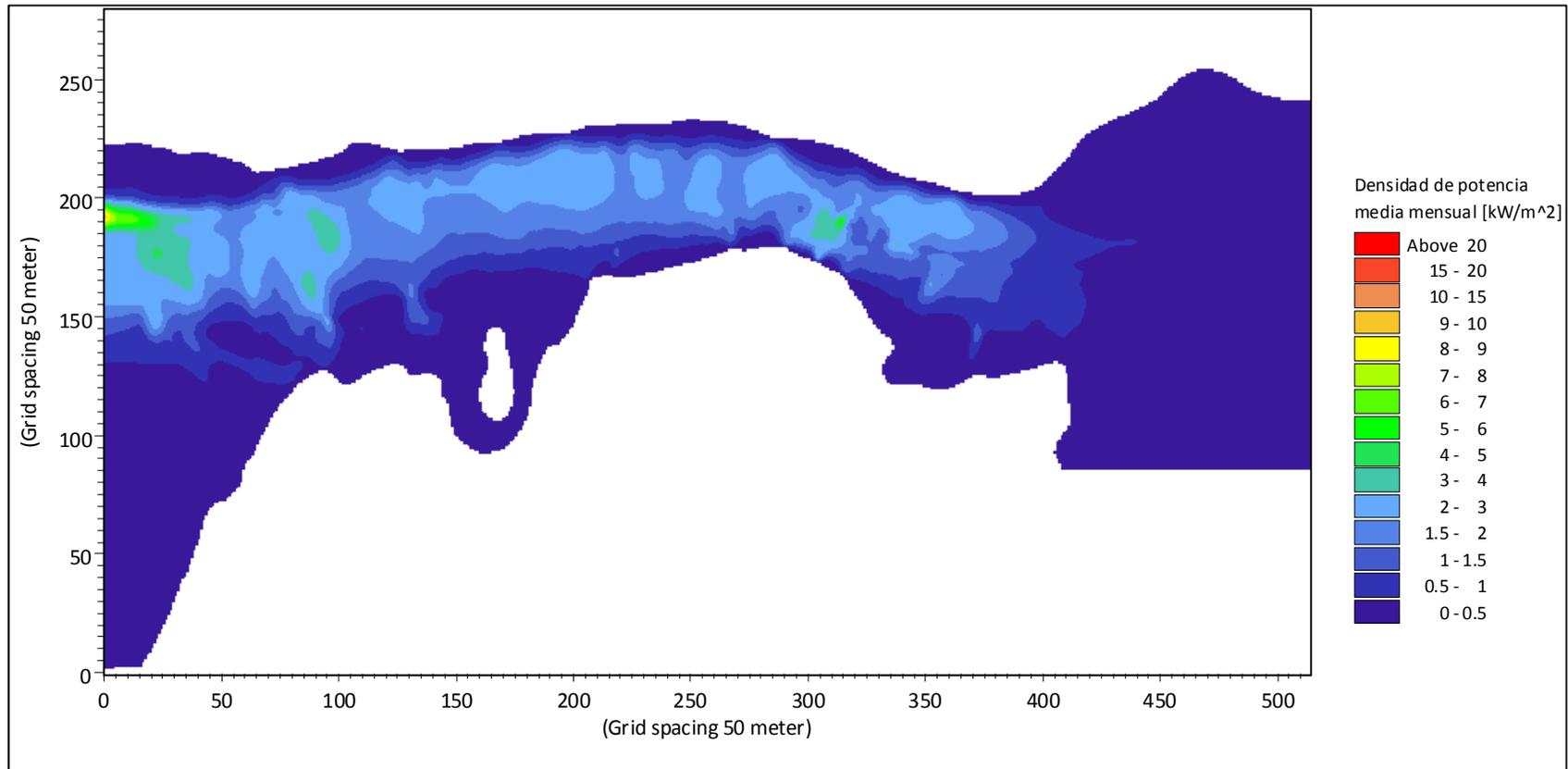
Curvas de direcciones dominantes

En términos de la eficiencia en la extracción de energía de cierto dispositivo, es fundamental conocer de manera precisa las direcciones de las corrientes en los estados de llenante y vaciante de la marea, ya que las estimaciones de potencia extraíble están fundamentadas en la incidencia perpendicular de la corriente de marea en el área barrida por el rotor del dispositivo. Este tópico adquiere mayor trascendencia dado que hay dispositivos que no pueden utilizar la energía de los flujos llenante y vaciante, sino que de sólo uno de ellos, por lo cual, necesitan buena precisión en las mediciones de las direcciones de las corrientes dominantes, para analizar su operación.

En la Figura 44 se indican los puntos en que se extrae información de las direcciones principales de las corrientes. En la Figura 45 y Figura 46 se muestran las **curvas de direcciones** para cada uno de los 6 puntos seleccionados. Se escogieron arbitrariamente dichos puntos para representar las direcciones dominantes que adopta el flujo en el canal principal de la zona modelada y principalmente cerca de la zona de Carelmapu (zona de interés por la alta velocidad de corrientes que presenta).

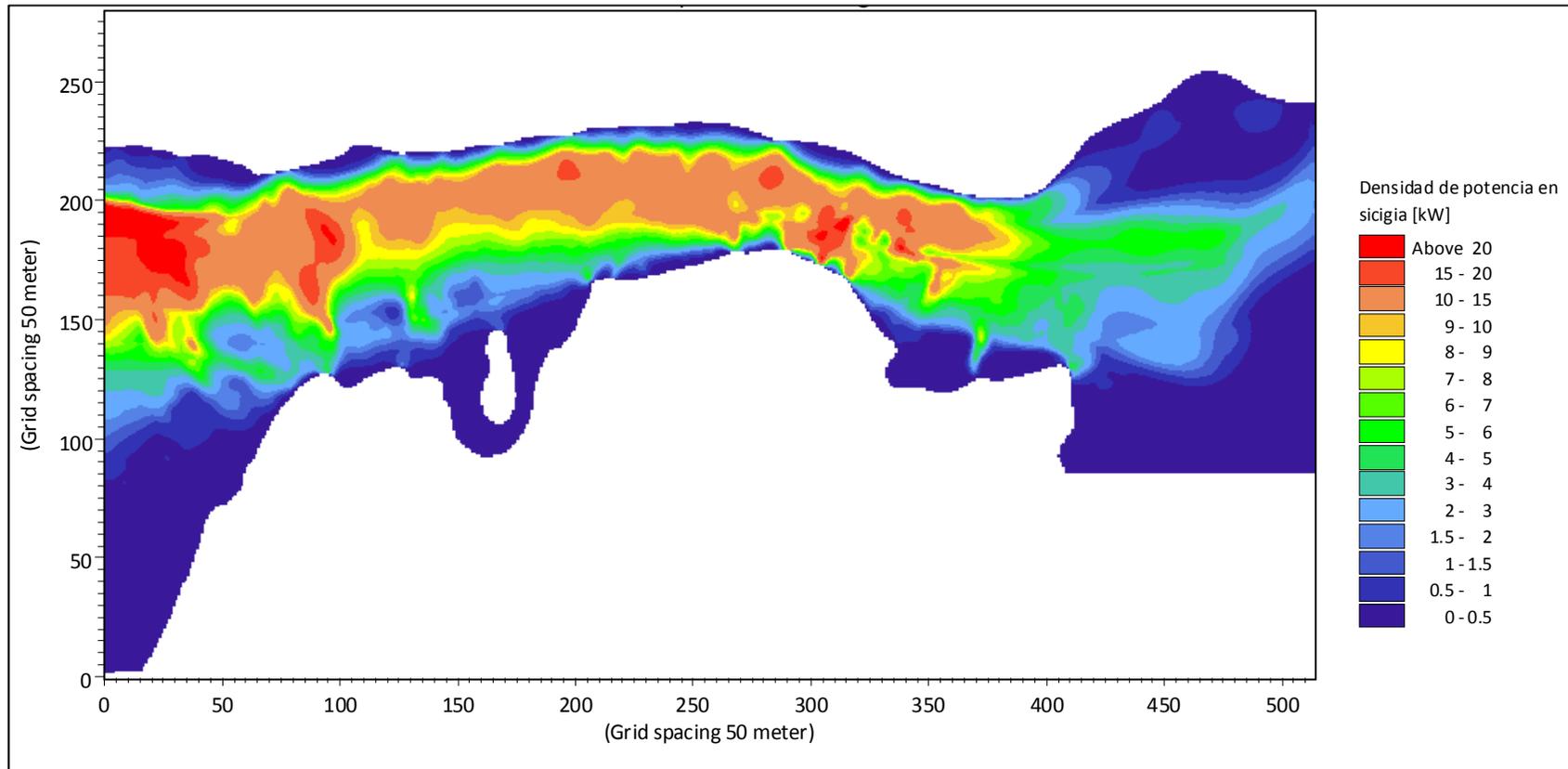
Se definió el estado de calma para velocidades bajo 0.7 [m/s] (que corresponde a la velocidad de conexión de los dispositivos de extracción), para estimar el porcentaje del tiempo en que no sería posible generar energía a través de las turbinas. Los resultados muestran que estos porcentajes van entre un 17.19% en el Punto 4, y un 20.19% en el Punto 3.

Figura 42: Densidad de potencia media en el periodo de 1 mes de modelación.



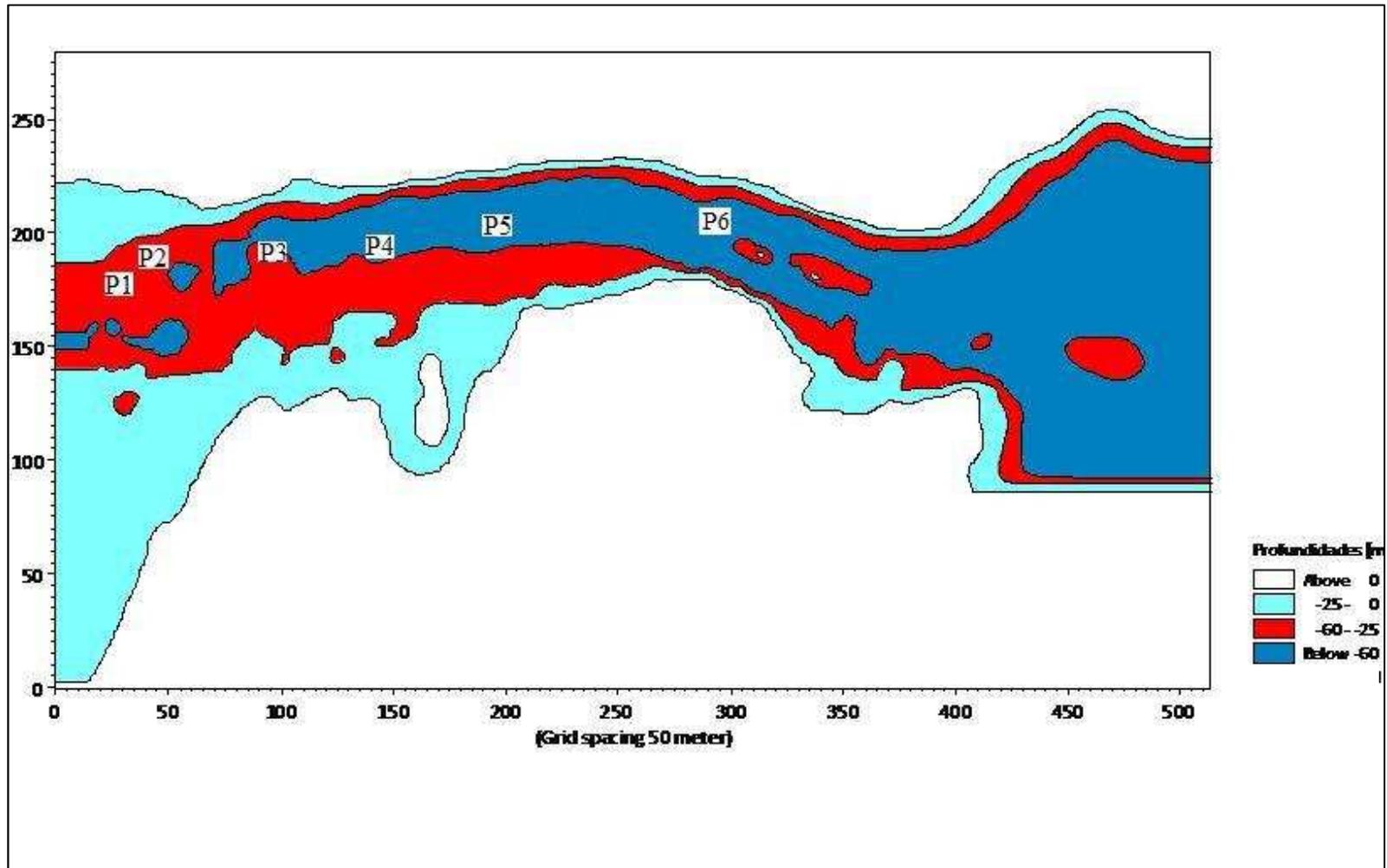
Fuente: Elaboración propia.

Figura 43: Densidad de potencia para máxima velocidad de corriente.



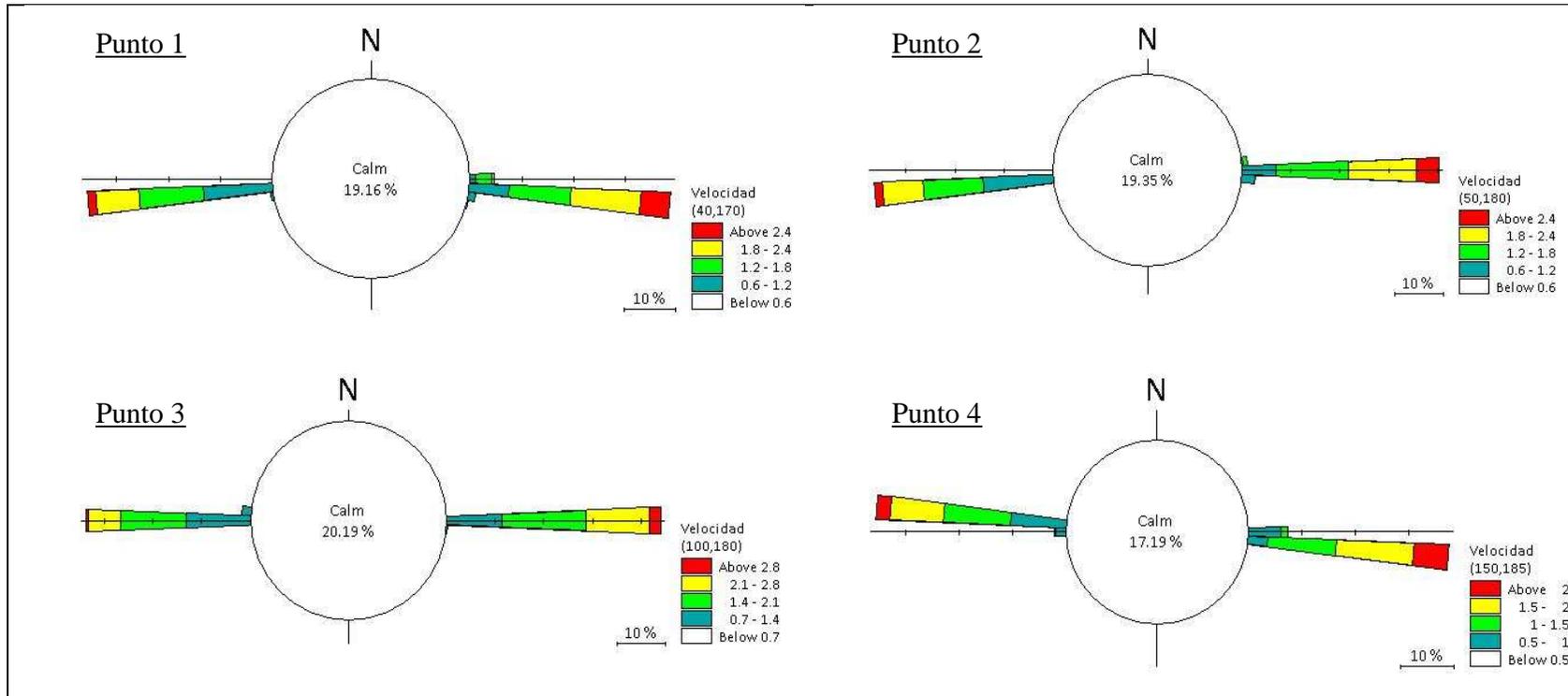
Fuente: Elaboración propia.

Figura 44: Lugares dentro de la zona de modelación donde se grafican las curvas de direcciones predominantes (6 puntos).



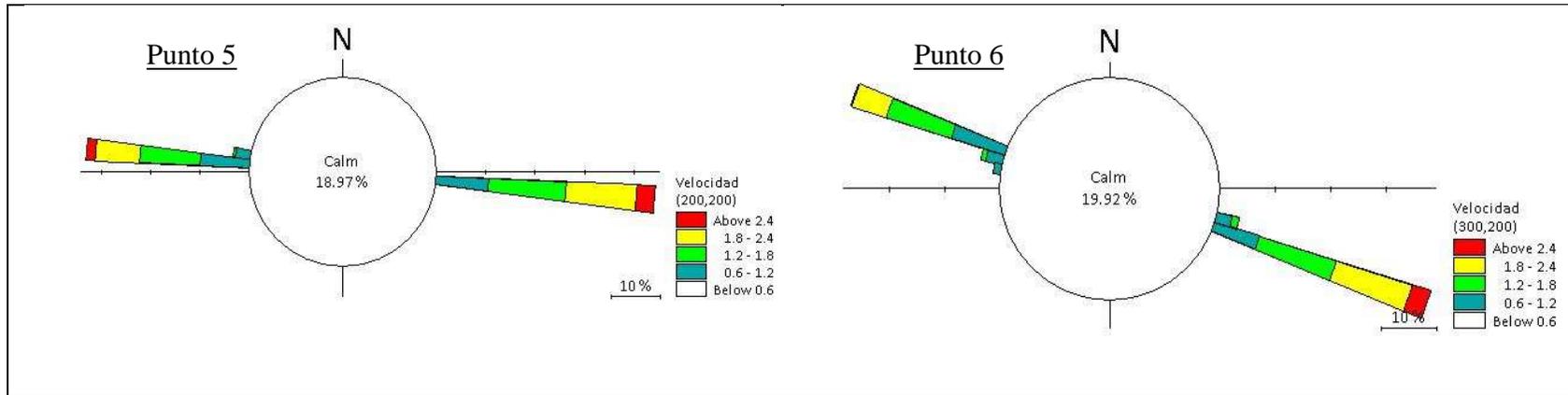
Fuente: Elaboración propia.

Figura 45: Curvas de direcciones de los Puntos 1, 2, 3 y 4.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 46: Curvas de direcciones de los Puntos 6 y 7.



Fuente: Elaboración propia.

5. PROYECTO PRELIMINAR DE UN PARQUE DE TURBINAS.

En esta sección se define el proyecto de un parque mareomotriz, configurando cierto número de turbinas en alguna región de interés de la zona de estudio, en base a los resultados del modelado numérico. El sitio seleccionado para emplazar el parque mareomotriz considera factores como: posibilidades de generación en la zona seleccionada; requerimientos técnicos de los dispositivos tales como profundidad y espaciamientos entre dispositivos.

Al final del capítulo se presenta un análisis económico del proyecto mediante indicadores de rentabilidad, incorporando al análisis algunas externalidades del proyecto, como beneficios por disminución de emisiones y costos indirectos.

5.1 Elección del dispositivo.

Se optó por utilizar el dispositivo Seagen de MCT, debido a que es el que alcanza un mayor estado de desarrollo en comparación a los demás dispositivos.

El parque mareomotriz proyectado está formado por 50 turbinas Seagen (1.2 MW cada una) que proveen una potencia instalada de 60 MW.

Configuración de los dispositivos.

La configuración espacial de las turbinas está relacionada con 3 parámetros principales, que son; la profundidad, el largo y el ancho del sitio. (Myers, L. y Bahaj, 2005).

Profundidad de la zona: Como es lógico las aspas de cada una de las turbinas en el arreglo deben aprovechar los flujos de alta energía pero a la vez evitar grandes esfuerzos que puedan dañar la estructura. Las velocidades bajas cerca del lecho marino deberán ser evitadas de modo de no exponer el rotor a cargas cíclicas. La parte alta de la columna de agua es también inestable a pesar de la gran cantidad de energía disponible en ella.

En el diseño del parque se establece que la cota más baja del barrido de las aspas del rotor se ubica a un 25% de la profundidad media en el sitio, es decir a $0.25 \cdot h$. (Myers, L. y Bahaj, A.S., 2005).

Ancho de la zona: Este parámetro es muy necesario para analizar los efectos de bloqueo asociados con el espaciamiento lateral de las unidades Seagen de MCT dentro del arreglo. El valor conservativo de 3 veces el diámetro del rotor se recomienda como separación entre la punta de las aspas entre 2 dispositivos ubicados en la misma fila o tramo (Myers, L. y Bahaj, A.S., 2005).

En vista de las dimensiones del canal y de la pequeña proporción de área cubierta por el parque de turbinas diseñado, se asigna entre las unidades un espaciamiento lateral de 1 diámetro (18 metros en este caso), permitiendo que pase entre éstas un flujo libre suficiente, tal que asegure la mezcla con el flujo que pasa por el rotor y logre normalizar su escurrimiento. (Bedard R & Siddiqui O, 2006).

Largo de la zona: corresponde a la distancia, aguas abajo de una fila o tramo de turbinas, a la cual se debe emplazar la siguiente fila, cuidando que tal distancia permita el restablecimiento de la velocidad del flujo aguas debajo de una MCT. Se recomienda una distancia aproximada de 15 veces el diámetro del rotor (270 metros) entre 2 filas consecutivas, valor adoptado por un estudio similar en la localidad de Alderney Race, UK (Myers, L. y Bahaj, A.S., 2005). Esta distancia, al ser un tanto conservadora, deja un mayor lapso de tiempo para que se concrete una buena mezcla entre el flujo que pasa por la turbina y el flujo libre alrededor de ella antes de llegar al siguiente dispositivo.

En vista de los requerimientos anteriores, se determina configurar los dispositivos utilizando como punto de ubicación de cada turbina MCT, los nodos que definen la grilla del modelado numérico conformando el siguiente arreglo:

- Las turbinas un mismo tramo o fila se ubican en nodos consecutivos (50 metros de separación). Así la punta de las aspas de 2 MCT en la misma fila o tramo estarán separados aproximadamente 14 metros.
- Entre filas se dejarán 250 metros de distancia, es decir, 5 grillas de separación entre dispositivos.

5.2 Sitios seleccionados.

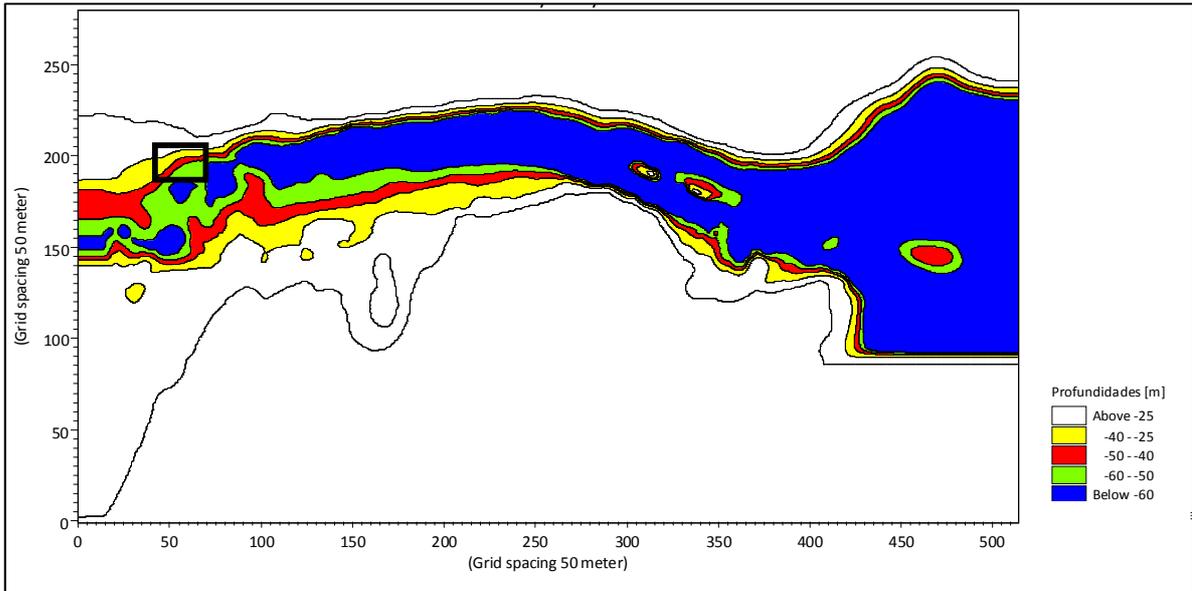
Para la selección los sitios más atractivos donde emplazar el parque mareomotriz se consideraron los siguientes requerimientos

- Sitios que presentan velocidades máximas de corrientes sobre los 2.0 [m/s] son considerados buenos, para efectos de extracción de energía. (Cruz J., Thompson M.D y Stavruia E., 2009). Por otra parte, los dispositivos Seagen han sido diseñados con velocidades nominales entre los 2.0 y los 3.0 [m/s].
- Sitios que presentaran profundidades medias entre 25 y 60 metros, pues en general los desarrolladores de las tecnologías diseñan para operar los dispositivos a esas profundidades. En el futuro se espera puedan operar a 100 metros de profundidad. (Cruz J., Thompson M.D y Stavruia E., 2009).

En las Figuras 47 y 48 se muestran respectivamente, las profundidades medias y velocidades máximas de manera de apreciar gráficamente las zonas atractivas.

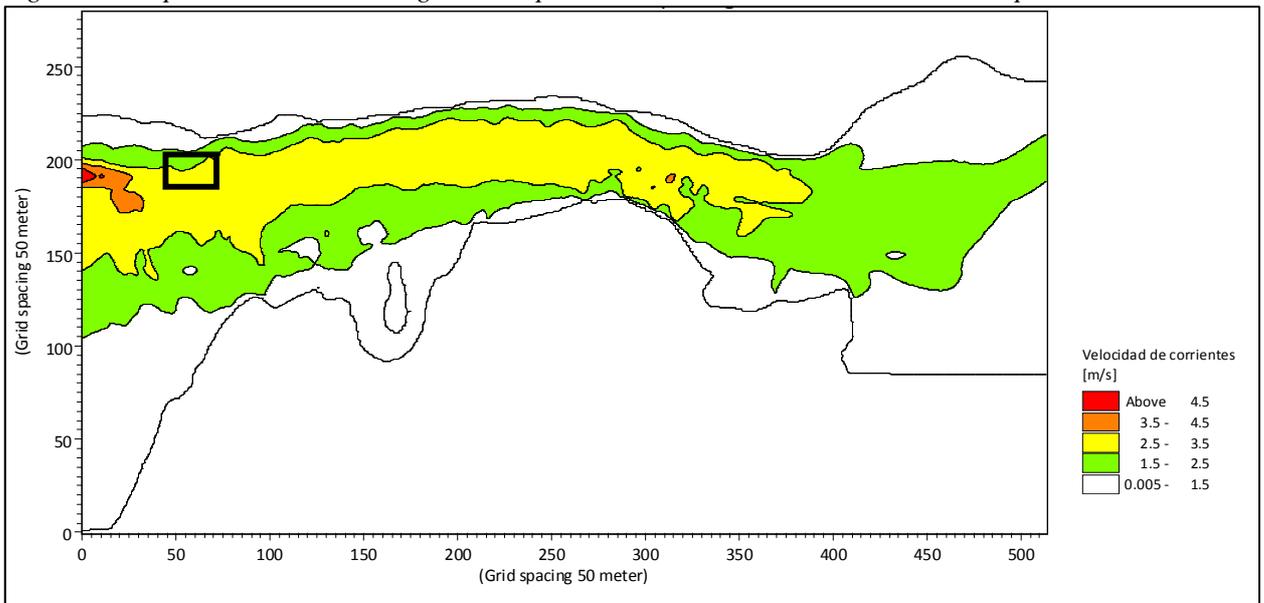
En ambas figuras se encierra en un recuadro la misma zona frente a Carelmapu, que conjuga velocidades de corrientes máximas sobre 2.0 [m/s] y profundidades medias que van entre los 25 y los 60 metros, representando el mejor sitio para localizar las turbinas.

Figura 47: Los colores amarillo, verde y rojo representan las zonas con batimetrías adecuadas para la instalación de dispositivo.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 48: Representación de los lugares con peaks de velocidades de corriente más importantes.

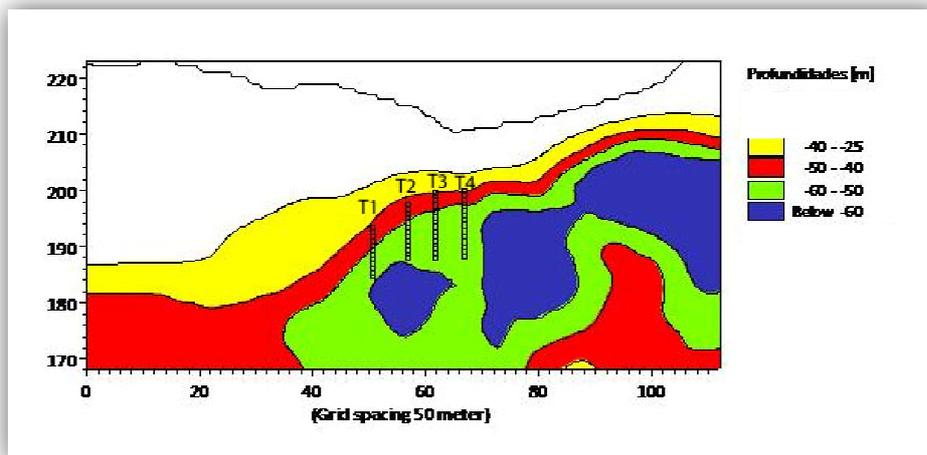


Fuente: Elaboración propia.

Se seleccionaron 50 nodos, dentro del área propuesta para el proyecto del parque de turbinas. En la Figura 49 se observa la disposición esquemática de las turbinas en la zona de interés propuesta. Los tramos 1 y 2 se componen de 10 turbinas cada uno; por otro lado los tramos 3 y 4 contienen 15 turbinas cada uno, completando el total de 50 turbinas que componen el parque mareomotriz.

Cabe mencionar que la zona escogida se encuentra a una distancia de 15 kilómetros aproximadamente de las subestaciones del SIC del Punta San Gallán y Punta Barranco. Adicionalmente existen algunas facilidades portuarias para temas constructivos y de operación del parque de turbinas. La empresa portuaria de Puerto Montt está a una distancia aproximada de 80 kilómetros de la zona del proyecto, mientras que el Terminal Calbuco sólo se encuentra a 25 kilómetros. Si se estima conveniente se podría también utilizar el terminal de transbordo Chacao, que se ubica aproximadamente a 5 kilómetros del parque. Este terminal cuenta con embarcaciones del tamaño suficiente para el transporte de vehículos pesados comunicando la isla con el continente.

Figura 49: Tramos del arreglo enumerados del 1 al 4 que contienen los dispositivos Seagen.



Fuente: Elaboración propia.

5.3 Evaluación económica del proyecto.

La capacidad de generación eléctrica del Sistema interconectado central (SIC), está basada en un 98% a base de generación hídrica y térmica, lo que claramente se desentiende del término “matriz diversificada”. Este hecho sumado al vasto campo que se abre a las fuentes de energías renovables, intentando reducir los impactos ambientales provocados por la producción energética tradicional, hace atractivo el evaluar socialmente el proyecto de instalación de un parque mareomotriz, cuantificando tanto beneficios y costos; como externalidades, y así apreciar las fortalezas y las restricciones de esta industria.

5.4.1 Beneficios económicos y sociales del proyecto.

En esta sección se incluyen los beneficios por venta de energía y los beneficios por reducción de emisiones perjudiciales para medio ambiente. Para esto primero fue necesario establecer la cantidad de energía anual posible de extraer por el proyecto.

Energía extraíble por el parque de turbinas.

La **producción máxima teórica de energía**, es decir la energía generada por el parque funcionando a la máxima potencia y durante todo el año se calcula como sigue:

$$\text{Energía nominal (máxima)} = P_i \cdot T = 60 \text{ [MW]} \cdot (365 \cdot 24) \text{ [hr]} = 525600 \text{ [MWh]}$$

Donde P_i es la Potencia instalada y T representa las horas contenidas en un año de operación del parque de dispositivos.

La **energía anual extraíble** por el parque mareomotriz se calculó, en base a las expresiones desarrolladas en la sección 2.2, procediendo de la siguiente manera:

1°) Se determinaron las series de densidad de potencia teórica en la región de modelación, utilizando la ecuación (2.2), donde las velocidades se obtuvieron del modelado numérico y se consideró $\rho=1025 \text{ [kg/m}^3\text{]}$.

2°) Luego se obtuvieron las series de densidad de potencia de salida del dispositivo considerando un valor de $C_p=0.4$ y la curva de operación de la turbina (Ver Tabla 2), dada por las velocidades de conexión (0.7 m/s) y la velocidad de diseño (2.25 m/s).

3°) Las series anteriormente calculadas, se corrigieron por medio del coeficiente $\alpha(\beta, Z_{\text{urb}}, h)$ planteado en la ecuación (2.10). Así, α quedó definido en cada nodo por:

- Un coeficiente de $\beta=7$ en el perfil vertical de velocidades (Cruz J, et al., 2009; Hagerman G y Polagye B, 2006), constante en la región de modelación;
- Una profundidad media⁹ (h), obtenida del modelado numérico;
- Y una altura del eje de la turbina (Z_{urb}) tal que la punta de las aspas se encuentren sobre una altura del 25% de la profundidad media (h) en cada sitio.

4°) Finalmente en cada nodo donde se proyectó el emplazamiento de las turbinas, se procedió a calcular el área bajo las series de potencia corregidas en el paso anterior, y, a multiplicar el resultado por la sección barrida por cada dispositivo Seagen (509 m²),

⁹ h se determinó promediando las series de alturas de mar en cada nodo resultantes del modelado numérico.

obteniéndose así la energía que cada dispositivo es capaz de extraer. Al sumar las energías extraíbles por los dispositivos en los 50 nodos se obtuvo la energía extraíble mensualmente por el parque.

Suponiendo que este valor se repite para todos los meses del año y que por labores de operación y mantenimiento, el parque sólo opera 11 de los 12 meses del año, se estimó una cantidad de energía anual extraíble. (Bedard R. 2005).

En la tabla siguiente se observa la cantidad de energía que es posible producir en cada uno de los 4 tramos de dispositivos, obtenida sumando las energías suministradas por los Seagen que las componen.

Tabla 10: Total de energía generada por tramos de dispositivos y energía anual.

	N° dispositivos	Energía mensual [MWh]	Energía anual [MWh]
Tramo 1 (T1)	10	2776.0	30536.5
Tramo 2 (T2)	10	2906.9	31976.0
Tramo 3 (T3)	15	4381.2	48193.4
Tramo 4 (T4)	15	5329.9	58628.7
Total	50	15394.1	169334.6

Fuente: Elaboración propia.

Al comparar la cantidad de energía producida anualmente con el valor de energía teórica máxima generable se obtiene un factor de carga¹⁰ de 32% (169334 [MWh]/525600 [MW]).

Ingresos por venta de energía.

En esta fase preliminar de evaluación se aceptó un valor del precio de la energía igual a 52.6 [US\$/KWH], originando un ingreso anual cercano a los 9 millones de dólares. El resumen del ingreso anual por concepto de venta de energía, percibido se muestra en la Tabla 11.

Precio de la energía: precio de la energía promedio de las licitaciones de empresas distribuidoras de octubre de 2006. (Fuente: Endesaeco y Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo (PNUD), 2007).

¹⁰ El factor de carga se define como la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima.

Tabla 11: Ingresos por venta de energía.

Energía anual generada [MWh]	Precio de la energía [\$US/MWh]	Ingreso anual por venta de energía [\$mill US]
169335	52.6	8.91

Fuente: Elaboración propia.

Reducción de emisiones de Carbono.

La principal atracción de las energías renovables consiste en el menor impacto ambiental en comparación con los medios típicos de generación eléctrica, contribuyendo a minimizar las descargas de gases invernaderos vinculados al fenómeno del cambio climático, y en particular el CO₂.

Dado un valor de reducción de 0.43 [kg CO₂/KWh] (DEFRA, 2005) y considerando que la energía anual producida por el proyecto es de 169335 [MWh] se alcanza una reducción anual de 78813 [Ton CO₂]. Asumiendo un valor de 7 dólares por bono de carbono (Dagá JS, 2008), se estimó el beneficio por la reducción de emisiones en 509697 [\$US]. Los cálculos anteriores se resumen en la Tabla 12.

Tabla 12: Resumen del cálculo de los beneficios por venta de Bonos de Carbono.

Reduccion de CO2 por unidad de energia [kg CO2/KWh]	Cantidad reducida anual de CO2 [Ton]	Precio bono de carbono [\$/ton CO2]	Beneficio [\$US]
0.43	72813.9	7	509697

Fuente: DEFRA, 2005 y Elaboración propia.

5.4.2 Costos económicos y sociales del proyecto.

Entre los costos económicos del proyecto se evaluaron los costos directos e indirectos asociados a la construcción, operación y mantención del parque mareomotriz propuesto. Se establecieron 3 escenarios para evaluar los costos: pesimista, base y optimista.

Costos directos del proyecto.

Los costos directos del proyecto de instalación de un parque de turbinas se descomponen en costos de capital y de operación y mantenimiento (O&M).

Costos de capital

Los costos de capital del proyecto se pueden segregar en los costos de adquisición e instalación de: los dispositivos de extracción, los elementos estructurales y los cables submarinos. Algunos de estos costos son más dominantes que otros, y su valor relativo dependerá de la tecnología utilizada, y del sitio donde se localizan.

Estos costos de capital no son estáticos, más bien evolucionan en el tiempo debido a desarrollos tecnológicos importantes, a los cambios en los precios de los materiales y componentes, y además de la experiencia adquirida en manufactura y desarrollo. Como consecuencia, el costo de capital está influenciado directamente por la cantidad de dispositivos instalados en el sitio del proyecto, y en términos generales, de los dispositivos instalados a nivel mundial.

Para establecer los costos de capital se utilizó el estudio realizado por el “Electric Power Research Institute” (EPRI) consistente en la evaluación de un parque mareomotriz en Minas Passage, en Nova Scotia, en el límite entre Estados Unidos y Canadá. En dicho estudio se consideraron específicamente los costos de capital asociados a la instalación de un parque de turbinas compuesto por dispositivos Seagen de MCT (1.2 MW cada uno). En la Tabla 13 se muestran los costos de capital por unidad de energía (extraídos de Previsic M, 2006), y los costos calculados en millones de dólares por cada turbina y por el parque mareomotriz completo.

Tabla 13: Resumen del cálculo de los Costos de capital.

	\$US/KW	mill \$US/dispositivo	mill \$US/parque
Sistema de conversión de potencia	657	1.58	78.84
Elementos estructurales	817	1.96	98.04
Cables submarinos	32	0.08	3.84
Instalación de turbinas	422	1.01	50.64
Instalación de cables submarinos	213	0.51	25.56
Línea eléctrica	50	0.12	6.00
Costo de capital total	2190	5.26	262.80

Fuente: Previsic M, 2006 y Elaboración propia.

En un reporte elaborado por el Departamento de Industria y Transporte del Reino Unido se definió un costo base, que puede variar en $\pm 33\%$. (DTI, 2007).

En la presente evaluación, se optó entonces por definir 3 escenarios considerando que el costo de capital total del parque, que asciende a 131.4 [mill \$US], puede variar en $\pm 33\%$. Estos escenarios y sus costos asociados se detallan en la Tabla 14.

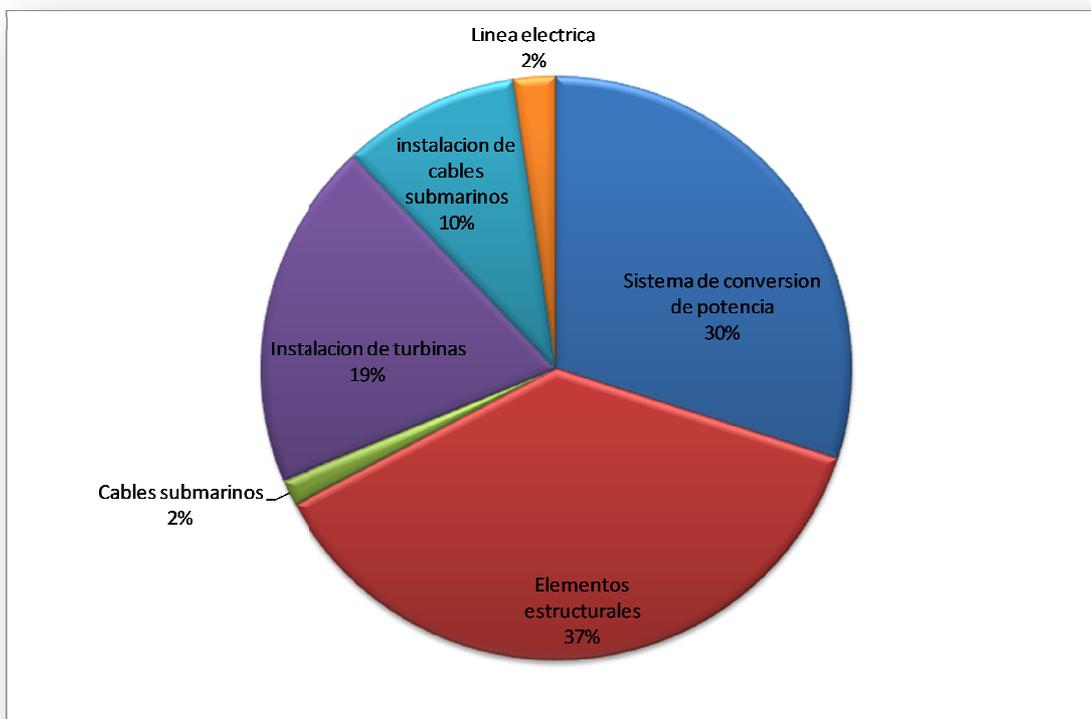
Tabla 14: Costos de capital en 3 escenarios de evaluación.

	Escenario Pesimista	Escenario Base	Escenario Optimista
Costo total de capital [mill \$US]	349.52	262.80	176.08

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 50 se muestran los valores segregados del costo de capital en base a los valores presentados en la Tabla 13.

Figura 50: Gráfico de los Costos segregados de capital.



Fuente: Previsic M, 2006

Costos de operación y mantenimiento (O&M)

Entre los costos de operación y mantenimiento se pueden distinguir, de mantención tanto planificada como no planificada; costos de reparación, cuando resulte más económico reparar los dispositivos dentro de su ciclo de vida; y costos de monitoreo tanto las condiciones de la marea, como del funcionamiento de los dispositivos.

Los costos de O&M por unidad de energía se presentan en la Tabla 15. (DTI, 2007). Se aprecian valores proyectados para los años 2010, 2015 y 2020. Las cifras disponibles se encuentran libras esterlinas, y para hacer la conversión monetaria se utiliza un valor de 1.76 dólares por cada libra esterlina (promedio años 2006 al 2010).

Tabla 15: Costos de O&M por unidad de energía, en \$US/MWh.

Escenario	2006	2010	2015	2020
Pesimista	149865	144576	105787	89919
Base	132234	128708	93445	79340
Optimista	105787	102261	74051	63472

Fuente: DTI, 2007 y Elaboración propia.

Se estimó un costo de O&M para cada año del ciclo de vida del proyecto, a partir de los costos estimados para los años 2006, 2010, 2015 y 2020 presentados en la Tabla 15. Esto se realizó ajustando un polinomio de segundo orden a los datos disponibles de costos en cada escenario hasta el año 2020, y asumiendo el costo de O&M del año 2020 se repite hasta el año 2030. Los costos de O&M a lo largo del ciclo de vida del proyecto se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16: Costos totales de O&M obtenidos en cada año de la evaluación económica, valores en millones de dólares [mil \$US].

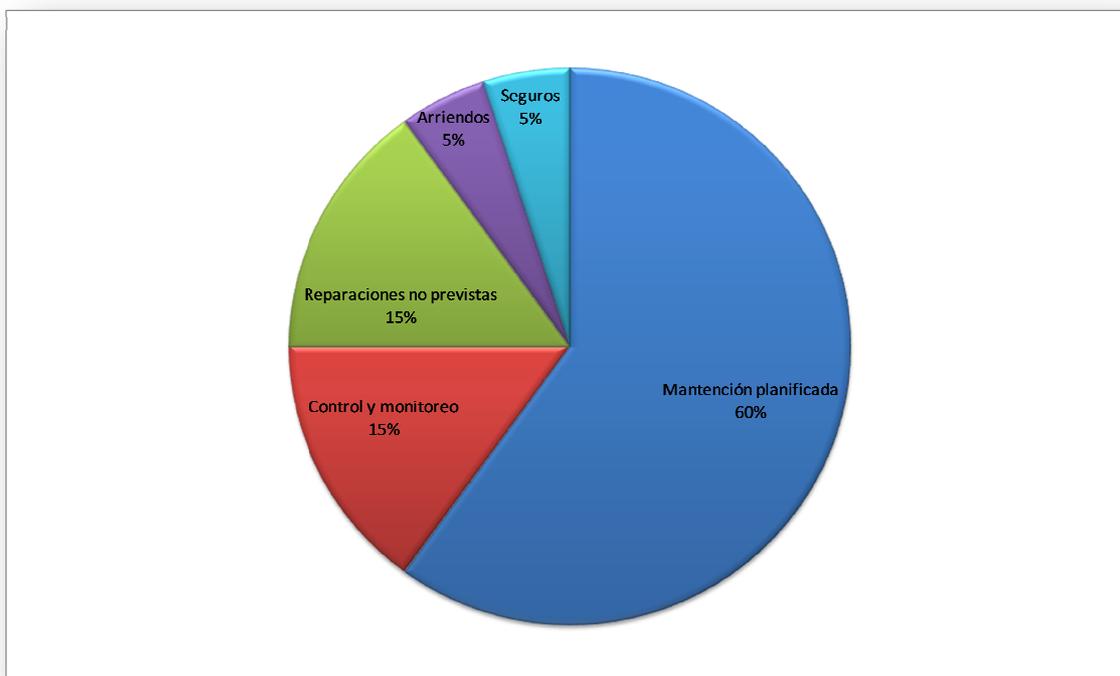
Año	Escenario		
	Pesimista	Base	Optimista
2010	8.67	7.72	6.14
2011	8.10	7.19	5.71
2012	7.58	6.71	5.33
2013	7.11	6.29	4.99
2014	6.70	5.92	4.70
2015	6.35	5.59	4.44
2016	6.05	5.32	4.23
2017	5.80	5.10	4.06
2018	5.61	4.93	3.93
2019	5.48	4.82	3.85
2020	5.39	4.75	3.81
2021	5.39	4.75	3.81
2022	5.39	4.75	3.81
2023	5.39	4.75	3.81
2024	5.39	4.75	3.81
2025	5.39	4.75	3.81
2026	5.39	4.75	3.81
2027	5.39	4.75	3.81
2028	5.39	4.75	3.81
2029	5.39	4.75	3.81
2030	5.39	4.75	3.81

Fuente: DTI, 2007 y Elaboración propia.

El desglose de los costos de O&M se muestran en la Figura 51, considerando costos de mantenimiento, reparación, arriendos, de control y monitoreo y de seguros contratados. (Carbon Trust. MEC cost estimation methodology)¹¹.

¹¹ Hoja de cálculo disponible en: http://www.carbontrust.co.uk/emerging-technologies/technology-directory/marine/pages/mec_cost_estimation_methodology.aspx

Figura 51: Gráfico con los Costos segregados de operación y mantenimiento.



Fuente: Carbon Trust. MEC cost estimation methodology.

Costos indirectos del proyecto.

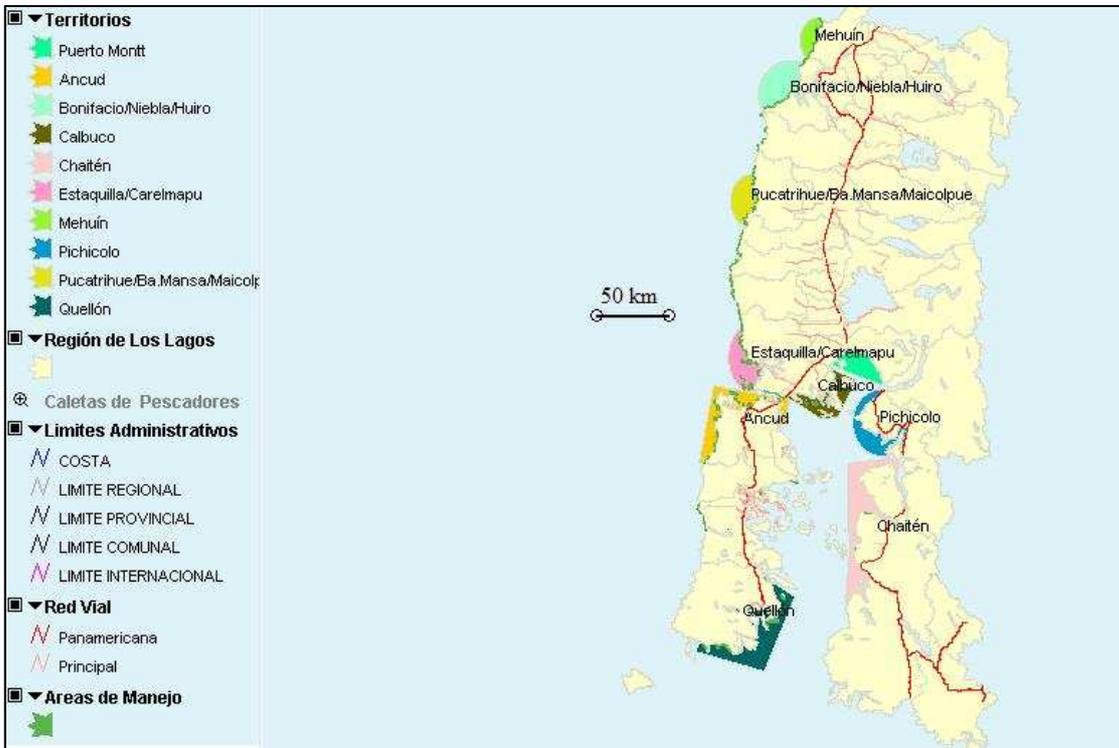
Se identificaron 2 industrias, turismo y pesca, con las cuales se podrían generar conflictos de interés a raíz de la instalación de un parque de dispositivos en la zona seleccionada.

En cuanto a la *industria del turismo*, hay que notar que el parque de dispositivos se encuentra ubicado a más de 11 [km] de distancia del atractivo turístico más cercano. Por otro lado, se encuentra a más de 20 [kms] de la ruta que une el continente con la isla. Estos antecedentes indican que los costos asociados a pérdidas en el turismo serían prácticamente nulos.

En relación a las *concesiones pesqueras* se concluye que el proyecto no interfiere con los territorios otorgados a las caletas cercanas de Carelmapu y Ancud. Esto se puede apreciar en las Figuras 52 y 53, donde se observa que si bien el parque mareomotriz se ha proyectado cerca del territorio Estanquilla/Carelmapu, éste no interfiere con las áreas de manejo otorgadas en la Región. Ambas figuras se obtuvieron del Sistema de Información Geográfico de la Región de los Lagos¹².

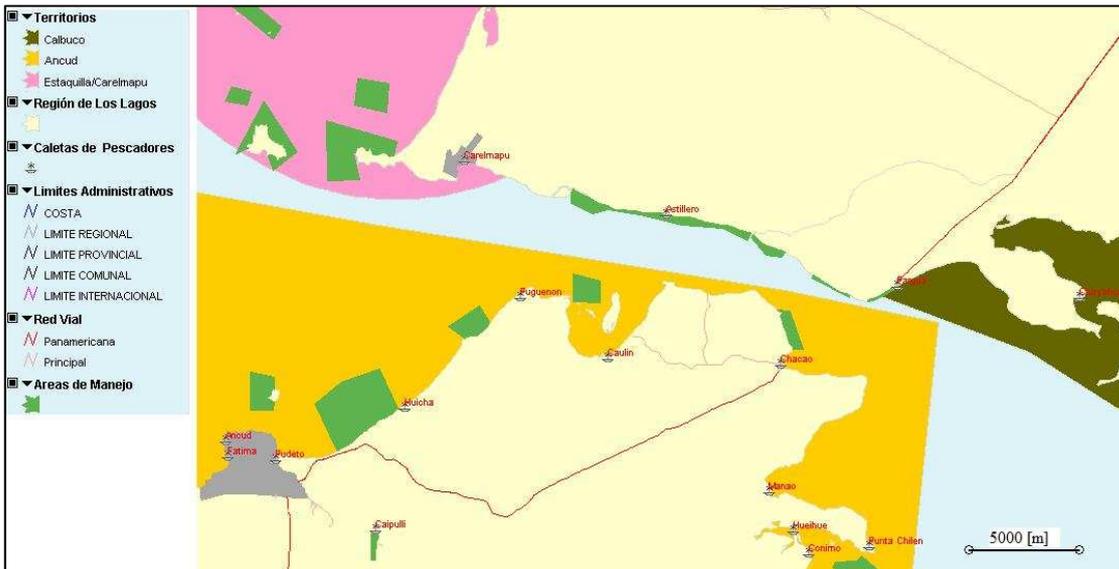
¹² Información disponible en <http://www.regiondeloslagos.cl/sig/sigrxresp.php>.

Figura 52: Información del territorio y las áreas de manejo en la X Región de Los Lagos.



Fuente: <http://www.regiondeloslagos.cl/sig/sigloslagos.html>.

Figura 53: Esquema del territorio y áreas de manejo en el Canal de Chacao.



Fuente: <http://www.regiondeloslagos.cl/sig/sigloslagos.html>

5.4.3 Flujos del proyecto e indicadores de rentabilidad.

Una vez estructurados los costos y beneficios directos del proyecto, y habiendo valorizado el beneficio por reducción de emisiones de carbono, se calcularon los flujos de caja del proyecto considerando un ciclo de vida de 20 años, partiendo en el año 2010 con la inversión de capital. Para interpretar si el proyecto es conveniente económicamente se calculó el valor actual neto (VAN) para los 3 escenarios analizados, utilizando una tasa social de descuento¹³ igual a 6%. (Ver Tablas 17, 18 y 19).

Tabla 17: Escenario Optimista, Flujos del proyecto e indicador VAN.

Flujo de caja en escenario Optimista (valores en millones de dólares)							
Año	Ingresos por venta de energía	Ingresos por reducción de emisiones	Total Beneficios del proyecto	Costos de Capital	Costos de O&M	Total de costos del proyecto	Flujo de caja operacional
2010				176.08		176.08	-176.08
2011	8.91	0.51	9.42		5.71	5.71	3.71
2012	8.91	0.51	9.42		5.33	5.33	4.09
2013	8.91	0.51	9.42		4.99	4.99	4.42
2014	8.91	0.51	9.42		4.70	4.70	4.72
2015	8.91	0.51	9.42		4.44	4.44	4.97
2016	8.91	0.51	9.42		4.23	4.23	5.19
2017	8.91	0.51	9.42		4.06	4.06	5.36
2018	8.91	0.51	9.42		3.93	3.93	5.48
2019	8.91	0.51	9.42		3.85	3.85	5.57
2020	8.91	0.51	9.42		3.81	3.81	5.61
2021	8.91	0.51	9.42		3.81	3.81	5.61
2022	8.91	0.51	9.42		3.81	3.81	5.61
2023	8.91	0.51	9.42		3.81	3.81	5.61
2024	8.91	0.51	9.42		3.81	3.81	5.61
2025	8.91	0.51	9.42		3.81	3.81	5.61
2026	8.91	0.51	9.42		3.81	3.81	5.61
2027	8.91	0.51	9.42		3.81	3.81	5.61
2028	8.91	0.51	9.42		3.81	3.81	5.61
2029	8.91	0.51	9.42		3.81	3.81	5.61
2030	8.91	0.51	9.42		3.81	3.81	5.61

Tasa social de descuento	6%
VAN [mill \$US]	-117.63

Fuente: Elaboración propia.

¹³ División de Planificación, Estudios e Inversión "Precios Sociales para la Evaluación Social de Proyectos". Ministerio De Planificación (MIDEPLAN). Gobierno de Chile. Disponible en: http://sni.mideplan.cl/postulacion_links/77_precios_sociales2011.pdf

Tabla 18: Escenario Base, Flujos del proyecto e indicador VAN.

Flujo de caja en escenario Base (valores en millones de dólares)							
Año	Ingresos por venta de energía	Ingresos por reducción de emisiones	Total Beneficios del proyecto	Costos de Capital	Costos de O&M	Total de costos del proyecto	Flujo de caja operacional
2010				262.80		262.80	-262.80
2011	8.91	0.51	9.42		7.19	7.19	2.23
2012	8.91	0.51	9.42		6.71	6.71	2.70
2013	8.91	0.51	9.42		6.29	6.29	3.13
2014	8.91	0.51	9.42		5.92	5.92	3.50
2015	8.91	0.51	9.42		5.59	5.59	3.82
2016	8.91	0.51	9.42		5.32	5.32	4.09
2017	8.91	0.51	9.42		5.10	5.10	4.31
2018	8.91	0.51	9.42		4.93	4.93	4.48
2019	8.91	0.51	9.42		4.82	4.82	4.60
2020	8.91	0.51	9.42		4.75	4.75	4.67
2021	8.91	0.51	9.42		4.75	4.75	4.67
2022	8.91	0.51	9.42		4.75	4.75	4.67
2023	8.91	0.51	9.42		4.75	4.75	4.67
2024	8.91	0.51	9.42		4.75	4.75	4.67
2025	8.91	0.51	9.42		4.75	4.75	4.67
2026	8.91	0.51	9.42		4.75	4.75	4.67
2027	8.91	0.51	9.42		4.75	4.75	4.67
2028	8.91	0.51	9.42		4.75	4.75	4.67
2029	8.91	0.51	9.42		4.75	4.75	4.67
2030	8.91	0.51	9.42		4.75	4.75	4.67

Tasa social de descuento	6%
VAN [mill \$US]	-216.95

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 19: Escenario Pesimista, Flujos del proyecto e indicador VAN.

Flujo de caja en escenario Pesimista (valores en millones de dólares)							
Año	Ingresos por venta de energía	Ingresos por reducción de emisiones	Total Beneficios del proyecto	Costos de Capital	Costos de O&M	Total de costos del proyecto	Flujo de caja operacional
2010				349.52		349.52	-349.52
2011	8.91	0.51	9.42		8.10	8.10	1.32
2012	8.91	0.51	9.42		7.58	7.58	1.84
2013	8.91	0.51	9.42		7.11	7.11	2.30
2014	8.91	0.51	9.42		6.70	6.70	2.71
2015	8.91	0.51	9.42		6.35	6.35	3.07
2016	8.91	0.51	9.42		6.05	6.05	3.37
2017	8.91	0.51	9.42		5.80	5.80	3.62
2018	8.91	0.51	9.42		5.61	5.61	3.81
2019	8.91	0.51	9.42		5.48	5.48	3.94
2020	8.91	0.51	9.42		5.39	5.39	4.02
2021	8.91	0.51	9.42		5.39	5.39	4.02
2022	8.91	0.51	9.42		5.39	5.39	4.02
2023	8.91	0.51	9.42		5.39	5.39	4.02
2024	8.91	0.51	9.42		5.39	5.39	4.02
2025	8.91	0.51	9.42		5.39	5.39	4.02
2026	8.91	0.51	9.42		5.39	5.39	4.02
2027	8.91	0.51	9.42		5.39	5.39	4.02
2028	8.91	0.51	9.42		5.39	5.39	4.02
2029	8.91	0.51	9.42		5.39	5.39	4.02
2030	8.91	0.51	9.42		5.39	5.39	4.02

Tasa social de descuento	6%
VAN [mill \$US]	-311.99

Fuente: Elaboración propia.

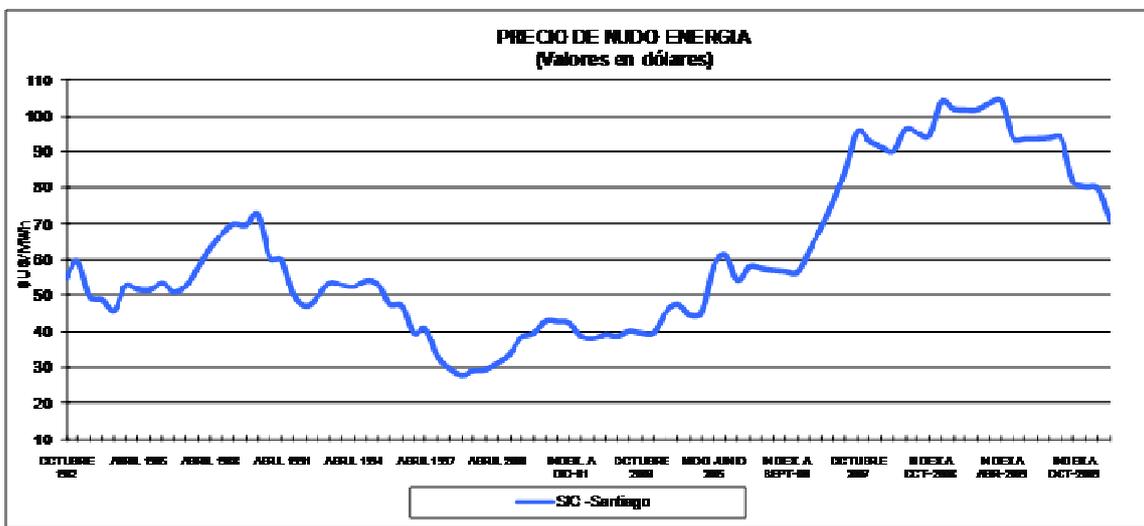
En todos los escenarios estudiados se obtuvo un VAN, indicativo de la poca rentabilidad económica del proyecto del parque mareomotriz.

5.4.4 Análisis de sensibilidad.

El precio de venta de la energía constituye un parámetro de la evaluación económica sujeto a una alta variabilidad como se puede observar en la Figura 54 donde se grafican los valores del precio nudo de la energía en el SIC¹⁴, entre octubre de 1982 y marzo de 2009. El valor promedio de los precios nudo es de 60.93 [\$/US/MW] y el valor máximo es 104 [\$/US/MW].

Los valores del precio nudo disponibles en \$/KWh se pasaron a dólares considerando una tasa de conversión de 1 dólar por \$522.28 (promedio entre años 2006 y 2009).

Figura 54: Precios nudo de la energía en el SIC.

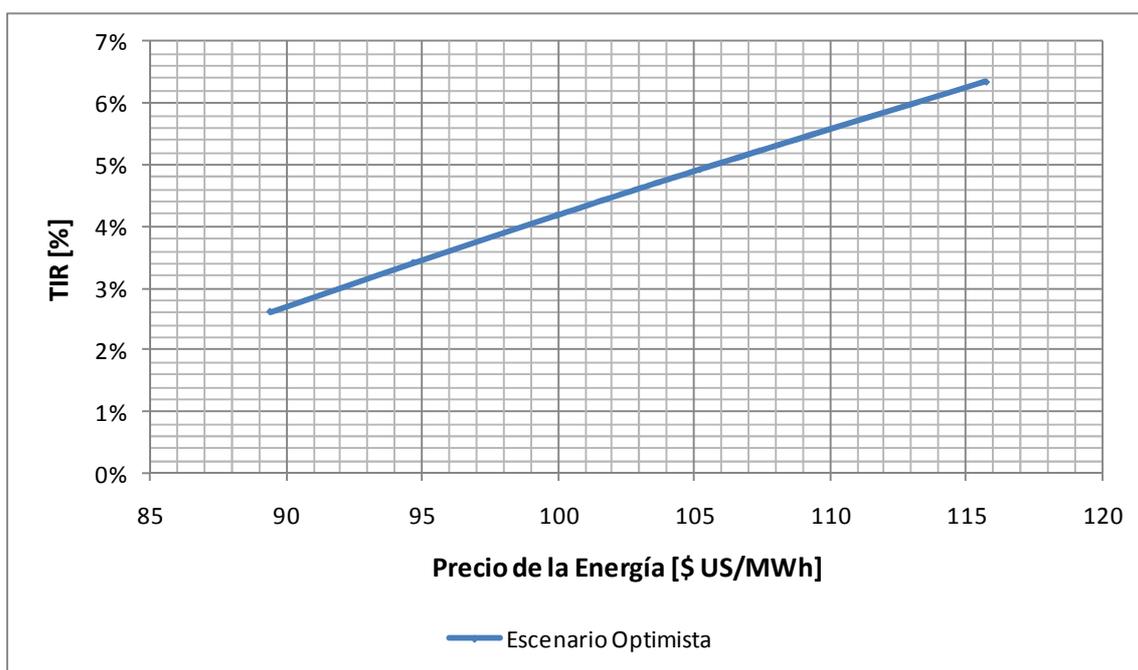


Fuente: CNE y Elaboración propia.

Para el escenario optimista, se efectuó un análisis de sensibilidad sobre el precio de venta de la energía, para ver el comportamiento de la Tasa Interna de Retorno (TIR) en función de este parámetro. En la Figura 55 se presenta el análisis de sensibilidad descrito.

¹⁴ http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/Electricidad.html

Figura 55: Análisis de sensibilidad sobre el precio de venta de la energía.



Fuente: Elaboración propia.

Se estimó que para obtener una TIR de 6%, es decir que iguale a la tasa social de descuento, se requiere que el precio de venta de la energía sea de 113 [\$US/MWh]. Este precio es considerado muy elevado pues incluso supera el máximo de los precios nudos históricos del SIC (104 \$US/MWh).

También se puede obtener una TIR igual a 6% al considerar que el precio de venta de energía aumenta a 82.6 [\$US/MWh] y a la vez, el coeficiente de potencia C_p de los dispositivos aumenta de 0.4 a 0.55 generando 232825 [MWh] de energía anual.

6. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS.

Análisis del proyecto parque mareomotriz.

Con base en el modelado hidrodinámico realizado en el Canal de Chacao se concluye que la zona más favorable para la instalación de un parque de dispositivos se ubica frente a Carelmapu en la boca occidental del canal, donde se presentan velocidades máximas de corriente que alcanzan 3 [m/s] y se tienen profundidades entre 30 y 60 metros.

Se escogieron 50 nodos de la malla en el sector seleccionado para situar los dispositivos Seagen (MCT). En los nodos se obtuvieron potencias disponibles por unidad de área entre 1.0 y 2.5 [KW/m²]. La profundidad media mínima en dichos nodos es de 38 [m] y la máxima es de 60 [m]. El parque proyectado en esta zona puede extraer una energía anual de 169.34 [GWh].

De la evaluación social del proyecto, se concluye que no es viable, puesto que en los 3 escenarios analizados se obtienen VAN negativos, lo que se explica fundamentalmente por altos costos de inversión inicial.

Esta inviabilidad económica podría revertirse en el largo plazo, a medida que las tecnologías alcancen niveles de desarrollo que les permitan aprovechar de mejor manera el recurso energético disponible aumentando la eficiencia en la extracción, y que se produzcan dispositivos comerciales que al utilizarse en parques mareomotrices en el mundo permitan reducir los costos de capital y operación, considerando los efectos de la economía de escala.

Trabajos futuros.

Con el fin de instalar y operar los primeros prototipos de recuperación de energía de las corrientes mareales en Chile, se recomienda realizar campañas en terreno y nuevos modelos de mayor resolución espacial en el Canal de Chacao, para caracterizar de manera más precisa las variables batimétricas e hidrodinámicas, con especial interés en la zona seleccionada en el presente trabajo de memoria.

Por otro lado se debe recopilar información de la biota del sector para poder analizar de manera efectiva los impactos ambientales que podrían estar asociados a la instalación de turbinas en el Canal de Chacao.

7. BIBLIOGRAFÍA.

Bahaj AS, Myers LE. "Fundamentals applicable to the utilisation of marine current turbines for energy production", *Renewable Energy* 2003, vol. 28, pp.2205-2211.

Bahaj AS, Myers LE. "Analytical estimates of the energy yield potential from the Alderney Race (Channel Islands) using MCTs". *Renewable Energy* 2004, vol 29(12), pp.1931-45.

Bahaj AS, Molland AF, Chaplin JR, Batten WMJ. "Power and thrust measurements of marine current turbines under various hydrodynamic flow conditions in a cavitation tunnel and a towing tank". *Renew Energy* 2007, vol 32(3), pp.407-26.

Balme R, Le Saux K y Ben Elghali SE. "A Simulation Model for the Evaluation of the Electrical Power Potential Harnessed by a Marine Current Turbine in the Raz de Sein". *OCEANS 2007 - Europe*.

Batten WMJ, Bahaj AS, Molland AF, Chaplin JR. "Hydrodynamics of marine current turbines". *Renew Energy* 2006, vol 31(2), pp.249-56.

Batten WMJ, Bahaj AS, Molland AF, Chaplin JR. "Experimentally validated numerical method for the hydrodynamic design of horizontal axis tidal turbines". *Ocean Eng* 2007, vol 34(7), pp.1013-29.

Batten WMJ, Bahaj AS, Molland AF, Chaplin JR. "The prediction of the hydrodynamic performance of marine current turbines". *Renewable Energy* 2008, vol 33, pp.1085-1096.

Bedard R. (2005). "Survey and Characterization Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC) Devices". Electric Power Research Institute (EPRI).

Bedard R. & Siddiqui O. (2006). "Economic Assessment Methodology for Tidal In-Stream Power Plants". Electric Power Research Institute (EPRI).

Blunden LS, Bahaj AS, "Initial evaluation of tidal stream energy resources at Portland Bill, UK". *Renewable Energy* 2006, vol. 31, pp. 121-132.

Blunden LS, Bahaj AS. "Tidal energy resource assessment for tidal stream generators". *Proc Inst Mech Eng, Part A. J Power Energy* 2007, vol 221(2), pp.137-46.

Bryden IG, Couch SJ, "MEI - Marine energy extraction: Tidal resource analysis". *Renewable Energy* 2006, vol. 31, pp. 133-139.

Carbon Trust. (2005). "Phase II UK Tidal Stream Energy Resource Assessment". Black & Veatch.

Cruz J, Thompson MD y Stavroulia E. (2009). "Preliminary Site Selection-Chilean Marine Energy Resources". Garrad Hassan.

Dagá kunze, JS. "Aprovechamiento Hidroeléctrico de las mareas y su posible desarrollo en Chile". Tesis de grado. Santiago, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 2008. 153 p.

Danish Hydraulic Institute (DHI). (2007a). "MIKE 21 Flow Model – User Guide".

Danish Hydraulic Institute (DHI). (2007b). "MIKE 21 Flow Model – Scientific Documentation".

Department for Environment, Food and Rural Affairs, London (DEFRA). (2005). "Guidelines for company reporting on greenhouse gas emissions".

Department of Trade & Industry. (2007). "Impact of banding the Renewables Obligation Cost of electricity production".

Endesaeco y Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo (PNUD). (2007). "Energías renovables y generación eléctrica en Chile".

Wilhelmi JR. "Energías marinas". El Sector Energético 2000, vol 1.

Hagerman G y Polagye B (2006). "Methodology for Estimating Tidal Current Energy Resources and Power Production be Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC) Devices". Electric Power Research Institute (EPRI).

Kapoulitsas G. (1985). "On the Generation of Tides". pp. 201-207.

King J, Tryfonas T. "Tidal Stream Power Technology – State of the Art". Oceans 2009-Europe.

Marine Current Turbines. [Online]. [http:// www.marineturbines.com/](http://www.marineturbines.com/).

Myers LE, Bahaj AS. "Simulated electrical power potential harnessed by marine current turbine arrays in the Alderney Race". Renew Energy 2005, vol 30(11), pp.1713–31.

Myers LE, Bahaj AS, "Power output performance characteristics of a horizontal axis marine current turbine". Renewable Energy 2006, vol. 31, pp. 197-208.

Open Hydro. [Online]. <http://www.openhyrdo.com>.

Pawlowicz R, Beardsley B y Lentz S. "Classical tidal harmonic analysis including error estimates in MATLAB using T_TIDE". Computers and Geosciences 2002, vol 28, pp.929-937.

Previsic M. (2005). "Methodology for Conceptual Level Design of Tidal In-Stream Energy Conversion (TISEC) Power Plants". Electric Power Research Institute (EPRI).

Previsic M. (2006). "System Level Design, Performance, Cost and Economic Assessment –Minas Pasaje Nova Scotia Tidal In-Stream Power Plant" Electric Power Research Institute (EPRI).

SHOA. (1992). "Glosario de Marea y Corrientes".

SHOA. (1999). "Instrucciones Oceanográficas N° 2, Método Oficial para el Cálculo de los Valores No Armónicos de la Marea".

SHOA. (2001). "Atlas Hidrográfico de Chile".

SHOA. (2002). Carta N°7210: Canal Chacao.

South East England Development Agency (SEEDA). (2007). "Atlas of the Tidal Energy Resource on the South East Coast of England. Marine and Technical Marketing Consultants (MTMC)".

Sustainable Development Commission. (2007). "Turning the Tide, Tidal Power in UK".

Tarbotton M y Larson M. (2006) "Canada Ocean Energy Atlas (Phase 1) - Potential Tidal Current Energy Resources Analysis Background". Triton Consultants Ltd.

The Oceanography Course Team. (1999). "Waves, Tides and Shallow-Water Processes".

Verdant Power. [Online]. <http://www.verdantpower.com>.

Anexo 1

Ecuaciones MIKE 21 Flow Model en coordenadas cartesianas.

Ecuaciones MIKE 21 Flow Model en coordenadas cartesianas.

El modelo hidrodinámico en el MIKE 21 Flow Model (MIKE 21 HD) corresponde a un sistema de modelado numérico para la simulación de los niveles de agua y corrientes en estuarios, bahías y áreas costeras. El modelo resuelve las ecuaciones de continuidad y cantidad de movimiento en 2 dimensiones, e integradas en la vertical.

Ecuación de continuidad.

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial q}{\partial y} = \frac{\partial d}{\partial t}$$

Ecuaciones de momentum.

$$\frac{\partial p}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{p^2}{h} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{pq}{h} \right) + gh \frac{\partial \zeta}{\partial x} + \frac{gp\sqrt{p^2+q^2}}{C^2 \cdot h^2} - \frac{1}{\rho_w} \left[\frac{\partial}{\partial x} (h\tau_{xx}) + \frac{\partial}{\partial y} (h\tau_{xy}) \right] - \Omega_q - fVV_x + \frac{h}{\rho_w} \frac{\partial}{\partial x} (p_a) = 0$$

$$\frac{\partial q}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{q^2}{h} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{pq}{h} \right) + gh \frac{\partial \zeta}{\partial y} + \frac{gq\sqrt{p^2+q^2}}{C^2 \cdot h^2} - \frac{1}{\rho_w} \left[\frac{\partial}{\partial y} (h\tau_{yy}) + \frac{\partial}{\partial x} (h\tau_{xy}) \right] + \Omega_p - fVV_y + \frac{h}{\rho_w} \frac{\partial}{\partial y} (p_a) = 0$$

Donde:

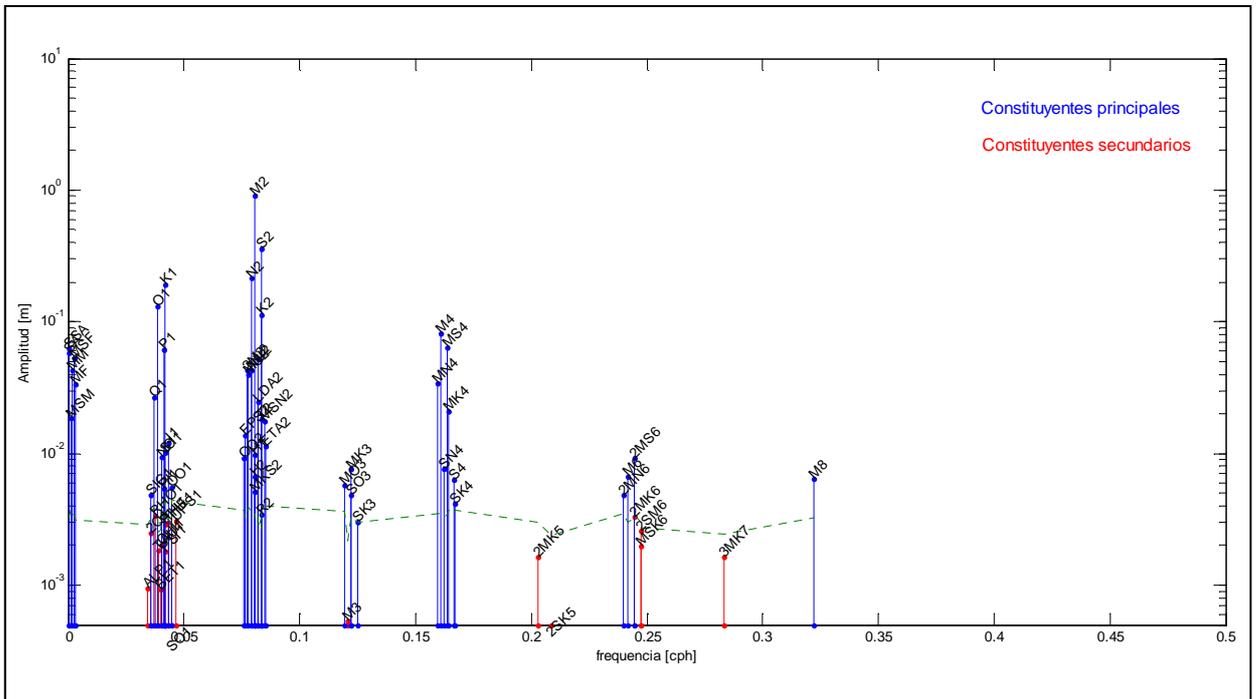
$h(x, y, t)$	water depth (= $\zeta - d$, m)
$d(x, y, t)$	time varying water depth (m)
$\zeta(x, y, t)$	surface elevation (m)
$p, q(x, y, t)$	flux densities in x- and y-directions ($m^3/s/m$) = (uh,vh); (u,v) = depth averaged velocities in x- and y-directions
$C(x, y)$	Chezy resistance ($m^{1/2}/s$)
g	acceleration due to gravity (m/s^2)
$f(V)$	wind friction factor
$V, V_x, V_y(x, y, t)$	wind speed and components in x- and y- directions (m/s)

$\Omega(x, y)$	Coriolis parameter, latitude dependent (s^{-1})
$p_a(x, y, t)$	atmospheric pressure ($kg/m/s^2$)
ρ_w	density of water (kg/m^3)
x, y	space coordinates (m)
t	time (s)
$\tau_{xx}, \tau_{xy}, \tau_{yy}$	components of effective shear stress

Anexo 2

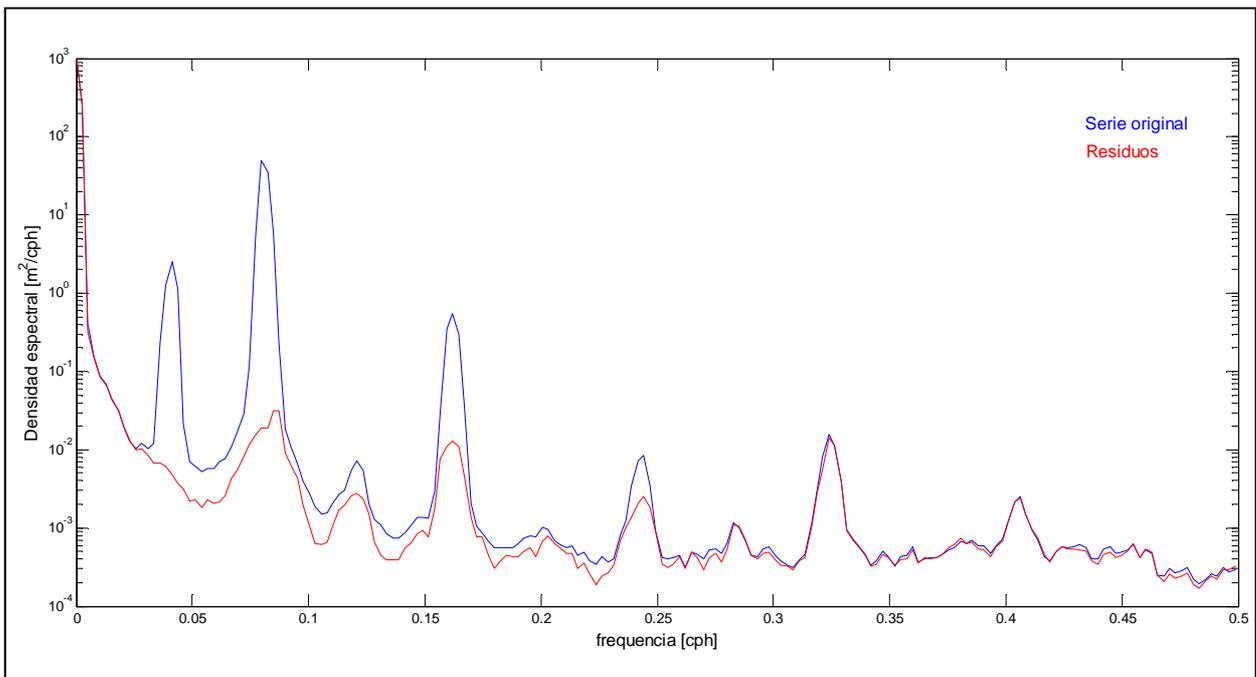
Análisis Armónico.

Figura 56: Análisis de frecuencias de Constituyentes en Carelmapu.



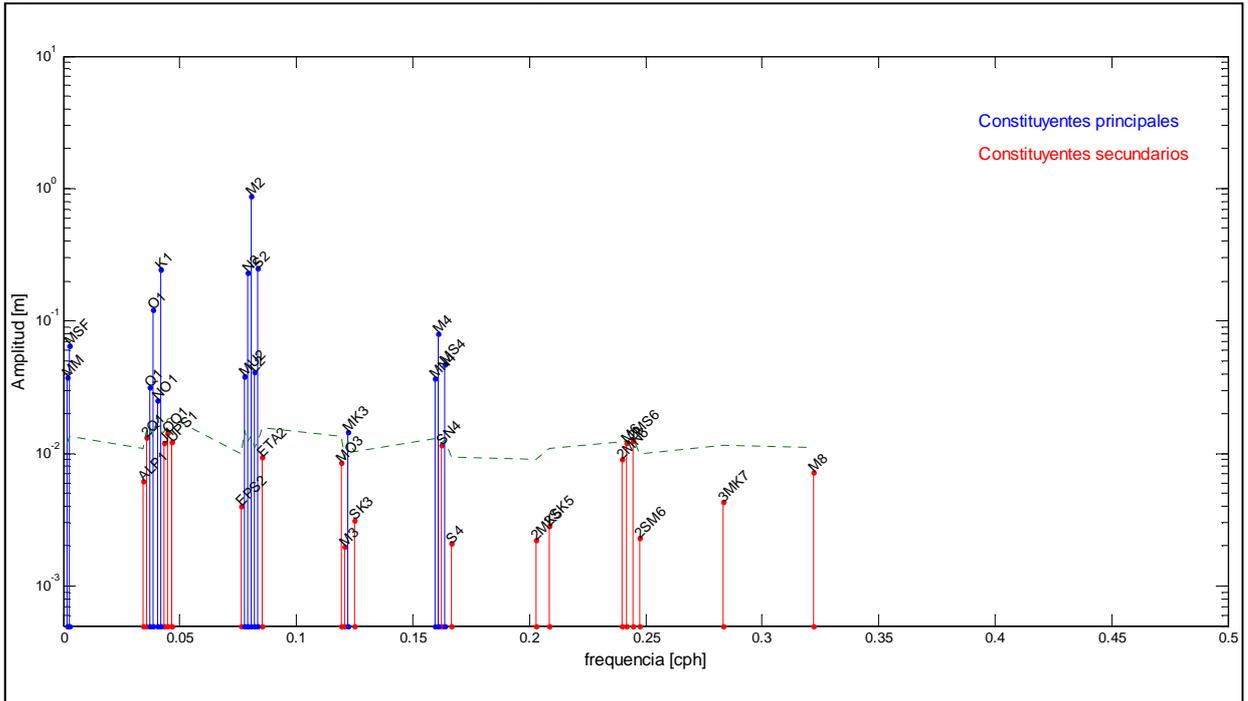
Fuente: Elaboración propia.

Figura 57: Densidad del espectro de energía de los niveles observados y de residuos en Carelmapu.



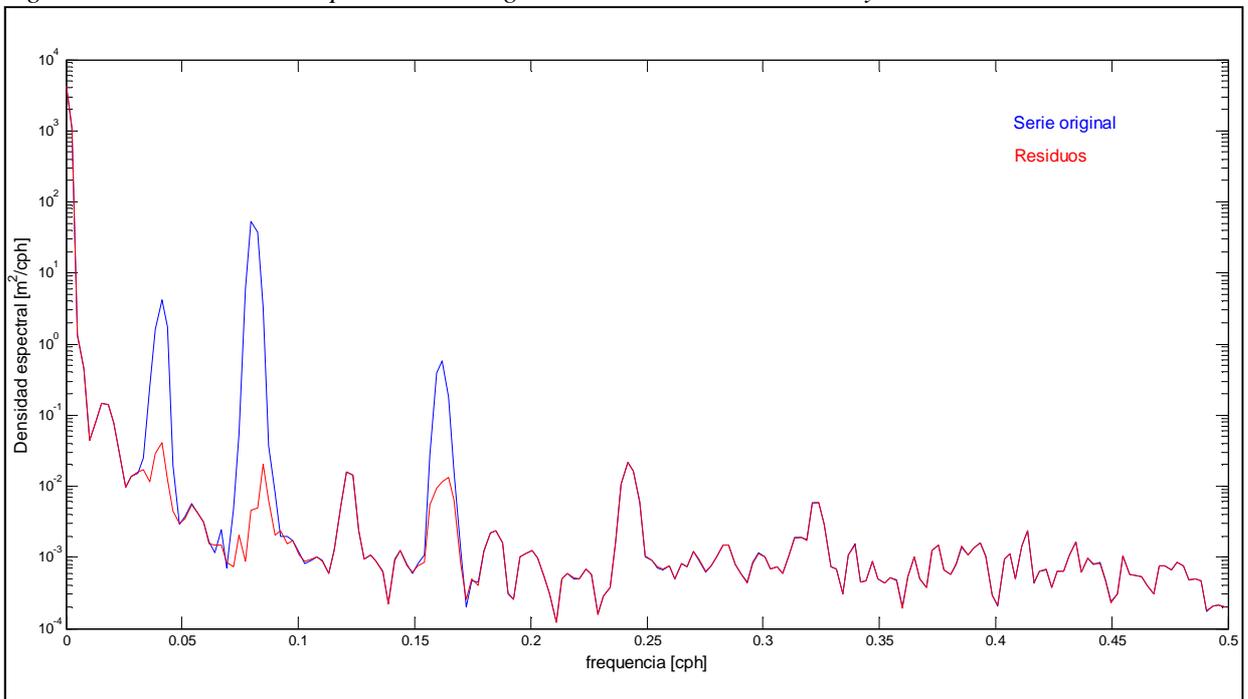
Fuente: Elaboración propia.

Figura 58: Análisis de frecuencias de Constituyentes en Pihuo.



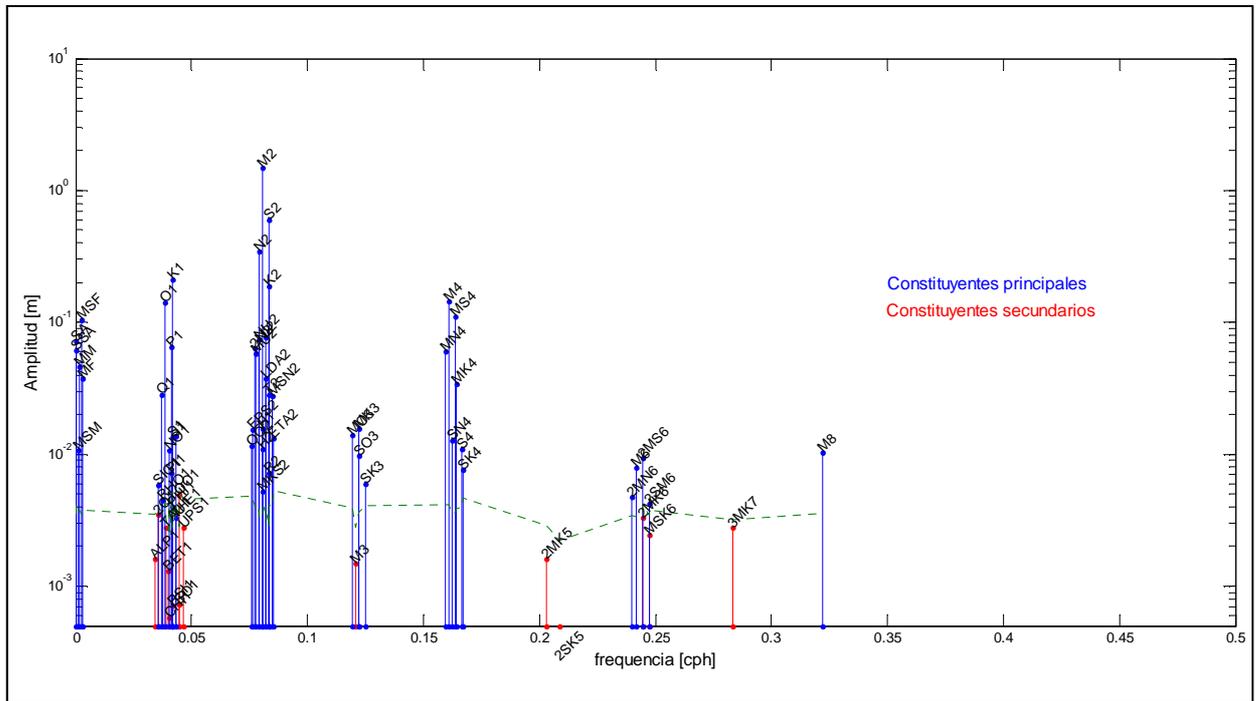
Fuente: Elaboración propia.

Figura 59: Densidad del espectro de energía de los niveles observados y de residuos en Pihuo.



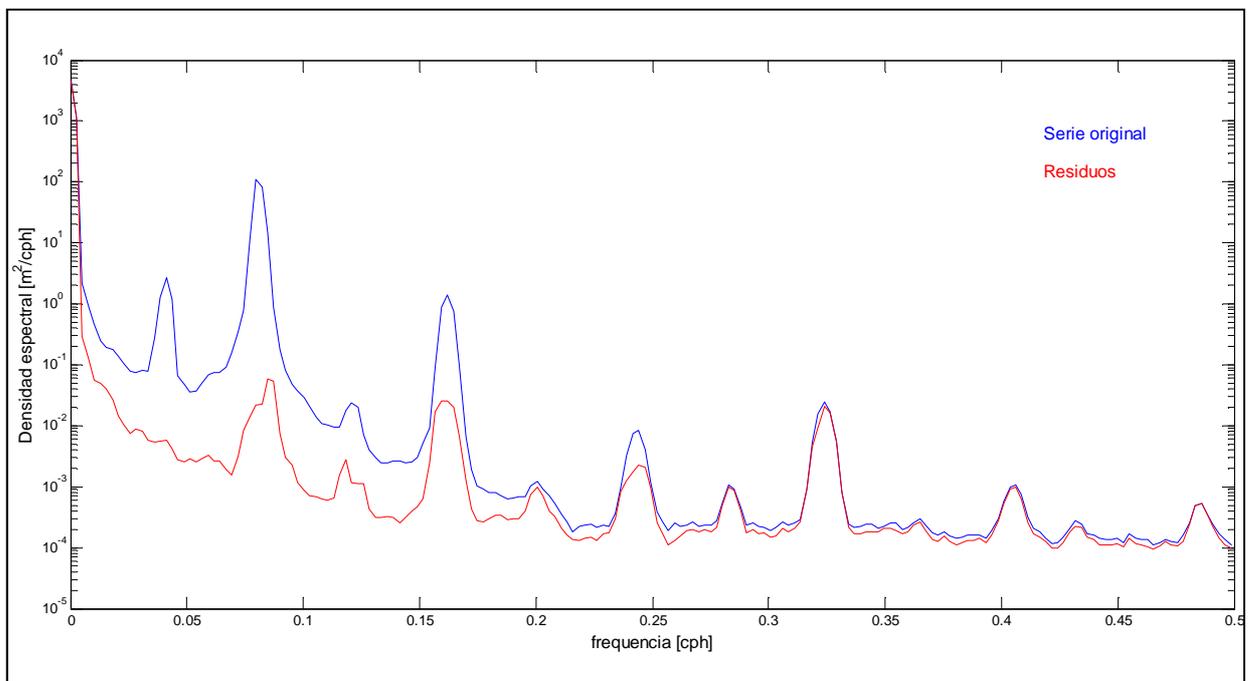
Fuente: Elaboración propia.

Figura 60: Análisis de frecuencias de Constituyentes en Eje 1.



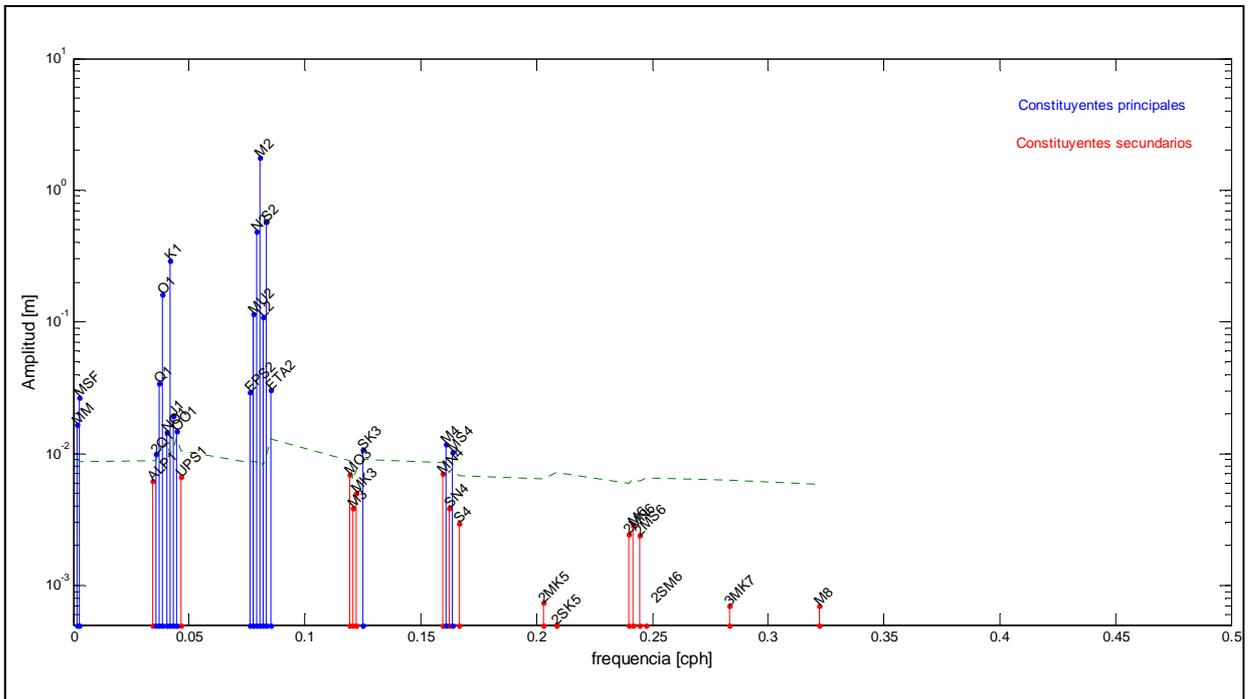
Fuente: Elaboración propia.

Figura 61: Densidad del espectro de energía de los niveles observados y de residuos en Eje 1.



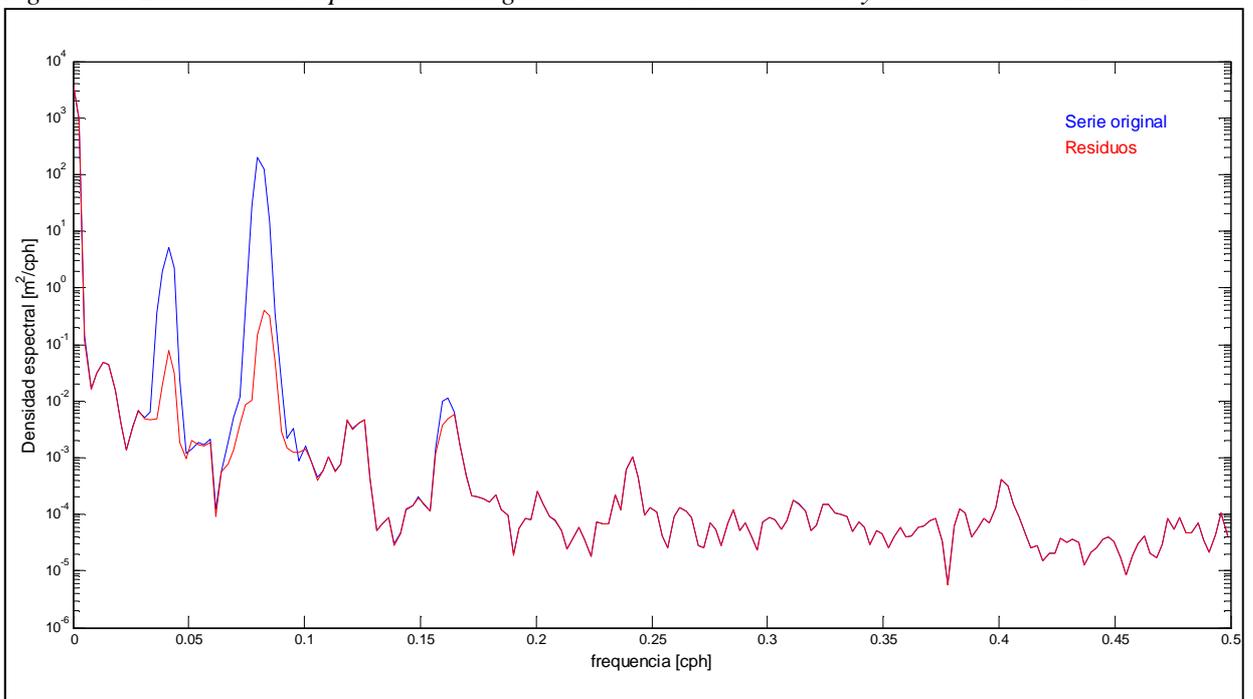
Fuente: elaboración propia.

Figura 62: Análisis de frecuencias de Constituyentes en Manao.



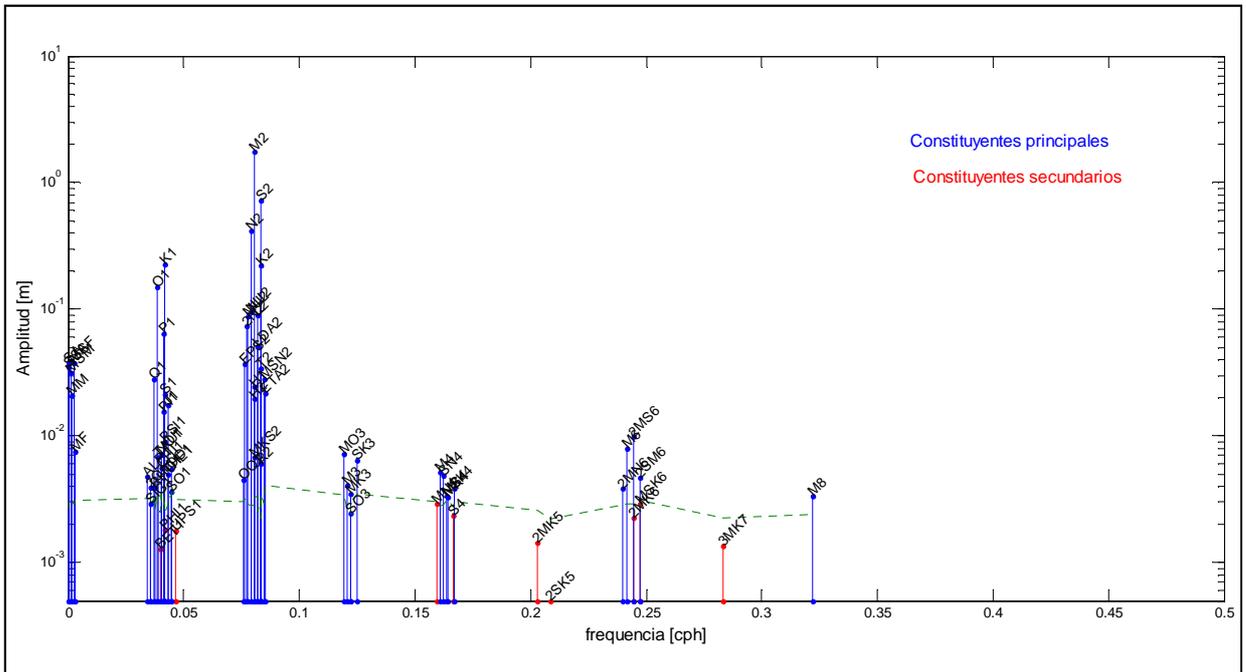
Fuente: elaboración propia.

Figura 63: Densidad del espectro de energía de los niveles observados y de residuos en Manao.



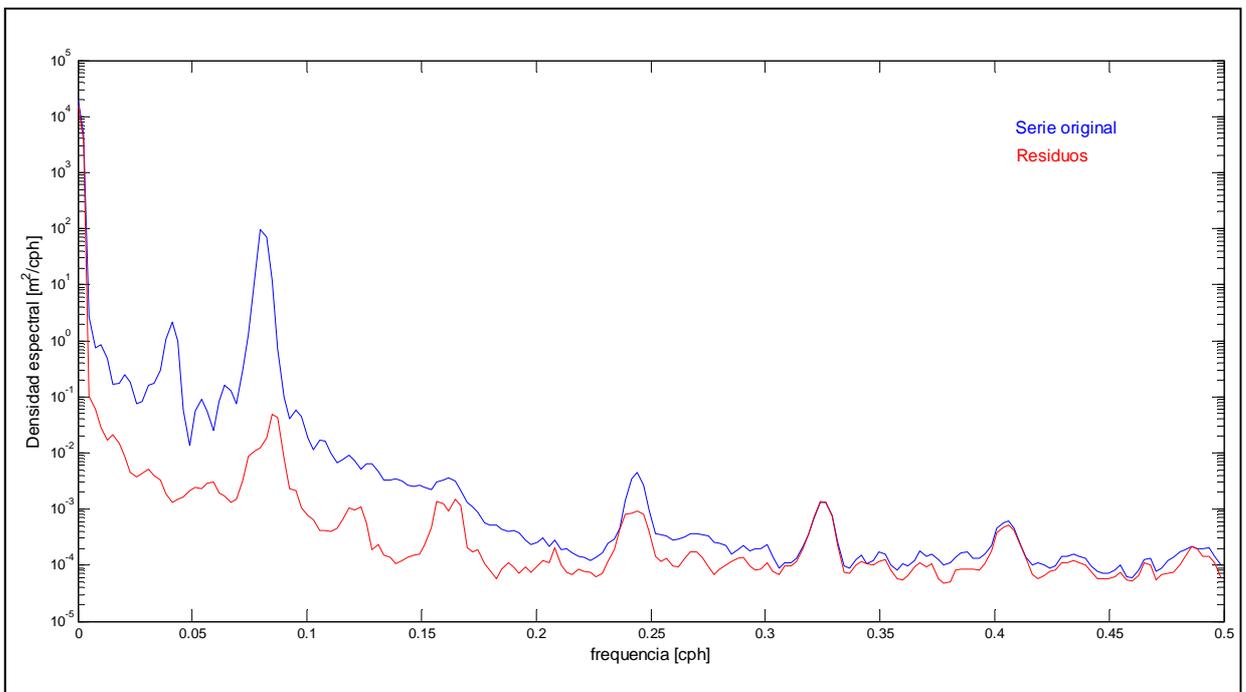
Fuente: elaboración propia.

Figura 64: Análisis de frecuencias de Constituyentes en Tique.



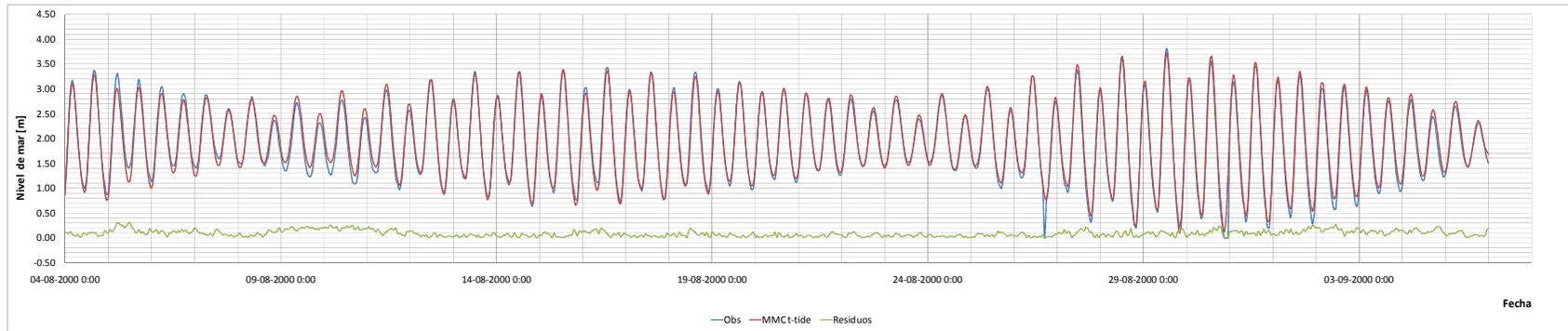
Fuente: elaboración propia.

Figura 65: Densidad del espectro de energía de los niveles observados y de residuos en Tique.



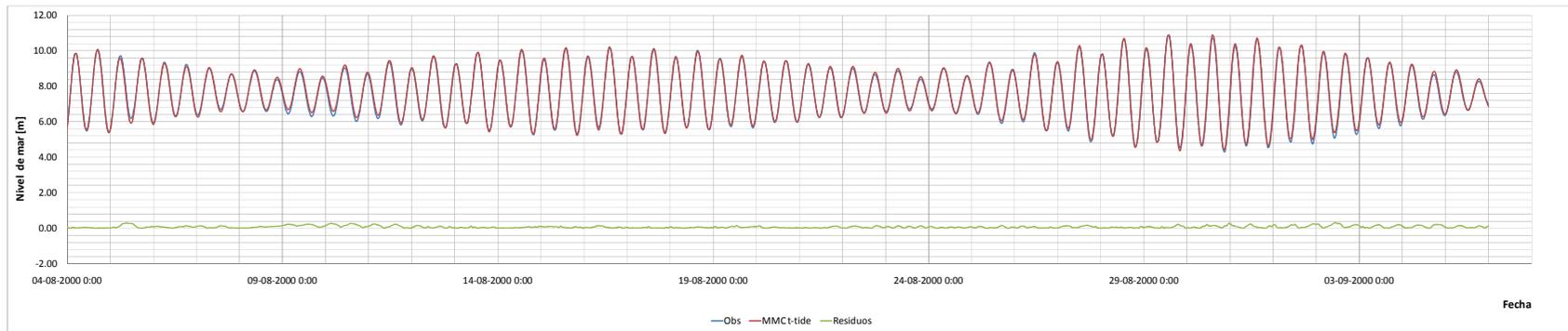
Fuente: elaboración propia.

Figura 66: Nivel de mar observado, pronosticado y residuos en Estación Carelmapu.



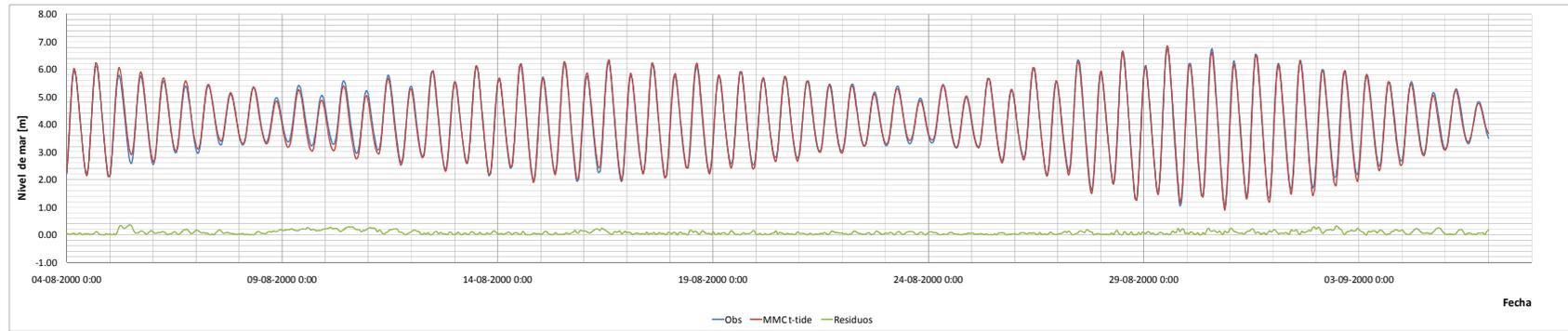
Fuente: elaboración propia.

Figura 67: Nivel de mar observado, pronosticado y residuos en Estación Tique.



Fuente: elaboración propia.

Figura 68: Nivel de mar observado, pronosticado y residuos en Estación Eje 1.

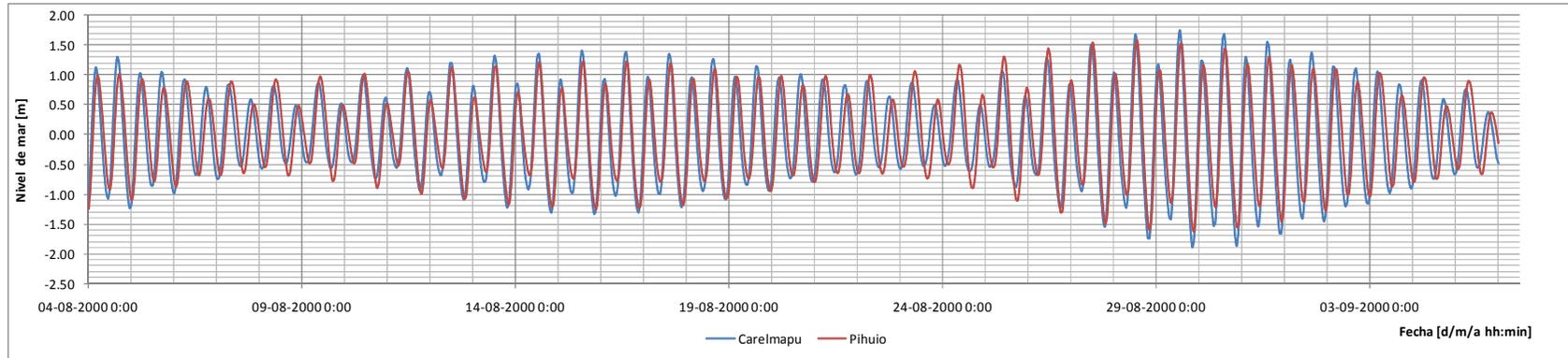


Fuente: elaboración propia.

Anexo 3

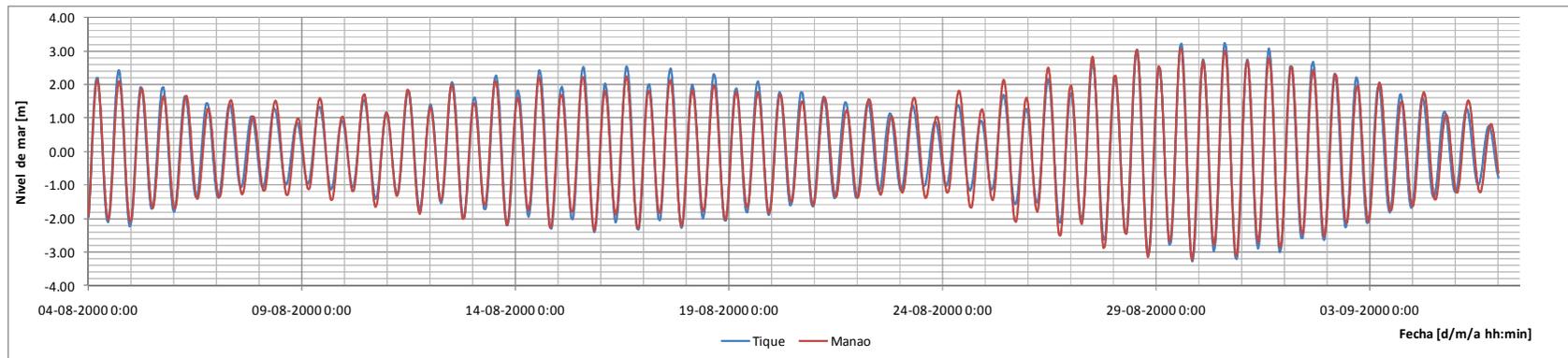
Información Complementaria del modelo.

Figura 69: Comparación de los niveles de mar en el Arco Oeste (Niveles pronosticados mediante análisis armónico).



Fuente: elaboración propia.

Figura 70: Comparación de los niveles de mar en el Arco Este (Niveles pronosticados mediante análisis armónico).



Fuente: elaboración propia.

Figura 71: Calibración de la velocidad de corriente en Roca Remolinos, Cuadratura.

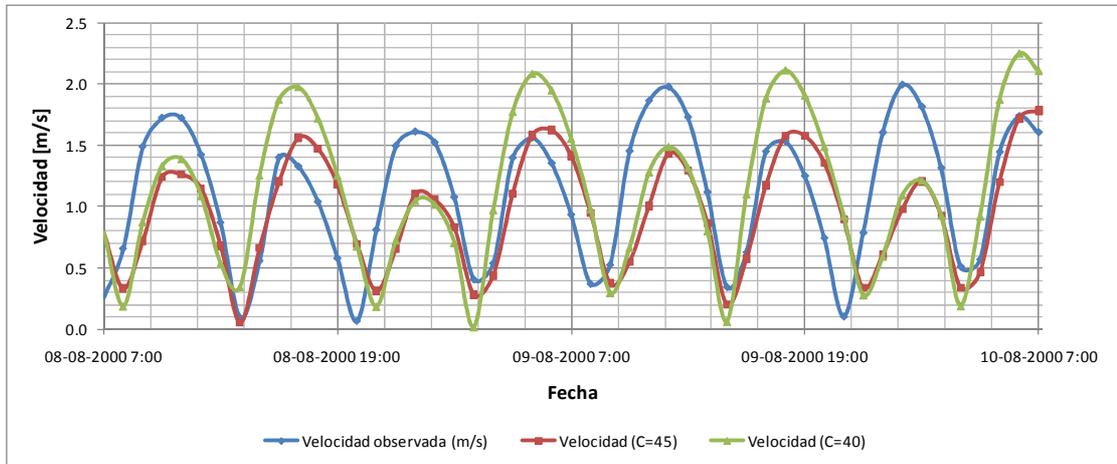


Figura 72: Calibración de la velocidad de corriente en Roca Remolinos, Sicigia.

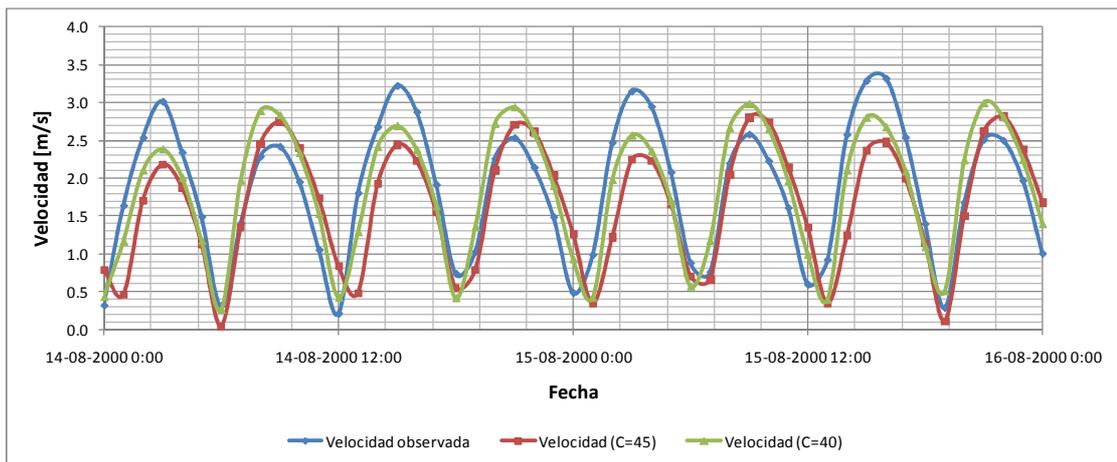


Figura 73: Calibración de la velocidad de corriente en Puerto Elvira, Cuadratura.

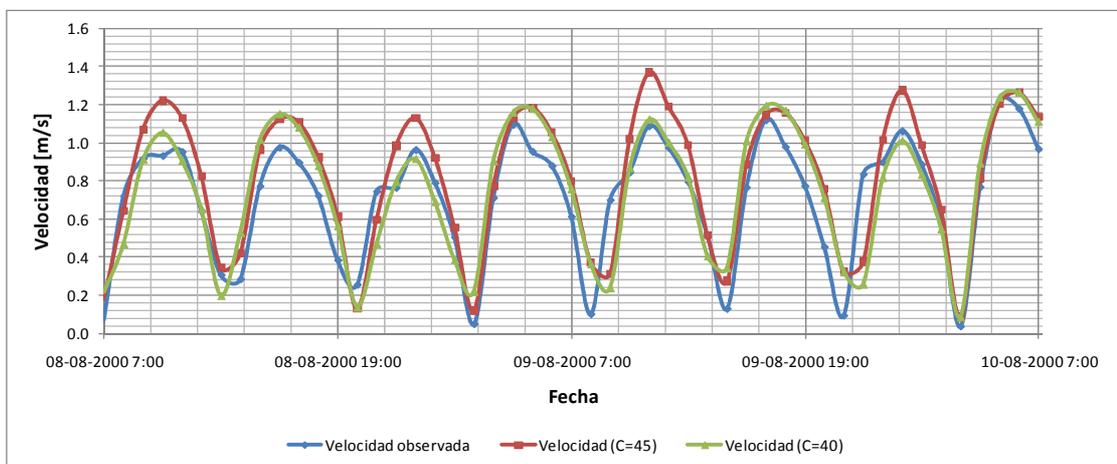


Figura 74: Calibración de la velocidad de corriente en Puerto Elvira, Sicigia.

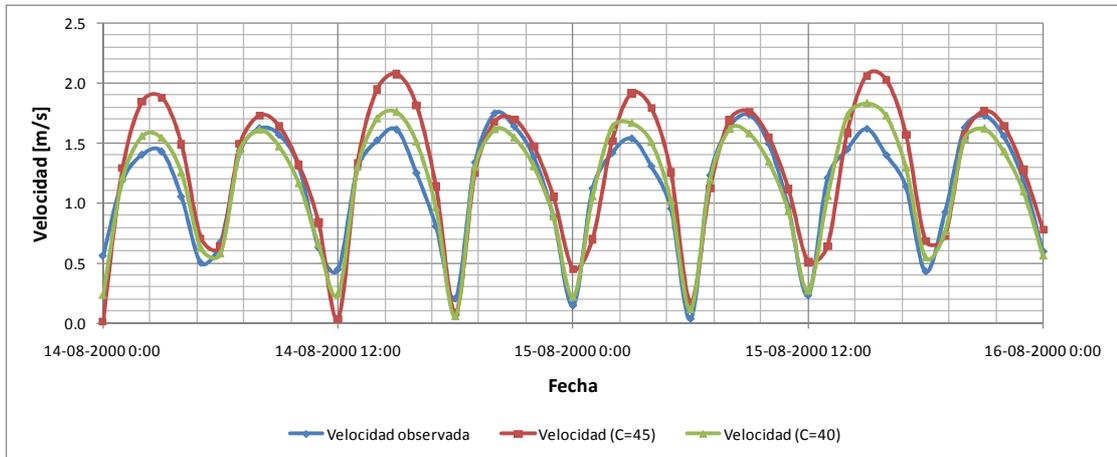


Figura 75: Calibración de la velocidad de corriente en Bajo Seluian, Cuadratura.

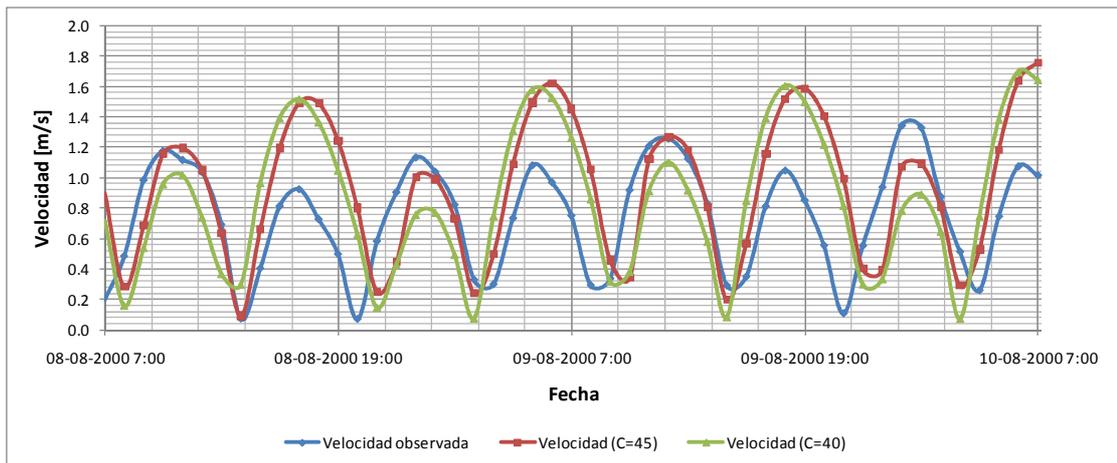


Figura 76: Calibración de la velocidad de corriente en Bajo Seluian, Sicigia.

