

SOCIEDAD CHILENA DE INGENIERIA HIDRAULICA

XX CONGRESO CHILENO DE HIDRAULICA

SIMULACIÓN DE TURBINAS HIDRÁULICAS PARA EXTRACCIÓN DE ENERGÍA DE MAREAS EN MODELOS HIDRODINÁMICOS Y APLICACIÓN EN CANAL CHACAO

IGNACIO SEPÚLVEDA O.¹
PATRICIO WINCKLER G.²
PATRICIO CATALÁN M.³
RODRIGO CIENFUEGOS C.⁴

RESUMEN

Usualmente, la cuantificación de energía de corrientes de mareas no considera que el comportamiento natural se verá perturbado por la instalación de extractores de energía. Mediante la adaptación de la Teoría del Disco Actuador en medios finitos y la formulación de Morison, es estimado el arrastre generado sobre turbinas extractoras de energía. Este se incluye en las ecuaciones de modelos hidrodinámicos, obteniendo una estimación de la extracción energética y la perturbación del medio. En la primera etapa del estudio se establecen las herramientas para simular turbinas, y se comparan los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la teoría para turbinas, que es presentada y analizada en el estudio (denominada modelo analítico) y el modelo paramétrico de arrastre, que establece la simulación de turbinas en el modelo hidrodinámico del software Mike21. Las potencias estimadas con los modelos difieren en menos de un 19%. En la segunda etapa se aplica el modelo paramétrico de arrastre en Canal Chacao, con una granja de dispositivos Seagen de 553 [MW] de potencia instalada. Se estima una extracción media mensual entre 102[MW] y 122[MW], y variaciones de las velocidades naturales de la corriente sobre el 10%.

¹Profesor Ayudante, Escuela Ingeniería Civil Oceánica, Universidad de Valparaíso. Ingeniero de Proyectos, AWAS Ingeniería Ltda.-mail: ignaciosepu@hotmail.com.

²Profesor Auxiliar, Escuela Ingeniería Civil Oceánica, Universidad de Valparaíso - mail: paw87@cornell.edu

³Profesor Auxiliar, Departamento de Obras Civiles, Universidad Santa María-mail: patricio.catalán@usm.cl

⁴Profesor Asistente, Departamento de Ingeniería Hidráulica, PUC Chile- mail: racienfu@ing.puc.cl

1. INTRODUCCIÓN

El aumento de la demanda energética y el agotamiento de nuevas fuentes hídricas y fósiles en Chile - sumado a la inestabilidad de la oferta extranjera - hacen necesaria la diversificación de las fuentes de energía para la generación de electricidad. Los sistemas de generación de energías renovables no convencionales (ERNC) han ganado importancia. En la actualidad las ERNC más utilizadas en Chile son las centrales hidroeléctricas menores y granjas de turbinas eólicas, alcanzando un 2.7% de la producción total (CNE, 2008). Sin embargo, otras fuentes energéticas en el país merecen la atención por sus los altos potenciales energéticos.

Desde finales de 1970 se han creado tecnologías basadas en turbinas hidráulicas para la extracción de energía mareomotriz. Éstas son menos invasivas que las represas ya que no bloquean físicamente los ecosistemas marinos. Las turbinas aprovechan la energía cinética de corrientes, extrayendo un porcentaje al flujo que las atraviesan. Particularmente esta alternativa resulta atractiva para Chile, debido a sus extensos mares interiores, fiordos y estuarios donde el régimen de las mareas logra inducir altas velocidades de corrientes.

Existen modelos con los cuales se pueden predecir y estudiar las corrientes de una región a fin de estimar el potencial energético en condiciones naturales. Sin embargo la cuantificación de la energía desde estas condiciones no considera los cambios en el comportamiento hidrodinámico debido a la interacción corriente-turbinas. Mediante la adaptación de la Teoría del Disco Actuator para turbinas en canales (Polagye, 2009), se establece un modelo analítico, en el que se estima la energía extraída en la operación de turbinas. Adicionalmente, a partir de esta misma teoría se establece otro modelo denominado paramétrico de arrastre, en el que se deducen coeficientes de arrastre que son usados en la formulación de Morison para simular turbinas en modelos hidrodinámicos.

En una primera etapa, se genera un canal de pruebas virtual y se compara la energía extraída obtenida a partir del modelo paramétrico de arrastre y a partir del modelo analítico.

Como segunda etapa se aplica el modelo paramétrico de arrastre en un modelo hidrodinámico de Canal Chacao, el que se elige por sus fuertes corrientes de mareas. A modo de analizar plantas de generación de gran escala y comparables con centrales convencionales mayores, se simula una granja de turbinas de gran tamaño en un sitio que cumple criterios técnicos y económicos definidos. La cuantificación de energía eléctrica producida por la planta se estima considerando las eficiencias de extracción y del sistema de generación. Los impactos en el campo hidrodinámico se estiman considerando las variaciones de velocidad de la corriente en el dominio de modelación.

2. CORRIENTES DE MAREA

Las mareas son ondas de gran longitud causadas por los movimientos relativos de la Luna y el Sol respecto a la Tierra. Estos movimientos producen variaciones de la fuerza gravitacional resultante en la superficie terrestre, que al combinarse con forzantes menores de carácter meteorológico y considerando factores hidrográficos como la obstaculización de los continentes, se traduce en variaciones rítmicas y particulares del nivel del mar.

A medida que la Luna y el Sol se trasladan respecto a la Tierra, las mareas también lo hacen, generándose movimientos de agua. La energía del escurrimiento se compone en potencial y cinética, siendo esta última la extraíble directamente mediante el uso de turbinas mareales. Para el caso de un caudal fluyendo con una velocidad u_0 a través de un área transversal A_T , la potencia cinética queda expresada por la ecuación (1).

$$P_{\text{Corriente}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_T \cdot u_0^3 \quad (1)$$

Donde:

ρ : Densidad del fluido
 u_0 : Velocidad del flujo
 A_T : Área que atraviesa el flujo

Además de los mecanismos puramente astronómicos, es necesario considerar otros como los meteorológicos. A diferencia de las forzantes astronómicas, las forzantes meteorológicas son difícilmente predecibles. Sin embargo las señales del viento y la presión son esporádicas en comparación a las señales astronómicas y no deberían influenciar en gran medida las cuantías de energía extraída e impactos hidrodinámicos a escala anual.

3. TURBINAS HIDRÁULICAS

Las turbinas hidráulicas extraen un porcentaje de la energía cinética de un flujo mediante fuerzas de sustentación en las aspas. La energía extraída es transmitida directamente al eje de la turbina. Luego ésta es traspasada a la transmisión y el generador de cada dispositivo, para así convertirla en energía eléctrica.

Se analizaron cinco dispositivos de manera preliminar (Figura 1), siendo seleccionado para su modelación el dispositivo Seagen (Bedard, 2005). Éste dispositivo, al año 2009, era el único de potencia nominal de salida mayor a 1 [MW] operando en un sistema eléctrico (Irlanda del Norte).

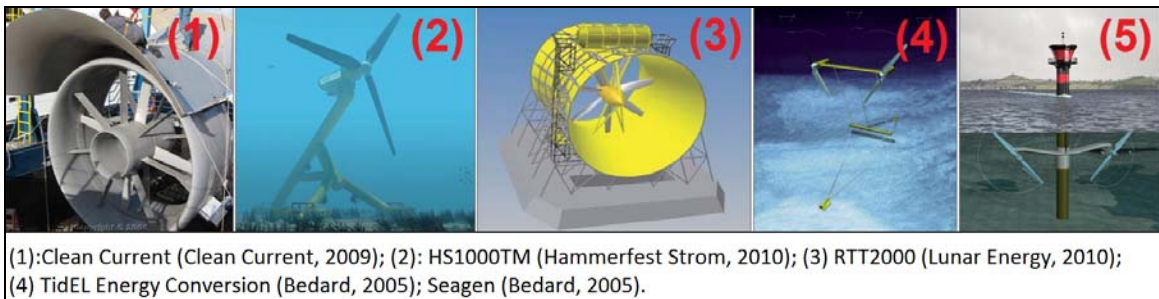


Figura 1: Dispositivos analizados

El dispositivo Seagen se compone de dos turbinas de 16 [m] de diámetro soportadas por una viga y una pila central que está fundada en el fondo marino. Actualmente está diseñado para operar a una potencia nominal de salida de 1.2 [MW] con una velocidad de la corriente de 2.4 [m/s]. Además, la corriente debe tener una velocidad mínima para que se pueda vencer el torque inicial del sistema, denominada velocidad cut-in y que corresponde a 1 [m/s]. Éstas características pueden ser modificadas debido a que los dispositivos aún están en desarrollo, esperándose

incluso aumentos en la potencia nominal, gracias a las futuras mejoras a las turbinas (Polagye,2009).

De la velocidad nominal y cut-in se dividen tres etapas de generación según la velocidad de la corriente.

- **Etapas de generación nula:** El sistema no genera energía eléctrica.
- **Etapas de generación normal:** Se produce una cantidad de energía proporcional a la potencia del flujo y dependiente de la eficiencia global del sistema de generación.
- **Etapas de generación sobre la nominal:** El dispositivo genera a potencia nominal de salida igual a 1.2 [MW].

El dispositivo Seagen tiene dos sistemas a cada extremo de la viga, los que se componen de tres elementos: la turbina, la transmisión y el generador. Estos van transmitiendo la energía para convertirla de energía cinética a eléctrica siguiendo la secuencia de la Figura 2. En estos elementos, se producen distintas disipaciones de energía.

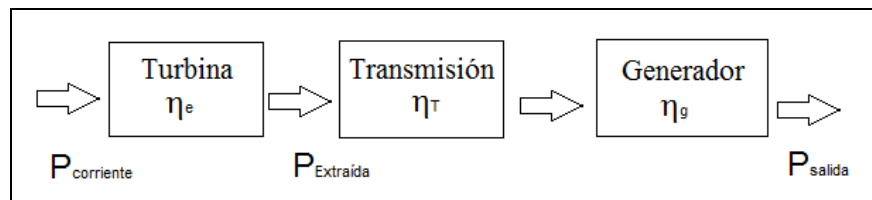


Figura 2: Esquema de los elementos del sistema de generación. Fuente: Elaboración propia.

Del total de la energía del flujo que atraviesa las turbinas, sólo un porcentaje es extraído, denominándose éste eficiencia de extracción η_e . Su valor depende de la velocidad de la corriente, del confinamiento del flujo y de la turbina. La estimación de η_e y la potencia extraída se logra con un modelo de turbinas, el cual se deduce en el siguiente acápite y que utiliza valores reportados por el fabricante Marine Current Turbines Ltd. en Polagye (2009). La eficiencia de la transmisión y del generador, por otro lado, pueden obtenerse a partir de modelos analíticos como los presentados por Johnson (2006).

4. MODELO DE TURBINAS

La energía extraída por las turbinas puede ser estimada a partir de modelos. Además, de estos mismos es posible estimar los impactos en el medio, traducidos en variaciones de la velocidad de corriente.

Basado en una teoría denominada Teoría para turbinas de corrientes (Polagye, 2009) asociada a la operación de la turbina, se establecen ecuaciones de balance de masa, momentum y energía. En la teoría se establecen las siguientes suposiciones, aclaradas con el esquema de la Figura 3:

- Flujo estacionario.
- En toda área transversal dentro el tubo de flujo no existen variaciones de velocidad y presión.

- Turbina ideal: Toda la fuerza sobre el flujo es debida solamente al funcionamiento de las turbinas. La fuerza y presión ejercida por la turbina es uniforme por el área barrida.
- No existen pérdidas de energía dentro del tubo de flujo más que la debida a la extracción realizada por la turbina.
- El flujo es incompresible, y no es influenciado a cambios de densidad por traspasos de calor.
- El flujo enfrenta a una turbina con su eje paralelo: Todo el flujo que entra por el extremo inicial del tubo de flujo debe salir por el extremo final, asumiéndose que no existe traspaso por las paredes laterales.
- Se desprecian las pérdidas asociadas al soporte de la turbina. En la actualidad, esto puede diferir debido a lo primitivo de la geometría, pero se espera que en un futuro cercano estas sean hidrodinámicamente más transparentes.
- En los volúmenes de control (*CV1*, *CV2* y *CV3*) la pendiente del fondo no varía.
- Aguas arriba de la turbina (I), al final del tubo de flujo (II) y luego de la zona de mezcla (III) la presión es hidrostática.
- Aguas arriba (I) y aguas abajo (III) de la turbina la profundidad permanece constante en dirección transversal al flujo.
- Al final del tubo de flujo (II) no existen gradientes de presión en la dirección perpendicular al eje longitudinal del canal. En conjunto con la suposición de presión hidrostática, no existe variación de la profundidad entre el flujo que sale del tubo de flujo y el que lo rodea.

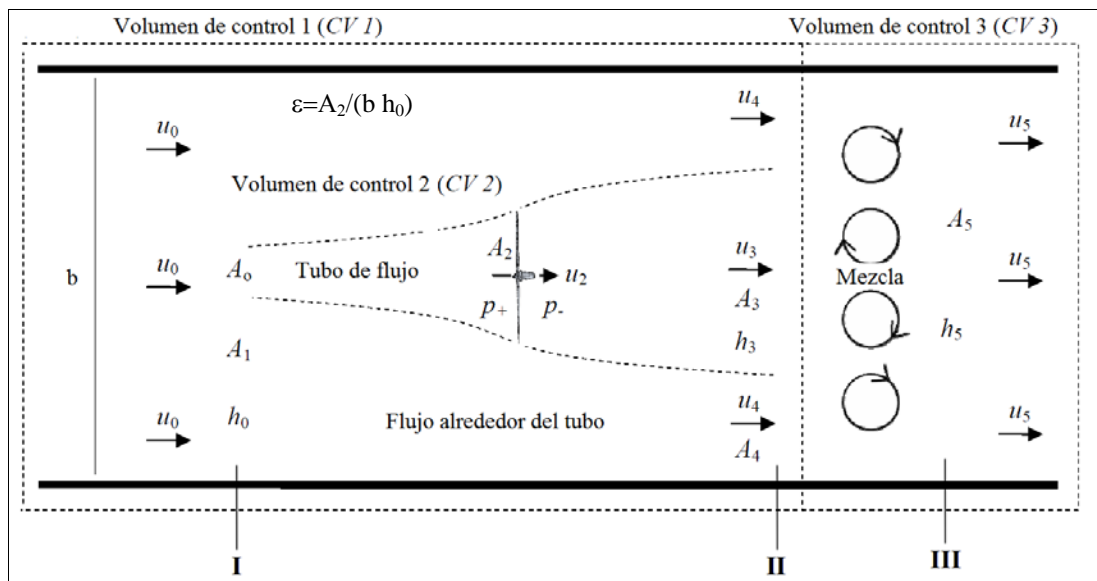


Figura 3: Vista en planta del tubo de flujo de la Teoría para turbinas de corriente. Fuente: Modificado de Polagye (2009, p.18).

De los balances de masa, momentum y energía, y las suposiciones presentadas, se desprenden 7 ecuaciones que tienen como objetivo asociar datos de entrada y variables dependientes que permiten determinar la energía y la eficiencia de extracción de las turbinas.

$$\alpha = \frac{u_3}{u_0} \quad (2)$$

$$g(h_0 - h_3) = \left(\frac{1}{2} u_4^2 - \frac{1}{2} u_0^2 \right) \quad (3)$$

$$\varepsilon \left(\frac{1}{2} (u_4^2 - \alpha^2 u_0^2) + u_2 (\alpha u_0 - u_4) \right) - u_0 (u_0 - u_4) - g \frac{h_0}{2} \left(1 - \left(\frac{h_3}{h_0} \right)^2 \right) = 0 \quad (4)$$

$$h_3 - h_0 \left(\frac{\varepsilon u_2}{\alpha u_0} \left(1 - \alpha \frac{u_0}{u_4} \right) + \frac{u_0}{u_4} \right) = 0 \quad (5)$$

$$h_3 u_3 + \frac{A_4}{b} (u_4 - u_3) - h_3 u_5 = 0 \quad (6)$$

$$u_3^2 h_3 + \frac{A_4}{b} (u_4^2 - u_3^2) - u_5^2 h_5 + \frac{g}{2} (h_3^2 - h_5^2) = 0 \quad (7)$$

$$b h_0 (u_0 - \varepsilon u_2) - u_4 A_4 = 0 \quad (8)$$

Los datos de entrada utilizados para la resolución de las ecuaciones vienen definidas por el medio, el tipo de turbina y su operación. Las variables que definen la turbinas son α (asociado a la operación de las aspas) y A_2 (asociado al diámetro). Las que dependen del medio son u_0 (velocidad incidente), la profundidad a la entrada al tubo de flujo (h_0), la razón de obstrucción ε y la densidad del fluido.

Finalmente quedan 7 variables con las cuales es posible estimar la potencia de extracción a partir de los modelos de turbinas. Éstos son el modelo analítico y el modelo paramétrico de arrastre.

El modelo analítico definido aplica las ecuaciones de la teoría para obtener directamente la potencia extraída y disipada desde la resolución de un sistema ecuaciones, mediante la ecuación (9).

$$P_{\text{Extraída}} = \left(\frac{1}{2} \cdot (u_0^2 - u_3^2) + \frac{1}{2} \cdot (u_4^2 - u_0^2) \right) \cdot (\rho \cdot A_2 \cdot u_2) \quad (9)$$

El modelo paramétrico de arrastre, por otro lado, determina un coeficiente de arrastre (ecuación (10)) a partir del mismo sistema de ecuaciones.

$$C_D = \frac{u_4^2}{u_0^2} - \alpha^2 \quad (10)$$

Este coeficiente es utilizado en la formulación de fuerzas de arrastre de Morison (Morison, 1950) para simular turbinas en modelos hidrodinámicos. Mediante las salidas del modelo de Fuerza sobre la turbina (F_{Turbina}) y velocidad en la turbina u_2 es posible estimar la potencia extraída (ecuación 11), y con las salidas de velocidades en el dominio de modelación los impactos.

$$P_{\text{Extraída}} = F_{\text{Turbina}} \cdot u_2 \quad (11)$$

El modelo hidrodinámico utilizado en este estudio es el implementado en el software Mike21 Flow Model FM de la Danish Hydraulic Institute. El modelo es bidimensional y utiliza una implementación de malla flexible. Dentro de las capacidades de Mike21 está la de permitir la simulación de fuerzas de arrastre de la corriente sobre las turbinas hidráulicas, mediante un aumento de la fricción de fondo en el punto de emplazamiento. Entre las desventajas está la de no poder simular la variabilidad vertical de la corriente.

El modelo analítico y paramétrico de arrastre utilizan la Teoría para turbinas de corrientes que no es validada en este estudio. Para ello es necesaria la implementación de modelos físicos y mediciones en prototipos instalados. Sin embargo, una comparación de las potencias extraídas con ambos modelos, a iguales datos de entrada, puede reflejar la calidad de la simulación relativa a la teoría. En la Figura 4 es mostrado el diagrama de flujo de las labores de comparación del modelo.

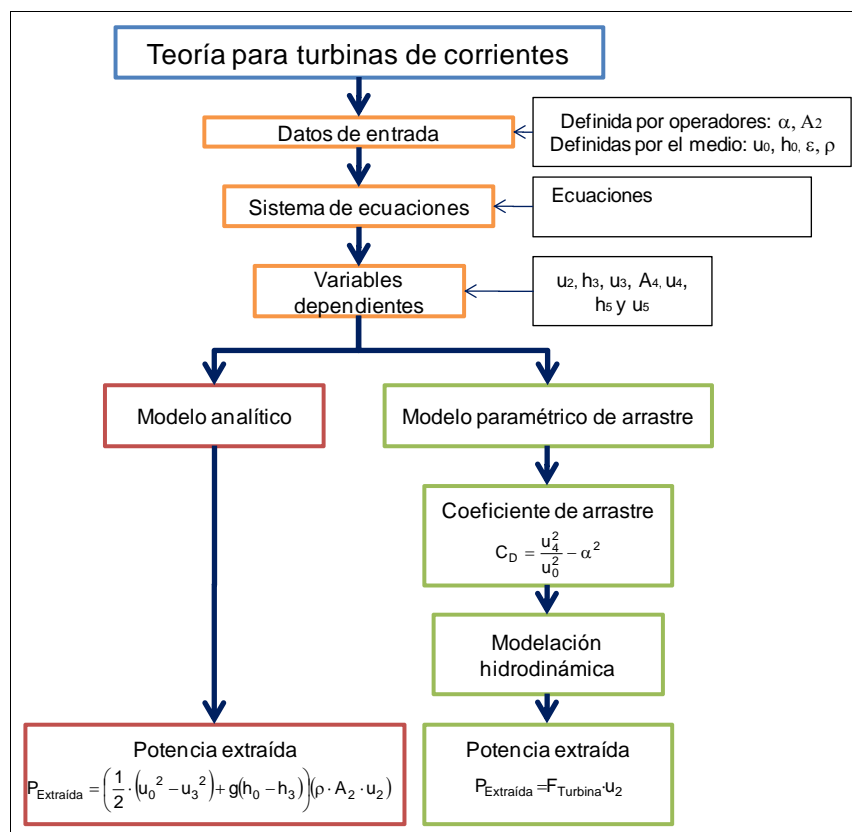


Figura 4: Procedimientos del modelo analítico y paramétrico. Fuente: Elaboración propia

Utilizando los datos de entrada asociadas a la turbina Seagen y condiciones del medio similares a las presentes en Canal Chacao, se obtienen los siguientes resultados en cada modelo. Las comparaciones se realizan con velocidad incidente (u_0) y nivel de obstrucción (ε) variable, mediante diferencias relativas al modelo paramétrico de arrastre.

Los resultados presentados en la Figura 5 muestran diferencias menores del 19%. Las discrepancias observadas resultan aceptables para la aplicación del modelo paramétrico de arrastre en evaluaciones preliminares de extracción y cuantificación de impactos ambientales,

siempre que la Teoría para turbinas de corrientes sea lo suficientemente representativa del fenómeno. Esta teoría, sin embargo, no es verificada en el estudio.

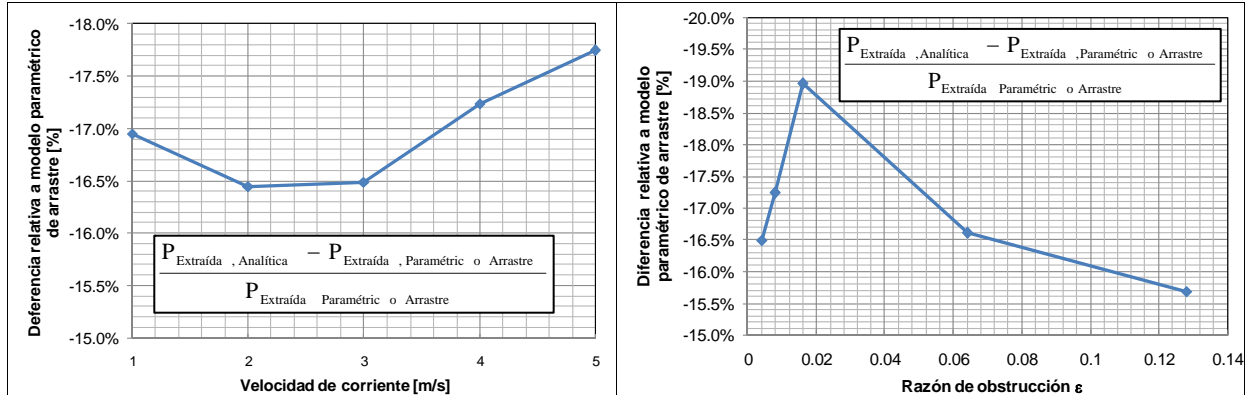


Figura 5: Diferencia relativa a modelo paramétrico de arrastre. Izquierda: Con velocidad de corriente variable. Derecha con ϵ variable. Fuente: Elaboración propia

5. APLICACIÓN EN CANAL CHACAO

Se aplica el modelo hidrodinámico y paramétrico de arrastre para cuantificar la extracción de energía de mareas y los impactos en el campo hidrodinámico por la operación de turbinas hidráulicas. Se elige Canal Chacao, ubicado en la X Región de Chile, debido a sus características físicas favorables. Entre las características físicas propias de Canal Chacao, pueden señalarse los rangos de marea que pueden alcanzar los 3.5 a 6.4 [m] y en un régimen semidiurno mixto. Además, se asocian altas velocidades de corrientes en algunos puntos, donde se pueden superar los 4 [m/s]. Las profundidades del sector no superan los 200 [m], existiendo además muchas zonas con menos de 50 [m] (SHOA, 2002b). Por otro lado, su cercanía a Sistema Interconectado Central hace posible la instalación de una planta de generación de energía cercana a potenciales clientes.



Figura 6: Ubicación de Canal Chacao X Región, Chile. Fuente: Elaboración propia

En base a la información batimétrica obtenida desde las sondas de la carta náutica de Canal Chacao (SHOA, 2002b) y las mediciones oceanográficas de niveles y corrientes generadas para el Estudio de Ingeniería Concesión Puente sobre el Canal de Chacao (ICUATRO-COWI, 2000) se generó un modelo hidrodinámico de la zona de estudio mediante el software Mike21.

El modelo hidrodinámico considera forzantes desde los límites abiertos del modelo, mediante condiciones de borde de niveles. La calibración fue realizada mediante la comparación de velocidades de corrientes registradas y simuladas en Roca Remolinos (Sitio 3 en la Figura 7). Forzantes de marea dentro del dominio no son considerados por la dominancia de la marea proveniente de los límites abiertos (Fierro, 2006). Tampoco se consideran otros fenómenos influyentes como la marea meteorológica, debido a su carácter eventual.

En el modelo hidrodinámico se simula primeramente la situación base, sin turbinas. Con este modelo se establece la condición sin proyecto y los puntos con mayor oferta energética en el canal, mostrado en la Figura 7 y la Tabla 1. Se identificaron 4 sitios atractivos donde las velocidades medias mensuales son iguales o mayores a los 2 [m/s] y las máximas superan los 4.5 [m/s]. Los Sitios 3 y 4 correspondientes a la Roca Remolinos y Bajo Seluian tienen las mayores velocidades.

Sitio		1	2	3	4
Localización		Frente a Carelmapu	Frente a Caulín	Roca Remolinos	Bajo Seluian
UTM WGS84 Huso 18	Longitud	605761	614029	622599	623859
	Latitud	5373970	5372714	5371910	5371172
Velocidad media mensual	[m/s]	1.99	2.56	2.85	2.45
Velocidad máxima	[m/s]	4.73	4.90	5.91	5.45
Densidad de potencia media mensual	[kW/m ²]	7.62	13.99	20.31	13.58
Densidad de potencia máxima	[kW/m ²]	52.75	58.95	103.3	80.88
Densidad de energía Anual	[MWh/m ² /yr]	66.78	122.56	177.91	118.93

Tabla 1: Parámetros energéticos en los sitios atractivos. Fuente: Elaboración propia

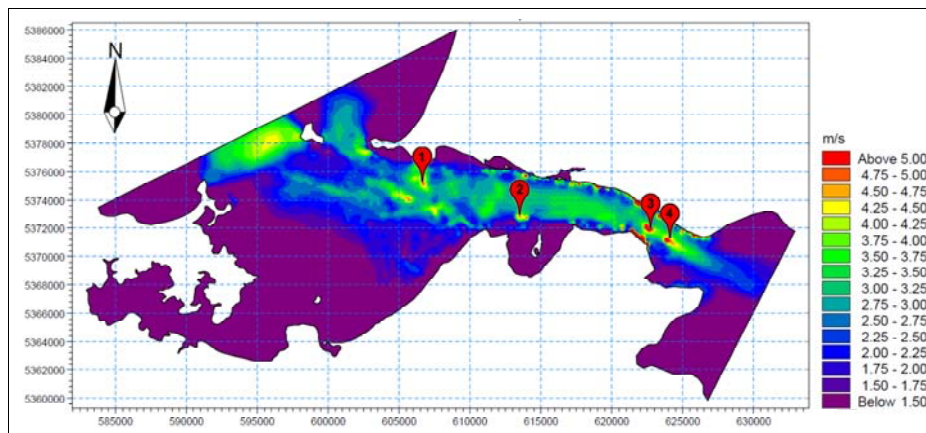


Figura 7: Velocidades máximas en Canal Chacao del 4/8 al 3/9 de 2000. Fuente: Elaboración propia.

Para la situación con proyecto es utilizado el mismo modelo hidrodinámico. El emplazamiento, cantidad y tipo de dispositivos son definidos en base a un análisis de oferta y demanda de energía, conflictos en el lugar, y requerimientos y características de los dispositivos Seagen.

La oferta energética se basa en la simulación de la situación base, quedando establecidos los 4 sitios mostrados en la Figura 7. La demanda energética no es considerada como una restricción debido a la cercanía del Sistema Interconectado Central en todo Canal Chacao (SIC, 2010). El conflicto considerado en el estudio es el asociado a la ruta marítima, descartando el fondeo de

dispositivos a los 250 [m] próximos a la ruta marítima, de tal forma de generar un corredor de 500 [m]. En cuanto a criterios técnicos, principalmente es considerada la limitante de profundidades factibles, definiendo emplazamientos entre 25 y 50 metros de profundidad. La configuración (separación entre dispositivos) es definida según experiencias en otros estudios (Ye, 2009).

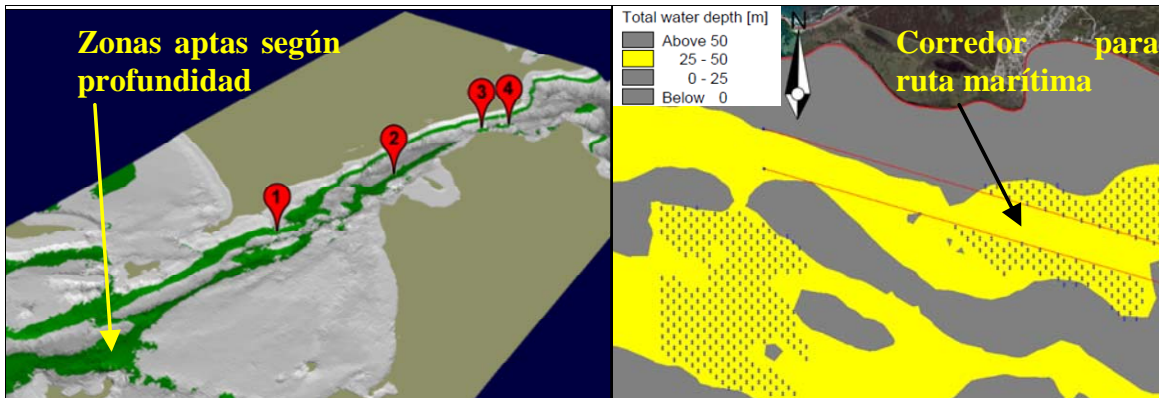


Figura 8: Izquierda: Profundidades factibles de fondeo (en verde). Derecha: Corredor para ruta marítima (segmentos rojos). Fuente: Elaboración propia

La especificación de la operación de la turbina - asociada al parámetro α - presenta incertezas debido al desarrollo continuo de las turbinas Seagen. Como se espera una mejora en la eficiencia de los dispositivos de la próxima generación (Polagye, 2009), se simulan dos tipos de escenarios con valores de α diferentes. El primero es un escenario bondadoso que considera la próxima generación de turbinas Seagen ($\alpha = 0.63$), y el segundo es un escenario conservador que considera el desarrollo actual de los dispositivos Seagen ($\alpha = 0.69$). Para considerar otros grados de libertad en la estimación de la energía extraída, además se considera una razón de obstrucción ε diferente para ambos escenarios. Como la extracción es mayor con valores de ε mayores, se considera un valor de ε nulo para el escenario conservador y de 0.0256 para el escenario bondadoso, obtenido como cociente el diámetro de las turbinas por la cantidad media dispuesta transversalmente, y el ancho del canal.

De acuerdo a los análisis descritos, sitio 1 posee mayores ventajas para el emplazamiento de dispositivos Seagen. Los sitios 3 y 4 no son factibles para los dispositivos Seagen debido a las altas profundidades de fondeo y altas velocidades. El sitio 2, frente a Caulín, tampoco es un sitio factible para dispositivos Seagen ya que las corrientes además de cambiar de sentido, cambian de dirección por los flujos que entran y salen desde el canal adyacente a Isla Lacao.

Considerando una similaridad de tamaño con las plantas de generación convencional de gran escala, se proyecta una planta de 461 turbinas Seagen, correspondiente a 553.2[MW] de potencia instalada para el escenario conservador y de 696.2 [MW] para el escenario bondadoso.

6. IMPACTOS HIDRODINÁMICOS

Se realizan las simulaciones para el escenario bondadoso y conservador. Para el escenario bondadoso, donde se extrae una mayor porción de energía, se identifican aumentos y disminuciones en la velocidad de corriente en el canal. En la Figura 9 (izquierda) se muestran las

variaciones porcentuales relativas a la situación base. Valores negativos indican disminuciones en las velocidades por efecto del emplazamiento de la granja de turbinas, y viceversa. Se aprecian disminuciones en la velocidad media mensual de la corriente sobre el 20%, asociado a una variación absoluta de 20 [cm/s]. Además existen aumentos de la velocidad media mensual sobre el 15%, asociado a una variación absoluta de 8[cm/s].

Se realiza también el procedimiento considerando el escenario conservador en la Figura 9 (derecha). Se aprecian disminuciones de la velocidad media mensual sobre el 15%, asociada a una disminución absoluta de 15[cm/s] y aumentos sobre el 10%, asociado a un aumento absoluto de 5 [cm/s]. Nótese que para el caso conservador, al extraer menos energía que el escenario bondadoso, los impactos hidrodinámicos son menores.

Los resultados reflejan una disminución de la energía cinética que entra al conjunto de turbinas, pero al mismo tiempo un aumento en los alrededores. Esto acusa un efecto global del conjunto de turbinas sobre el patrón de corrientes.

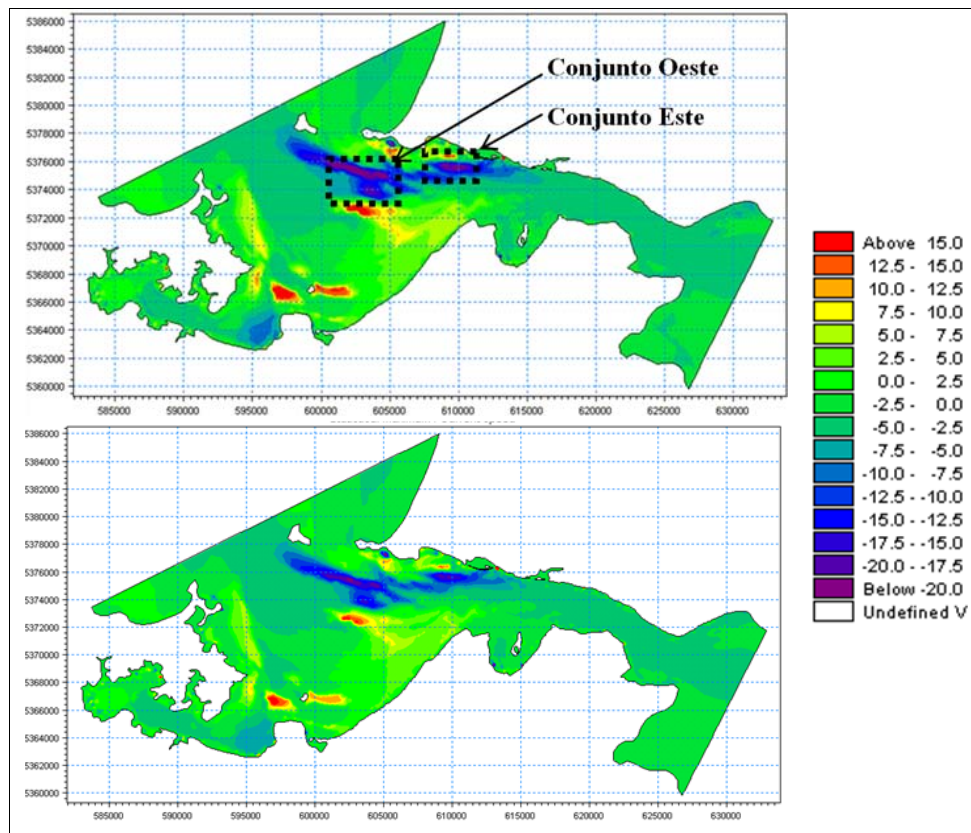


Figura 9: Diferencias porcentuales de la velocidad media mensual. Superior: Escenario bondadoso. Inferior: Escenario Conservador. Fuente: Elaboración Propia

7. CUANTIFICACIÓN DE ENERGÍA EXTRAÍDA

Se estima la energía de salida desde la planta analizada a partir de potencia de la corriente y las eficiencias de extracción, transmisión y generación. Cabe recordar que el modelo de turbinas sólo logra simular la Etapa de generación normal (Capítulo 3). Para considerar la Etapa de generación

nula y sobre la nominal, se corrigen los valores de potencia estimada, fijando potencia nula para velocidades bajo la cut-in y potencia nominal para velocidades sobre la nominal.

En la Figura 10 se presentan los factores de planta¹ para cada turbina en el escenario bondadoso. Nótese que el conjunto de turbinas al este presenta los mejores factores de planta, teniéndose dos turbinas que superan el 50%. Estas turbinas se encuentran justo en el lugar en donde las corrientes alcanzan las máximas velocidades del sitio. Cabe destacar que los factores de planta calculados están en función de una potencia nominal mayor a la reportada para el Seagen actual gracias a la mejora de la eficiencia de extracción (1.5 [MW]). Se realizó el mismo análisis para el escenario conservador, considerando la potencia nominal de los dispositivos de 1.2 [MW]. No existe gran variabilidad al comparar con los factores de planta del escenario bondadoso.



Figura 10: Factores de planta por cada Seagen en escenario bondadoso. Fuente: Elaboración Propia.

Se presentan también los valores promedio de potencia generada y extraída para el escenario bondadoso y conservador. Por último, se obtienen los parámetros básicos de la planta (Factor de Planta y Factor de Aprovechamiento del Recurso²).

Escenario	Bondadoso	Conservador
Potencia salida promedio por Seagen [MW]	0.264	0.221
Potencia salida total promedio [MW]	121.8	101.74
Potencia nominal teórica Seagen [MW]	1.5	1.2
Factor de Planta promedio	17.5%	18.4%
Factor de Aprovechamiento del Recurso promedio	24.5%	21.1%

Tabla 2: Datos extracción escenario bondadoso y conservador. Fuente: Elaboración Propia

¹ Cuociente entre la potencia media de salida de los dispositivos y la potencia instalada.

² Cuociente entre la potencia media de salida de los dispositivos y la potencia media incidente en la planta.

8. CONCLUSIONES

Entre el modelo paramétrico de arrastre utilizado para simular la operación de las turbinas y el modelo analítico, existen diferencias menores a 19%, obtenidas desde condiciones controladas en un canal de pruebas virtual elaborado en Mike21. Se sugiere un análisis de la teoría que funda las bases para los modelos de turbinas, a partir de por ejemplo un modelo físico.

Tanto el modelo analítico como el paramétrico de arrastre considera que la turbina opera en la fase II de generación, no existiendo una velocidad mínima cut-in ni una velocidad nominal de operación. Sin embargo los dispositivos sí cuentan con estos límites, no produciéndose energía para velocidades menores a la cut-in y una potencia nominal a velocidades mayores a la nominal. La potencia extraída puede ser corregida para considerar las otras fases de generación. Los impactos hidrodinámicos, en cambio, no pueden ser corregidos y a velocidades de corriente mayores a 2.4 [m/s] y menores a 1 [m/s] existen sobrestimaciones de los resultados.

De acuerdo a los análisis se seleccionó el sitio 1 para el emplazamiento de dispositivos Seagen. Sin embargo, las mayores densidades de energía en otros sitios diferentes al seleccionado, sugieren el análisis de otros dispositivos que operen donde las Seagen no pueden hacerlo.

De la simulación de 461 turbinas instaladas en el sitio 1 frente a Carelmapu se apreciaron impactos hidrodinámicos en el canal. Existe una disminución de las velocidades de corrientes en el lugar del emplazamiento de la granja de dispositivos y un aumento alrededor de ellos. Considerando la modelación de la situación base, las disminuciones son de por lo menos un 10% en la granja. Estas variaciones sugieren que un estudio de emplazamiento de dispositivos no sólo debe analizar la configuración entre turbinas (separaciones), sino también la configuración del conjunto respecto al medio. Además resulta importante analizar el transporte de sedimentos, ya que podrían esperarse embancamientos en el conjunto de turbinas y socavaciones alrededor de ella.

Al no poder emplazarse todas las turbinas en las zonas de máximas velocidades del sitio, se aprecia un bajo aprovechamiento de los dispositivos, obteniéndose un factor de planta global de aproximadamente 18%, correspondiente a una potencia media de salida de 122 y 102 [MW], considerando el escenario bondadoso y conservador. Además se estima un bajo aprovechamiento del recurso global – o FAR - de entre 21.1% y 24.5%. Diez dispositivos alcanzan factores de planta mayores al 40%, tanto en el escenario bondadoso (considerando potencia nominal igual a 1.5 [MW]) y conservador (considerando potencia nominal igual a 1.2 [MW]). Se desprende que una planta de generación con tal cantidad de potencia instalada mediante turbinas Seagen y emplazada en dicho lugar no es atractiva para el emplazamiento propuesto. Sin embargo resulta atractiva la instalación de una planta piloto de un par o trío de dispositivos Seagen. En la zona de velocidades máximas del sitio 1, por ejemplo, los factores de planta de un par de Seagen superaron el 50%.

REFERENCIAS

Bedard, R. (2005). Survey and Characterization, Tidal In Stream Energy Conversion Devices. EPRI North American Tidal In Stream Energy Conversion Feasibility Demonstration Project. EPRI. <http://oceanenergy.epri.com/attachments/streamenergy/reports/004TISECDeviceReportFinal111005.pdf>. Accesado el 10 de Marzo de 2009.

Clean Current (2009). Information for Power Producers: Commercial Production of Electricity. [http://www.cleancurrent.com/powerroducers/index .htm](http://www.cleancurrent.com/powerroducers/index.htm). Accesado el 13 de Diciembre de 2009.

CNE (2008). Energías renovables ERNC: capacidad instalada de generación eléctrica. ERNC_web.ppt. Accesado el 6 de Abril de 2010. http://www.cne.cl/cnewww/opencms/06_Estadisticas/energia/ERNC.html.

Fierro, J. (2006). Onda de Marea en Canales y Fiordos Australes. Departamento de Oceanografía, SHOA.

Hammerfest Strom (2010). Pioneering Tidal Power Device to be Tested in Scotland. <http://www.hammerfeststrom.com/content/view/85/107/lang,en/>. Accesado el 12 de Mayo de 2010.

ICUATRO- COWI (2000). Estudio de Ingeniería Concesión Puente sobre el Canal de Chacao, Volumen 5C: Estudios Marítimos.

Johnson, G. (2006). Wind Energy Systems, Capítulo 4: Wind Power Turbine. Manhattan, KS.

Morison, J. R.; O'Brien, M. P.; Johnson, J. W.; Schaaf, S. A. (1950), The Force Exerted by Surface Waves on Piles, Petroleum Transactions

Polagye, B. (2009). Hydrodynamic Effects of Kinetic Power Extraction by In-stream Tidal Turbines. Department of Mechanical Engineering. University of Washington. Cap. 2.

SHOA (2002b). Carta Náutica N°7210: Canal Chacao. 6ta actualización.

SIC (2010). Mapa del SIC. <http://www.cdec-sic.cl>. Accesado el 25 de Mayo de 2010.

Ye, L., Lence B. & Calisal, S. (2009). Modelling the energy output from an in-stream tidal turbine farm. Vol. 4, N°4. Journal of Computers.