



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

EVALUACIÓN DE INCORPORAR ESTRUCTURAS PREFABRICADAS EN  
GENERACIÓN ELÉCTRICA UNDIMOTRIZ DE RUN UP DE OLA COSTERA CON  
TECNOLOGÍA NORUEGA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

HUGO ADOLFO CERDA VALLEJOS

PROFESOR GUÍA:

HUGO BAESLER CORREA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

JOSÉ GONZÁLEZ WILSON

FELIPE CONCHA MUÑOZ

SANTIAGO DE CHILE

2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL  
POR: HUGO ADOLFO CERDA VALLEJOS  
FECHA: 2022  
PROF. GUÍA: HUGO BAESLER CORREA

## EVALUACIÓN DE INCORPORAR ESTRUCTURAS PREFABRICADAS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA UNDIMOTRIZ DE RUN UP DE OLA COSTERA CON TECNOLOGÍA NORUEGA

La tecnología noruega “Sea Wave Slot – Cone Generator (SSG)” es un método de generación eléctrica undimotriz que aprovecha el Run Up del oleaje empleando reservorios que captan agua a distintas alturas; el agua almacenada fluye a través de turbinas, generando así energía eléctrica.

Este tipo de centrales requieren de la construcción de una obra civil de gran envergadura, por lo que su costo será determinante a la hora de evaluar la competitividad del proyecto; es necesario que los costos de inversión y operación permitan obtener utilidades sobre el valor de venta del MWh generado. A la fecha, aún no se construyen centrales que utilicen esta tecnología, pero se han realizado estudios evaluando su incorporación en estructuras rompeolas en países como Namibia, España, Portugal, entre otros.

El objetivo de esta memoria es continuar con el trabajo de título “Generación eléctrica mediante el aprovechamiento del oleaje marítimo costero” (A. Vergaray, 2008), donde se concluyó que la tecnología noruega entrega factores de planta superiores a los de una central que utiliza tecnología Pelamis. A pesar de esto, en el trabajo de referencia se determinó que el costo del MWh generado resultó ser menor al precio de venta, por lo que ahora, catorce años después, se reevaluarán los costos de desarrollo del proyecto rediseñando las estructuras y el método constructivo.

En este trabajo se evalúa la opción de utilizar estructuras prefabricadas en la construcción de la central con tecnología SSG en el sitio seleccionado, de modo de reducir los costos y plazos de construcción. Si bien se determinó que con el método constructivo propuesto el proyecto es técnicamente factible y se reduce el costo de desarrollo, la inversión no es competitiva para la tasa de descuento utilizada en la tesis de referencia (10%), puesto que la rentabilidad del proyecto alcanzó apenas un 6,65%.

A pesar de que el proyecto no resulta competitivo frente a otras opciones de generación con ERNC, su bajo impacto ambiental y los beneficios que trae consigo su implementación, entre los que se encuentran la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la creación de empleos tanto durante la construcción como durante la operación de la central, hacen que este tenga un interés social que debería considerarse en su evaluación. En este sentido, si se evalúa el proyecto utilizando la tasa social de descuento vigente (6% al año 2022), es posible recuperar la inversión y obtener beneficios económicos en caso de que el proyecto se lleve a cabo.

# TABLA DE CONTENIDO

---

1	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.	OBJETIVOS.....	3
1.1.1.	Objetivos generales.....	3
1.1.2	Objetivos específicos .....	3
1.2	METODOLOGÍA .....	3
2	ANTECEDENTES GENERALES.....	4
2.1	SITUACIÓN ACTUAL.....	4
2.2	POTENCIAL DE LA ENERGÍA UNDIMOTRIZ EN CHILE.....	6
2.3	TECNOLOGÍA SSG .....	7
3	ANTECEDENTES DEL PROYECTO .....	9
3.1	ANTECEDENTES DE LOCALIZACIÓN .....	9
3.2	CONDICIONES DEL OLEAJE.....	11
3.3	FACTOR DE PLANTA.....	16
4	DISEÑO DE LA CENTRAL .....	18
4.1	MODELAMIENTO DEL SITIO.....	20
4.2	DISEÑO DE LAS ESTRUCTURAS .....	22
4.3	FABRICACIÓN DE MÓDULOS .....	26
4.3.1	DESPIECE.....	31
4.3.2	CONEXIONES .....	35
4.4	PREPARACIÓN DEL TERRENO .....	37
4.4.1	DRAGADO .....	37
4.4.2	EXCAVACIONES .....	39
4.4.3	BANQUETA .....	39
4.4.4	RESTRICCIONES TEMPORALES .....	40
4.5	TRANSPORTE Y FONDEO.....	42
4.5.1	RESTRICCIONES TEMPORALES .....	42
4.6	EXPLANADA.....	44
4.7	CAMINO DE ACCESO Y LÍNEA DE ALTA TENSIÓN .....	46
5	ANTEPROYECTO CENTRAL DE GENERACIÓN CON TECNOLOGÍA SSG .....	47
5.1	DISEÑO DE LA CENTRAL.....	47
5.2	PROGRAMA.....	50

5.3 ESTIMACIÓN DE LA INVERSIÓN.....	55
5.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	57
5.4.1 COSTO DE DESARROLLO.....	57
5.4.2 PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA .....	59
5.4.3 RENTABILIDAD DEL PROYECTO.....	63
6 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	69
7 CONCLUSIONES.....	71
BIBLIOGRAFÍA .....	74
ANEXOS .....	76
ANEXO A. CLIMA DE OLA.....	77
A.1 REGISTRO SERIE TEMPORAL LOS ROBLES AÑO 2000.....	77
A.2 REGISTRO SERIE TEMPORAL LOS ROBLES AÑO 2001.....	80
A.3 REGISTRO SERIE TEMPORAL LOS ROBLES AÑO 2002.....	82
A.4 REGISTRO SERIE TEMPORAL LOS ROBLES AÑO 2003.....	84
A.5 REGISTRO SERIE TEMPORAL LOS ROBLES AÑO 2004.....	86
A.6 REGISTRO SERIE TEMPORAL LOS ROBLES AÑO 2005.....	88
ANEXO B. VENTANAS TEMPORALES .....	90
B.1 HORAS OPERACIONALES DIARIAS PERÍODO 2000-2005: Preparación del terreno. .....	90
B.2 HORAS OPERACIONALES DIARIAS PERÍODO 2000-2005: Transporte y Fondeo.... .....	93



# 1 INTRODUCCIÓN

---

La generación de energía es un aspecto clave en el desarrollo y crecimiento económico y social de un país, pues su uso promueve oportunidades de mejora en la calidad de vida de la población y en la competitividad de la industria nacional. En este sentido, la Agenda de Energía busca promover el desarrollo de una matriz energética sustentable para el año 2050, que permita cubrir las necesidades y demandas de todo el territorio.

Según estimaciones de la Comisión Nacional de Energía (CNE), entre el año 2020 y el 2040 la demanda energética del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), pasará de 70.948 GWh a 113.519 GWh, creciendo cerca de un 60% a una tasa promedio anual de 2,38%. Por otro lado, según datos del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), la capacidad instalada en el SEN a diciembre del 2020 es de 25.566 MW, donde el 26% corresponde a tecnologías hidráulicas, el 15% a carbón, el 15% a petróleo, el 15% a gas natural, el 14% a energía solar, el 10% a energía eólica y el 4% restante a otras tecnologías; de este universo, el 45% de la capacidad instalada proviene de centrales que utilizan combustibles fósiles para la generación.

El principal desafío para el año 2050 será contar con una infraestructura energética que genere bajo impacto ambiental y, a su vez, entregue un suministro confiable y de calidad. El uso de la tecnología noruega SSG representa una oportunidad viable para la generación eléctrica en nuestro país, puesto que Chile cuenta con una extensa costa que puede albergar varias de estas centrales, aprovechando un recurso energético que aún no ha sido explotado. Se estima que el potencial energético del oleaje de la costa chilena varía entre los 20 kW/m en la zona norte y los 110 kW/m en la zona sur, para profundidades que van desde los 10 m a los 50 m, y que el 95% de la costa chilena tiene un potencial superior a los 5 kW/m, barrera límite para la que es técnicamente posible generar electricidad. Esto posiciona a nuestro país como uno de los lugares con mayor potencial energético para la generación undimotriz en el mundo.

Dada la naturaleza de esta tecnología los costos de operación son reducidos, ya que no se requiere emplear recursos en la compra de combustibles para la generación, esta se obtiene directamente del aprovechamiento de la energía del oleaje. Además, gracias a la robustez del sistema, la operación de la central casi no tiene interrupciones, las indisponibilidades vienen dadas casi exclusivamente por los períodos de mantención de los equipos, entregando un importante factor de planta y nivel base de generación.

En este trabajo se evaluará la factibilidad de emplear estructuras prefabricadas en la construcción de este tipo de central en el sitio seleccionado, con el fin de reducir los costos de inversión y de producción de energía con respecto a los obtenidos en la tesis de referencia, y se reevaluará la competitividad del proyecto. Para ello, se rediseñarán las estructuras y los métodos constructivos, ajustándose a la condiciones del sitio y a las restricciones temporales impuestas por el clima del oleaje, y se recalculará el presupuesto de inversión. Dentro de las principales ventajas que representa el uso de elementos prefabricados en la construcción de estructuras semi sumergidas se encuentran el aseguramiento de un alto estándar de calidad de los materiales, necesario para asegurar la durabilidad de los materiales durante la vida útil de la central, y la reducción de los tiempos de construcción, favorable para ejecutar las obras durante ventanas de tiempo acotadas.



*Figura I: Sección tipo del convertidor SSG (Vicinanza & Frigaard, 2008).*

## 1.1. OBJETIVOS

### 1.1.1. Objetivos generales

- Evaluar el uso de estructuras prefabricadas de hormigón armado en la construcción de una planta undimotriz con tecnología noruega SSG.
- Determinar si el costo de desarrollo del proyecto hace competitiva la inversión para este tipo de tecnología.

### 1.1.2 Objetivos específicos

- Evaluar localización del proyecto, en costa de Laguna Verde o en rompeolas del Puerto Exterior de San Antonio, o en ambas.
- Diseñar a nivel conceptual las estructuras en base a elementos prefabricados de hormigón armado.
- Alternativas de montaje y selección de métodos constructivos. Opción desde tierra o desde mar.
- Estimar a nivel de ingeniería conceptual el costo de desarrollo y compararlo con el precio de venta del MWh generado.

## 1.2 METODOLOGÍA

- Recopilación de antecedentes, estudios anteriores, proyectos en los cuales se ha implementado la tecnología noruega SSG, estudios y bibliografía respecto a estructuras de hormigón armado con exposición al mar, antecedentes de jack-up para montaje desde el mar, antecedentes de alternativas de localización.
- Análisis de los antecedentes recopilados.
- Definición de alternativas de localización.
- Definición conceptual de la estructura prefabricada, geometría, instalación de equipos.
- Evaluar y definir estrategias de montaje para las alternativas de localización.
- Diseño conceptual de las estructuras de hormigón prefabricado y sus conexiones. Costos de obra y montaje.
- Estimación de costos de desarrollo para cada alternativa de localización.
- Conclusiones y recomendaciones.

## 2 ANTECEDENTES GENERALES

---

A modo de contextualizar este trabajo es necesario analizar la situación actual de la matriz energética nacional y comprender los desafíos que enfrenta el país en lo que se refiere a la generación de energía y demanda del suministro eléctrico. Para ello, se presentará la participación de las distintas tecnologías en la generación, las expectativas de crecimiento en la demanda, las políticas públicas a mediano y largo plazo, las principales conclusiones del trabajo de referencia y las oportunidades que representa el desarrollo de la tecnología Noruega SSG en la costa de Chile.

### 2.1 SITUACIÓN ACTUAL

Uno de los factores clave para el desarrollo de un país es la energía, puesto que es determinante para el crecimiento económico, el aumento de la capacidad productiva, el correcto funcionamiento del sector transporte y el bienestar de la población. Este crecimiento va de la mano con un aumento en el consumo energético, por lo que es fundamental contar con una red confiable que pueda adaptarse al aumento en la demanda, otorgar un suministro continuo, y que sea compatible con el medio ambiente.

En los últimos años, los esfuerzos se han enfocado en reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) en la generación mediante la adopción de energías renovables y energías renovables no convencionales. En este sentido, el año 2015, luego de casi 2 años de trabajo, el Ministerio de Energía comenzó la elaboración de una nueva política energética enmarcada en la iniciativa Energía 2050, cuyos principales objetivos son dotar al país de una infraestructura resiliente y amigable con el medio ambiente, capaz de entregar un suministro continuo, de acceso universal y a precios competitivos. Para ello, algunas de las principales metas establecidas en la política energética son:

Al año 2035:

- reducir las emisiones de GEI en el sector energético;
- al menos el 60% de la generación provenga de energías renovables;
- la indisponibilidad del suministro eléctrico promedio sea menor a 4 horas al año en cualquier localidad del país;
- Chile se encuentre entre los 5 países OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico tanto a nivel residencial como industrial.

Al año 2050:

- al menos el 70% de la generación provenga de energías renovables;
- la indisponibilidad del suministro eléctrico promedio sea menor a 1 hora al año en cualquier localidad del país;
- Chile se encuentre entre los 3 países OCDE con menores precios promedio de suministro eléctrico tanto a nivel residencial como industrial.

Según datos del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), a diciembre del año 2020 la matriz generadora del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuenta con una capacidad instalada de 26.310 MW, con la siguientes participaciones por tecnología:

- Hídrica: 26% (6.814,4 MW).
- Carbón: 19% (4.908,9 MW).
- Gas natural: 19% (4.935,9 MW).
- Solar: 13% (3.574,9 MW).
- Petróleo: 11% (3.029,5 MW).
- Eólica: 10% (2.526,8 MW).
- Geotérmica: 0,17% (44,9 MW).
- Otras tecnologías (biomasa, biogás, petcoke y cogeneración): 1,7% (472 MW).

Por otro lado, la generación anual en el mismo período fue de 77.746 GWh, con las siguientes participaciones por tecnología:

- Carbón: 35% (27.014,4 GWh/año).
- Hídrica: 26% (20.629,2 GWh/año)
- Gas natural: 18% (13.880,6 GWh/año).
- Solar: 10% (7.637,6 GWh/año).
- Eólica: 7% (5.538,8 GWh/año).
- Petróleo: 1% (564,5 GWh/año).
- Geotérmica: 0,32% (246,9 GWh/año).
- Otras tecnologías: 2,72% (2.234,1 GWh/año).

Con ello, en el escenario actual, las energías renovables representan casi un 50% de la capacidad instalada y un 45% de la generación anual (ver Figura II).

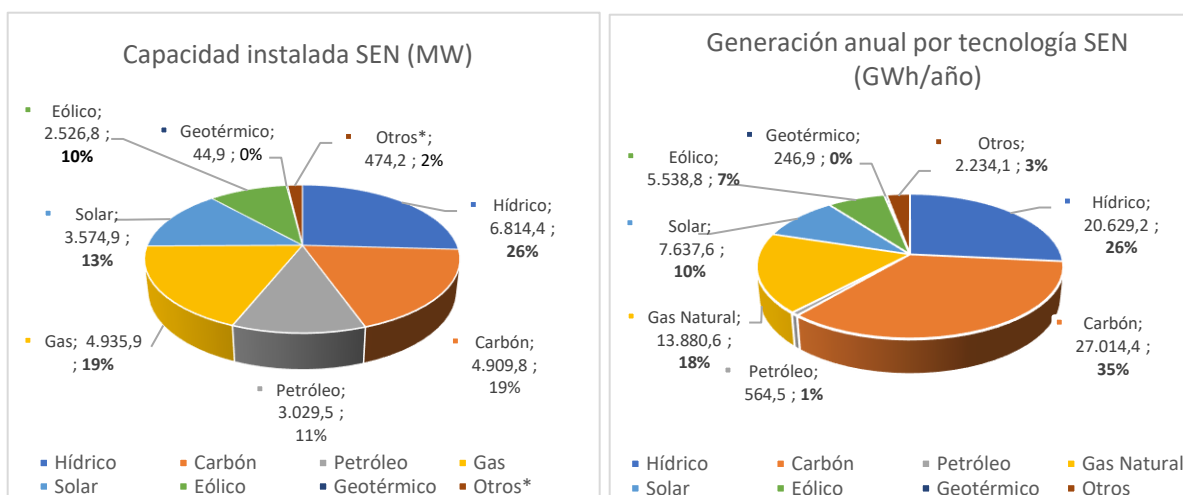


Figura II: Capacidad instalada y generación anual, año 2020. Fuente: CEN.

Si bien se ha avanzado en la incorporación de energías limpias, los efectos del cambio climático en el país tienen un impacto particularmente negativo en las condiciones hidrogeológicas, afectando directamente a las tecnologías hídras. Es por ello que resulta necesario diversificar la matriz energética adoptando nuevas tecnologías, para que ante fenómenos adversos el sistema pueda seguir suministrado el servicio eléctrico a la industria y a la población, y para cubrir las expectativas de crecimiento en la demanda que, de acuerdo a la Comisión Nacional de Energía (CNE), se espera que crezca cerca de un 60% entre el 2020 y el 2040.

## 2.2 POTENCIAL DE LA ENERGÍA UNDIMOTRIZ EN CHILE

La necesidad de adoptar nuevos métodos de generación de energía para fortalecer la matriz nacional hace atractiva la opción de aprovechar el oleaje marítimo costero. En este sentido, la extensa costa chilena puede ser parte de la solución a los desafíos que depara el futuro, gracias al enorme potencial energético de sus olas a lo largo de todo el territorio. Se estima que el 90% del tiempo la potencia del oleaje nunca descende de los 5 kW/m, lo que hace posible la utilización de este recurso en prácticamente toda la costa.

El potencial de generación undimotriz en el país (ver Figura IV) incrementa de forma exponencial hacia el sur del país, en un rango que varía entre aproximadamente 20 kW/m y 110 kW/m para profundidades que van desde los 10 m a los 25 m; estos niveles posicionan a la costa de Chile como uno de los lugares con mayor potencial energético en el mundo.

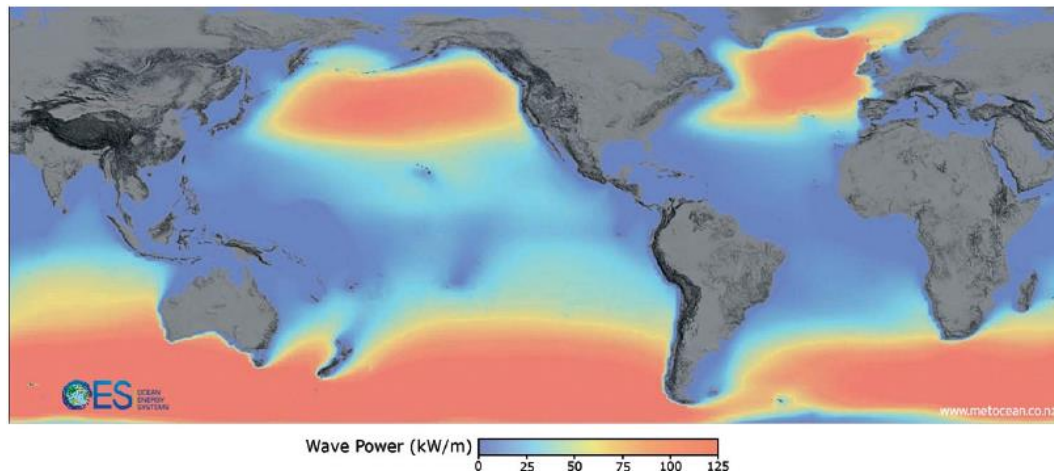


Figura III: Mapa mundial de potencial energético del oleaje. (Ocean Energy Systems, 2011).

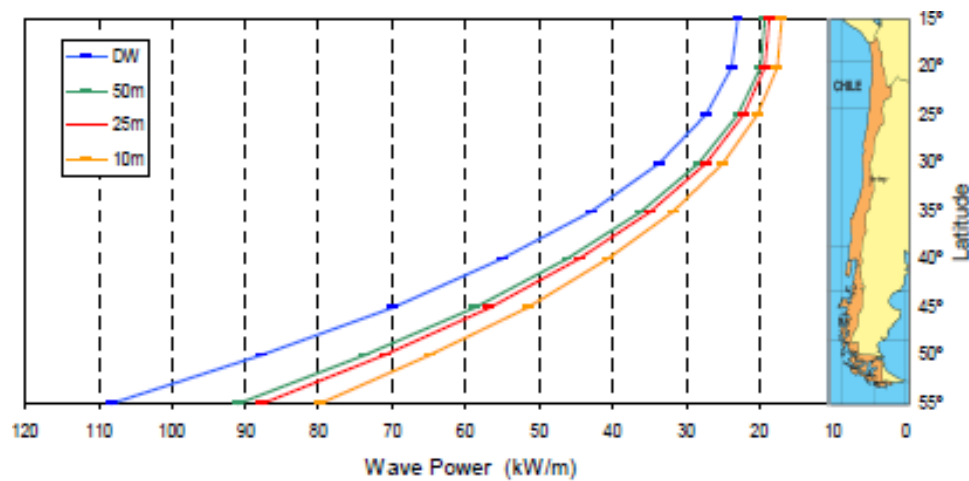


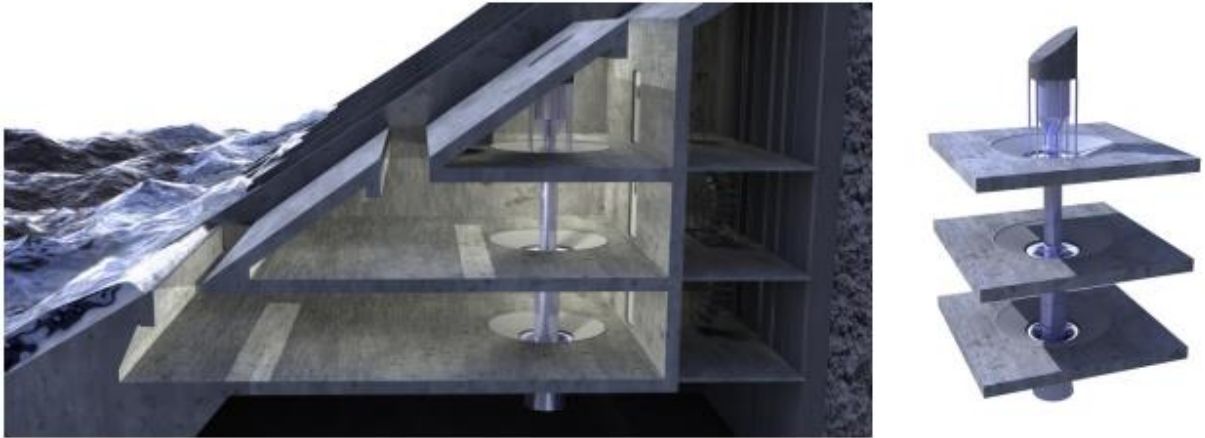
Figura IV: Distribución del potencial del oleaje a lo largo de la costa chilena. Fuente: "Evaluation of the Potential of Wave Energy in Chile" (Monárdez, Acuña & Scott, 2008).

### 2.3 TECNOLOGÍA SSG

La tecnología SSG, de origen noruego, consiste en un convertidor de energía del oleaje compuesto por una estructura de hormigón armado multinivel que aprovecha el run-up de la ola para almacenar agua a distintas alturas; el volumen de agua almacenado fluye a través de una turbina, transformando la energía potencial en energía eléctrica. Este tipo de convertidor se caracteriza por ser un sistema robusto, ya que gran parte del sistema electromecánico se limita a la turbina multinivel. Esto último favorece la continuidad del suministro, puesto que gran parte del mantenimiento se reduce a las turbinas, pudiendo ser realizado en distintos ciclos para mantener la producción.

En la Figura V se muestra el detalle de los componentes del dispositivo SSG. A la derecha, la turbina multinivel MST (Multi Stage Turbine) recibe el agua de cada nivel, pudiendo convertir energía aún cuando no todos los reservorios estén aportando agua, lo que aumenta la eficiencia del dispositivo debido a que con una misma turbina se aprovechan distintas alturas de ola, minimizando las interrupciones en el suministro a la red.

Cabe mencionar que, en la actualidad, no existen modelos a escala completa de esta tecnología, sin embargo, se han realizado estudios para evaluar la viabilidad de incorporar este tipo de dispositivos en estructuras rompeolas.



*Figura V: A la izquierda, sección transversal dispositivo SSG; a la derecha, turbina multinivel (MST). Fuente: Wave Energy AS.*

En la tesis de referencia titulada “Generación eléctrica mediante el aprovechamiento del oleaje marítimo costero” (J. Vergaray, 2008) se estudiaron dos alternativas de generación undimotriz, correspondientes a las tecnologías “Pelamis” y “Sea wave Slot-Cone Generator (SSG)”. La eficiencia de cada tecnología fue evaluada en función del clima de ola de las distintas localizaciones analizadas y de las características propias de los dispositivos; en el trabajo se determinó que la tecnología noruega SSG entrega factores de planta superiores a Pelamis y menores costos de desarrollo en todos los escenarios estudiados. A pesar de esto, los costos de desarrollo del proyecto superaron al costo de venta del MWh generado, por lo que resulta necesario reevaluar los métodos constructivos para hacer competitiva esta opción.



### 3 ANTECEDENTES DEL PROYECTO

---

El trabajo consiste en el diseño a nivel conceptual de las estructuras prefabricadas y los métodos constructivos de una planta que utiliza tecnología SSG, para evaluar si es viable económicamente desarrollar esta alternativa en nuestro país. Para ello, resulta fundamental caracterizar adecuadamente el lugar y el clima de ola, puesto que será clave a la hora de determinar la capacidad de generación y las ventanas de tiempo aptas para los trabajos de construcción.

#### 3.1 ANTECEDENTES DE LOCALIZACIÓN

La planta se ubicará en la región de Valparaíso, en el sector de Punta Curaumilla, aproximadamente a 5 km al suroeste de Laguna Verde. El sitio seleccionado se caracteriza por tener pendientes muy pronunciadas y una alta exposición al oleaje, lo que, si bien es favorable para la generación de energía, representa un desafío para el montaje de los módulos. Una de las ventajas que posee el lugar es la cercanía a la Central Laguna Verde, lo que facilitaría la conexión al Sistema Eléctrico Nacional.



*Figura VI: Ubicación de la planta. Fuente: Elaboración propia sobre la base de Microsoft Bing Maps.*

Los módulos se emplazarán frente a un acantilado, que tiene una pendiente máxima de aproximadamente un 69%, una pendiente promedio de aproximadamente un 25,3%, y una elevación máxima de aproximadamente 130 m respecto al nivel del mar. Los módulos serán dispuestos de forma alineada, extendiéndose 500 m a lo largo de la línea de costa.

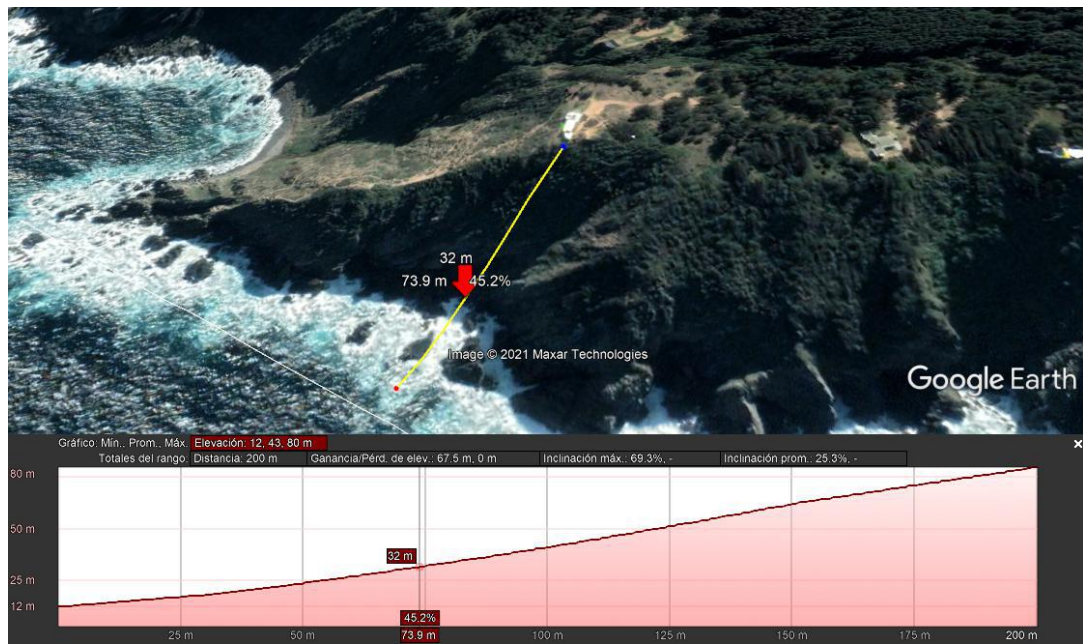


Figura VII: Perfil de elevación costero. Fuente: Google Earth.

Respecto a la batimetría del lugar, que es determinante para definir la posición de los módulos y los volúmenes de dragado, de relleno y de la banquetta de cimentación, se utiliza la información disponible del proyecto “Catastro del recurso energético asociado a oleaje para el apoyo a la evaluación de proyecto de generación Undimotriz” (Proyecto Innova-Corfo código 09CN14-5718). En la Figura VIII se presenta la batimetría seleccionada.



Figura VIII: Batimetría Punta Curaumilla. Fuente: INH.

### 3.2 CONDICIONES DEL OLEAJE

El clima del oleaje, además de definir el potencial de generación, limita las ventanas de tiempo en las cuales se pueden llevar a cabo las labores de construcción, debido a limitaciones propias de los equipos que se utilizarán y a los riesgos que supone operar en zonas expuestas a la acción del mar.

Para el sitio seleccionado se utiliza el clima de ola de Los Robles, VII Región del Maule, el cual cuenta con certificación SHOA y se considera como característico de la zona centro-sur del país. El registro contiene mediciones diarias de la altura significativa, el período peak y la dirección del oleaje, tomadas con una frecuencia de una hora durante el período 2000 a 2005.

En la Figura IX, Figura X y Figura XI se muestra parte del registro de altura significativa, período peak y dirección, correspondiente al período enero-junio del año 2000.

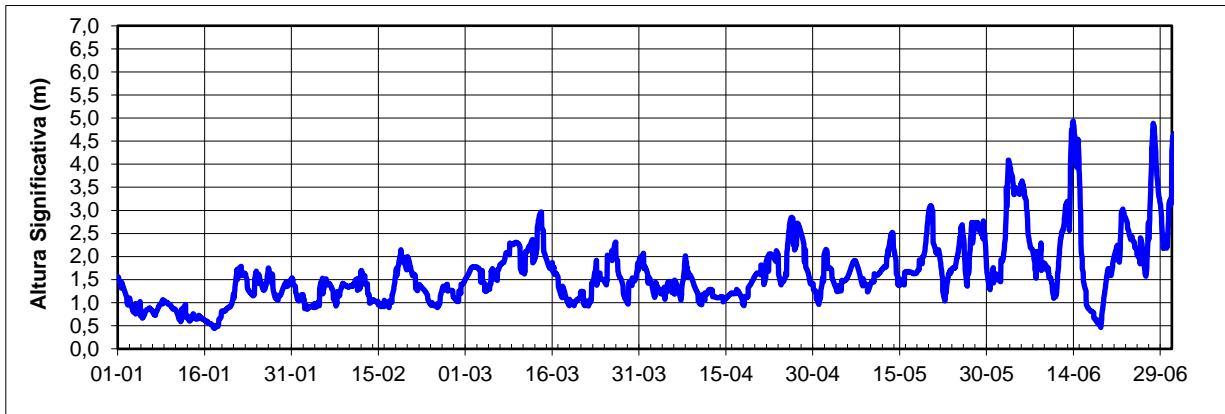


Figura IX: Altura significativa. Enero-Junio 2000.

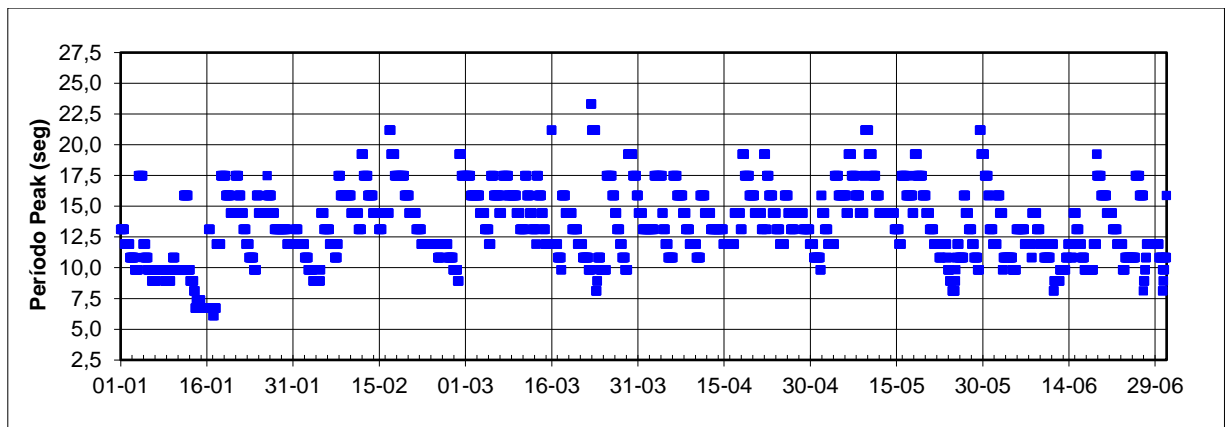


Figura X: Período peak. Enero-Junio 2000

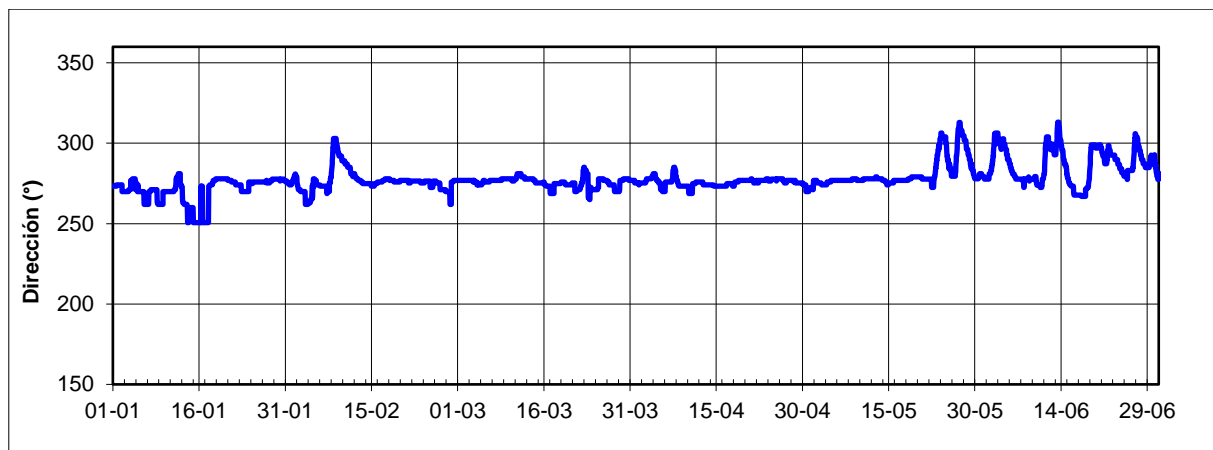


Figura XI: Dirección. Enero-Junio 2000.

A partir de los registros mencionados es posible caracterizar, en parte, el oleaje operacional del sitio, que se define como la “condición de oleaje de alta probabilidad de ocurrencia que condiciona la operación de alguna estructura o dispositivo”. En este estudio es de especial relevancia conocer la probabilidad de ocurrencia de los distintos rangos de períodos y alturas de ola, puesto que definirán si es factible o no llevar a cabo las distintas etapas constructivas en el sitio seleccionado en la tesis de referencia.

Para caracterizar el oleaje operacional, se construye la tabla de frecuencia  $H_s$  vs  $T_p$ , que muestra la distribución de altura significativa versus período peak, el histograma de frecuencia relativa y acumulada de  $H_s$ , que presenta la distribución de porcentajes de altura significativa, y la curva de probabilidad de excedencia de  $H_s$ ; estos diagramas se muestran a continuación:

Hs [m]	Tp [s]					Total	Rel %	Acum%
	0,0 - 5,0	5,0 - 10,0	10,0 - 15,0	15,0 - 20,0	20,0 - 25,0			
0,0 - 0,5	0	1648	1306	445	32	3431	1,96%	1,96%
0,5 - 1,0	0	12399	22661	4958	341	40359	23,02%	24,98%
1,0 - 1,5	0	10355	39767	9887	935	60944	34,76%	59,74%
1,5 - 2,0	0	3879	24758	8149	728	37514	21,40%	81,14%
2,0 - 2,5	0	1989	11193	4709	166	18057	10,30%	91,44%
2,5 - 3,0	0	961	5251	2043	35	8290	4,73%	96,16%
3,0 - 3,5	0	339	2500	845	22	3706	2,11%	98,28%
3,5 - 4,0	0	26	1239	415	5	1685	0,96%	99,24%
4,0 - 4,5	0	1	476	187	4	668	0,38%	99,62%
4,5 - 5,0	0	0	251	81	2	334	0,19%	99,81%
5,0 - 5,5	0	0	134	41	0	175	0,10%	99,91%
5,5 - 6,0	0	0	15	65	0	80	0,05%	99,96%
6,0 - 6,5	0	0	17	20	0	37	0,02%	99,98%
6,5 - 7,0	0	0	17	11	0	28	0,02%	99,99%
7,0 - 7,5	0	0	12	0	0	12	0,01%	100,00%
7,5 - 8,0	0	0	0	0	0	0	0,00%	100,00%
8,0 - 8,5	0	0	0	0	0	0	0,00%	100,00%
8,5 - 9,0	0	0	0	0	0	0	0,00%	100,00%
9,0 - 9,5	0	0	0	0	0	0	0,00%	100,00%
<b>Total</b>	0	31597	109597	31856	2270	175320		
<b>R%</b>	0,0%	18,0%	62,5%	18,2%	1,3%			
<b>Ac%</b>	0,0%	18,0%	80,5%	98,7%	100,0%			

Tabla 1: Tabla de distribución Hs vs Tp, período 2000-2005.

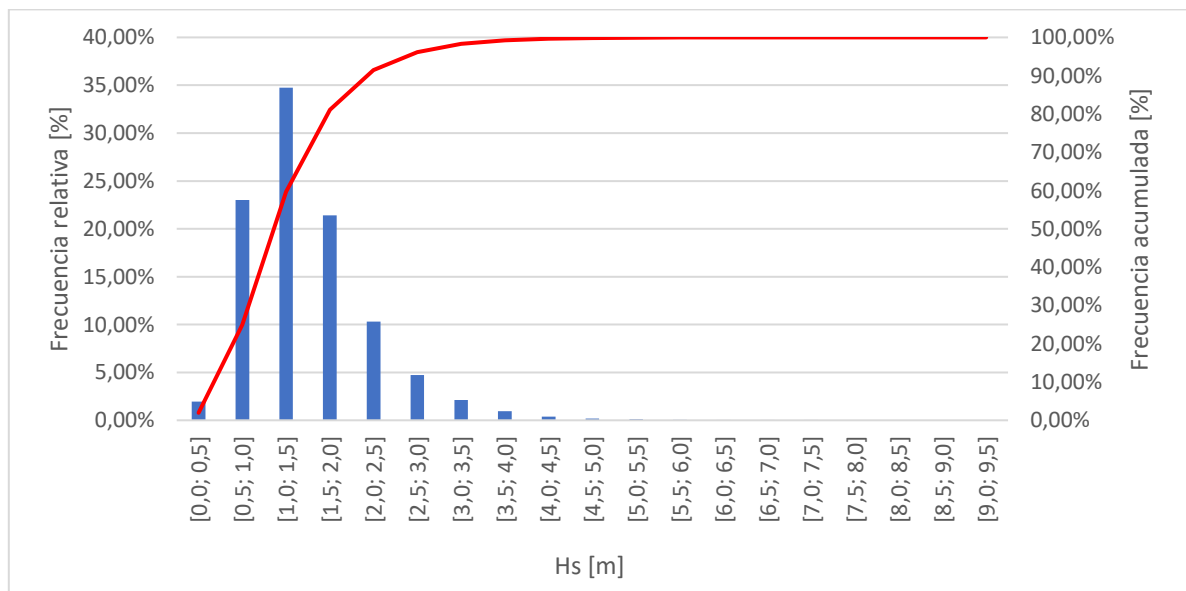


Figura XII: Histograma de frecuencia relativa y acumulada de la altura significativa Hs.

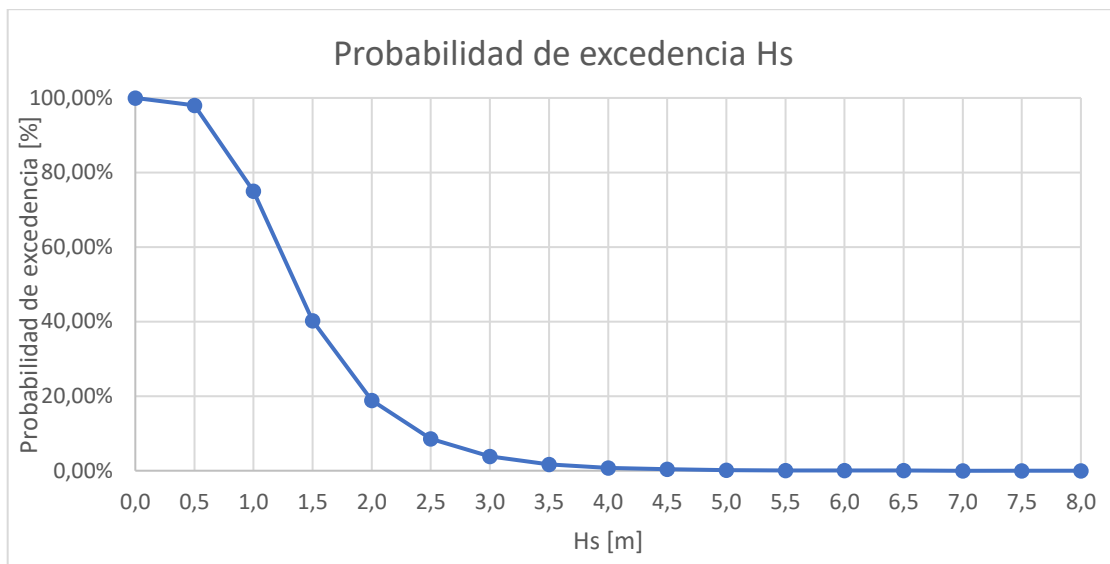


Figura XIII: Curva de probabilidad de excedencia Hs, período 2000-2005.

En la información presentada en los diagramas se observa que:

- El rango de altura significativa de oleaje de mayor frecuencia se encuentra entre 1,0 y 2,5 m (66,46%).
- El rango de período peak de mayor frecuencia se encuentra entre 10 y 15 segundos (62,5%).
- La probabilidad de exceder los 2,0 m de altura significativa es menor al 20% (18,86%).

Por lo tanto, considerando como valores límite de altura significativa de ola 1,5 m para el transporte y fondeo de cajones y 2,0 m para el dragado y vertido de escollera, es posible, a priori, llevar a cabo la construcción de la central en el punto de estudio, sin embargo, es necesario realizar un análisis mensual y estacional del registro para visualizar en qué período es más favorable llevar a cabo los trabajos y determinar si existen ventanas temporales que permitan realizarlos en un plazo prudente. En la Tabla 2 y en la Figura XIV se muestran, respectivamente, los parámetros promedio por estación y la variación mensual de la altura significativa; los valores corresponden a la serie de datos 2000 a 2005.

Parámetros	Dic-Feb	Mar-May	Jun-Ago	Ago-Nov
Hs prom [m]	1,29	1,59	1,83	1,55
Hs mín [m]	0,37	0,17	0,19	0,13
Hs máx [m]	5,25	5,62	5,86	5,45
Tp prom [s]	12,95	13,69	12,65	12,75
Dm [°]	274,38	277,65	281,52	276,87

Tabla 2: Parámetros promedio por estación.



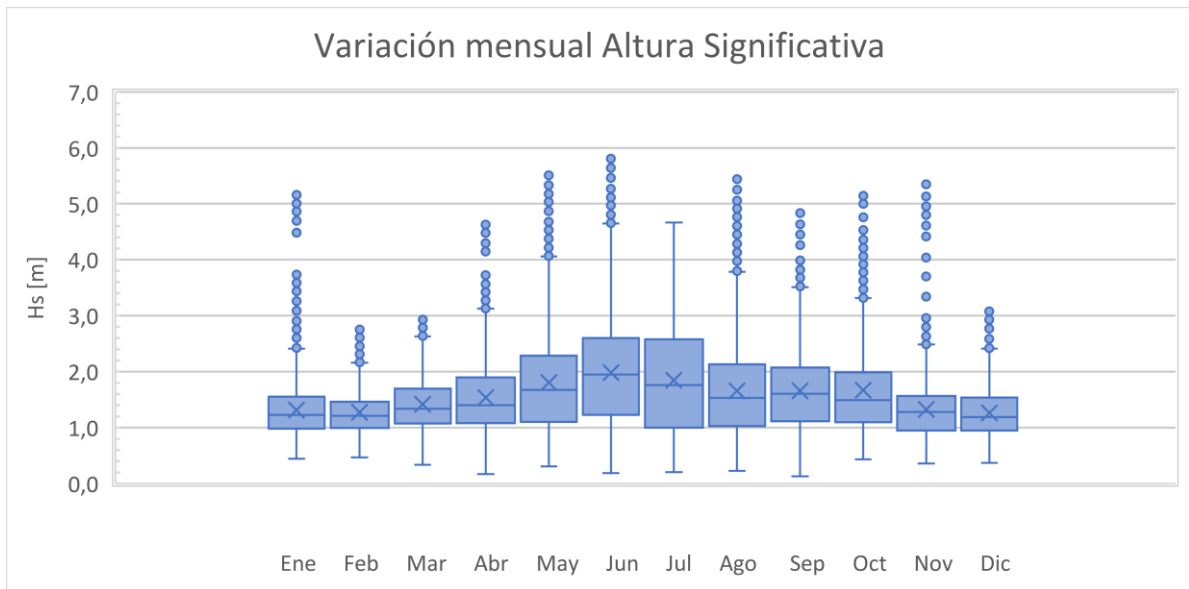


Figura XIV: Gráfico de variación mensual de altura significativa. Período 2000-2005.

En estas gráficas se observa que el período más conveniente para llevar a cabo los trabajos con limitaciones asociadas al clima de ola corresponde a los meses de primavera y verano, siendo el período comprendido entre los meses de noviembre y marzo el más atractivo para desarrollar los trabajos, puesto que la altura significativa y la variabilidad esperada es menor en comparación al resto de los meses.

Respecto a los niveles principales de marea, se utilizan los valores de la Región de Valparaíso para el año 2009, los cuales se muestran en la Tabla 3.

Nivel	Altura [m N.R.S.]
Pleamar máxima	+1,97
Nivel medio del mar	+0,91
Bajamar mínima	+0,09
Nivel de Reducción de Sondas (NRS)	0,00

Tabla 3: Niveles de marea Valparaíso.

### 3.3 FACTOR DE PLANTA

El factor de planta, correspondiente a la razón entre la potencia generada y la potencia instalada, es determinante a la hora de evaluar la competitividad de la inversión, puesto que permite comparar el costo del proyecto con la producción de la central durante su vida útil.

La potencia generada, correspondiente a la potencia inyectada al sistema eléctrico, es directamente dependiente de la altura significativa y del período peak de la ola, puesto que son estos parámetros los que definen el nivel de producción esperado de la central para un oleaje dado. El nivel de generación de la tecnología se obtiene a partir de la matriz de potencia, que relaciona la altura significativa y el período peak con la potencia de salida; en la Figura XV se muestra la matriz utilizada en la tesis de referencia.

**SSG Power Matrix**

Hs/T	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	8,5	9,5	10,0	10,5	11,0	11,5
0,5	99	109	119	129	139	149	159	169	189	198	208	218	228
1,0	397	437	476	516	556	595	635	675	754	794	833	873	913
1,5	893	982	1072	1161	1250	1340	1429	1518	1697	1786	1875	1965	2054
2,0	1588	1746	1905	2064	2223	2381	2540	2699	3016	3175	3334	3493	3651
2,5	2481	2729	2977	3225	3473	3751	3969	4217	4713	4961	5209	5457	5705
3,0	3572	3929	4287	4644	5001	5358	5715	6073	6787	7144	7501	7859	8216
3,5	4862	5348	5834	6321	6807	7293	7779	8265	9238	9724	10210	10696	11183
4,0	6350	6985	7620	8256	8891	9526	10161	10796	12066	12701	13336	13971	14606
4,5	8037	8841	9645	10448	11252	12056	12860	13663	15271	16074	16878	17682	18486
5,0	9923	10915	11907	12889	13892	14884	15876	16868	18853	19845	20000	20000	20000
5,5	12006	13207	14407	15608	16809	18009	19210	20000	20000	20000	20000	20000	20000
6,0	14288	15717	17146	18575	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
6,5	16769	18446	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
7,0	19448	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
7,5	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
8,0	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000

*Figura XV: Matriz de poder tecnología SSG.*

Esta matriz corresponde al modelo On-Shore de la tecnología SSG, y muestra la potencia generada (en KW) para distintas alturas de ola (en metros) y para distintos períodos (en segundos). La central representada está compuesta por 20 módulos de captación de 25 m de largo (500 m en total), cada uno de los cuales alberga un generador de 1 MW, generando un potencia máxima de 20 MW.

Según se determinó en la tesis de referencia, el factor de planta promedio anual es del 25% para el sector “Centro”. Si bien en la Tabla 4 se observa que el promedio para dicho sector es del 22%, este valor fue corregido debido a que el sitio seleccionado para el emplazamiento de la central tiene una mayor exposición al oleaje que el punto donde se obtuvieron los registros del clima de ola.



Considerando como antecedente la gráfica presentada en la Figura XVI, el factor de planta que se utilizará en este trabajo será del 35%. La razón de este incremento es que en la gráfica se observa que en la zona costera hay un incremento significativo en el potencial de generación.

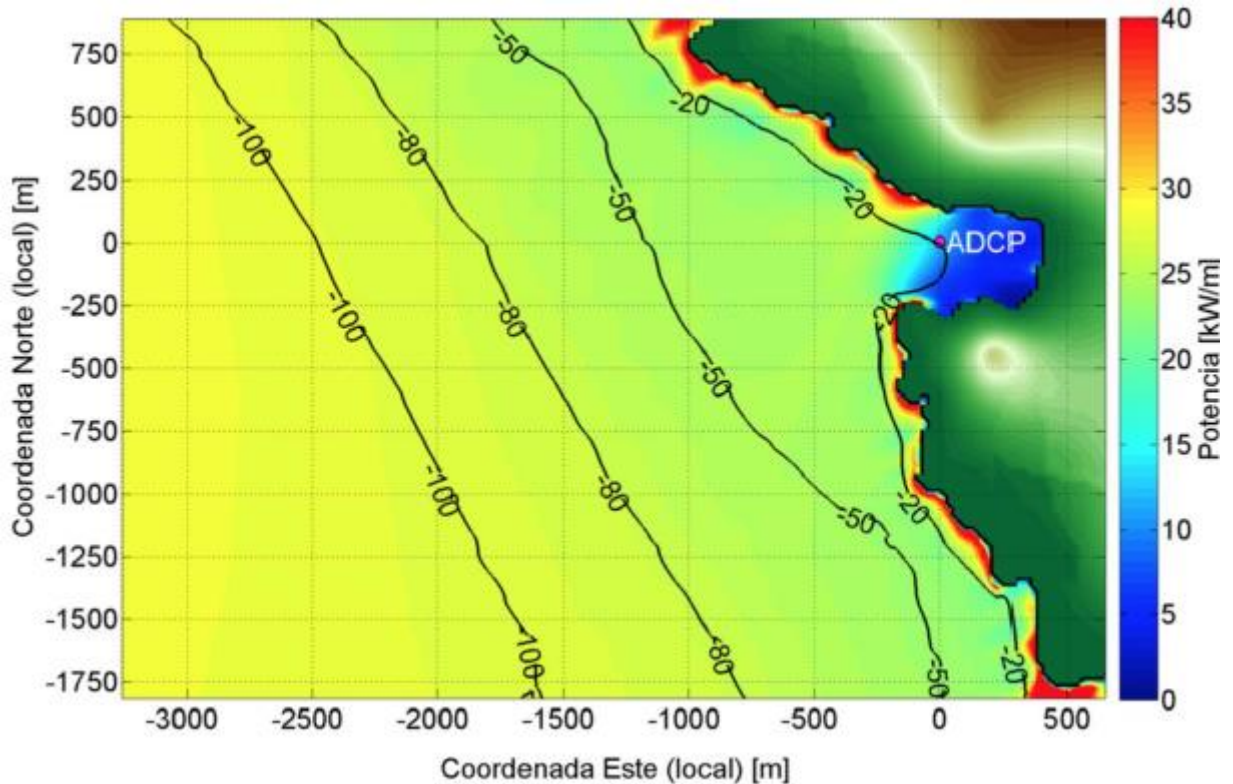


Figura XVI: Potencia estimada sector Punta Curaumilla. Fuente: INH.

Mes	FC Norte	FC Centro	FC Centro Sur
Enero	14%	22%	8%
Febrero	13%	17%	8%
Marzo	15%	18%	10%
Abril	13%	25%	13%
Mayo	13%	16%	12%
Junio	14%	23%	22%
Julio	13%	28%	19%
Agosto	13%	27%	14%
Septiembre	13%	23%	14%
Octubre	13%	22%	17%
Noviembre	14%	22%	8%
Diciembre	12%	19%	8%
<b>Anual</b>	<b>13%</b>	<b>22%</b>	<b>13%</b>

Tabla 4: FC promedio SSG. Fuente: A. Vergaray (2008).

## 4 DISEÑO DE LA CENTRAL

---

La planta a diseñar está conformada por 20 módulos de hormigón armado de 25 m de largo, cada uno de los cuales alberga un generador de 1 MW. La planta se emplazará en la costa de Laguna Verde, V Región de Valparaíso, en las cercanías de la playa Las Docas.

Longitud	500 m
N° de módulos	20
Capacidad instalada	20 MW
Potencia nominal por generador	1 MW

En el diseño de la central se contemplan las siguientes obras:

- diseño de los módulos;
- dragados y excavaciones;
- banqueta de cimentación;
- explanada;

Además, para el cálculo del presupuesto del proyecto, se consideran las siguientes instalaciones, fundamentales para el funcionamiento y operación. Estas no serán diseñadas.

- camino de acceso;
- generadores;
- caseta para control de acceso;
- edificio de control/eléctrico;
- bodega/taller;
- subestación de salida;
- edificaciones (caseta para el control de acceso, edificio de control/eléctrico, bodega/taller y subestación de salida);
- línea de alta tensión para conexión con subestación de llegada.

Para materializar el anteproyecto de la central, se modelará el sitio específico de emplazamiento, para luego diseñar a nivel conceptual los módulos y el resto de las obras mencionadas anteriormente, y evaluar alternativas de construcción y montaje. En la Figura XVII se presenta el diagrama de flujo considerado para la construcción de la central, basado en los apuntes “Hydraulic Structures – Caissons v. 2016” de M.Z. Voorent, W.F. Molenaar & K.G. Bezuyen. A pesar de que en el diagrama se muestra una secuencia de actividades, algunas de estas pueden ser desarrolladas de forma simultánea, como es el caso de la preparación del terreno, la fabricación de cajones y parte de las obras adicionales (construcción del camino de acceso y de la línea de transmisión).

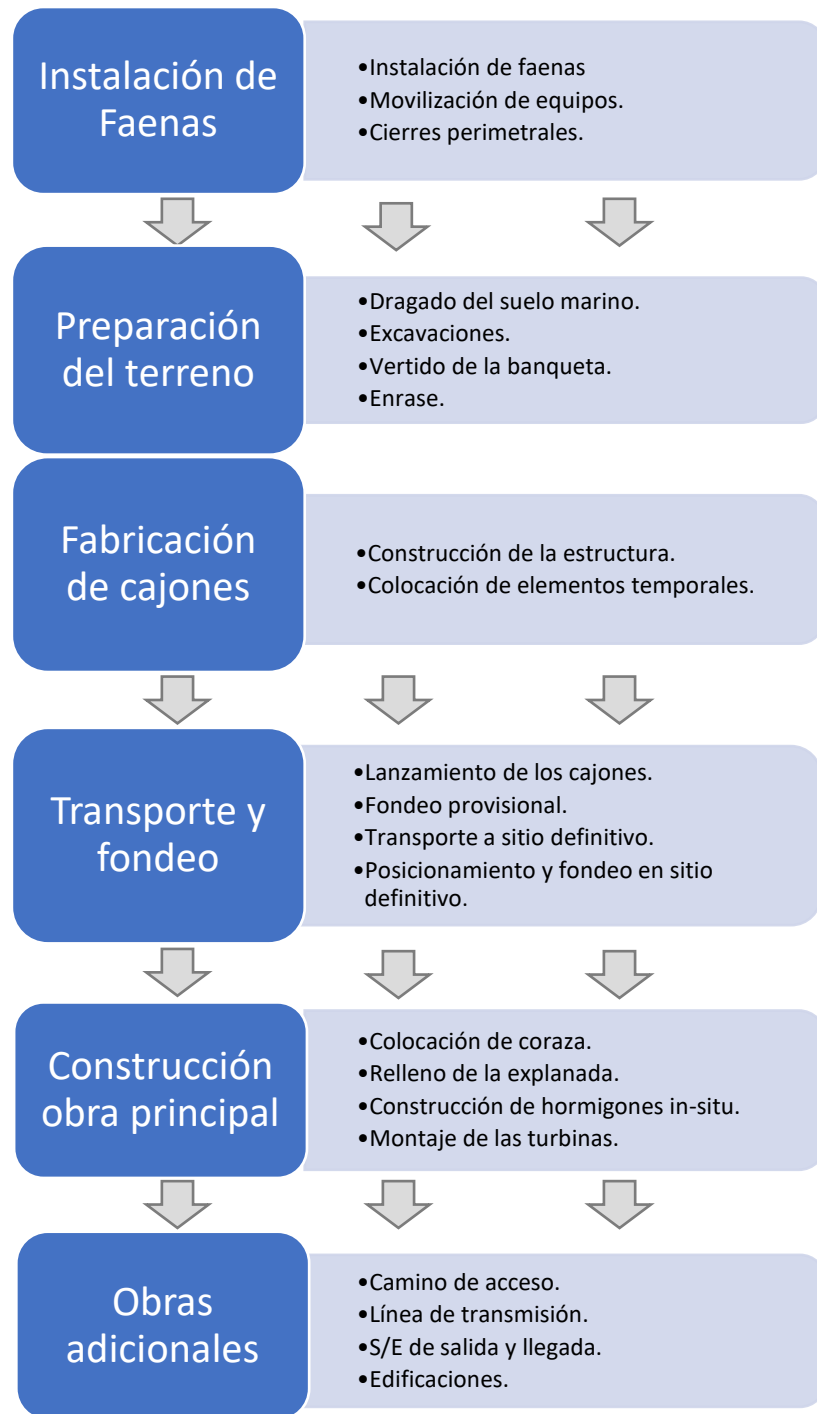


Figura XVII: Diagrama de flujo construcción de cajones. Fuente: elaboración propia, basado en apuntes "Hydraulic Structures - Caissons" (M.Z. Voorent, W.F. Molenaar & K.G. Bezuyen)

## 4.1 MODELAMIENTO DEL SITIO

Para modelar el terreno donde se emplazarán los módulos, se utiliza la información disponible en los diversos sitios de información geográfica disponibles en la web.

En primera instancia, se extraen las curvas de nivel desde el sitio web cadmapper, que utiliza los servicios de Google Earth para este fin, generando un archivo “.dxf” con la información del terreno. Las curvas se obtienen cada 5 metros.

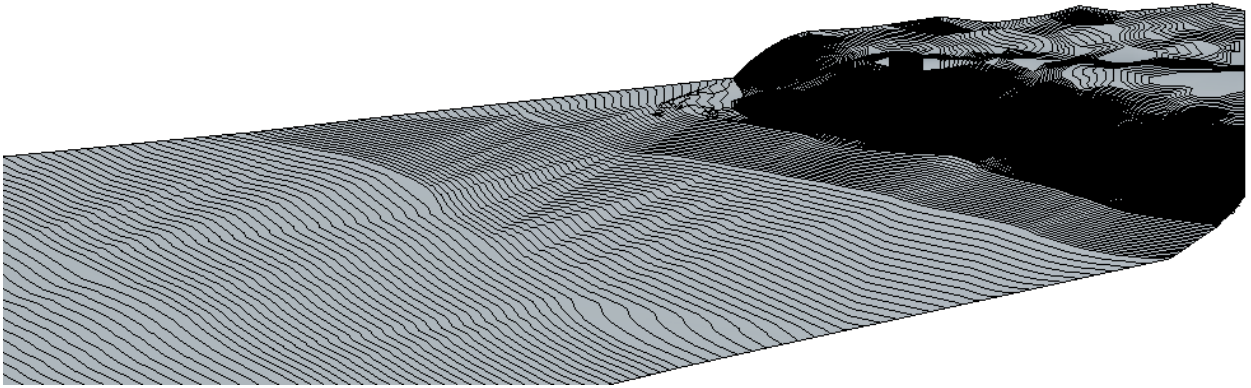
Por otro lado, como se mencionó anteriormente, la batimetría se obtiene a partir de la información disponible del proyecto “Catastro del recurso energético asociado a oleaje para el apoyo a la evaluación de proyecto de generación Undimotriz”. Las curvas se grafican en Autocad usando como base la imagen presentada en la Figura VIII y el sistema de geolocalización del programa, que utiliza los servicios de Microsoft Bing Maps. La batimetría será de utilidad a la hora de definir el posicionamiento de los módulos, las condiciones para el montaje y los volúmenes de movimiento de tierras.

En la Figura XVIII, se muestran en amarillo las curvas de nivel y en blanco la batimetría del sitio.



*Figura XVIII: Curvas de nivel y batimetría.*

Con la batimetría y las curvas de nivel unidas en un mismo archivo, se realiza un modelo tridimensional del terreno utilizando el software Revit. Este modelo se presenta en la Figura XIX.



*Figura XIX: Modelo tridimensional del sitio.*





Dado que las estructuras tienen un largo de 25 m en el sentido longitudinal, se dispondrán vigas y columnas en los tercios para dar soporte a las losas. En la Figura XXI y Figura XXII se muestran, respectivamente, la sección transversal propuesta para el dispositivo SSG y el modelo tridimensional.

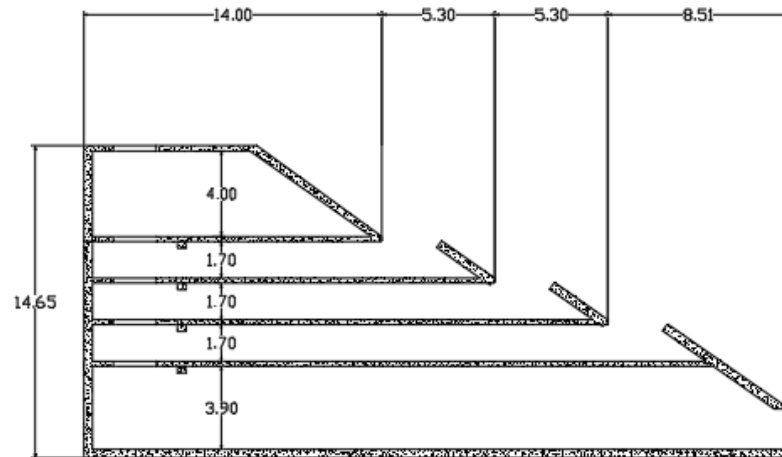


Figura XXI: Sección transversal dispositivo SSG.

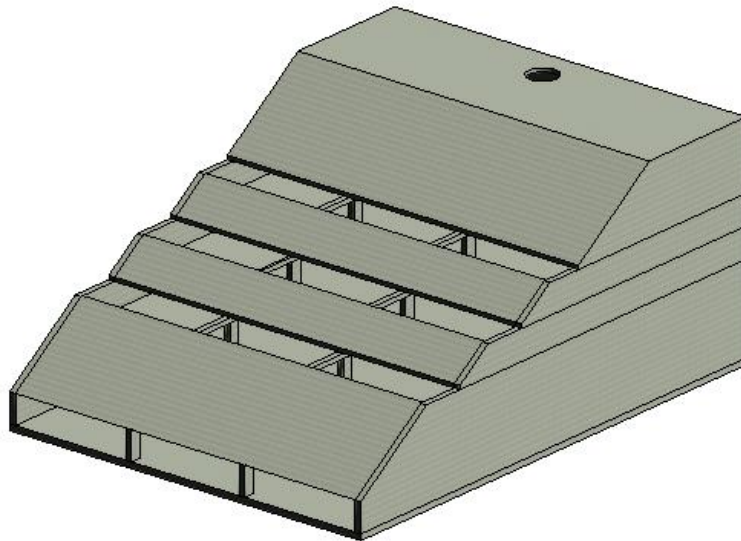


Figura XXII: Modelo tridimensional módulo SSG.

Respecto a la materialidad de los cajones, el hormigón a utilizar debe ser capaz de tener un buen desempeño ante la severidad de las condiciones a las que estará expuesto, de modo que se asegure la durabilidad durante la vida útil de la central, que será de 30 años. Debido a que la estructura está diseñada para aprovechar el run-up de la ola, esta se verá sometida a la acción constante del oleaje y a cambios en los niveles de marea, por lo que el grado de exposición a cloruros es muy severo

(grado C2-C de la norma NCh170:2016, ver Figura XXIII); en consecuencia, el hormigón a utilizar debe ser de baja permeabilidad para así evitar ataques químicos. Según los requerimientos de la norma chilena, la resistencia especificada para el grado de exposición C2-C debe ser al menos G35, con una dosis mínima de cemento de 360 kg/m<sup>3</sup> y/o una profundidad de penetración de agua menor a 20 mm.

Tabla 9 – Requisitos del hormigón según grado de exposición

Grado de exposición	Mínimo grado de resistencia especificado MPa	Dosis mínima de cemento kg/m <sup>3</sup>	Profundidad de penetración de agua, según NCh2262 mm
C0	G17	-	-
C1	G17	270	s; 50
C2-A	G20	300	s; 40
C2-B	G25	330	s; 30
C2-C	G35	360	s; 20

NOTA 1 Para el grado de exposición C0 la dosis mínima de cemento es la establecida en 6.2.4.  
 NOTA 2 Para los grados de exposición C1, C2-A, C2-B y C2-C se debe cumplir con el mínimo grado de resistencia especificada y con uno de los siguientes requisitos: dosis mínima de cemento o profundidad de penetración de agua.  
 NOTA 3 El proyectista estructural puede disminuir en 5 MPa el mínimo grado de resistencia indicado en esta tabla cuando se haya especificado la profundidad de penetración de agua en lugar de la dosis mínima de cemento. En todo caso, el mínimo grado de resistencia debe ser 2: G17.

Figura XXIII: Requisitos exposición a cloruros. Fuente: NCh170:2016.

Además de los requisitos de resistencia y dosis mínima de cemento, en hormigones marítimos es conveniente utilizar aditivos como micro o nano sílice para reducir la permeabilidad, de modo de disminuir la penetración de cloruros y, con ello, sus efectos negativos sobre el hormigón (corrosión del refuerzo, pérdida de adherencia hormigón-refuerzo y delaminación del hormigón). Adicionalmente al uso de micro o nano sílice, el uso de macro fibras de polipropileno mejora aún más el desempeño del hormigón marítimo, puesto que impide la propagación de fisuras en las cuales pueda producirse infiltración. Este tema es abordado en detalle en la memoria “Estudio del efecto de la incorporación de macrofibras de polipropileno” (Elorza K., 2015).

## Corrosion In Steel

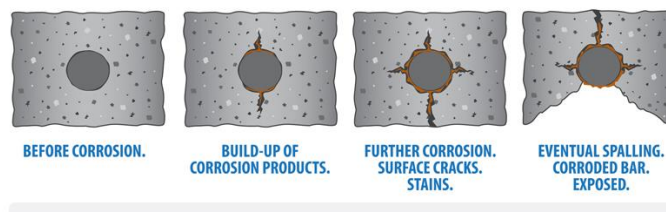


Figura XXIV: Ciclo de corrosión de barras de refuerzo. Fuente: [www.tuf-bar.com/causes-corrosion-steel-how-avoid-them/](http://www.tuf-bar.com/causes-corrosion-steel-how-avoid-them/)



A modo de referencia, el hormigón especificado para la construcción de la planta OWC en Motrico, España, fue un H35/P/20/IIIc+Qb (según la Instrucción Española del Hormigón Estructural, norma EHE), es decir, un hormigón con una resistencia de 35 MPa (H35), con tamaño máximo de árido de 20 mm (20), consistencia plástica (P), expuesto a agua de mar en zona de carrera de mareas y en zonas de salpicadura (IIIc+Qb). Por lo tanto, teniendo en cuenta este antecedente junto con los requisitos de la norma chilena y los beneficios que brinda el uso de fibras, se considerará que el hormigón especificado para la construcción de los módulos será un G40 con adición de micro sílice y macro fibras de polipropileno.

En cuanto a la cuantía de acero, se considerarán 100 kg de enfierradura por cada metro cúbico de hormigón. En la Tabla 5 se muestran las cantidades de hormigón y acero a utilizar.

Cubicación módulos	
Por módulos	
<b>Hormigón [m3]</b>	1.550
$\gamma_c$ [kgf/m3]	2.400
Pc [tonf]	3.719
<b>Enfierradura [kg]</b>	154.974
Total	
<b>Hormigón [m3]</b>	3.099.479
<b>Enfierradura [m3]</b>	30.995

Tabla 5: Cubicación de módulos.

### 4.3 FABRICACIÓN DE MÓDULOS

Como se mencionó anteriormente, los módulos que conformarán la central serán prefabricados en las cercanías del lugar de emplazamiento, pudiendo ser íntegramente prefabricados o prefabricados y hormigonados in-situ. Es fundamental que el lugar donde se fabriquen los módulos proporcione las condiciones adecuadas para realizar las faenas de forma segura y continua, y que sea de fácil acceso para suministrar materiales y equipos.

La finalidad de prefabricar los cajones es evitar problemas asociados al hormigonado in situ de estructuras sumergidas, tales como la necesidad de emplear técnicas complejas y laboriosas de construcción y la variabilidad temporal producida por la dependencia de las condiciones climáticas. La construcción in situ de estructuras sumergidas de este tipo usualmente requiere crear un ambiente seco para llevar a cabo los trabajos, lo que implica cerrar herméticamente las áreas de trabajo y drenar el agua que quede en el interior; algunas formas de crear un ambiente seco es utilizar moldajes capaces de resistir las presiones y mantener el agua fuera de su interior, o bien construir ataguías temporales que provean protección contra el oleaje. Para este trabajo en particular ninguna de estas alternativas es adecuada, puesto que el oleaje de la zona impediría emplear la primera opción debido al riesgo de inundación y a las grandes presiones que deberán soportar las paredes de los moldajes, y haría inviable económicamente emplear la segunda, puesto que sería necesario construir un rompeolas temporal para resguardar la construcción de la central, lo que incrementaría considerablemente los costos del proyecto; es por ello que la prefabricación resulta la opción más viable.

Uno de los aspectos más importantes a considerar a la hora de definir la forma en la que se fabricarán los módulos es la selección del método constructivo. En este sentido, debido a la alta exposición al oleaje del sitio seleccionado, es deseable reducir al mínimo las actividades asociadas al transporte y montaje de las estructuras, ya que las ventanas de tiempo disponibles para llevar a cabo los trabajos son acotadas; esto último implica que se debe reducir la cantidad de piezas que conformará cada módulo. Teniendo en cuenta lo anterior, se descarta realizar un diseño para el montaje desde tierra, ya que el peso de los módulos (cerca de 3700 toneladas cada uno) hace necesario dividir la estructura en varias piezas que puedan ser manejables en tamaño y peso por una grúa terrestre; esto extendería los trabajos debido a la espera de condiciones climáticas aptas para realizar las maniobras y conexiones de forma segura, por lo tanto, se optará por diseñar las estructuras como cajones flotantes.

La principal ventaja de diseñar las estructuras como cajones flotantes es que estos se construyen en un ambiente controlado, lo que tiene como principales beneficios asegurar la calidad requerida del hormigón y disminuir los costos y plazos en comparación a la construcción in-situ. Para que sea factible llevar a cabo este método constructivo, la estructura debe ser capaz de flotar y, además, tener un calado acorde a las restricciones del proyecto.



*Figura XXV: Cajones flotantes. Fuente: Aomi Construction Co., Ltd.*

La fabricación de cajones flotantes suele realizarse en diques secos, diques flotantes o en cajoneras, lo que permite llevar a cabo los trabajos en un área seca y de forma más controlada respecto a la construcción in situ de obras sumergidas. Ya sea en diques secos o diques flotantes, los cajones se construyen desde la losa basal hacia arriba, utilizando moldajes deslizantes para el posterior hormigonado de los muros. Una vez finaliza la fabricación de los cajones, según sea el caso, se inunda el dique seco o se sumerge el dique flotante, con el fin de dejar flotando la estructura para posteriormente transportarla al lugar deseado.



*Figura XXVI: Fabricación de cajones en dique flotante. Fuente: J. P. Pantouvakis & A. Panas (2013).*

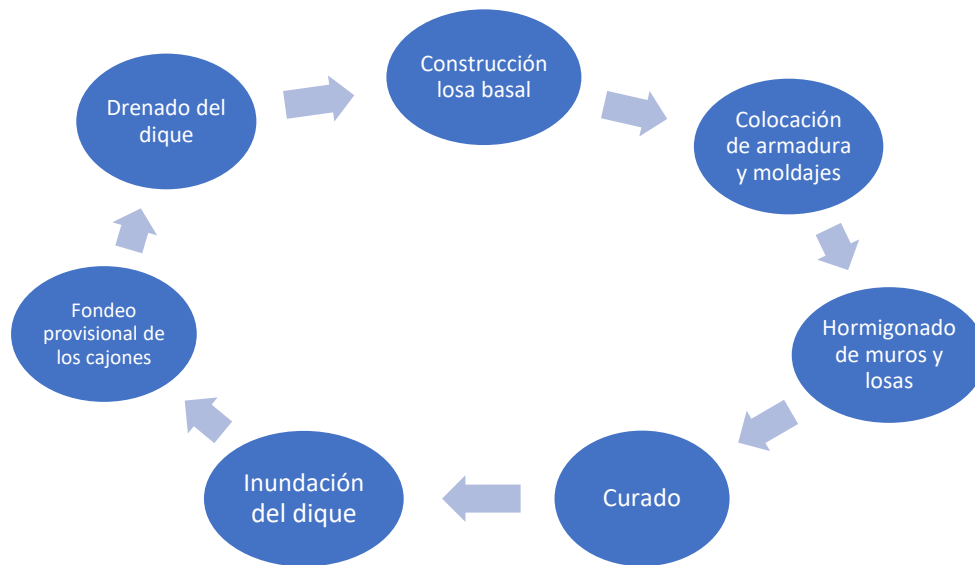


Figura XXVII: Fabricación de cajones con cajonera flotante “Kugira”. Fuente: Acciona

En este caso particular, dado que la geometría de los módulos es especial, se descarta el uso de moldajes deslizantes, puesto que la forma es irregular y existen losas intermedias. Además, es necesario colocar tapas herméticas en la descarga y en los captadores de agua, para que sea capaz de flotar, y flotadores para estabilizar la estructura. En la Tabla 6 se muestran las áreas necesarias para cubrir las aberturas de cada cajón; se considera que las tapas serán de acero, con un peso específico de  $100 \text{ kgf/m}^2$ .

Tapas	
$\gamma_s$ [ $\text{kgf/m}^2$ ]	100
Tapa descarga [ $\text{m}^2$ ]	45,98
Tapa reservorio 1 [ $\text{m}^2$ ]	67,78
Tapa reservorio 2 [ $\text{m}^2$ ]	67,78
Tapa superior [ $\text{m}^2$ ]	396,90
<b>Área total [<math>\text{m}^2</math>]</b>	<b>578,43</b>

Tabla 6: Áreas a cubrir con tapas.



*Figura XXVIII: Ciclo de fabricación de cajones.*

El sitio seleccionado para la ubicación de la central no cuenta con este tipo de infraestructura, por lo que es necesario construir un dique seco, o bien, arrendar un dique flotante o cajonera apta para construir los módulos inferiores de las estructuras, teniendo esta última alternativa un elevado costo. Las opciones consideradas son las siguientes:

- Construir un dique seco en las proximidades de la Central Termoeléctrica Laguna.
- Movilizar el dique flotante “Valparaíso II” a la costa de Laguna Verde.

En cualquier caso, la construcción de un dique seco o la movilización de un dique flotante a la costa de Laguna Verde, además de permitir construir los módulos que conformarán la central de generación con tecnología SSG, podrá ser utilizado para la construcción y mantenimiento de embarcaciones. En el caso particular del dique flotante Valparaíso III, la movilización al lugar propuesto tiene como principal beneficio despejar el área que se encuentra ocupando en el Puerto de Valparaíso.

En este trabajo, se considera que la construcción de los módulos inferiores se realiza en un hipotético dique seco ubicado en Laguna Verde, cuyas dimensiones y capacidad permitan construir al menos dos cajones a la vez; a modo de referencia, el dique seco tendrá las características del “Dique Seco N°2” de los astilleros de Asmar en Talcahuano. Las dimensiones y capacidad permiten construir hasta 5 módulos a la vez.

Características Dique Seco N°2	
Eslora máxima útil	245,0 m
Manga útil	33,4 m
Máximo calado de varada	9,0 m
Máxima capacidad	96.000 ton

Tabla 7: Características dique seco. Fuente: Asmar.

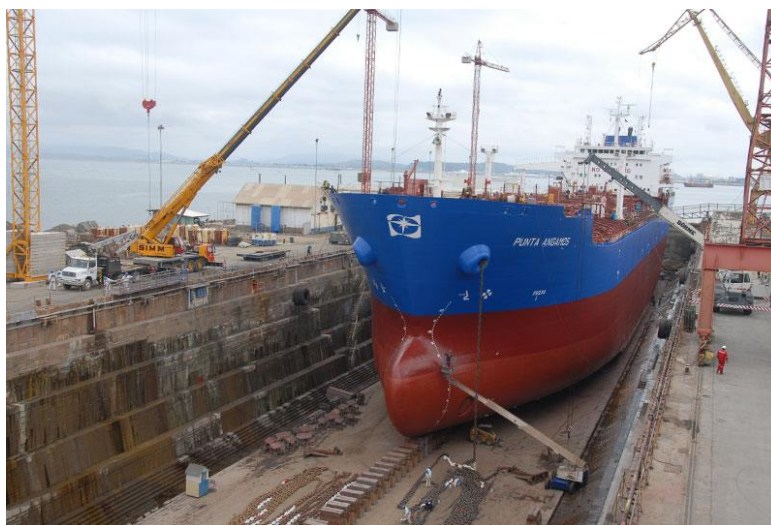


Figura XXIX: Dique seco N°2. Fuente: ASMAR.

La prefabricación de los módulos en el dique seco no tiene restricciones asociadas a la acción del oleaje como sí la tienen las obras de dragado, excavación, vertido, transporte y fondeo, puesto que se realizan en una zona abrigada. Por lo tanto, esta etapa puede ser realizada en cualquier estación del año.

En resumen, los cajones serán fabricados en un dique seco ubicado en las cercanías de la ex central termoeléctrica Laguna Verde, siendo construidos cinco cajones a la vez. Una vez finaliza la construcción, se colocan los elementos temporales a cada uno de ellos (tapas y flotadores) y se transportan a un sitio de fondeo provisorio, donde estarán a la espera de que se den las condiciones climáticas para ser transportados al lugar de emplazamiento definitivo; mientras esto ocurre, se continúan fabricando módulos en el dique seco.

Cubicación de materiales: Fabricación de módulos			
Descripción	[ud]	Por cajón [ud]	Total [ud]
Hormigón G40	m3	30.994,8	619.896
Enfierradura	kg	3.099.478,9	61.989.577
Tapas de acero	kg	578433,8	5.784.338

Tabla 8: Cubicación fabricación de módulos.

### 4.3.1 DESPIECE

El principal aspecto a tener en cuenta para realizar el despiece de las estructuras es el calado, que corresponde a la altura sumergida de los módulos cuando estos se encuentran flotando, ya que debe ser posible transportarlos desde el lugar de fabricación hasta el lugar de montaje, y posicionarlos y fondearlos de forma segura en el lugar de emplazamiento definitivo.

Considerando lo anterior, el despiece definido debe ser tal que se cumplan las siguientes condiciones:

- la zona de descarga se debe encontrar totalmente sumergida para el nivel de marea “NMM”, de modo que se eviten sobre presiones inducidas por el oleaje;
- cuando el cajón se encuentre flotando, el calado debe ser tal que la distancia libre entre la base del cajón y la cota superior de la banqueta sea de al menos 1 metro para el nivel de marea “Bajamar”, con el fin de poder realizar las maniobras de posicionamiento y fondeo con seguridad; y,
- una vez el cajón se encuentre fondeado, al menos los dos reservorios superiores deben encontrarse sobre el nivel de marea “Pleamar”.

Por lo tanto, para cumplir la primera y la tercera condición, la altura sumergida del cajón fondeado en el lugar definitivo debe ser mayor o igual a 4,30 metros en NMM y menor o igual a 6,25 metros en Pleamar. Esto último implica que, para cumplir la segunda condición, el calado máximo debe ser menor o igual a 3,37 m.

Altura sumergida	0 N.R.S.	Bajamar [0,09 m N.R.S.]	NMM [0,91 m N.R.S.]	Pleamar [1,97 m N.R.S.]
H mín [m]	3,39	3,48	<b>4,30</b>	5,36
H máx [m]	4,28	4,37	5,19	<b>6,25</b>

Tabla 9: Altura sumergida bajo distintos niveles de marea.

Como primera aproximación se calculará el calado de un cajón convencional del mismo peso y con la misma base. Si bien este supuesto es impreciso debido a que el centro de gravedad del módulo se encuentra desplazado respecto al centro geométrico de la estructura, produciendo que la losa basal se encuentre inclinada respecto al plano de flotación, esto permite obtener un orden de magnitud que servirá para determinar si será necesario dividir el módulo o bien añadir elementos de asistencia para disminuir el calado. El calado del cajón se obtiene para la condición de equilibrio aplicando el principio de Arquímedes, según la siguiente ecuación:

$$E = W \Rightarrow \frac{\gamma_{\text{hormigón}}}{\gamma_w} = \frac{V_{\text{sumergido}}}{V_{\text{hormigón}}}$$



$$\Rightarrow \text{Calado} = V_{\text{sumergido}}/A_{\text{basal}} = \frac{\left(\frac{\gamma_{\text{hormigón}}}{\gamma_w} \cdot V_{\text{hormigón}}\right)}{A_{\text{basal}}}$$

donde:

- $\gamma_w$  [kgf/m<sup>3</sup>]: peso específico del agua de mar (1025 kgf/m<sup>3</sup>).
- $\gamma_{\text{hormigón}}$  [kgf/m<sup>3</sup>]: peso específico del hormigón armado (2400 kgf/m<sup>3</sup>).
- $V_{\text{hormigón}}$  [m<sup>3</sup>]: volumen de hormigón armado del cajón (1550 m<sup>3</sup>).
- $V_{\text{sumergido}}$  [m<sup>3</sup>]: volumen sumergido del cajón (equivalente al volumen de agua desplazado).
- Calado [m]: altura sumergida del cajón.
- $A_{\text{basal}}$  [m<sup>2</sup>]: área basal del cajón.

Con ello, se obtiene que un cajón convencional de igual peso y área basal que el módulo diseñado, tendría un calado de 4,38 m, lo cual excede el calado máximo permitido, por lo tanto, con el fin de disminuirlo, se realiza el despiece presentado en la Figura XXX.

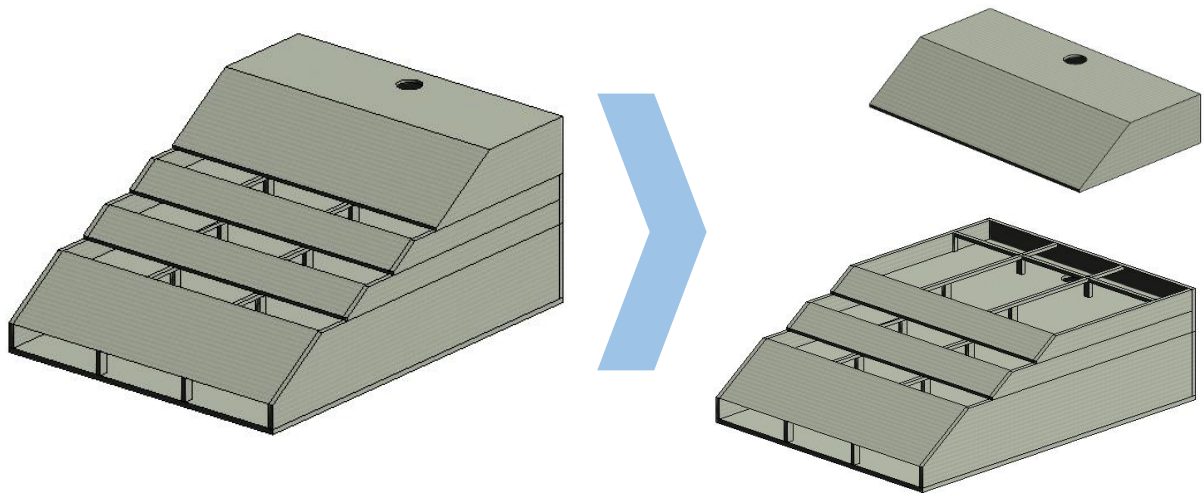


Figura XXX: Despiece de módulos.

El módulo se divide en dos partes: la parte inferior, que incluye la descarga y los tres reservorios de captación de agua, y la parte superior, que albergará el generador y será el coronamiento de la estructura. Para el despiece se considera que el módulo inferior será íntegramente prefabricado, mientras que el módulo superior podrá ser prefabricado u hormigonado in situ.



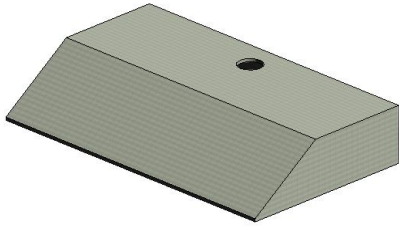


Figura XXXI: Módulo superior.

Módulo superior	
Vc [m <sup>3</sup> ]	279,7
Pc [tonf]	671,3
Xg [m]	6,18
Zg [m]	1,98

Tabla 10: Propiedades módulo superior.

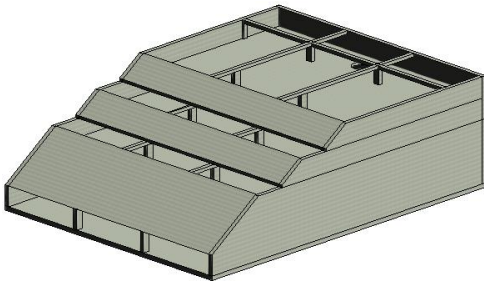


Figura XXXII: Módulo inferior.

Módulo inferior	
Vc [m <sup>3</sup> ]	1270,0
Pc [tonf]	3048,1
Xg [m]	14,74
Zg [m]	4,16

Tabla 11: Propiedades módulo inferior.

Repitiendo el procedimiento anterior se obtiene que, para un cajón convencional de igual peso y losa basal que el del módulo inferior, el calado es de 3,60 m. Si bien el valor es superior al establecido como máximo, este puede ser disminuido añadiendo elementos de asistencia a la flotación, que, además de disminuir el calado, permiten corregir la posición del módulo inferior durante la etapa de transporte. Respecto a esto último, como se mencionó anteriormente, cuando los módulos se encuentran flotando la losa basal queda inclinada respecto al plano de flotación debido a que el centro de gravedad no coincide con el centro geométrico de la estructura; este problema se puede solucionar añadiendo bolsas de aire en el muro posterior, que, al sumergirse en el agua, inducen un empuje que corrige la posición de los módulos. En la Figura XXXIII se muestra el uso de bolsas de aire para el lanzamiento de cajones de hormigón armado.



Figura XXXIII: Uso de bolsas de aire. Fuente: Qingdao Eversafe-Marine Engineering co., LTD.

El empuje de las bolsas debe ser tal que la losa basal se mantenga paralela al plano de flotación en la condición de equilibrio, por lo que debe ser capaz de contrarrestar los momentos inducidos por el peso del módulo, el empuje del volumen de fluido desplazado por este y las tapas que deben ser colocadas en las aberturas para impedir el ingreso de agua durante el transporte.

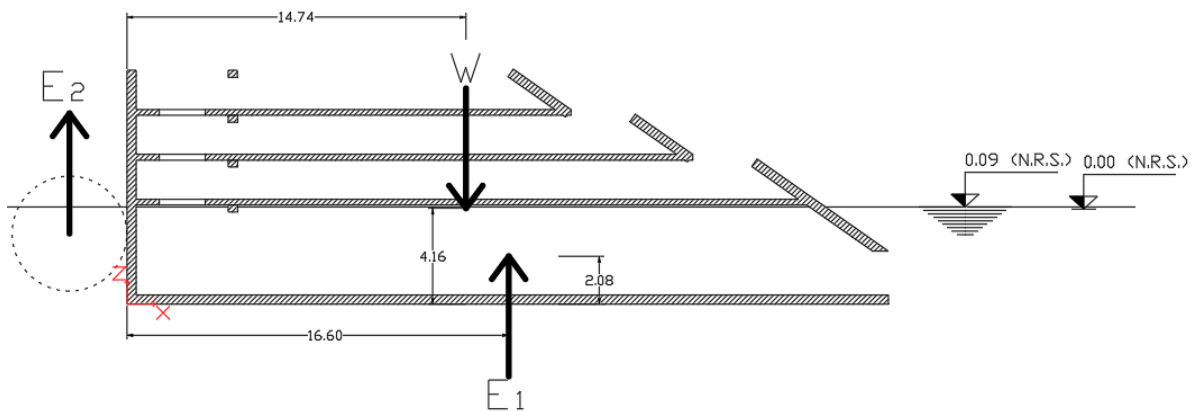


Figura XXXIV: Condición de equilibrio durante flotación, nivel de marea bajamar.

Calculando el equilibrio de momentos en torno al origen definido en la Figura XXXIV, se obtiene que el empuje que deben ejercer las bolsas de aire es de 331,1 tonf m, por lo que el volumen de aire sumergido debe ser de 323 m<sup>3</sup>. Bajo esta condición, el calado del módulo inferior es de 3,22 m, inferior al máximo permitido, por lo tanto, las opciones de despiece son las siguientes:

1. -Módulo inferior: prefabricado en una sola pieza de 3048 toneladas.  
-Módulo superior: prefabricado en una sola pieza de 671 toneladas.
2. -Módulo inferior: prefabricado en una sola pieza de 3048 toneladas.  
-Módulo superior: hormigonado in situ.

### 4.3.2 CONEXIONES

Las conexiones entre los submódulos que conforman la estructura dependen de las opciones definidas anteriormente. En el primer caso, donde ambas piezas son prefabricadas, es conveniente emplear una solución con conexiones húmedas, puesto que, debido a las condiciones naturales del sitio, el uso de conexiones secas puede ser perjudicial para la integridad de la estructura, pudiendo disminuir su vida útil respecto al horizonte de evaluación definido (30 años).

Para materializar la conexión entre el módulo inferior y superior, se propone utilizar conectores mecánicos con inyección de mortero para la unión de las barras longitudinales de las piezas. Los conectores mecánicos se encontrarán embebidos en el módulo inferior, dejando recesos en el módulo superior para luego insertar las barras que llegarán a ellos; posteriormente, se hormigonarán los recesos y se inyectará el mortero en los conectores.

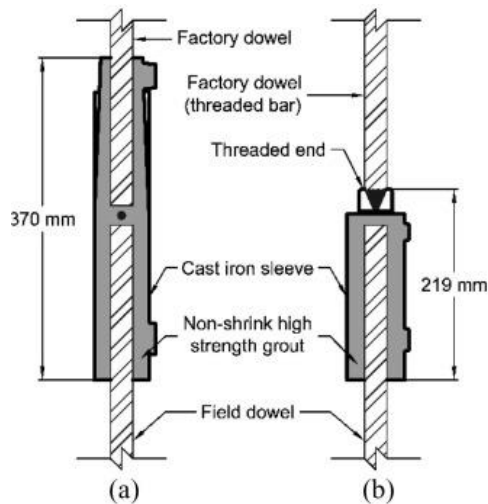


Figura XXXV: Ejemplo de conectores con inyección de mortero.

Respecto a la conexión de las losas del módulo superior con las vigas del módulo inferior, se propone dejar conectores pasados en las vigas de los módulos inferiores y agujeros en las losas del módulo superior, para luego rellenar los huecos con mortero de alta resistencia. En la Figura XXXVI se muestra el esquema que ejemplifica la conexión.

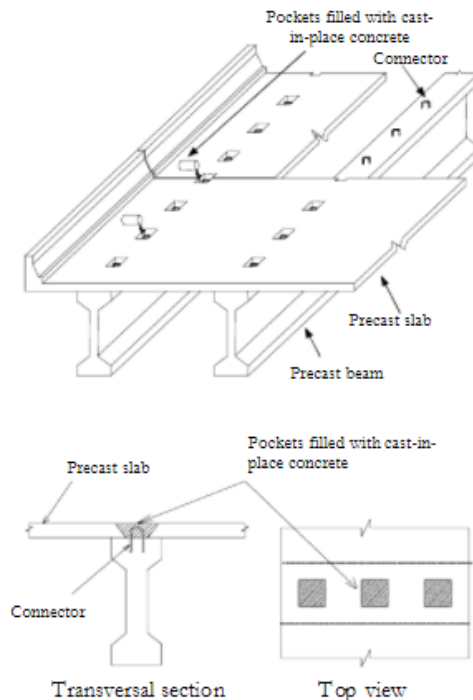


Figura XXXVI: Ejemplo de conexión viga-losa. Fuente: IBRACON Structural Journal (sept, 2005).

En cuanto a la opción de prefabricar el módulo inferior y construir in situ el módulo superior, se propone dejar pasadas las barras longitudinales de los muros y columnas para empalmar las barras de la estructura superior, y los ganchos de las vigas del módulo inferior, para asegurar la correcta adherencia entre las losas y las vigas prefabricadas.

Una alternativa a construir el módulo superior completamente in situ es emplear losas prefabricadas. Dentro de los beneficios que brinda esta solución se encuentran los siguientes:

- Disminución del tiempo de construcción en comparación a losas hormigonadas in situ.
- Aseguramiento de la calidad del material.
- Se evita la utilización de alzaprimas, el hormigón de la sobrelosa puede ser vertido sobre las losas prefabricadas.
- Se pueden adquirir a empresas de prefabricados (no hay necesidad de fabricarlas en el lugar).

La principal ventaja de construir in situ los módulos superiores es que se evitan los costos asociados al uso del dique seco o flotante (o bien, de una hipotética planta de prefabricación instalada en el sitio), al uso de equipos para el montaje de los módulos superiores y al transporte de las estructuras.

## 4.4 PREPARACIÓN DEL TERRENO

Una de las etapas más importantes en la construcción de la planta es la preparación del terreno, que incluye el dragado, excavación y colocación de la banqueta de cimentación, puesto que en ella se define el posicionamiento definitivo de los módulos, que incide directamente en la producción de energía y la capacidad que tendrá de resistir las acciones inducidas por el oleaje, y, debido a las limitaciones temporales a las que está sujeta, será determinante en la duración que tendrá el proyecto.

### 4.4.1 DRAGADO

En primera instancia, se contempla dragar el fondo marino donde se emplazará la central, esto con el fin de crear una superficie regular sobre la que será vertida la banqueta de cimentación, eliminar suelos no competentes y ahondar lo suficiente para cumplir con los requisitos de espesor de la banqueta y la distancia libre entre la base del módulo y la cota superior de esta.

Teniendo esto en cuenta, la cota de dragado se determina sumando la distancia libre mínima que debe existir entre la base del módulo y la cota superior de la banqueta de cimentación en bajamar (en este caso, igual a 1 m), el espesor de la banqueta de cimentación y el calado de los módulos. Como se determinó en el capítulo 4.3.1, el calado de los módulos es de 3,22 m, por lo tanto, considerando que la banqueta tendrá un espesor de 4 m, la cota de dragado del proyecto será -8,13 m N.R.S.

Cálculo de la cota de dragado	
Nivel de marea Bajamar	0,09 m [N.R.S.]
Distancia libre requerida (Bajamar)	1,00 m
Espesor de la banqueta	4,00 m
Calado de los módulos	3,22 m
<b>Cota de dragado</b>	<b>-8,13 m [N.R.S.]</b>

*Tabla 12: Cota de dragado.*

El cálculo del material a remover se realiza en base a la cota determinada, al área definida en planta y a la topografía y batimetría del lugar definidas en el capítulo 4.1. El área de dragado y uno de los perfiles transversales utilizados en el cálculo del volumen de dragado se presentan, respectivamente, en la Figura XXXVII y en la Figura XXXVIII.



Figura XXXVII: Área de dragado. Fuente: Elaboración propia en base a Microsoft Bing Maps.

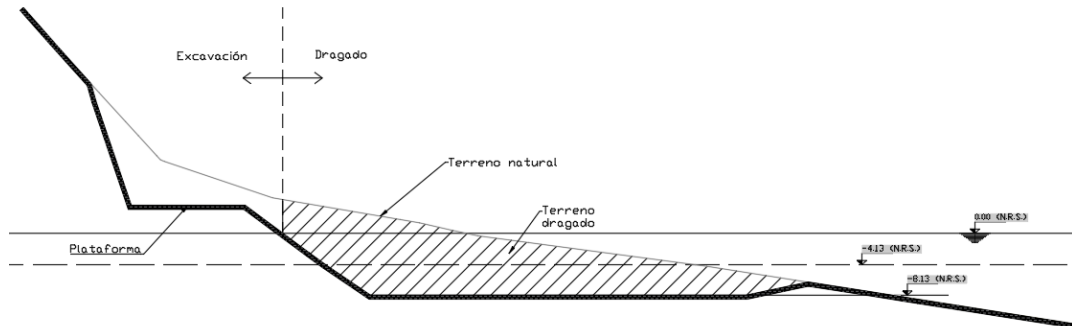


Figura XXXVIII: Perfil transversal, dragado.

Con ello, considerando un talud de dragado igual a 1:1.5, se obtuvieron los siguientes resultados:

Datos proyecto de dragado	
Cota excavación (m N.R.S.)	-8,13
Cota banquetta (m N.R.S.)	-4,13
Volumen de dragado [m3]	144.806

Tabla 13: Cubicación dragados.

#### 4.4.2 EXCAVACIONES

En cuanto a las excavaciones sobre el nivel del mar, se removerá parte del terreno tras la línea de posicionamiento de los módulos con el fin de generar una plataforma que permita realizar el vertido del material rocoso de la banqueta por medios terrestres, y extraer material rocoso para conformar la banqueta de cimentación y el relleno de la explanada. La cubicación de material excavado se realiza formando perfiles transversales obtenidos a partir de la información topográfica del sitio. En la Figura XXXIX se muestra uno de los perfiles transversales generados.

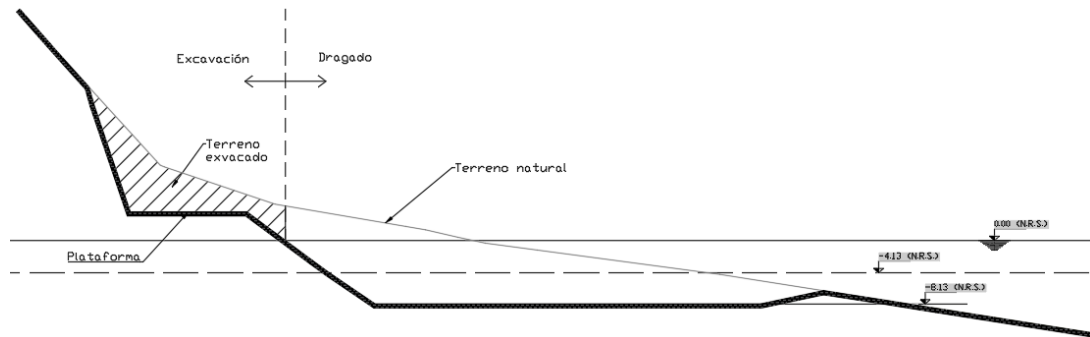


Figura XXXIX: Perfil transversal, excavación.

A falta de información geológica del sitio, se considera que el 20% del material excavado corresponde a roca y que el 80% corresponde a suelo. En la Tabla 14 se muestran los resultados obtenidos.

Datos excavación	
Excavación en roca [m3]	19721
Excavación en suelo [m3]	78884
Total [m3]	98605

Tabla 14: Cubicación excavaciones.

#### 4.4.3 BANQUETA

Para la banqueta de cimentación se considera un espesor uniforme de 4 m en toda la extensión que tendrá la central. La banqueta estará conformada por un núcleo y una coraza de enrocado, que serán vertidas desde tierra a través de una plataforma natural formada durante la excavación y, en caso de ser necesario, desde una plataforma auxiliar (especialmente para el vertido de las rocas de coraza). En la Figura XL y en la Tabla 15 se muestran, respectivamente, uno de los perfiles



transversales utilizados para la cubicación del material rocoso que conformará la banqueta y la cubicación del material requerido para el núcleo y la coraza.

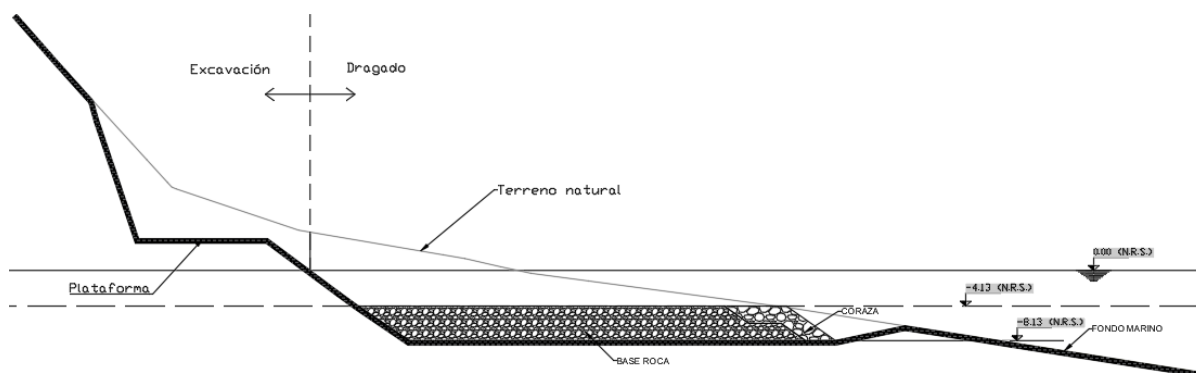


Figura XL: Perfil transversal, banqueta.

Suministro de roca requerido	
Banqueta [m3]	111.647
Coraza [m3]	15.929

Tabla 15: Cubicación banqueta.

#### 4.4.4 RESTRICCIONES TEMPORALES

La ejecución de las obras de dragado, excavación y vertido de material de la banqueta están limitadas por el clima del oleaje de la zona, por lo que deben realizarse cuando las condiciones del oleaje se encuentren bajo los valores límites de altura significativa y período peak definidos. Para las actividades mencionadas, se considera una altura significativa límite de 2,0 m y un período peak de 11,0 s.

Para determinar las ventanas de tiempo aptas para la ejecución de las obras, se buscan en el registro de mediciones del oleaje los días donde al menos durante 20 horas la altura significativa y el período peak sean menores o iguales a 2,0 m y a 11,0 s respectivamente, luego, se seleccionan como ventanas aptas los períodos de tiempo de 3 o más días seguidos donde se cumplan estas condiciones. Estos resultados se obtienen para cada día de cada año, luego, se obtiene el promedio mensual de ventanas de tiempo de 3 o más días para todo el período. En las Tabla 17 y en la Tabla 18 se muestran, respectivamente, las horas de cada día del año 2000 en las que se cumplen las restricciones y el promedio mensual de ventanas de tiempos aptas para operar en el período 2000-2005.

Horas mínimas por día [h]	20
Inicio jornada [hh]	00
Fin jornada [hh]	24
Hs lím [m]	2
Tp lím [s]	11

Tabla 16: Parámetros límites, preparación del terreno.

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	0	9	24	4	17	24	24	24	24	24	24	6	24	24	24	18	16	0	0	0	0	0	15	16	0	0	0	0	0	0	0
2	0	23	24	21	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	1	24	22	0		
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	0	0	0	14	20	7	24	13	0	0	17	6	0	0
4	0	0	0	0	17	4	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	
5	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	6	24	0	11	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	3	0	7	18	5	0	0	0	0	19	24	7	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	
7	0	0	20	0	0	0	19	24	24	2	0	0	0	5	24	2	0	0	0	0	0	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	24	24	24	24	24	24	24	21	10	14
9	0	0	0	0	17	14	18	23	24	24	24	24	24	24	24	21	11	24	18	24	24	24	16	0	0	0	0	12	24		
10	10	0	0	0	0	0	0	20	24	24	3	0	0	0	24	12	8	1	0	0	4	24	24	24	24	16	0	0	0	0	0
11	24	11	0	0	0	0	11	24	24	0	0	18	24	24	14	0	13	24	24	24	24	10	11	24	24	1	0	0	0	0	
12	2	19	0	0	0	0	0	0	9	24	8	0	6	0	0	12	12	0	0	23	14	0	0	23	18	0	9	24	24	24	4

Tabla 17: Días con condiciones aptas, preparación del terreno. Año 2000.

Mes / N° días	3 días	4 días	5 días	6 días	7 días
1	1,0	0,2	0,2	0,2	0,0
2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0
7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
8	1,2	0,7	0,3	0,3	0,3
9	1,2	0,5	0,2	0,2	0,2
10	1,0	0,5	0,2	0,0	0,0
11	1,7	1,0	0,5	0,2	0,2
12	1,2	0,3	0,2	0,0	0,0
<b>Anual</b>	<b>9,5</b>	<b>3,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,0</b>	<b>0,7</b>

Tabla 18: Promedio mensual de ventanas temporales aptas, preparación del terreno. Período 2000-2005.

## 4.5 TRANSPORTE Y FONDEO

Los módulos inferiores que fueron prefabricados en el dique seco se transportan con la ayuda de bolsas de aire desde el sitio de fondeo provisional hasta el lugar de emplazamiento definitivo mediante el uso de remolcadores. Una vez remolcados al lugar, los cajones son posicionados y fondeados mediante inundación, por lo cual, deben retirarse cuidadosamente las tapas de acero de las aberturas para permitir el ingreso del agua. En la Figura XLI se muestra un esquema referencial de esta etapa.

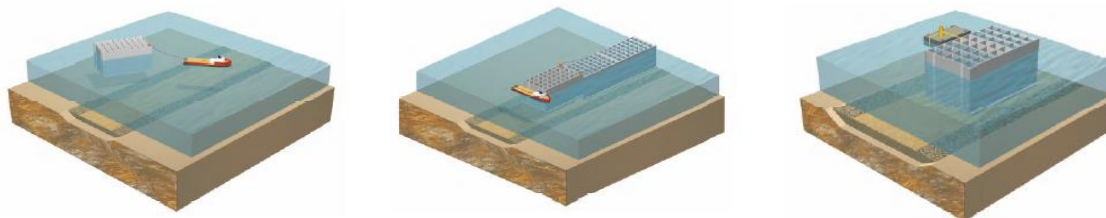


Figura XLI: De izquierda a derecha: Transporte, posicionamiento y fondeo de cajones. Fuente: Guía de buenas prácticas para la ejecución de obras marítimas.

### 4.5.1 RESTRICCIONES TEMPORALES

Al igual que en el caso de la preparación del terreno, el transporte y fondeo de cajones está sujeto a restricciones temporales impuestas por las condiciones del oleaje, por lo que se debe esperar a que las condiciones climáticas sean adecuadas para llevar a cabo los trabajos de forma segura. En este caso, se considera como valores límite de altura significativa y período peak de la ola 1,5 m y 11,0 s respectivamente.

Horas mínimas por día	20
Inicio jornada	0
Fin jornada	24
<b>Hs lím [m]</b>	1,5
<b>Tp lím [s]</b>	11

Tabla 19: Parámetros límite, transporte y fondeo.

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	0	9	24	4	17	24	24	24	24	24	24	6	24	24	24	18	16	0	0	0	0	0	15	16	0	0	0	0	0	0	0
2	0	23	24	21	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	1	24	22	0			
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	0	0	0	14	20	3	5	13	0	0	17	6	0	0
4	0	0	0	0	17	4	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	
5	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	5	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	0	0	0	0	19	24	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	18	24	2	0	0	0	4	24	2	0	0	0	0	0	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	24	24	24	24	24	24	24	21	10	14
9	0	0	0	0	17	12	18	23	24	12	20	24	24	24	24	9	0	11	0	22	24	24	16	0	0	0	0	0	22		
10	10	0	0	0	0	0	0	14	24	3	0	0	0	23	12	8	1	0	0	0	22	24	24	24	16	0	0	0	0	0	0
11	24	11	0	0	0	11	24	24	0	0	11	24	24	14	0	13	24	24	24	24	10	11	24	24	1	0	0	0	0	0	
12	2	19	0	0	0	0	0	0	5	24	8	0	6	0	0	12	12	0	0	23	14	0	0	23	18	0	9	24	24	24	4

Tabla 20: Días con condiciones aptas, transporte y fondeo. Año 2000.

Mes / N° días	3 días	4 días	5 días	6 días	7 días
1	1,0	0,2	0,2	0,2	0,0
2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,7	0,5	0,2	0,2	0,2
9	0,7	0,2	0,2	0,0	0,0
10	0,7	0,3	0,2	0,0	0,0
11	1,3	1,0	0,3	0,0	0,0
12	0,8	0,3	0,2	0,0	0,0
<b>Anual</b>	<b>7,0</b>	<b>2,8</b>	<b>1,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,2</b>

Tabla 21: Promedio mensual de ventanas temporales aptas, transporte y fondeo. Período 2000-2005.

## 4.6 EXPLANADA

La superficie de la explanada será pavimentada con adocretos, conformándose desde el muro posterior de los módulos hacia atrás, teniendo como cota superior el punto más alto de estos. El relleno será contenido por taludes dispuesto a los costados, y será procedente del material excavado y de cerros cercanos al lugar; respecto a los taludes, estos serán de enrocado, con una protección de roca coraza para tener una protección adecuada contra la acción del oleaje. En la Figura XLII se muestra la vista en planta de la central, en ella se observa la explanada y talud definidos.

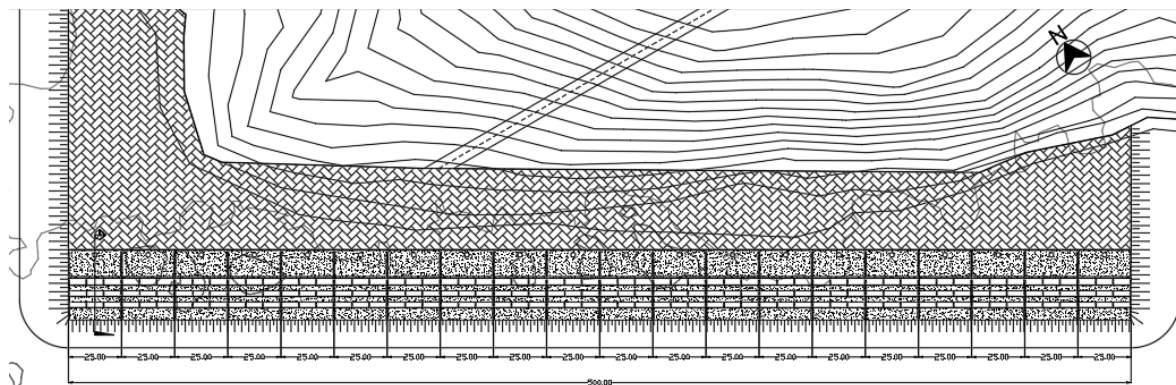


Figura XLII: Vista en planta central SSG Laguna Verde.

La cubicación del material de relleno se realiza a partir de la topografía definida en el capítulo 4.1, y se considera que se utilizará el 50% del material removido en la fase de excavación como parte del relleno general. El resultado de la cubicación de rellenos se presenta en la Tabla 22.

Rellenos explanada	
Relleno general [m3]	152513
Relleno coronamiento [m3]	42445
Total [m3]	194958
Material extraído excavaciones [m3]	49302,5
<b>Volumen requerido [m3]</b>	<b>145656</b>

Tabla 22: Cubicación de rellenos de la explanada.

Respecto al pavimento de adocretos que se construirá en la superficie, este tendrá una base estabilizada, con un espesor de 20 cm para la base y 10 cm para la sub base. El área total de la explanada es de 23.728 m<sup>2</sup>. El resultado de la cubicación del pavimento se presenta en la Tabla 23.

Pavimento	
Pavimento adocretos [m2]	23728
Relleno (base) [m3]	4746
Relleno (sub base) [m3]	2373

*Tabla 23: Cubicación pavimento explanada.*

Por último, el talud de enrocado que contendrá los rellenos de la explanada tendrá una pendiente igual a 1:1.6, y se dispondrá en ambos costados de la explanada. La coraza del talud tendrá un espesor uniforme de 3 m. El resultado de la cubicación del talud se muestra en la Tabla 24.

Talud de enrocado	
Núcleo [m3]	40.090
Coraza [m3]	13.363

*Tabla 24: Cubicación talud explanada.*

Cabe mencionar que una vez que los rellenos alcancen la cota superior del módulo inferior se comenzarán a construir los módulos superiores de la estructura.

#### 4.7 CAMINO DE ACCESO Y LÍNEA DE ALTA TENSIÓN

El camino de acceso se proyecta desde la intersección de la Ruta F-98 con el Camino Al Faro hasta la central, extendiéndose a lo largo de caminos existentes por aproximadamente 6,34 km; por su parte, la línea de alta tensión se extiende por 5,1 km, proyectándose desde la central hasta la Termoeléctrica Laguna Verde, punto donde se realizará la conexión al Sistema Eléctrico Nacional. Ambos trazados fueron definidos en la tesis de referencia, y no sufrieron modificaciones.

Para la elaboración del presupuesto asociado a estas obras, la cubicación se realizará por km lineal, sin embargo, no serán diseñadas. En la Figura XLIII se muestra el trazado del camino de acceso (en rojo) y de la línea de alta tensión (en azul).



Figura XLIII: Camino de acceso y línea de alta tensión. Fuente: elaboración propia en base a Microsoft Bing Maps.



## 5 ANTEPROYECTO CENTRAL DE GENERACIÓN CON TECNOLOGÍA SSG

---

### 5.1 DISEÑO DE LA CENTRAL

A continuación, se presenta el diseño propuesto para la central que se ubicará en la costa de Laguna Verde, que incluye las etapas definidas en las secciones anteriores. La Figura XLIV muestra la vista en planta de la central y una de las secciones transversales, donde se puede visualizar en detalle las modificaciones al terreno natural (mediante dragados y excavaciones), la banqueta de cimentación, los rellenos de la explanada y el corte transversal del módulo. Además, en la Figura XLV, se muestra el detalle del diseño del módulo de captación del oleaje.

Como se definió anteriormente, la central tiene una capacidad instalada de 20 MW, una longitud de captación del oleaje de 500m compuesta por 20 módulos de 25 m de largo, cada uno de los cuales alberga una turbina y un generador de 1 MW de potencia nominal. El factor de planta considerado en este estudio es del 35%.

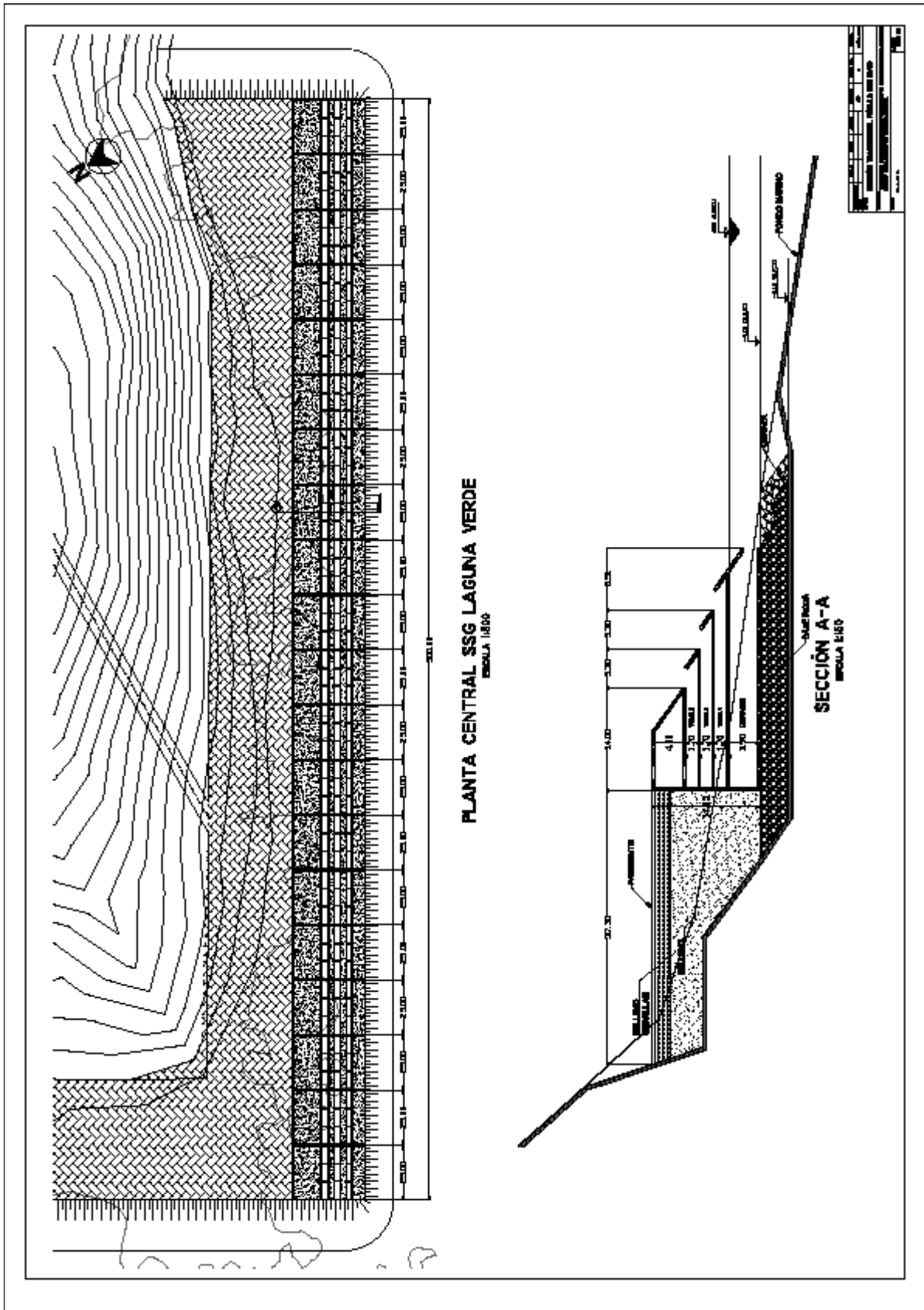


Figura XLIV: Diseño central SSG.

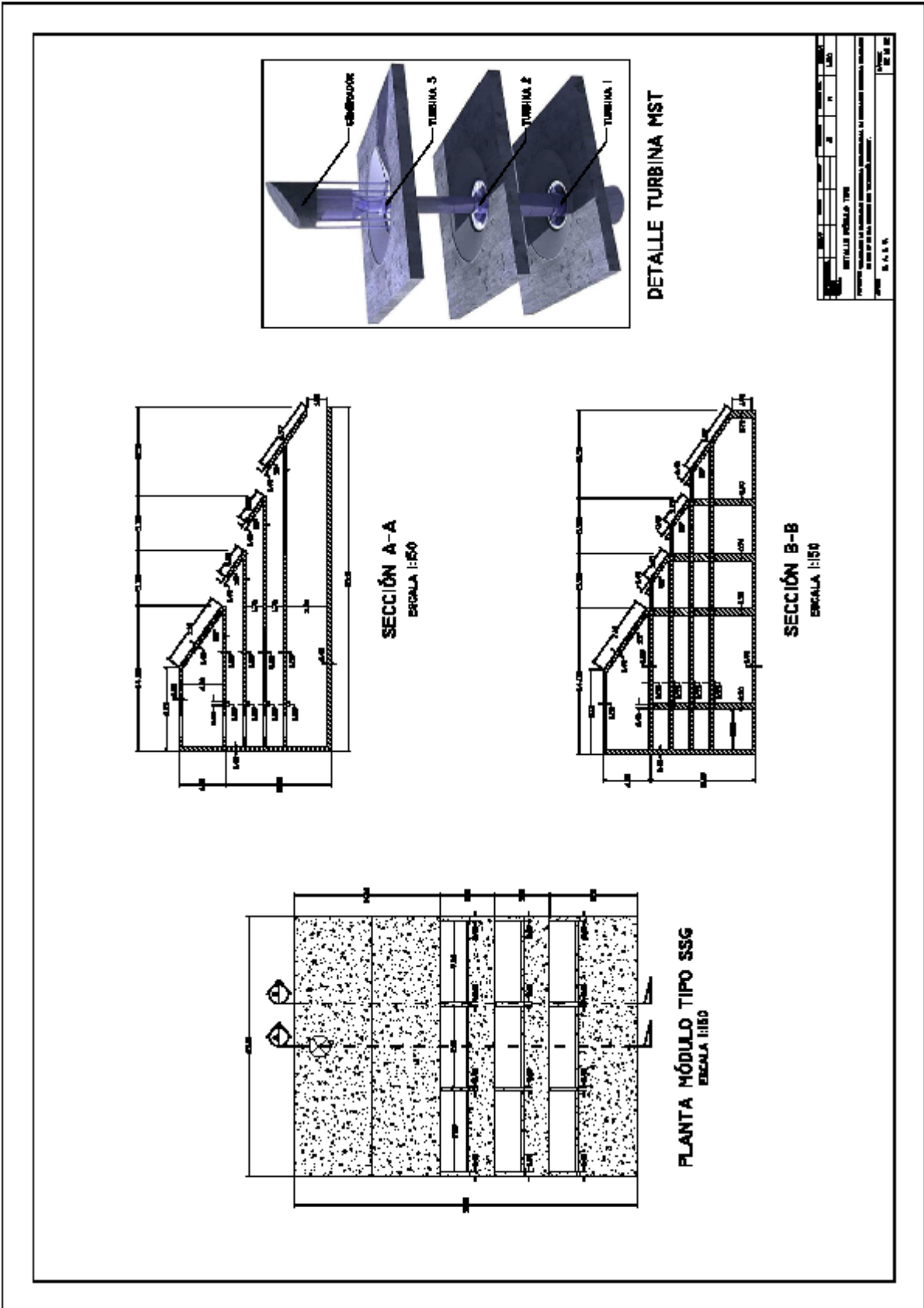


Figura XLV: Detalle diseño de módulos.

## 5.2 PROGRAMA

Un proyecto de generación de energía está compuesto por varias etapas, entre las que se encuentran la de desarrollo hasta la factibilización, la construcción y la operación. Dependiendo de sus características, el proyecto puede tardar varios años desde que se identifica la oportunidad de negocio hasta que inicia su operación comercial.

Para este proyecto es fundamental el estudio de las condiciones locales, puesto que además de definir el nivel de generación esperado, son determinantes para llevar a cabo el diseño y la construcción de la central. En primera instancia, para realizar el diseño a nivel conceptual, se requiere un levantamiento topográfico y batimétrico de la zona, y un estudio de mareas, de modo de poder diseñar las estructuras y la central, y con ello, cuantificar las principales partidas de la obra. Para el desarrollo del anteproyecto también es necesario realizar un estudio del recurso energético a fin de determinar el potencial de generación anual, que es fundamental para hacer la evaluación económica; este estudio fue realizado en la tesis de referencia, por lo que no se considera en el programa la toma de mediciones del oleaje.

Luego, se debe desarrollar la ingeniería básica, para lo cual se requieren estudios más detallados de la zona. En este caso se consideran estudios de vientos, para que el contratista defina las ventanas temporales aptas para la operación de sus equipos, estudios de sedimentación, para modelar la sedimentación y erosión provocadas por el emplazamiento de la central e incluirlas en su diseño, y exploración geotécnica y geofísica, para caracterizar las propiedades del terreno y del fondo marino. A partir de estos estudios se definen la forma y dimensiones de las estructuras, los planos y el cálculo estructural; con esta información es posible licitar el contrato de construcción, ya que le permite al contratista definir una oferta adecuada.

Respecto a los permisos, necesarios para la licitación del contrato de construcción y para comenzar con la ejecución, se debe solicitar una concesión marítima para hacer uso y goce del borde costero sobre el que se emplazará la central, puesto que son terrenos que se encuentran bajo el control, fiscalización y supervigilancia del Ministerio de Defensa; considerando que la vida útil de la central será de 30 años, se requiere de una concesión marítima mayor, ya que la extensión del uso del terreno excede los 10 años (Artículo 6 del Reglamento de Concesiones Marítimas). Además de esto, en línea con lo dispuesto en el Artículo 11 de la Ley 19.300, se debe realizar una evaluación de impacto ambiental para acreditar que el proyecto cumple con la normativa ambiental vigente y, de este modo, obtener la autorización para la construcción y puesta en marcha; dado que el proyecto no producirá emisiones de contaminantes ni efectos adversos en la zona donde se emplazará, basta con presentar una Declaración de Impacto Ambiental al SEIA, puesto que no se genera ninguno de los efectos definidos en el Artículo 11 de la Ley 19.300.

Una vez se concreta la ingeniería básica y se obtienen los permisos necesarios, se licita el contrato de construcción y se contrata la Inspección Técnica de Obra, dando inicio así a la etapa de construcción. Con la finalidad de reducir la extensión de esta etapa, la construcción de la central contará con varios frentes de trabajo simultáneos para disminuir la dependencia a las limitaciones inducidas por las condiciones climáticas, que afectan principalmente a las actividades de dragado, vertido de la banqueta y transporte y fondeo de los módulos. El criterio considerado para la programación de estas actividades, que son las que están limitadas por el clima de ola, se describe

a continuación (las relaciones entre las demás actividades pueden ser visualizadas en la Carta Gantt):

-Dragados:

- Rendimiento considerado: 7.000 [m<sup>3</sup>/d].
- Días disponibles por año: 32 [d/año].
- Inicio de la actividad: inmediatamente después del término de la Instalación de Faenas.

-Vertido de banqueta:

- Rendimiento considerado: 5.000 [m<sup>3</sup>/d]
- Días disponibles: 32 [d/año].
- Inicio de la actividad: comienza cuando la actividad “dragados” presenta al menos un 30% de avance.

-Transporte y Fondeo:

- Rendimiento considerado: 1 [módulo/d].
- Días disponibles por año: 24 [d/año].
- Inicio de la actividad: comienza cuando la actividad “Vertido” presenta al menos un 60% de avance y cuando la actividad “Dragados” haya finalizado.

-Explanada-Rellenos Generales:

- Rendimiento considerado: 800 [m<sup>3</sup>/d].
- Días disponibles por año: 365 [d/año].
- Inicio de la actividad: comienza cuando la actividad “Transporte y Fondeo” presenta al menos un 60% de avance.

-Hormigonado de módulos superiores:

- Rendimiento considerado: 1 [módulo/semana].
- Días disponibles: 365 [d/año].
- Inicio de la actividad: comienza cuando la actividad “Explanada-Rellenos Generales” presenta al menos un 60% de avance.

-Explanada - Relleno Coronamiento:

- Rendimiento considerado: 400 [m<sup>3</sup>/d].
- Días disponibles: 365 [d/año].
- Inicio de la actividad: comienza cuando la actividad “Hormigonado de módulos superiores” presenta al menos un 60% de avance.

Terminada la construcción, comienza la etapa de prueba y puesta en operación con garantías, para luego dar término a la etapa de inversión y comienzo a la operación de la central por los próximos 30 años.

Considerando lo anterior, se define el programa maestro propuesto a continuación:

### Etapa de Desarrollo hasta Factibilización:

- Anteproyecto:
  - Diseño conceptual
  - Topografía y mareas SHOA
  - Batimetría, toma de muestras de sedimentación.
- Concesión marítima
- Declaración de impacto ambiental
- Estudio de condiciones locales:
  - Estudios de vientos
  - Estudios de sedimentación
  - Exploración geotécnica y geofísica
- Desarrollo de Ingeniería Básica
- Presentación del Proyecto a la Dirección de Obras Portuarias
- Preparación de bases de licitación contratos EPC
- Licitación, evaluación de ofertas y negociación contrato EPC

### Etapa de Construcción – Contratos EPC:

- Contrato Owner Engineers (O.E.-ITO)
- Contrato de construcción EPC
- Prueba y puesta en operación comercial con garantías
- Fin del proyecto de inversión

### Etapa de Operación Comercial y Mantenimiento:

- Operación
- Suministro de repuestos para mantenciones programadas
- Mantenciones de equipos, estructuras y obras

La relación entre cada etapa se muestra en la Carta Gantt presentada en la Figura XLVI y Figura XLVII. La duración de la etapa de construcción, que cobra gran relevancia en la evaluación de este proyecto, se determina considerando las limitaciones temporales de las actividades de dragado, vertido, transporte y fondeo. En resumen, se espera que la etapa de construcción tenga una duración de 2,61 años y que el proyecto tenga una duración total de 4,75 años.

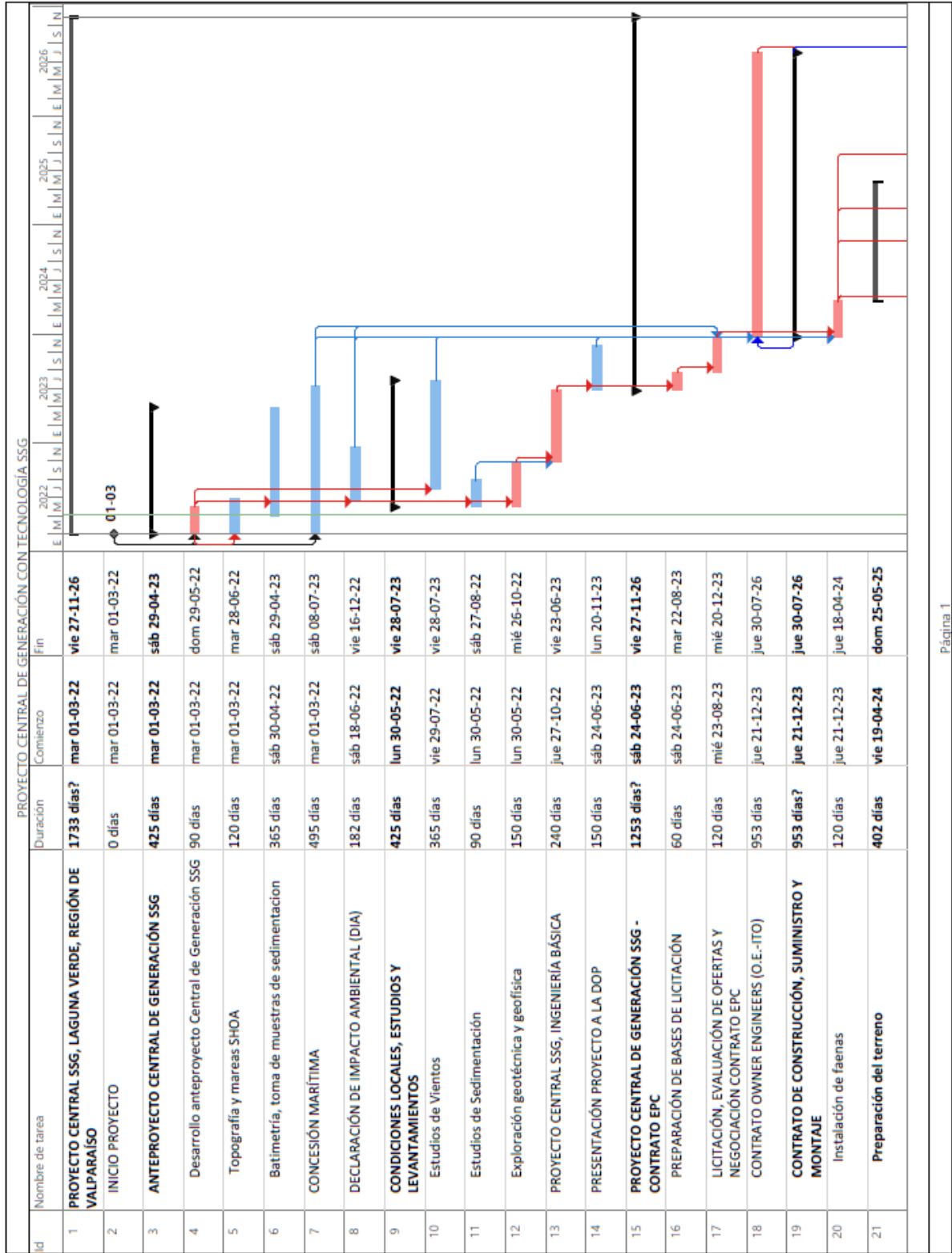


Figura XLVI: Carta Gantt "Proyecto central de generación con tecnología SSG". Parte 1.



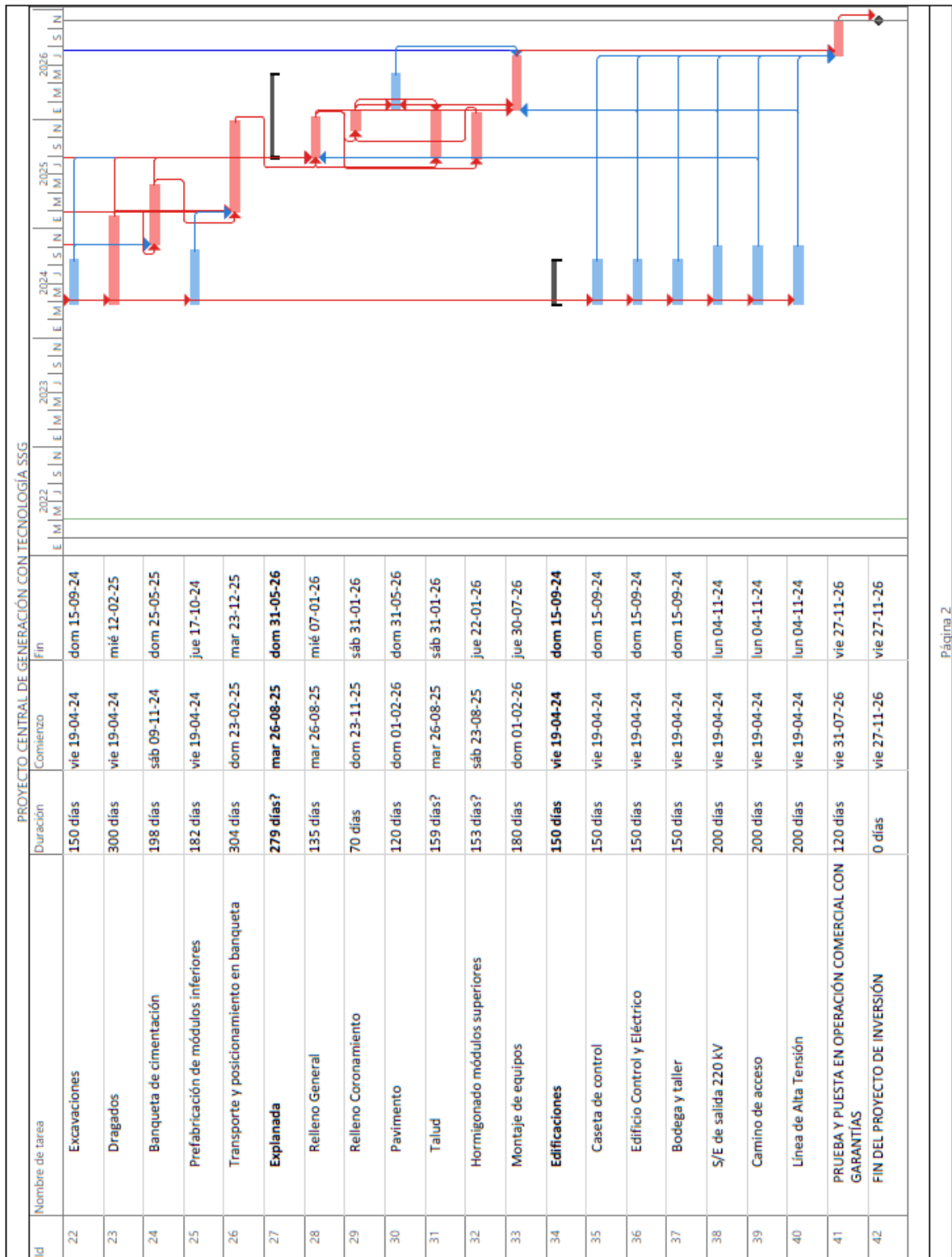


Figura XLVII: Carta Gantt " Proyecto central de generación con tecnología SSG". Parte 2.

### 5.3 ESTIMACIÓN DE LA INVERSIÓN

Para la central diseñada, se estima el presupuesto necesario para la construcción de las obras y la compra de equipos. Los montos asociados a cada ítem cubicado fueron obtenidos de un proyecto de características similares (diseño de rompeolas de cajones de hormigón armado) y de la tesis de referencia. La estimación del presupuesto es a nivel de ingeniería conceptual, la cual tendrá una precisión del 25%.

Respecto al trabajo anterior, se mejoró la precisión en virtud de la disponibilidad de nuevos antecedentes, pasando de un 30% a un 25%, y se disminuyó el ítem asociado a Ingeniería y Administración, pasando de un 6% a un 5%.

En cuanto a la selección del método constructivo, se optó por prefabricar los módulos inferiores y construir in situ los módulos superiores, esto con el fin de disminuir los costos asociados al uso del dique seco o flotante y a los equipos de transporte y montaje. El hecho construir la parte superior de la estructura en el sitio no impacta significativamente en los plazos, puesto que los módulos prefabricados proveen protección contra el oleaje y el vertido de los rellenos de la explanada permiten acceder fácilmente al área de trabajo.

Por lo tanto, el presupuesto estimado para llevar a cabo el proyecto es de US \$71.756.490. El detalle de las partidas y los precios considerados se presenta en la Tabla 25.

Ítem	Descripción	[ud]	Cantidad	PU [USD]	Total [USD]
<b>1</b>	<b>Instalación de faenas</b>	<b>gl</b>	<b>1,0</b>	<b>-</b>	<b>1.000.000</b>
1.1	Instalación de faenas	gl	1,0	600.000	600.000
1.2	Movilización y desmovilización	gl	1,0	400.000	400.000
<b>2</b>	<b>Fabricación de módulos</b>		<b>20,0</b>	<b>1.004.892</b>	<b>18.946.894</b>
<b>2.1</b>	<b>Módulo inferior</b>	<b>gl</b>	<b>20,0</b>		<b>16.933.124</b>
2.1.1	Hormigón G40	m3	25401,0	300	7.620.295
2.1.2	Enfierradura	kg	2540098,4	2	3.810.148
2.1.3	Tapas de acero	kg	1156867,6	3	3.470.603
2.1.4	Dique seco	m3	25401,0	80	2.032.079
<b>2.2</b>	<b>Módulo superior</b>	<b>gl</b>	<b>20,0</b>		<b>2.013.770</b>
2.2.1	Hormigón G40	m3	5593,8	210	1.174.699
2.2.2	Enfierradura	kg	559380,4	2	839.071
<b>3</b>	<b>Dragados y excavaciones</b>			<b>-</b>	<b>4.766.758</b>
<b>3.1</b>	<b>Dragado</b>	<b>m3</b>	<b>144806,0</b>	<b>26</b>	<b>3.820.150</b>
3.1.1	Dragado banqueta	m3	144806,0	25	3.620.150
3.1.2	Movilización draga	gl	1,0	100.000	100.000
3.1.3	Desmovilización draga	gl	1,0	100.000	100.000
<b>3.2</b>	<b>Excavación</b>	<b>m3</b>	<b>98605,0</b>	<b>10</b>	<b>946.608</b>
3.2.1	Suelo	m3	78884,0	7	552.188
3.2.2	Roca	m3	19721,0	20	394.420
<b>4</b>	<b>Banqueta</b>			<b>-</b>	<b>4.065.919</b>

<b>4.1</b>	<b>Núcleo</b>	<b>m3</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>3.126.105</b>
4.1.1	Suministro roca	m3	111646,6	20	2.232.932
4.1.2	Colocación	m3	111646,6	8	893.173
4.1.3	Enrase	m3	0,0	-	-
<b>4.2</b>	<b>Coraza</b>	<b>m3</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>939.814</b>
4.2.1	Suministro roca	m3	15929,0	21	334.510
4.2.2	Colocación	m3	15929,0	38	605.304
<b>5</b>	<b>Explanada</b>	<b>m2</b>	<b>23727,5</b>	<b>133</b>	<b>3.160.713</b>
<b>5.1</b>	<b>Rellenos</b>	<b>m3</b>			<b>1.366.446</b>
5.1.1	Relleno general	m3	81777,7	11	899.554
5.1.2	Relleno coronamiento	m3	42444,7	11	466.891
<b>5.2</b>	<b>Talud enrocado</b>	<b>m3</b>			<b>1.082.442</b>
<b>5.2.1</b>	<b>Núcleo</b>	<b>m3</b>	<b>40090,6</b>	<b>20</b>	<b>801.812</b>
5.2.2	Coraza	m3	13363,3	21	280.630
<b>5.3</b>	<b>Pavimento coronamiento</b>	<b>m2</b>	<b>23728,0</b>	<b>30</b>	<b>711.825</b>
5.3.1	Base	m3	4745,5	10	47.455
5.3.2	Sub base	m3	2372,8	10	23.728
5.3.3	Pavimento adocretos	m2	23727,5	27	640.643
<b>6</b>	<b>Camino de acceso</b>	<b>km</b>	<b>6,3</b>	<b>154.000</b>	<b>976.360</b>
<b>7</b>	<b>Turbinas</b>	<b>MW</b>	<b>20,0</b>	<b>1.000.000</b>	<b>20.000.000</b>
<b>8</b>	<b>Edificios</b>				<b>232.500</b>
8.1	Caseta control acceso	m2	30,0	550	16.500
8.2	Edificio Control y Eléctrico	m2	80,0	1.200	96.000
8.3	Bodega y Taller	m2	150,0	800	120.000
<b>9</b>	<b>Subestación de salida 220 kV</b>	<b>gl</b>			<b>500.000</b>
<b>10</b>	<b>Línea A.T. conexión S/E de llegada</b>	<b>km</b>	<b>5,1</b>	<b>200.000</b>	<b>1.022.468</b>
	<b>Sub Total Obras y Equipos</b>				<b>54.671.611</b>
	<b>Ingeniería y Administración (5%)</b>				<b>2.733.581</b>
	<b>Subtotal Contrato</b>				<b>57.405.192</b>
	<b>Precisión del estudio (25%)</b>				<b>14.351.298</b>
	<b>Total Inversión Central SSG</b>				<b>71.756.490</b>

Tabla 25: Presupuesto de inversión Central SSG.

## 5.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA

En el presente capítulo se lleva a cabo la evaluación económica del “Proyecto de Generación con Tecnología SSG”. El análisis comprende la determinación del costo de desarrollo de la inversión, que corresponde al costo del MWh generado, y el cálculo del VAN y de la TIR, para los cuales se realiza el flujo de caja del proyecto puro.

Para la evaluación se utilizan dos tasas de descuento: una tasa igual al 10%, valor típico para la evaluación de proyectos de ERNC y que fue utilizado en la tesis de referencia, y una tasa del 6%, correspondiente a la tasa social de descuento. El motivo por el cual se utilizará la tasa social de descuento es que el proyecto en estudio tiene como principal beneficio la reducción de emisiones de contaminantes, aportando así al cumplimiento de los compromisos suscritos en materia medioambiental por el Estado de Chile en el Plan de Descarbonización. Además, la construcción de la central de generación creará nuevos empleos tanto durante su construcción como durante su operación.

En las siguientes secciones se abordarán en detalle los supuestos empleados y los resultados obtenidos de la evaluación.

### 5.4.1 COSTO DE DESARROLLO

El costo de desarrollo, que se define como el costo del proyecto por unidad de energía, se calcula en base al presupuesto estimado para la inversión, a la vida útil de la central, a los costos de operación y mantenimiento y al factor de planta obtenido. Este costo viene dado por la siguiente ecuación:

$$CD = \frac{Inv + \sum_{t=t_0}^{T+t_0-1} \frac{COMA \cdot E_i}{(1+r)^t}}{\sum_{t=t_0}^{T+t_0-1} \frac{E_i}{(1+r)^t}}$$

donde:

- CD [USD/MWh]: Costo de desarrollo de la inversión.
- Inv [USD]: Inversión del proyecto.
- COMA [USD/MWh]: Costos de operación y mantención anuales.
- $E_i$  [MWh/año]: Producción anual de la central.
- $t_0$  [año]: Año de inicio de operación de la central.
- T [año]: Vida útil de la central.
- r [%]: Tasa de descuento del proyecto.

Para evaluar el costo de desarrollo se considera que el factor de planta es del 35%, la vida útil de la central es de 30 años, que la tasa de descuento es del 6% y 10% según corresponda, que los costos de operación y mantención anuales son de US\$ 1,2 por MWh generado y que, dado que la construcción de la central tiene una duración de 2,7 años, esta comienza a operar comercialmente a partir del año 4. En la Tabla 26 y Tabla 27 se muestran, respectivamente, las variables asociadas al costo de desarrollo y el resultado de este obtenidos en el presente trabajo y en la tesis de referencia.

Costo de desarrollo	
Capacidad instalada [MW]	20
Factor de planta	35%
Vida útil [años]	30
Generación anual [MWh/año]	61320
Inversión Central SSG [USD]	71.756.490
Tasa de descuento	10%
Tasa social de descuento	6%
COMA [USD/MWh]	1,2
<b>CDI [USD/MWh] (r=10%)</b>	<b>166,4</b>
<b>CDI [USD/MWh] (r=6%)</b>	<b>102,5</b>

Tabla 26: Costo de desarrollo de la inversión.

Central SSG		
Capacidad Central	20	MW
Factor de Planta	25	%
Inversión Total Central	84.907.922	US\$
Generación Anual	40.150	MWh/año
Vida Útil	30	Años
<b>Costo de Desarrollo</b>	<b>224</b>	<b>US\$/MWh</b>
Costo Marginal	90	US\$/MWh
Multa	40	US\$/MWh
Bono Verde	15	US\$/MWh

Tabla 27: Costo de desarrollo, tesis de referencia.

## 5.4.2 PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA

El precio de venta de la energía se determina, a priori, a partir de dos componentes: el precio de la energía suministrada y el precio de la potencia fija instalada (o de suficiencia). El mercado nacional permite que los generadores puedan comercializar tanto su energía como su potencia a:

- Empresas distribuidoras (clientes regulados), a precio de nudo.
- El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), a costo marginal horario.
- Grandes consumidores (clientes libres), a precio libremente acordado.

De acuerdo con la información disponible en el sitio web de la iniciativa Energía Abierta de la Comisión Nacional de Energía, el año 2021 el promedio del costo marginal para la barra Quillota fue de US \$78,3 por MWh, mientras que el precio promedio de la potencia de suficiencia en el SIC durante los últimos 10 años fue de aproximadamente 10,3 [US\$/kW/mes] (ver Figura XLVIII y Figura XLIX).

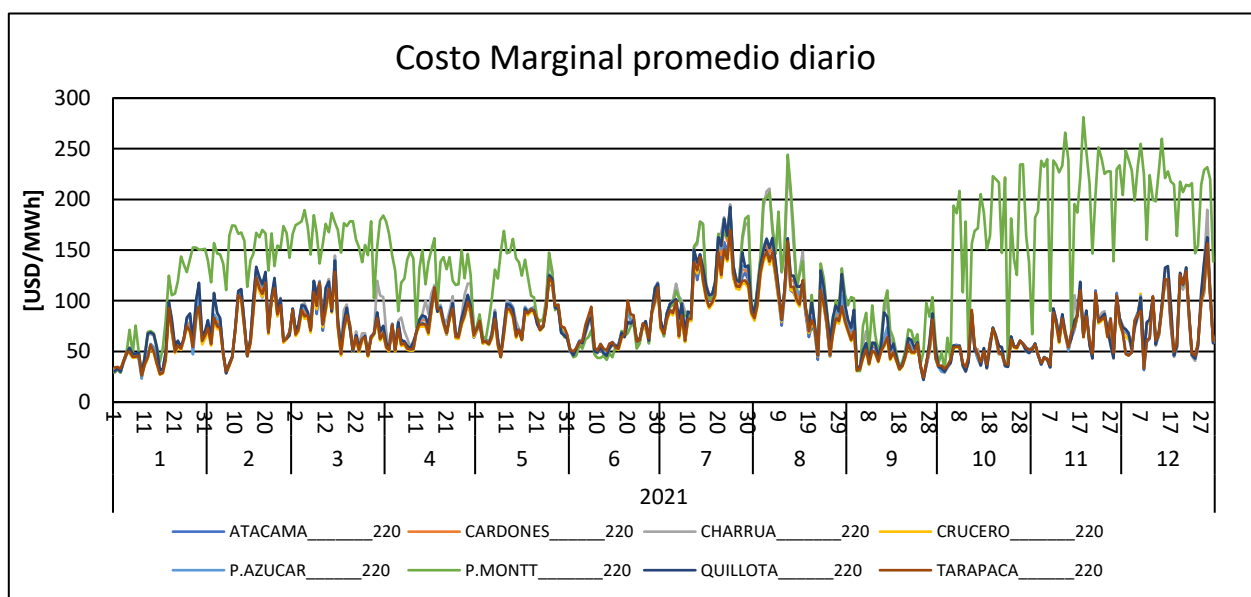


Figura XLVIII: Costo marginal promedio diario, año 2021. Fuente: Elaboración propia en base a datos disponibles en <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/costo-marginal-promedio-diario/>

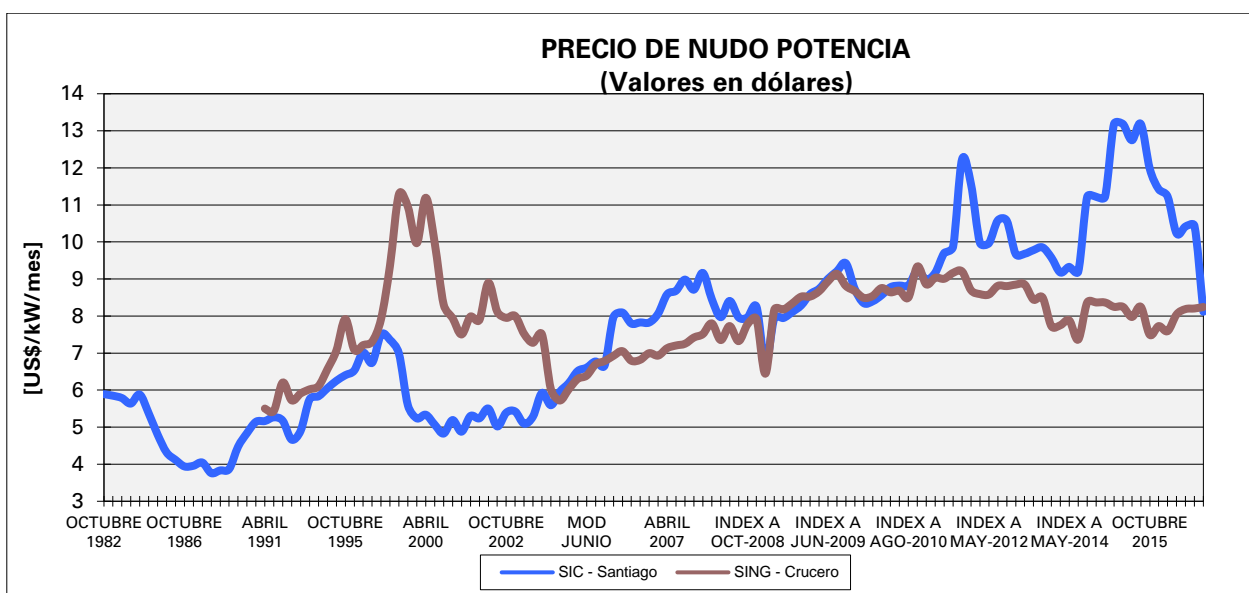


Figura XLIX: Precio nudo potencia SIC y SING. Fuente: Estadísticas Comisión Nacional de Energía.

Considerando estos antecedentes, para el nivel de generación de la central el precio de venta en el mercado regulado alcanzaría los US \$91,7 por MWh, donde US\$ 78,3 (85%) corresponden a la venta de energía y US\$ 13,4 (15%) a la venta de potencia. Este valor es inferior al costo de desarrollo calculado, haciendo que la inversión no sea rentable, sin embargo, dado que la tecnología SSG no produce emisiones de contaminantes, es posible mejorar la rentabilidad vendiendo energía en el mercado de clientes libres.

El hecho de que la tecnología SSG sea capaz de producir energía sin emisiones y mantener un nivel base importante gracias al aprovechamiento casi ininterrumpido del recurso energético del oleaje (las indisponibilidades vienen dadas casi exclusivamente por períodos de mantención de los equipos) la hace atractiva para clientes que requieran suministro de energías limpias para sus operaciones. Dentro de estos clientes se pueden encontrar productores de combustibles verdes (hidrógeno verde y amonía verde) y organizaciones que busquen compensar emisiones, ya sea para alcanzar la carbono neutralidad, o bien, para disminuir la carga tributaria por este concepto.

En la misma línea, otro mecanismo que puede ayudar a mejorar la rentabilidad del proyecto es la venta de bonos de carbono. Los bonos de carbono son instrumentos definidos en el Protocolo de Kioto para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero; la reducción de estas emisiones se mide en toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, las cuales se traducen en Certificados de Emisiones Reducidas (CER, certified emission reductions) para el mercado regulado o Reducciones Verificadas de Emisiones (VER, verified emission reductions) para el mercado voluntario. Tanto los CER como los VER equivalen a una tonelada de CO<sub>2</sub>e que deja de ser emitido a la atmósfera, y pueden ser transados en los mercados mencionados anteriormente<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Cambio Climático. Preguntas Frecuentes ¿Qué son los bonos de carbono? [en línea] <<https://mma.gob.cl/cambio-climatico/preguntas-frecuentes/>>



El precio del carbono es difícil de determinar, puesto que, en el caso de los impuestos, su valor depende de las regulaciones de cada país y, en el caso de los bonos de carbono, su valor depende fuertemente del mercado en el que se transan estos instrumentos, por lo que este puede ser muy volátil. Actualmente en Chile no existe un esquema de tarificación de emisiones, y el impuesto verde que las grava es de apenas US \$5 por tonelada de carbono, valor muy por debajo del recomendado por el Banco Mundial para alcanzar la meta del Acuerdo de París, que se sitúa en el rango de los US \$40-80 por tonelada; el hecho de que el impuesto que se aplica en nuestro país sea tan bajo, abre la interrogante de si este gravamen recoge completamente las externalidades negativas producidas por las emisiones del contaminante. En este sentido, resulta más adecuado considerar el precio del carbono establecido en el Informe de Precios Sociales del Sistema Nacional de Inversiones, que toma en cuenta sus costos sociales y precios sombra, asignándole un valor de US \$32,5 por tonelada de carbono equivalente, con un rango de sensibilidad de 20,2 [USD/tonCO<sub>2e</sub>] y 42,3 [USD/tonCO<sub>2e</sub>].

Dicho lo anterior, para determinar el precio de venta se considera que la energía se venderá a clientes libres a un precio de US \$105 por MWh, que la potencia firme se venderá a US\$ 10,3 por kW por mes y que los bonos de carbono se venderán a US\$ 32,5 por tonelada de CO<sub>2e</sub>. El precio de venta, en consecuencia, viene dado por:

$$\text{Precio Venta} = \text{PrecioEnergía} + \text{PrecioPotencia} + \text{PrecioBC}$$

donde:

- PrecioVenta [USD/MWh]: Precio de venta por concepto de energía, potencia e ingresos por bonos de carbono.
- PrecioEnergía [USD/MWh]: Precio de venta de la energía inyectada a la red.
- PrecioPotencia [USD/MWh]: Precio de venta de la potencia firme por unidad de energía.
- PrecioBC [USD/MWh]: Precio de venta de los bonos de carbono por unidad de energía.

El pago por potencia firme se calcula según la siguiente ecuación:

$$\text{PagoPotencia} = PF \cdot \text{PrecioNudoPotencia} = [PI \cdot FC \cdot (1 - Ind)] \cdot \text{PrecioNudoPotencia}$$

donde:

- PagoPotencia [USD/mes]: Ingresos mensuales por potencia firme.
- PF [kW]: Potencia firme o de suficiencia.
- PI [kW]: Potencia instalada.
- FC [%]: Factor de planta.

- Ind [%]: Indisponibilidades de la tecnología y el recurso energético. Se considera un valor de 5% por concepto de mantenimiento de equipos
- PrecioNudoPotencia [USD/kW/mes]: precio de nudo de la potencia firme.

Para incorporar los ingresos por venta de potencia en el precio total de venta por unidad de energía, se dividen los ingresos anuales de la venta de potencia por la generación anual de la central según se muestra a continuación:

$$PrecioPotencia = \frac{(PF \cdot PrecioNudoPotencia \cdot 12)}{E_{anual}} = \frac{PagoPotencia \cdot 12}{E_{anual}}$$

donde:

- PrecioPotencia [USD/MWh]: Ingresos por potencia por unidad de energía.
- PF [kW]: Potencia Firme.
- PrecioPotencia [USD/kW/mes]: Precio de la potencia firme.
- $E_{anual}$  [kWh]: Producción anual de energía de la central.

En el caso de la venta de bonos de carbono, se considera que se desplaza a una central termoeléctrica a carbón, por lo cual, se estarán dejando de emitir 900 [tonCO<sub>2</sub>e/GWh]. Por lo tanto, considerando los ingresos por venta de energía, potencia y bonos de carbono, el precio de venta es igual a US\$ 147,7 por MWh; el detalle de las variables involucradas en el cálculo del precio se muestra en la Tabla 28.

Precio energía	
Bonos de carbono [USD/tonCO <sub>2</sub> ]	32,5
Reducción [tonCO <sub>2</sub> /GWh]	900
<b>Ingreso bonos CO<sub>2</sub> [USD/MWh]</b>	<b>29,25</b>
Potencia firme [MW]	6,65
Pago potencia firme [USD/kW/mes]	10,3
<b>Ingresos Potencia Firme [USD/MWh]</b>	<b>13,40</b>
<b>Costo marginal [USD/MWh]</b>	<b>105</b>
<b>Precio de venta [USD/MWh]</b>	<b>147,7</b>

Tabla 28: Precio de venta de la energía.

### 5.4.3 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Los resultados obtenidos anteriormente reflejan que el costo de desarrollo de la inversión resultó ser menor al precio de venta supuesto para la tasa de descuento del 6% y mayor en el caso de la tasa del 10%, sin embargo, dicho análisis no contempla la carga tributaria sobre las utilidades obtenidas. Actualmente, el impuesto que deben pagar las generadoras asciende al 27% (el sector energía tributa en “Primera Categoría”), lo cual afecta la rentabilidad del proyecto.

Para evaluar la rentabilidad se construye el flujo de caja del proyecto considerando las tasas de descuento, los precios y los costos de mantención definidos anteriormente, depreciación lineal de los equipos, que la inversión se realiza cuando comienza el contrato de construcción y que este tiene una duración de 3 años.

Datos	
Capacidad instalada [MW]	20
FC [%]	35%
Indisponibilidades [%]	5%
Generación anual [MWh]	61320
Reducción carbono [tonCO2/GWh]	900
COMA [USD/MWh]	1,2
Precios	
CMg [USD/MWh]	105,00
Bonos Carbono [USD/tonCO2]	32,50
Potencia de Punta [USD/kW/mes]	10,28

Tabla 29: Datos evaluación económica.

Ítem	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
<b>Ingresos</b>							
Generación		0	0	0	6.438.600	6.438.600	6.438.600
Potencia Firme		0	0	0	863.520	863.520	863.520
Bonos de carbono		0	0	0	1.793.610	1.793.610	1.793.610
<b>Costos</b>							
COMA		0	0	0	52.130	52.130	52.130
Depreciación equipos		0	0	0	666.667	666.667	666.667
Utilidad antes de imp.		0	0	0	8.376.933	8.376.933	8.376.933
Impuestos (27%)		0	0	0	2.261.772	2.261.772	2.261.772
Utilidad después de imp.		0	0	0	6.115.161	6.115.161	6.115.161
Depreciación equipos		0	0	0	666.667	666.667	666.667
Inversión	71.756.490						
<b>Flujo de caja neto</b>	<b>-71.756.490</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6.781.828</b>	<b>6.781.828</b>	<b>6.781.828</b>



Los resultados de los indicadores del proyecto para ambas tasas de descuento se presentan en la Tabla 31.

Indicadores	
TIR [%]	6,65%
PB [años]	13,6
Tasa 6%	
VAN (6%) [USD]	\$6.441.570
PB descontado [años]	27,3
Tasa 10%	
VAN (10%) [USD]	<b>-\$23.834.571</b>
PB descontado [años]	-

Tabla 31: Indicadores económicos.

#### 5.4.3.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

A pesar de que el proyecto no resulta competitivo para la mayor tasa, es de particular interés conocer la importancia que tienen las distintas variables en la rentabilidad de este, ya que permite visualizar el desempeño del proyecto ante distintos escenarios. En este sentido, la inversión inicial y los precios de venta de la energía y de los bonos de carbono son determinantes a la hora de realizar la evaluación económica.

Para realizar el análisis de sensibilidad se definen tres escenarios: optimista, esperado y pesimista. Los valores considerados para cada variable son los siguientes:

Energía:

- Pesimista: precio promedio de la barra Quillota, año 2021.
- Esperado: precio de venta considerado en la evaluación económica.
- Optimista: 20% superior al precio esperado.

Inversión:

- Pesimista: 10% superior a la inversión esperada.
- Esperado: inversión calculada en el presupuesto.
- Optimista: 10% inferior a la inversión esperada.

Bonos de Carbono:

- Pesimista: impuesto verde vigente.
- Esperado: precio social del carbono, año 2022.
- Optimista: rango superior del precio social del carbono, año 2022.

A continuación, se muestran los resultados de los indicadores obtenidos para los distintos escenarios de precios de la energía, inversión y bonos de carbono.

Variable	Optimista	Esperado	Pesimista
CMg [USD/MWh]	\$ 126,7	\$ 105,0	\$ 78,3
VAN (6%) [USD]	\$ 17.667.906	\$ 6.441.570	\$ -7.371.479
TIR [%]	7,70%	6,65%	5,22%

Tabla 32: Sensibilización Precio de la Energía.

Variable	Optimista	Esperado	Pesimista
Inversión [USD]	\$ 64.580.841	\$ 71.756.490	\$ 78.932.139
VAN (6%) [USD]	\$ 13.617.219	\$ 6.441.570	\$ -734.079
TIR [%]	7,47%	6,65%	5,93%

Tabla 33: Sensibilización Inversión.

Variable	Optimista	Esperado	Pesimista
Bonos de Carbono [USD/tonCO <sub>2</sub> e]	\$ 43,2	\$ 32,5	\$ 5,0
VAN (6%) [USD]	\$ 11.423.580	\$ 6.441.570	\$ -6.362.661
TIR [%]	7,12%	6,65%	5,33%

Tabla 34: Sensibilización Bonos de Carbono.

Adicionalmente, se analiza la variación en la rentabilidad producida por cambios en las distintas variables del proyecto para un mayor rango de variaciones porcentuales. Los resultados se muestran en la Tabla 35 y en la Figura L.

Variable	Valores actuales	Variación						
		-50%	-30%	-10%	0%	10%	30%	50%
CMg [USD/MWh]	105,00	3,63%	4,94%	6,10%	6,65%	7,17%	8,15%	9,07%
Inversión [USD]	71.756.490	12,79%	9,58%	7,47%	6,65%	5,93%	4,74%	3,77%
BC [USD/tonCO <sub>2</sub> e]	32,50	5,88%	6,19%	6,50%	6,65%	6,79%	7,08%	7,36%
PNP [USD/kW/mes]	10,28	6,27%	6,42%	6,56%	6,65%	6,70%	6,83%	6,97%

Tabla 35: Sensibilización precios de venta e inversión.

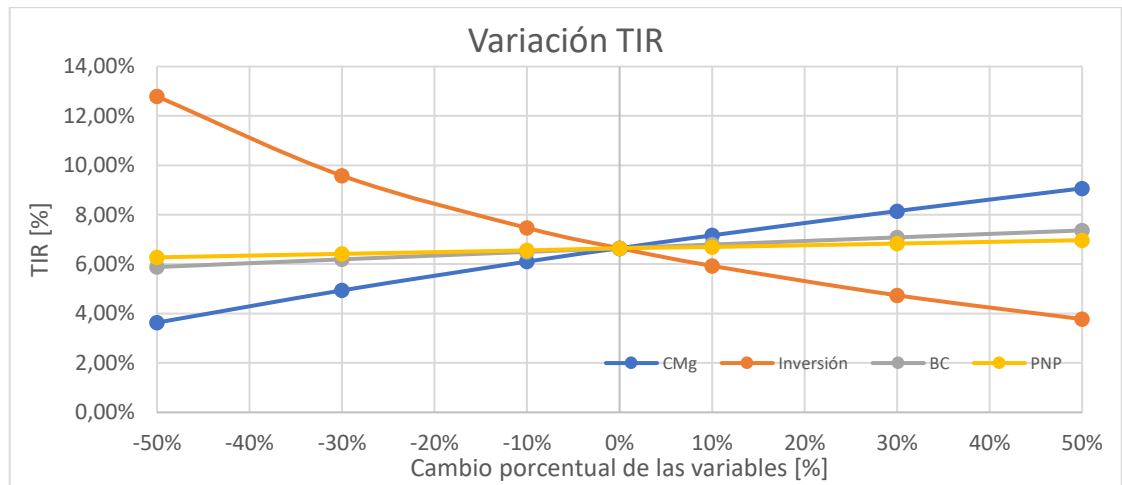
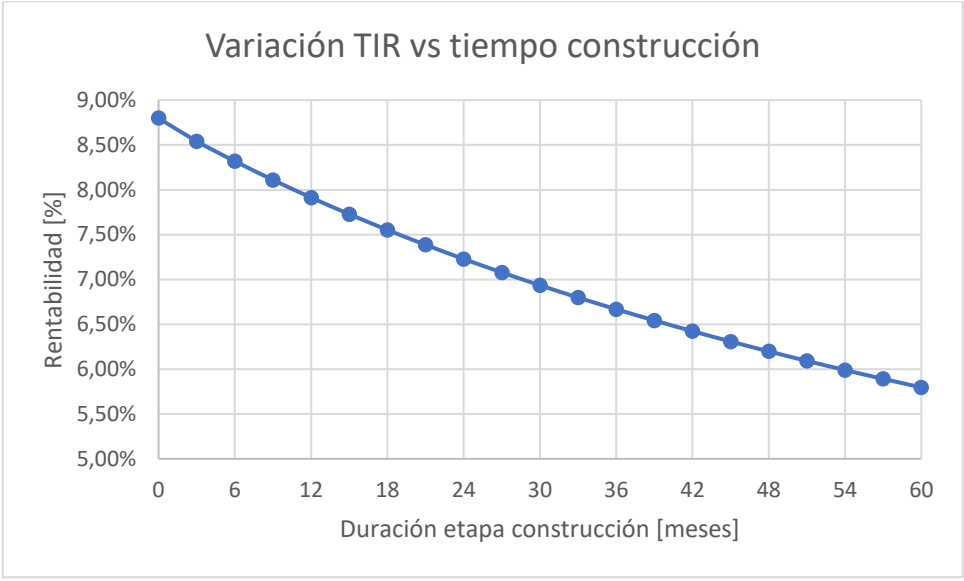


Figura L: Variación de la rentabilidad.

Otro aspecto importante a tener en cuenta en la evaluación económica del proyecto es la extensión esperada del contrato de construcción, puesto que mientras menor sea esta la operación de la central podrá comenzar más pronto, lo que tiene como principal efecto una mejora en la rentabilidad producto del ingreso anticipado de flujos por venta de energía. En la Tabla 36 se muestra la variación del VAN y la TIR para distintas duraciones del contrato de construcción.

Duración [meses]	VAN [USD]	TIR [%]
0	21.378.651	8,80%
3	20.031.764	8,54%
6	18.704.355	8,32%
9	17.396.143	8,11%
12	16.106.850	7,91%
15	14.836.202	7,73%
18	13.583.930	7,55%
21	12.349.768	7,39%
24	11.133.454	7,18%
27	9.934.729	7,08%
30	8.753.340	6,94%
33	7.589.036	6,80%
<b>36</b>	<b>6.441.570</b>	<b>6,65%</b>
39	5.310.698	6,54%
42	4.196.180	6,42%
45	3.097.780	6,31%
48	2.015.265	6,20%
51	948.404	6,09%
54	-103.027	5,99%
57	-1.139.254	5,89%
60	-2.160.495	5,80%

Tabla 36: Sensibilidad duración contrato de construcción.



*Figura LI: Sensibilidad duración contrato de construcción.*



## 6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

A partir de los resultados obtenidos se concluye lo siguiente:

- A pesar de que el sitio seleccionado para la ubicación de la central presenta una alta exposición al oleaje, existen ventanas de tiempo que permiten llevar a cabo la construcción de la central en un plazo razonable. La cantidad de ventanas disponibles en el año puede aumentar si se utilizan equipos que sean capaces de operar en condiciones más severas a las consideradas en este estudio.
- El cambio del método constructivo, sumado a un aumento en la precisión del estudio, permitió disminuir el monto de inversión en un 15,49% respecto al trabajo de referencia. Esto tiene como principal efecto una disminución en el costo de generación de energía.
- Se logró reducir el costo de desarrollo de la inversión en un 25,81% respecto al valor obtenido en la tesis de referencia para la misma tasa de descuento (10%), sin embargo, cabe mencionar que los costos determinados en ambos trabajos se calcularon en base a distintas duraciones de la etapa de construcción. En el trabajo se referencia, no se consideró en el análisis la extensión del contrato de construcción, por lo que una vez se realiza la inversión se obtienen inmediatamente ingresos por venta de energía, en cambio, en este trabajo, se estimó que la duración del contrato de construcción es de aproximadamente 3 años, por lo que recién a partir del 4 año se comienzan a percibir ingresos. Considerando esto, para una misma duración de la etapa de construcción, el principal impacto en el costo de desarrollo viene dado por el aumento en el factor de planta, que por sí solo reduce en un 34,52% el CDI respecto al trabajo de referencia; en cuanto a la disminución de la inversión, que alcanzó el 15,49%, esta reduce el CDI en un 15,04%.

Variación CDI (r=10%)	Inversión: US \$71.756.490		Inversión: US \$84.907.922	
	FC: 25%	FC: 35%	FC: 25%	FC: 35%
Duración construcción	CDI	CDI	CDI	CDI
0 [años]	\$ 190,8	\$ 125,3	\$ <b>224,3</b>	\$ 146,9
1 [años]	\$ 209,7	\$ 137,7	\$ 246,8	\$ 161,6
2 [años]	\$ 230,6	\$ 151,4	\$ 271,4	\$ 177,7
3 [años]	\$ 253,5	\$ <b>166,4</b>	\$ 298,6	\$ 195,5
4 [años]	\$ 278,8	\$ 182,9	\$ 328,4	\$ 215,1

Tabla 37: Variación en el costo de desarrollo.

- Para la tasa de descuento del 10%, el costo de desarrollo de la inversión obtenido es mayor al precio de venta estimado (166,4 USD/MWh vs 147,7 USD/MWh), haciendo que el proyecto no sea competitivo para ese nivel de rentabilidad aún cuando no se está considerando el impuesto a la renta, que asciende al 27% (actividades de Primera Categoría). Considerando el efecto impositivo, el precio de venta necesario para obtener

una rentabilidad igual al 10% debería ascender a 223,51 USD/MWh, monto incluso superior al que se alcanzaría combinando los mejores escenarios de venta de energía y de bonos de carbono.

- La rentabilidad del proyecto alcanzó un 6,65%, siendo sólo superior a la tasa social de descuento. El mayor impacto en la rentabilidad viene dado por el nivel de inversión de la central, seguido por el precio de la energía, el precio de los bonos de carbono y el precio nudo de la potencia. Otro factor importante es la duración de la etapa de construcción: de lograr reducir la duración de esta en 1 año, la rentabilidad aumentaría de un 6,65% a un 7,23%.
- Los principales costos del proyecto vienen dados por la construcción de la obra civil (fabricación de módulos, dragados, excavaciones, banqueta de cimentación, explanada y edificaciones), los cuales representan el 63,4% del presupuesto de inversión del proyecto, muy superiores al costo de los equipos, que representan el 36,6%.
- El costo de inversión unitario del proyecto alcanzó US \$3.587,8 por kilowatt instalado. En comparación a otras tecnologías, el nivel de inversión por unidad de potencia instalada sólo se sitúa por debajo de las tecnologías solar térmica, hidráulica de embalse, hidráulica de pasada y geotérmica.

Tecnología	Costo de inversión referencial (US \$/kW)
Térmica a gas natural (CA)	898
Térmica a gas natural (CC)	675
Conjunto motores a gas	894
Térmica diésel (GMG)	448
Eólica	1.266
Solar fotovoltaica	871
Solar térmica	5.282
Hidráulica de embalse	4.439
Hidráulica de pasada	3.923
Mini-hidráulica	3.263
Térmica a biomasa	3.170
Térmica a biogas	1.144
Geotérmica	4.394
Solar con almacenamiento	1.539
Eólica con almacenamiento	1.891

Tabla 38: Costos de inversión referencial unitario (US \$/kW). Fuente: CNE.

## 7 CONCLUSIONES

---

En base a lo determinado en las secciones anteriores y en línea con los objetivos generales y específicos definidos en este trabajo, se concluye que:

- Es factible técnicamente llevar a cabo la construcción de la central undimotriz SSG en el sitio seleccionado prefabricando las estructuras. La opción de transportarlas desde el mar resultó ser la más adecuada para este proyecto, ya que permite reducir la cantidad de conexiones a materializar en terreno y con ello la extensión de la etapa de construcción.
- La prefabricación de los módulos de captación del oleaje permitió disminuir el costo de desarrollo del proyecto en comparación al obtenido en la tesis de referencia. La selección de este método constructivo, sumado a un aumento en el factor de planta y a una mejora en la precisión del estudio, permitieron reducir en casi un 26% el costo de desarrollo para una misma tasa de descuento (10%).
- La prefabricación en un dique seco o flotante permite evitar problemas asociados a la construcción in situ de este tipo de estructuras. Esta alternativa de construcción, además de asegurar que los materiales cumplan con los niveles de resistencia y durabilidad necesarios para el proyecto, disminuye los tiempos de ejecución y los costos en comparación a la construcción convencional, puesto que la prefabricación no se ve limitada por las condiciones climáticas del lugar y permite evitar tener que instalar estructuras provisionales que impidan el ingreso de agua a las áreas de trabajo. Además, a pesar de que los módulos tienen una forma irregular, es posible transportarlos mediante flotación desde el lugar de fabricación hasta el sitio seleccionado en el proyecto empleando elementos de asistencia (bolsas de aire).
- La adopción de este tipo de generación (undimotriz) en nuestro país puede ser parte de la solución a los desafíos propuestos en la política energética, puesto que la extensa costa nacional tiene un enorme potencial para la generación mediante el aprovechamiento del oleaje.
- Una de las ventajas más atractivas que representa la utilización de este tipo de tecnología es que es capaz de producir energía durante todo el año, ya que al contar con una estructura robusta de hormigón armado que recibe el run up de la ola, puede generar para un amplio rango de períodos y alturas significativas sin necesidad de detener la operación durante eventos extremos, suministrando energía de forma continua al cliente.
- El éxito de un proyecto que utilice este tipo de tecnología es fuertemente dependiente de la calidad de los materiales de construcción empleados, puesto que la estructura debe ser capaz de mantenerse operativa durante la vida útil considerada en la evaluación del proyecto. El uso de hormigones marítimos con adición conjunta de micro sílice y macro

fibras de polipropileno en la fabricación de los módulos puede garantizar que se cumplan tanto los requisitos de resistencia como los de durabilidad.

- Teniendo en cuenta que el costo marginal de la energía en el SIC promedió menos de US \$80 por MWh, la venta de energía en el mercado regulado no resulta conveniente para este proyecto debido al alto costo de desarrollo de la inversión, que alcanzó los US \$166,6 por MWh para una tasa de descuento del 10% y US \$102,5 por MWh para una tasa del 6%. El mejor escenario previsto es la venta de energía a clientes libres, puesto que la tecnología estudiada tiene como principal valor agregado la capacidad de generar energía limpia con un bajo nivel de indisponibilidades (principalmente dadas por el mantenimiento de los equipos), lo que la hace atractiva para clientes que requieran suministro de energía limpia para sus operaciones, que busquen reducir su huella de carbono o bien, que busquen compensar sus emisiones para aliviar la carga impositiva por este concepto.
- A pesar de la mejora en la rentabilidad producto del supuesto de vender la energía a clientes libres a un valor superior al del mercado regulado, sumado a la venta de potencia a precio de nudo y a la venta de bonos de carbono, el proyecto no resulta competitivo, puesto que la rentabilidad esperada (6,65%) es menor a la rentabilidad mínima exigida en la evaluación económica de la tesis de referencia (10%). En este sentido, considerar los beneficios sociales de este proyecto, entre los que se encuentran la reducción de emisiones, que aportan al cumplimiento de los compromisos suscritos por el Estado en materia medioambiental, y la creación de empleos durante la etapa de construcción y de operación de la central, hacen que este sea rentable cuando se utiliza la tasa social de descuento vigente al 2022 (igual al 6%) para su evaluación; en este escenario, se obtiene un VAN de US \$6.441.570 y un período de retorno de la inversión de 13,61 años.
- Promover incentivos a las energías renovables no convencionales es fundamental para lograr que estas sean competitivas en comparación a otras alternativas de generación. La implementación de tarifas especiales que fijen el precio de venta del MWh de las ERNC, incorporación de primas por cada MWh “limpio” inyectado a la red, o reducciones impositivas pueden ayudar a mejorar la competitividad de estas tecnologías y, con ello, impulsar un aumento en la participación de estas en la matriz energética nacional.
- La principal desventaja de este tipo de tecnología es el elevado costo de la obra civil, teniendo gran incidencia en el costo del MWh generado. En este sentido, la opción de incorporar esta tecnología en rompeolas (ya sea en proyectos o en estructuras existentes) tiene como principal beneficio el compartir los costos asociados a la preparación del terreno, reduciendo así el costo de la energía producida. Además, la incorporación en rompeolas de proyectos portuarios puede ayudar a suplir parte de la demanda energética de estos y, al mismo tiempo, a reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> mediante los Certificados de Emisiones Reducidas que pueden obtenerse al verificar que la energía proviene de una fuente limpia en lugar de fuentes contaminantes.

- Otra desventaja que tiene esta tecnología es el elevado costo de inversión por unidad de potencia instalada en comparación a otras ERNC; como se mencionó anteriormente, el costo de inversión unitario obtenido sólo es inferior a las tecnologías solar térmica, hidráulica de embalse, hidráulica de pasada y geotérmica. Respecto a las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, que, según el Informe de Costos de Tecnologías de Generación de la CNE, concentran el 47,4% y 37,1% de la inversión total de proyectos en construcción y en estudio, su costo de inversión unitario es de 1.266 USD/kW y 871 USD/kW, muy inferior al estimado para este proyecto, que llega a los 3.587,8 USD/kW; esto posiciona a la tecnología en una situación desfavorable frente a las tecnologías que atraen la mayoría de las inversiones.
- A la fecha aún no existen centrales que utilicen tecnología SSG en operación o en construcción, por lo que no hay un punto claro de referencia a la hora de comparar presupuestos, plazos de construcción o definir niveles de generación reales. En la medida que la tecnología vaya desarrollándose, ya sea mediante la realización de prototipos a escala completa y/o centrales, será posible reducir el nivel de incertidumbre que conlleva invertir en un proyecto de este tipo.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] VERGARAY MUÑOZ J. 2008. Generación Eléctrica Mediante el Aprovechamiento del Oleaje Marítimo Costero. Memoria de Ingeniero Civil. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 143p.
- [2] ERRÁZURIZ Y ASOCIADOS INGENIEROS, UNIVERSITY OF EDINBURGH Y GUERRERO, OLIVOS, NOVOA Y ERRÁZURIZ. 2011. Marine Energy Development, taking steps for developing the chilean resource.
- [3] ELORZA K., 2015. Estudio del efecto de la incorporación de macrofibras de polipropileno. Memoria de Ingeniero Civil. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 86p.
- [4] MONARDEZ, ACUÑA Y SCOTT. 2008. Evaluation of the Potential of Wave Energy in Chile. En: ASME 27th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering. Estoril, Portugal. pp. 9.
- [5] TORRE ENCISO Y, ORTUBIA I., AGUILETA L.I., MARQUÉS J. 2009. Mutriku Wape Power Plant: From the Thinking out to the Reality. En: 8th European Wave and Tidal Energy Conference. Uppsala, Suecia. pp. 11.
- [6] MARGHERITINI, L. 2009. R&D Towards Commercialization of Sea Wave Slot Cone Generator (SSG) Overtopping Wave Energy Converter: selected topics in the field of wave energy. Department of Civil Engineering, Aalborg University. DCE Thesis No. 24
- [7] MARGHERITINI, L., VICINANZA, D. KOFOED, J. P. 2009. Overtopping Performance of Sea Wave Slot Cone Generator. In Proceedings of Coasts, Marine Structures and Breakwaters 2009. En: Edinburgh International Conference Centre. Escocia, Reino Unido.
- [8] MARGHERITINI, L., FRIGAARD P., IGLESIAS G. 2020. Technological and comercial comparison of OWC and SSG wave energy converters built into breakwaters. En: 4th International Conference on Renewable Energies Offshore. Lisboa, Portugal.
- [9] LACASA MC, ESTEBAN MD, LÓPEZ-GUTIÉRREZ J-S, NEGRO V., ZANG Z. 2019. Feasibility Study of the Installation of Wave Energy Converters in Existing Breakwaters in the North of Spain. Applied Sciences MDPI 9(23): 5225.
- [10] CHILE. Ministerio Secretaría General de la Presidencia. 1994. Ley 19.300: Sobre Bases Generales del Medio Ambiente, marzo 1994.
- [11] CHILE. Ministerio de Hacienda. 2014. Ley 20.780: Reforma tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce ajustes en el sistema tributario, septiembre 2014.

[12] SISTEMA NACIONAL DE INVERSIONES. 2022. Informe Precios Sociales 2022. Santiago. Subsecretaría de Evaluación Social, Ministerio de Desarrollo Social y Familia. 20p.

[13] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2021. Reporte capacidad instalada generación. [en línea] <<https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>> [consulta: 21 mayo 2021].

[14] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. 2020. Informe de costos de tecnologías de generación. Informe Anual. [en línea] <<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf>> [consulta: 20 octubre 2021].

[15] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Precios de nudo SIC – SING – Aysén y Magallanes [en línea] <<https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>> [ consulta: 20 octubre 2021].

[16] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. Costo marginal promedio diario por barra [en línea] <<http://energiaabierta.cl/visualizaciones/costo-marginal-promedio-diario/>> [consulta: 20 diciembre 2021].

[17] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL. 2021. Histórico de capacidad instalada por tecnología. [en línea] <<https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/#Estadisticas>> [consulta: 21 mayo 2021.]

[18] COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL. 2021. Histórico generación anual por tecnología. [en línea] <<https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/#Estadisticas>> [consulta: 21 mayo 2021].

[19] OTÁROLA G. 2017. “Descripción y guía de fichas de información generada para área de estudio”. INH.

[20] VOORENDT M, MOLENAAR W, BEZUYEN K. 2016. Hydraulic Structures Caissons.

[21] SAUMA E. Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC) en Chile. Temas de la agenda pública. (52):5-17, 2012.

## ANEXOS



# ANEXO A. CLIMA DE OLA

## A.1 REGISTRO SERIE TEMPORAL LOS ROBLES AÑO 2000

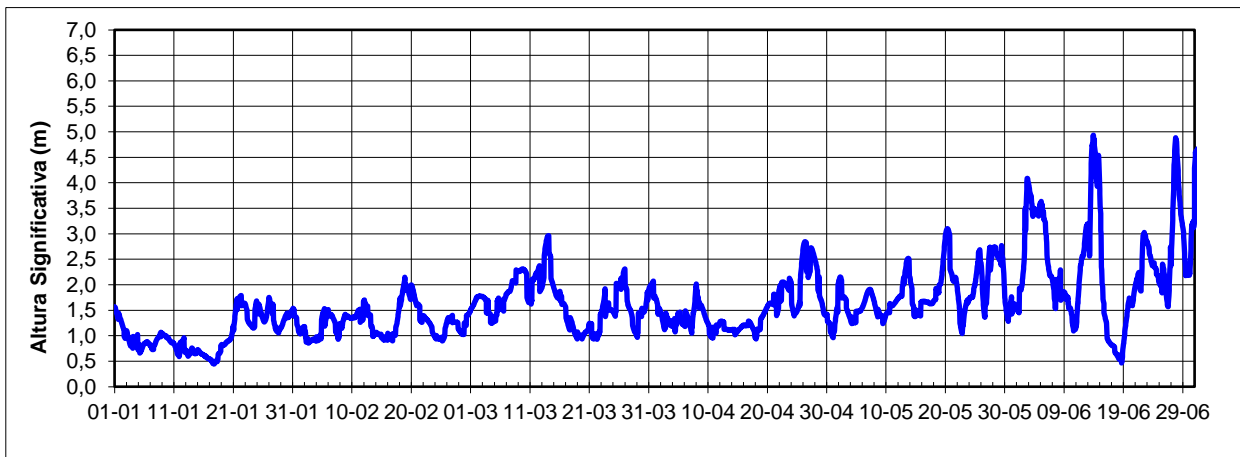


Figura LII: Altura significativa, año 2000 (1).

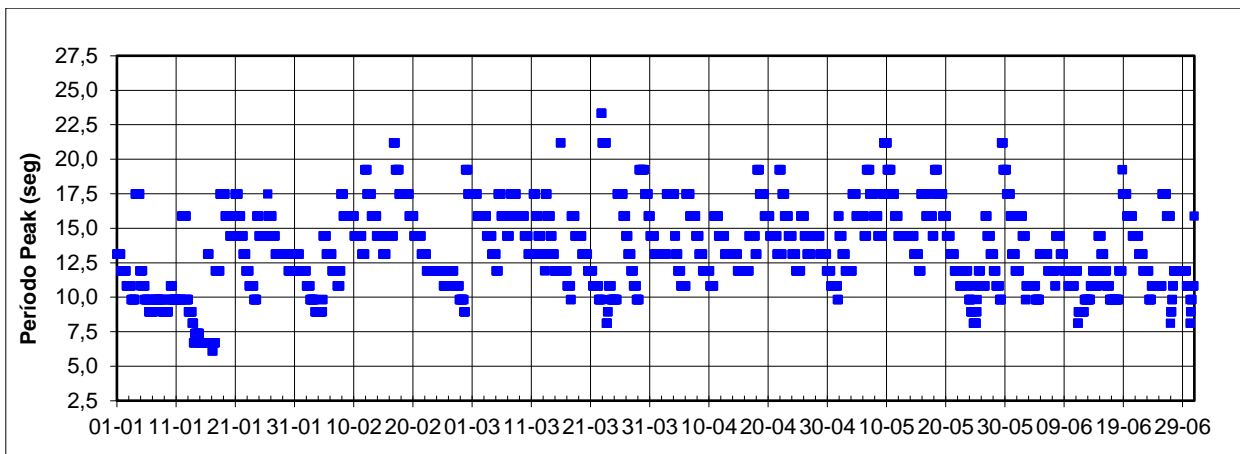


Figura LIII: Período peak, año 2000 (1).

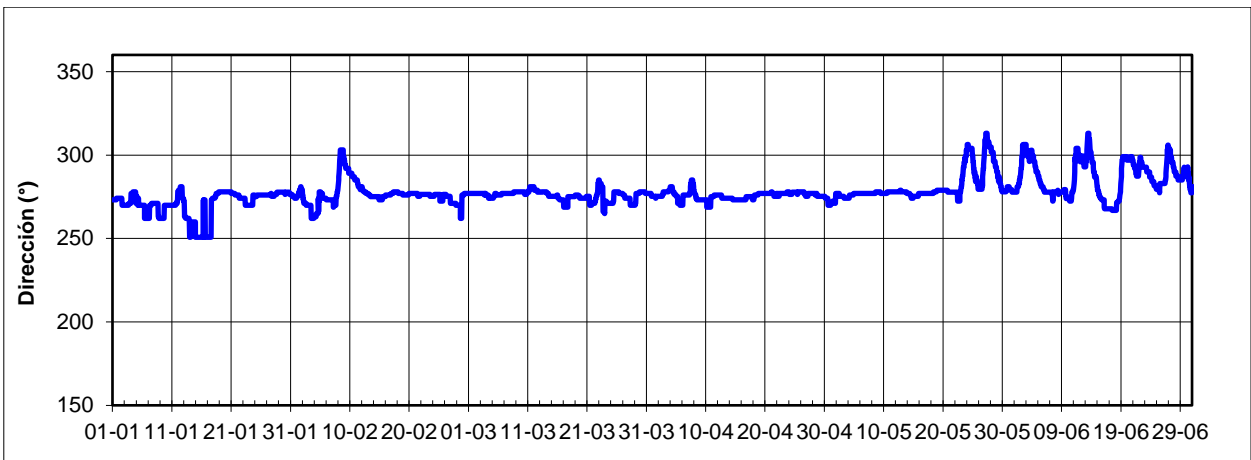


Figura LIV: Dirección, año 2000 (1).

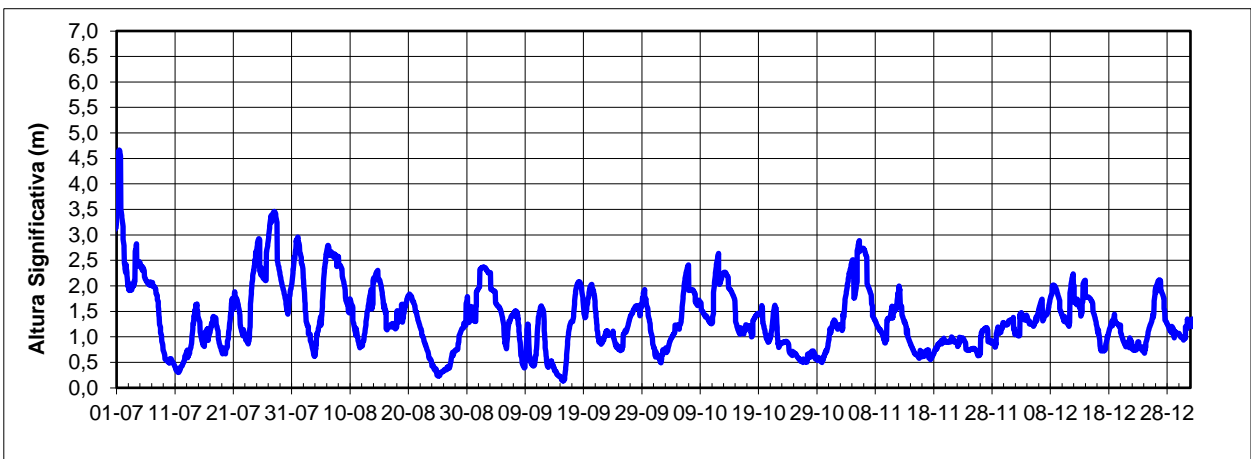


Figura LV: Altura significativa, año 2000 (2).

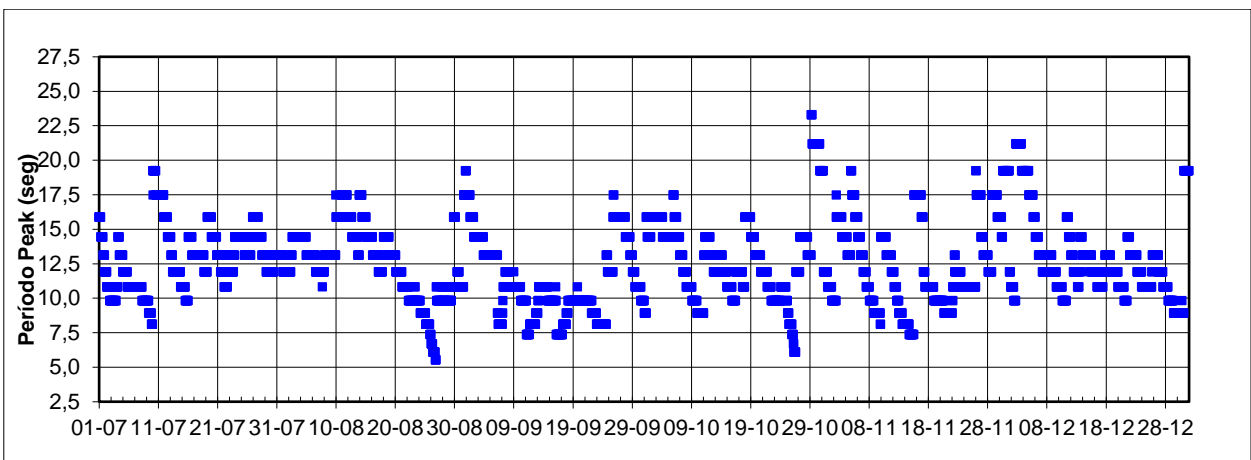


Figura LVI: Período peak, año 2000 (2).

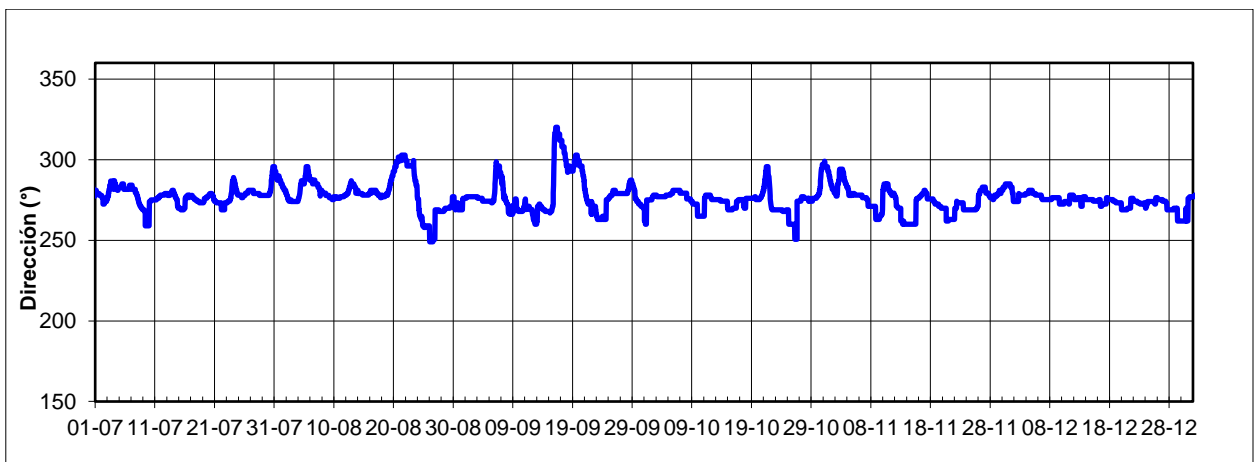


Figura LVII: Dirección, año 2000 (2).

## A.2 REGISTRO SERIE TEMPORAL LOS ROBLES AÑO 2001

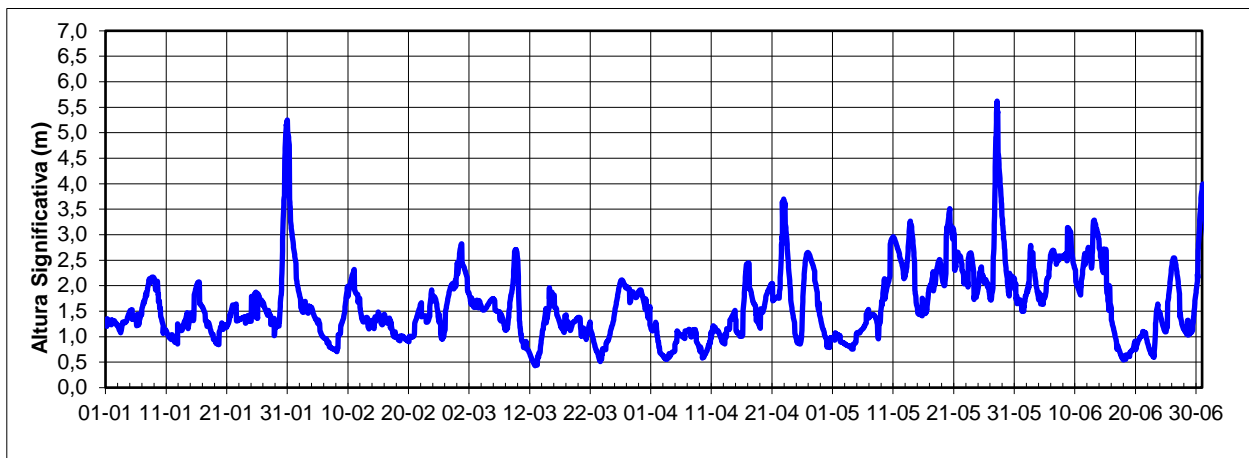


Figura LVIII: Altura significativa, año 2001 (1).

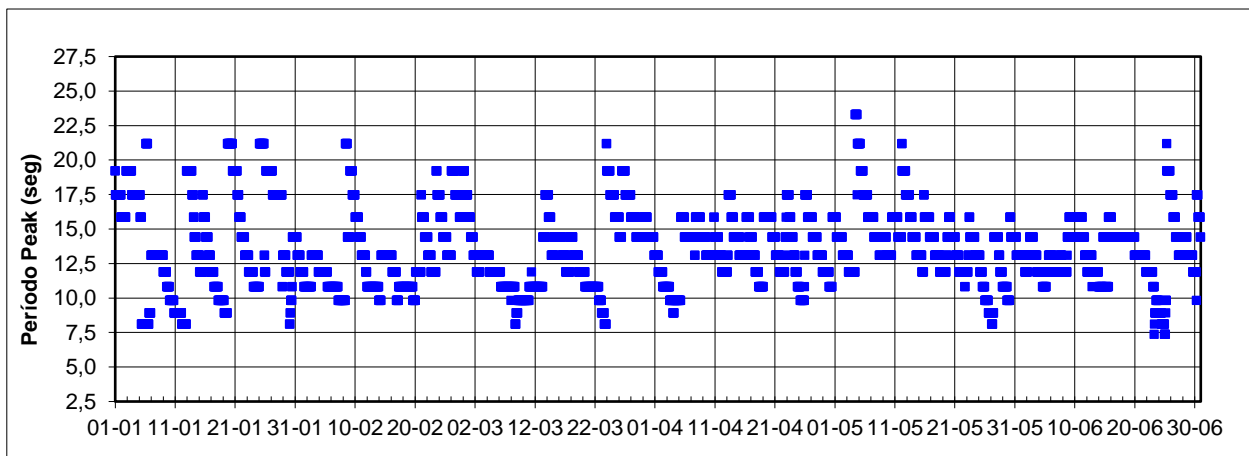


Figura LIX: Período peak, año 2001 (1).

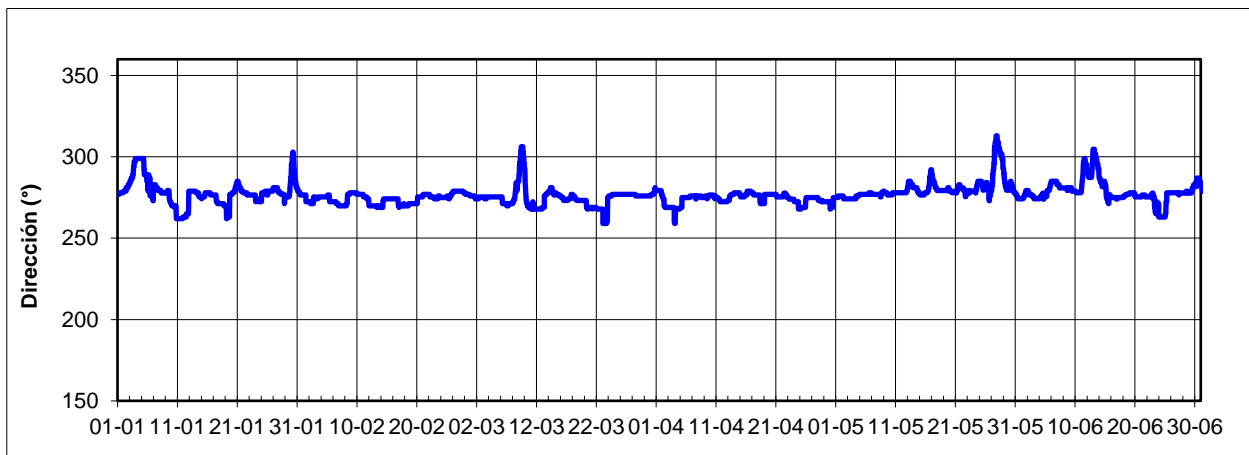


Figura LX: Dirección, año 2001 (1).

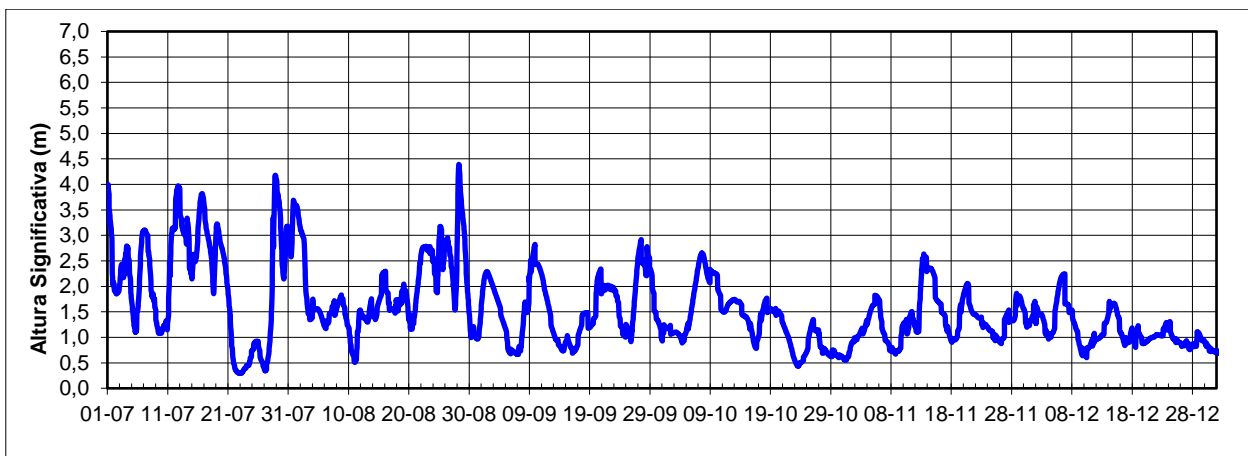


Figura LXI: Altura significativa, año 2001 (2).

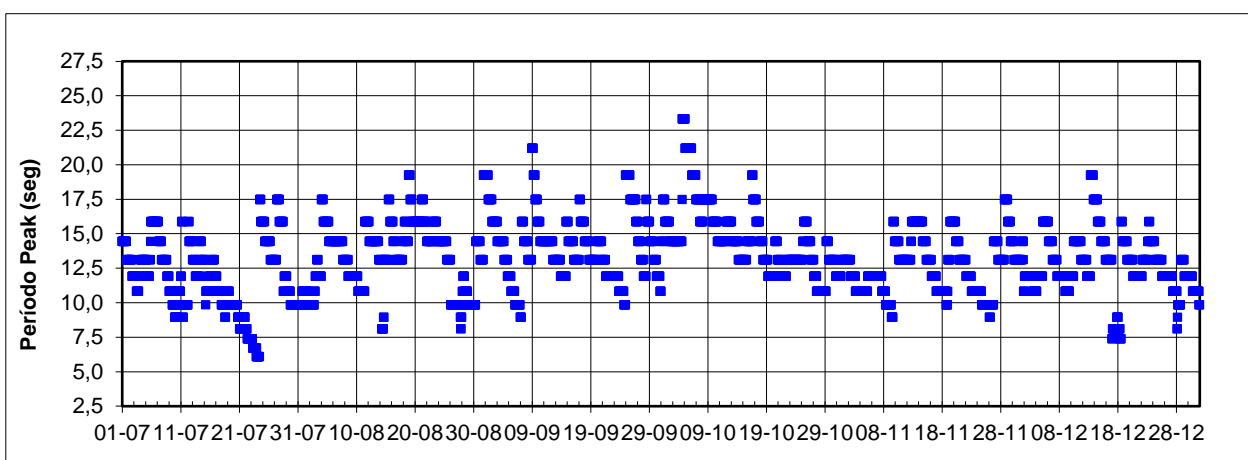


Figura LXII: Período peak, año 2001 (2).

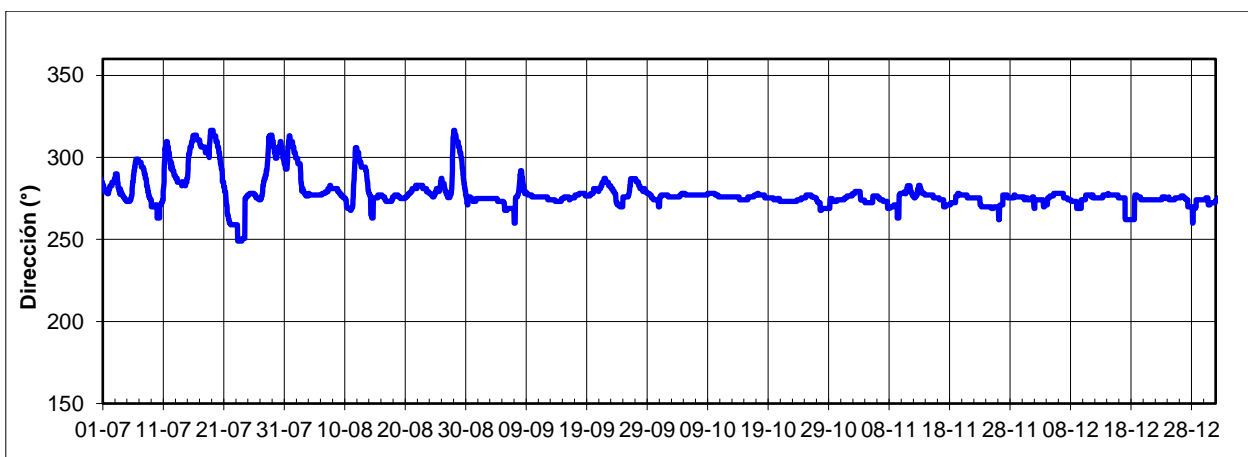


Figura LXIII: Dirección, año 2001 (2).

### A.3 REGISTRO SERIE TEMPORAL LOS ROBLES AÑO 2002

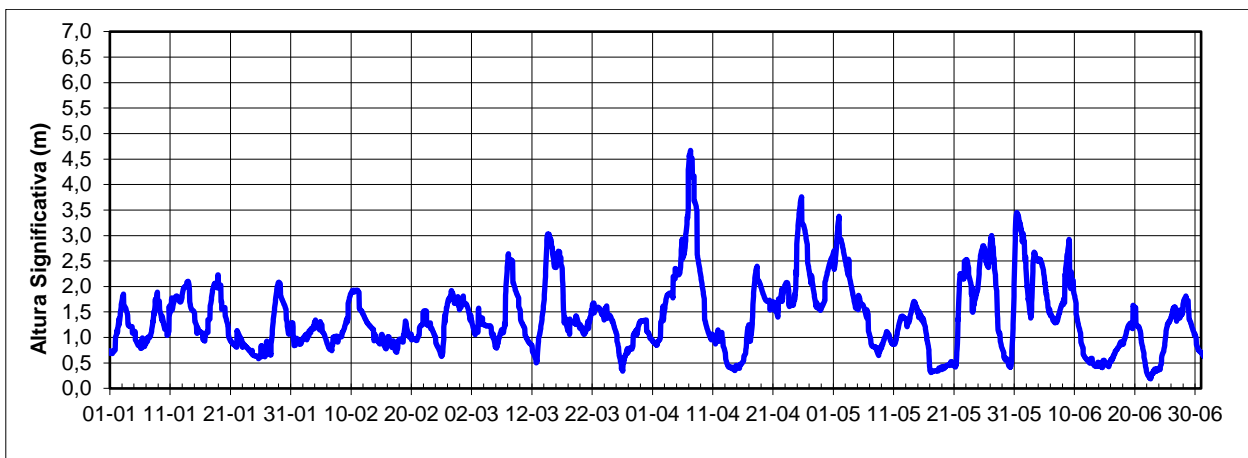


Figura LXIV: Altura significativa, año 2002 (1).

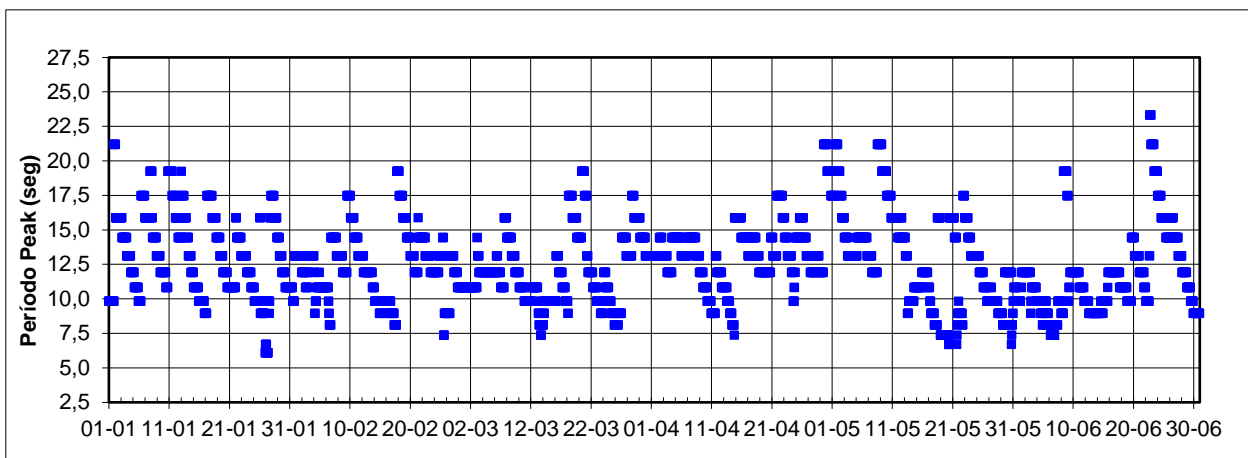


Figura LXV: Período peak, año 2002 (1).

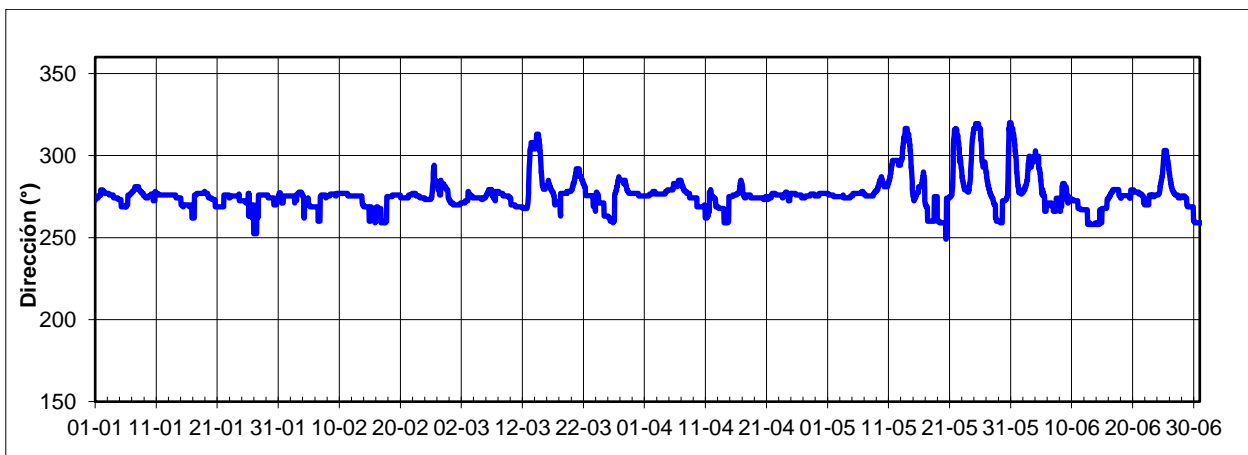


Figura LXVI: Dirección, año 2002 (1).

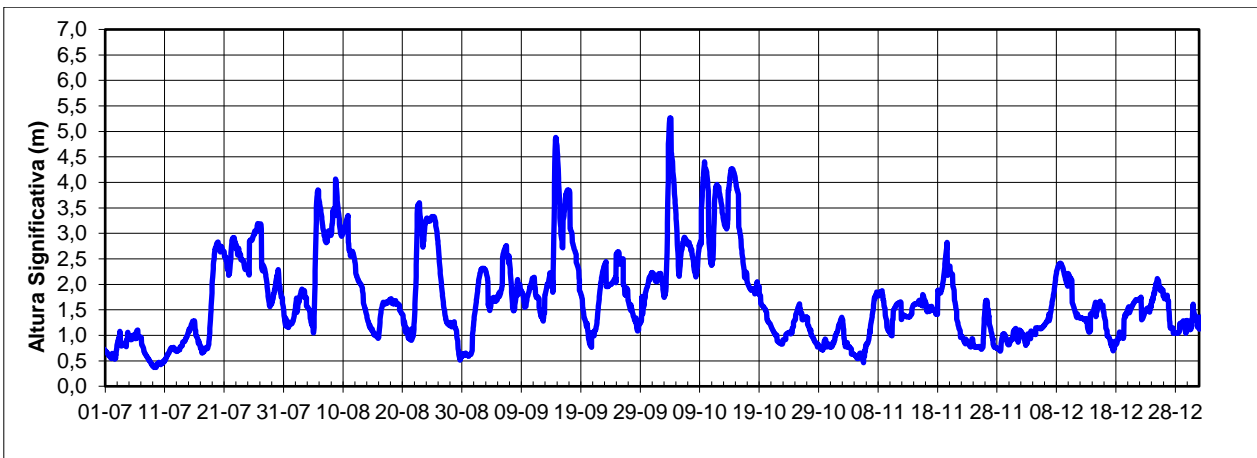


Figura LXVII: Altura significativa, año 2002 (2).

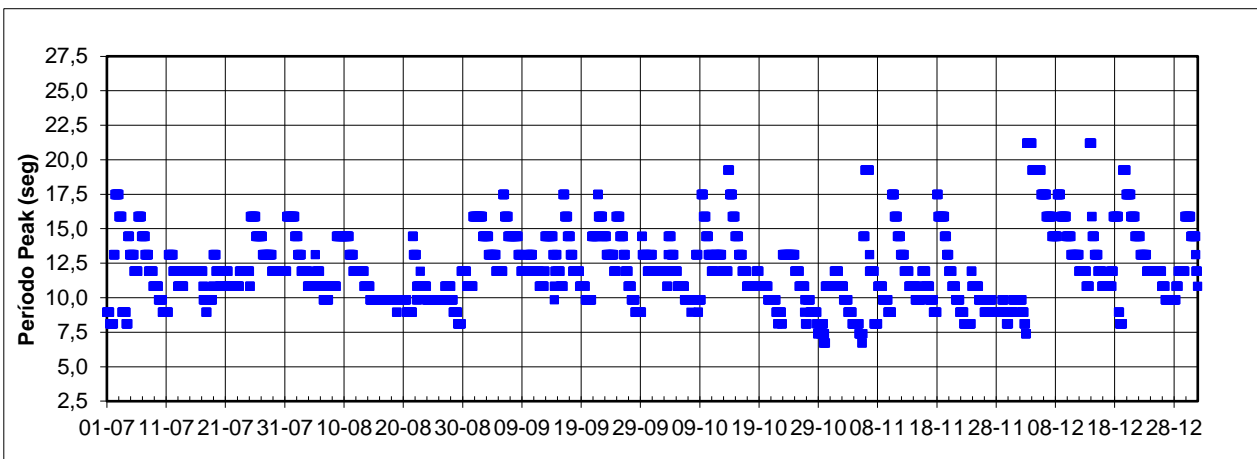


Figura LXVIII: Período peak, año 2002 (2).

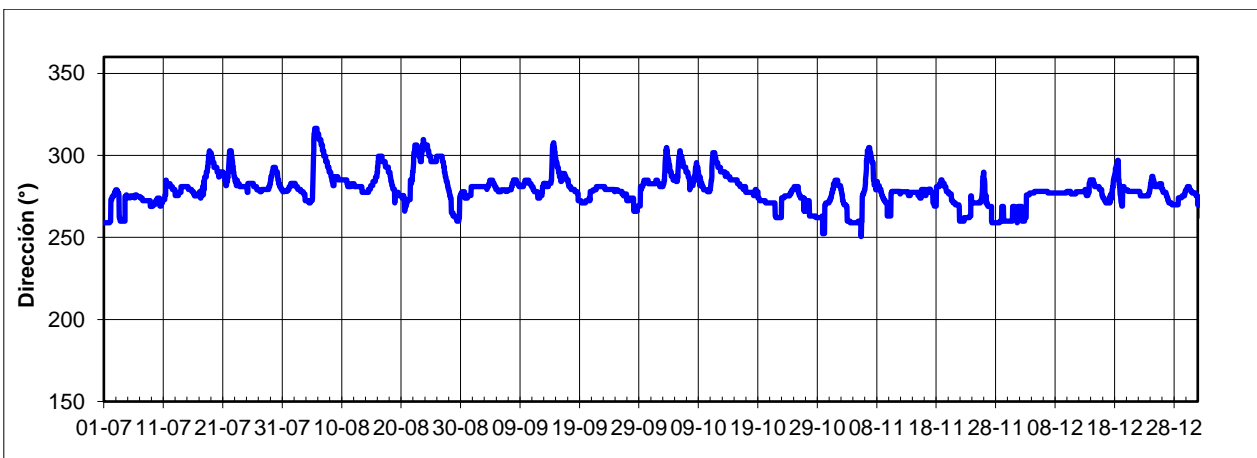


Figura LXIX: Dirección, año 2002 (2).

#### A.4 REGISTRO SERIE TEMPORAL LOS ROBLES AÑO 2003

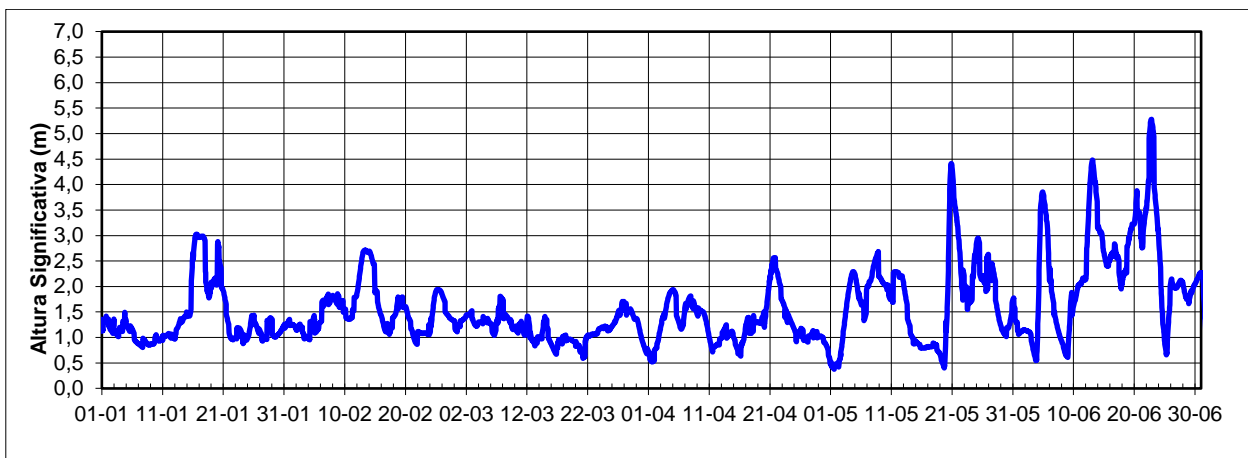


Figura LXX: Altura significativa, año 2003 (1).

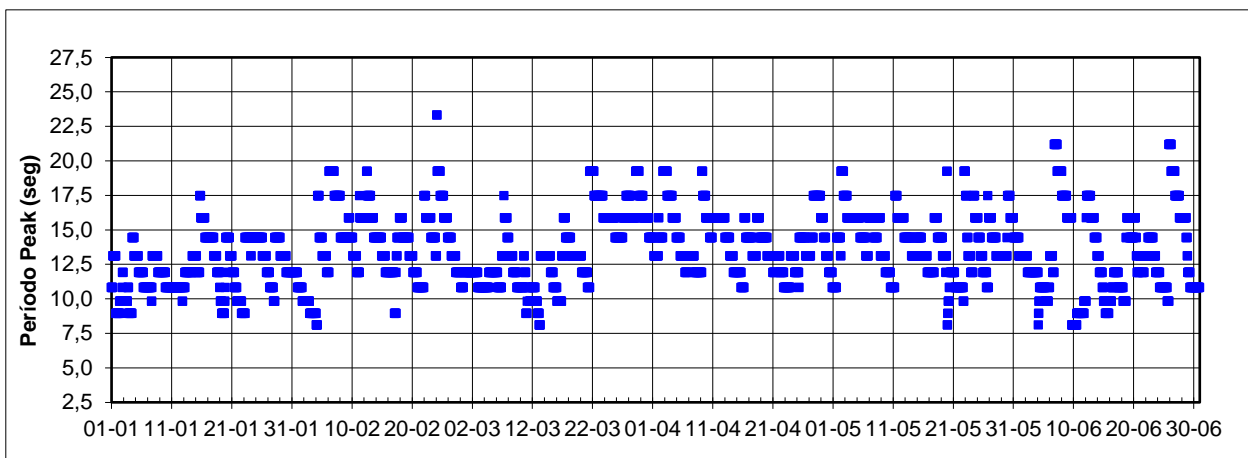


Figura LXXI: Período peak, año 2003 (1).

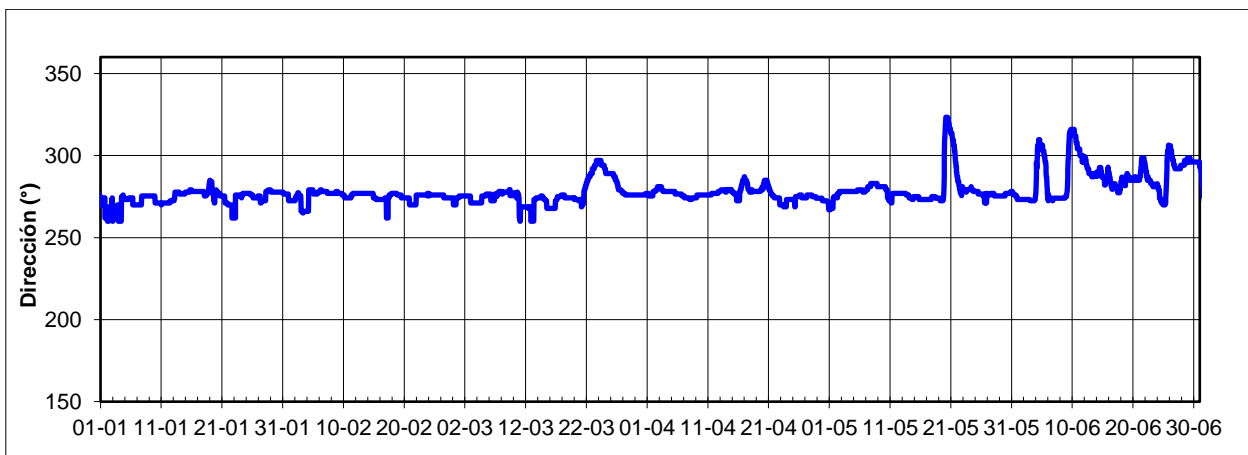


Figura LXXII: Dirección, año 2003 (1).



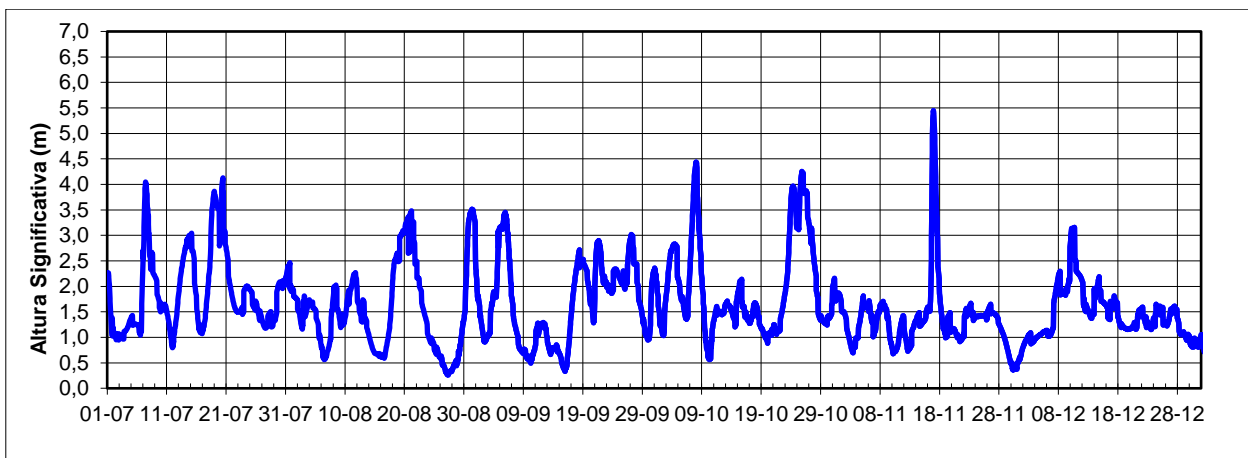


Figura LXXIII: Altura significativa, año 2003 (2).

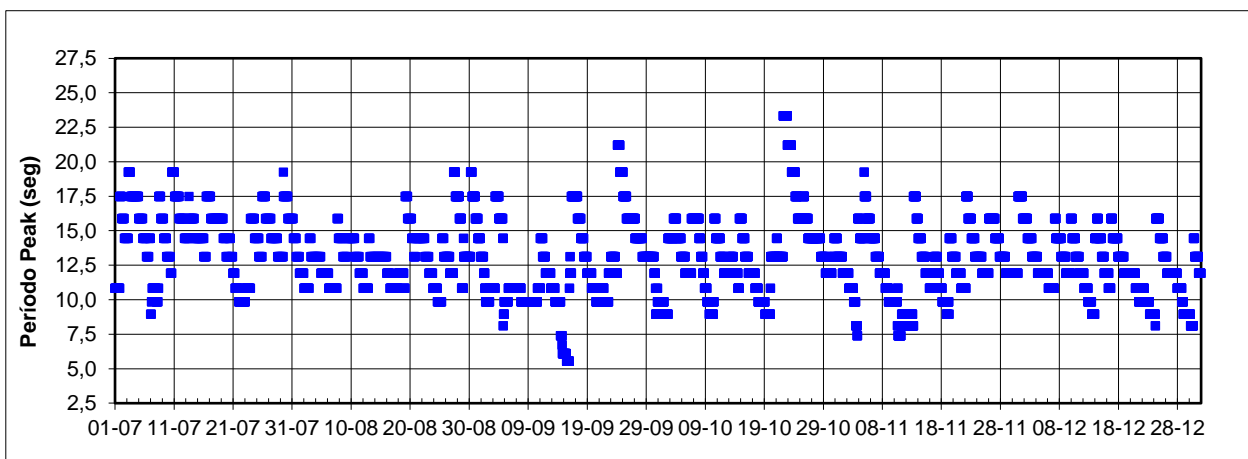


Figura LXXIV: Período peak, año 2003 (2).

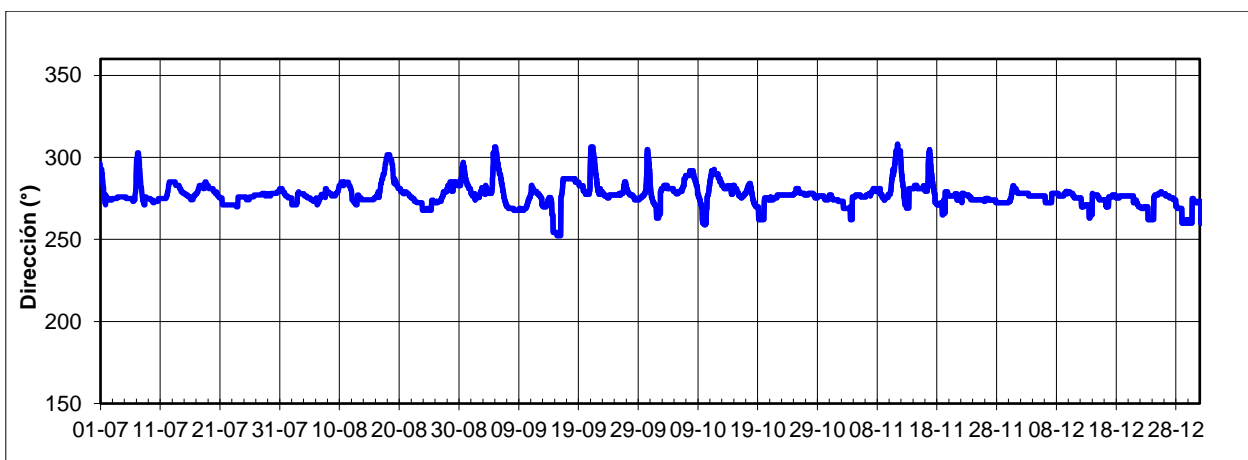


Figura LXXV: Dirección, año 2003 (2).

## A.5 REGISTRO SERIE TEMPORAL LOS ROBLES AÑO 2004

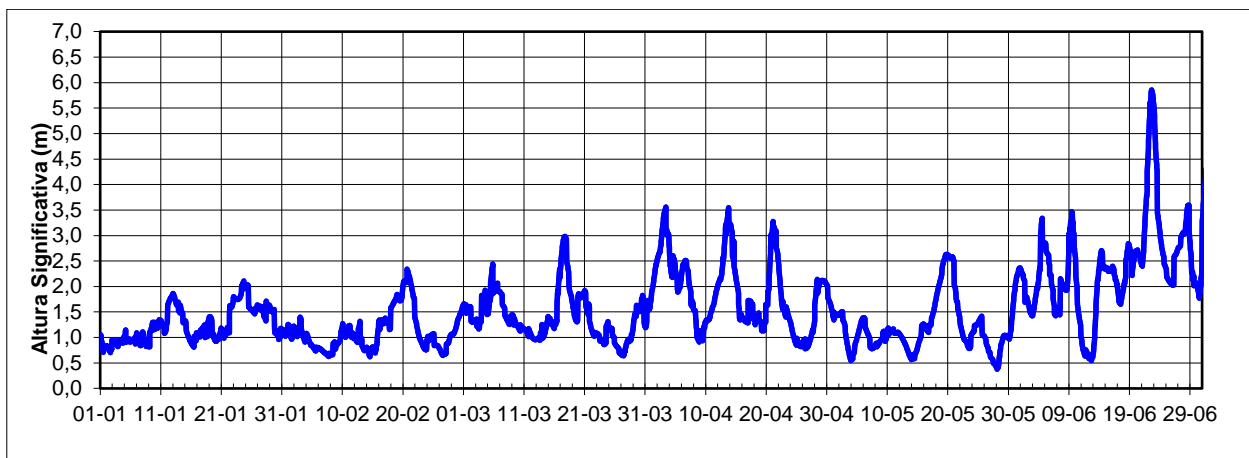


Figura LXXVI: Altura significativa, año 2004 (1).

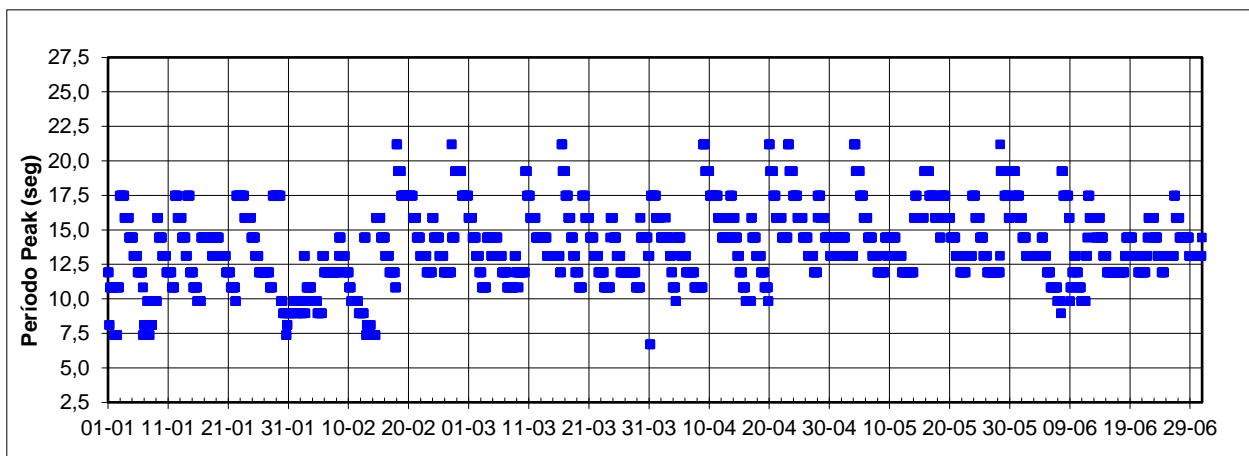


Figura LXXVII: Período peak, año 2004 (1).

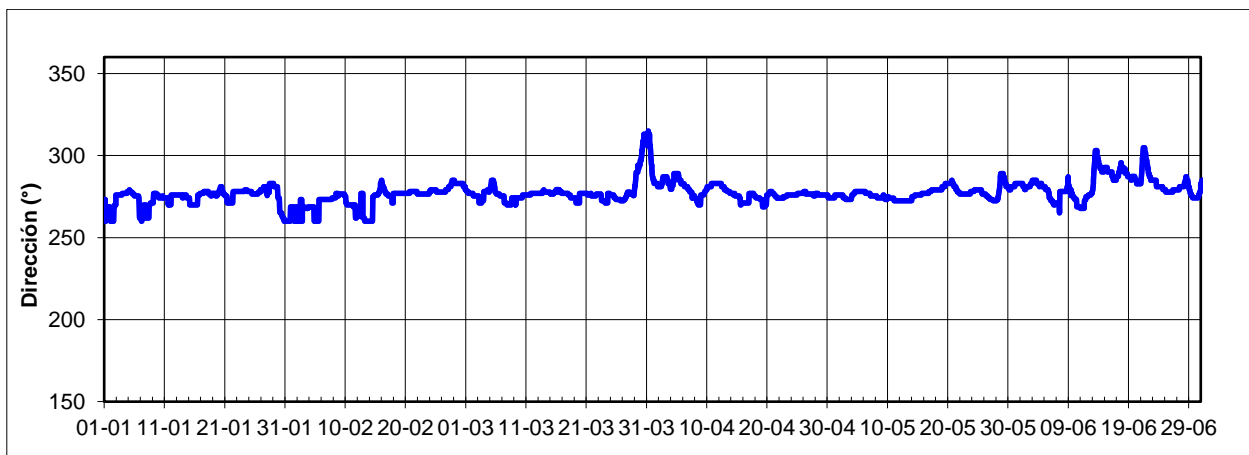


Figura LXXVIII: Dirección, año 2004 (1).

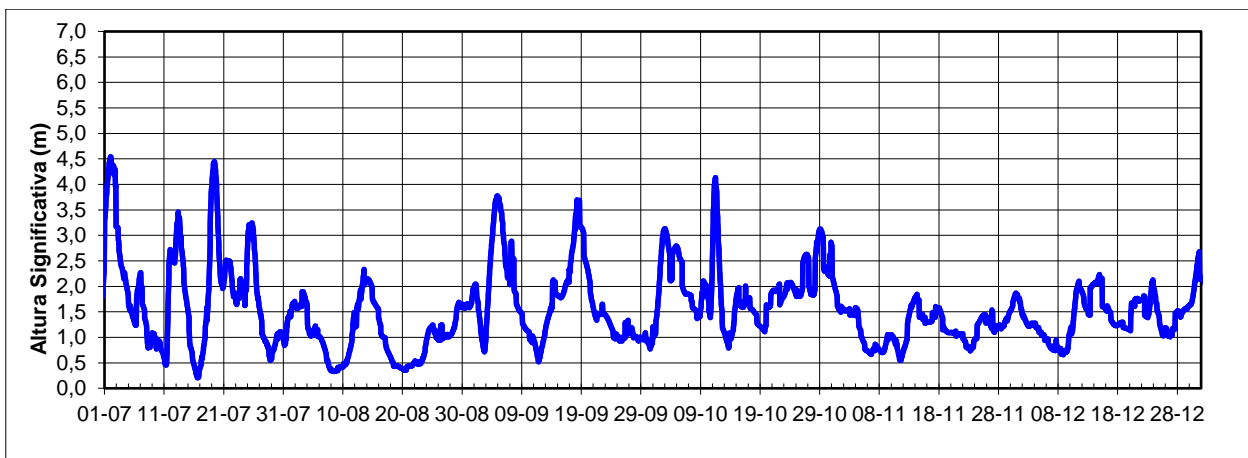


Figura LXXIX: Altura significativa, año 2004 (2).

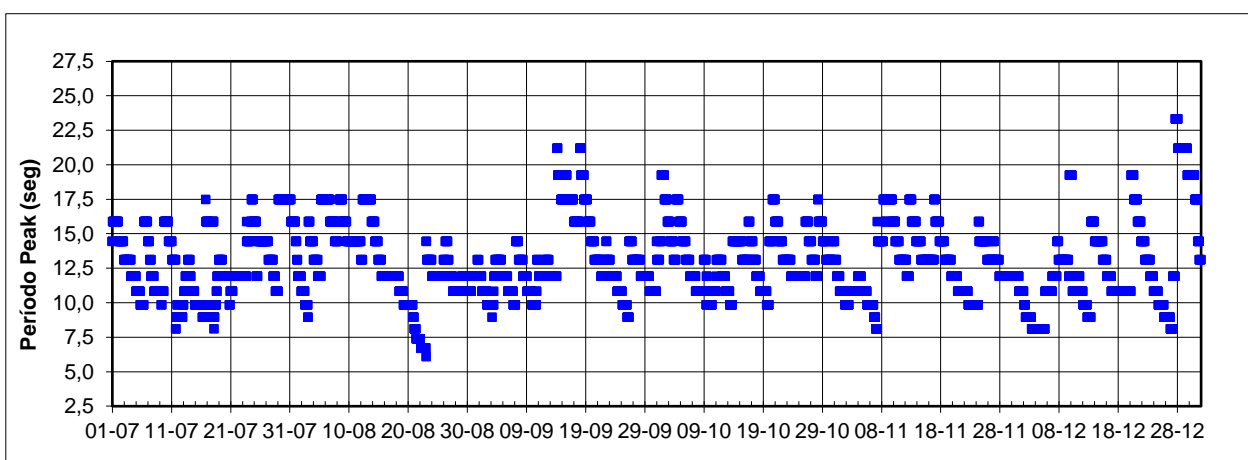


Figura LXXX: Período peak, año 2004 (2).

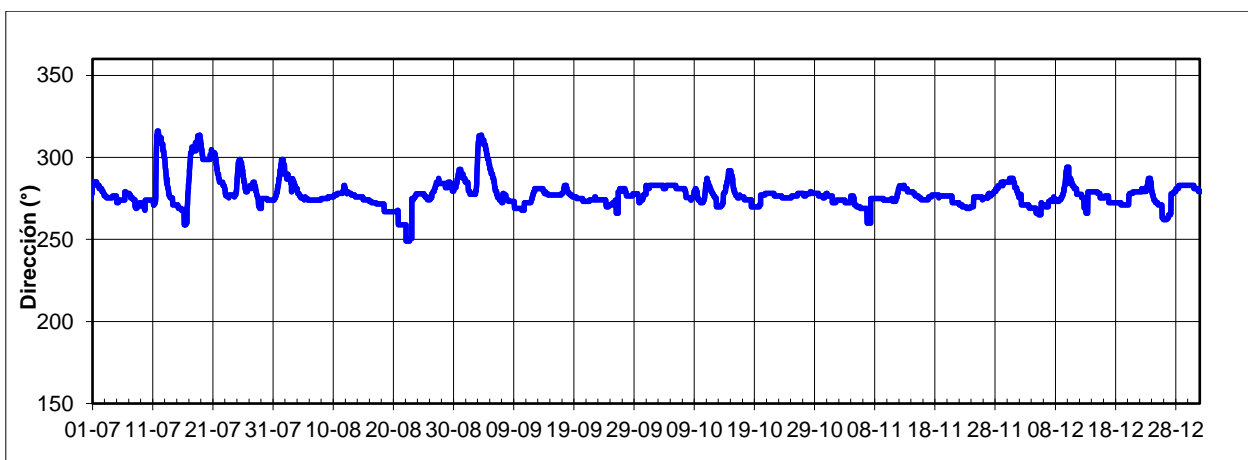


Figura LXXXI: Dirección, año 2004 (2).

## A.6 REGISTRO SERIE TEMPORAL LOS ROBLES AÑO 2005

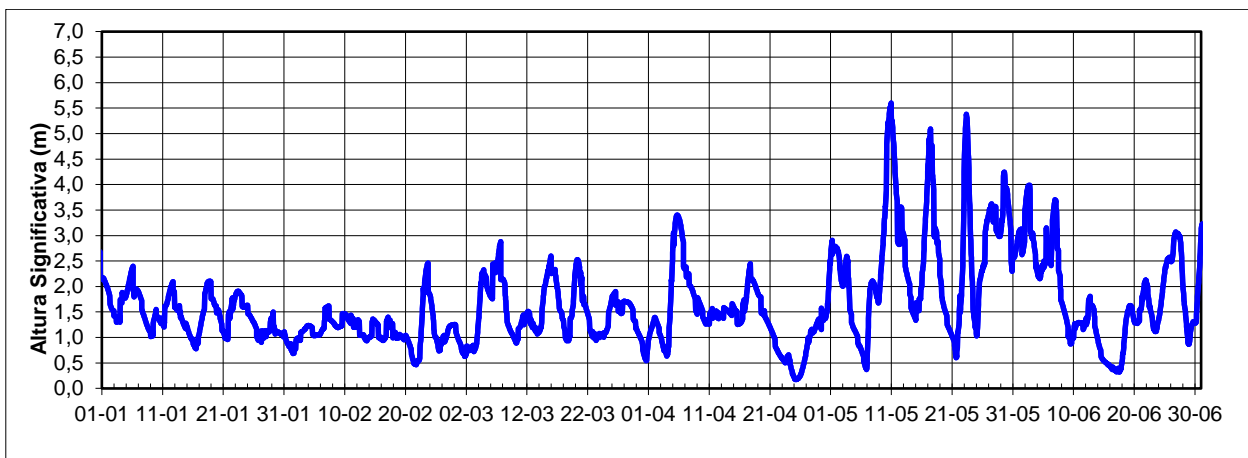


Figura LXXXII: Altura significativa, año 2005 (1).

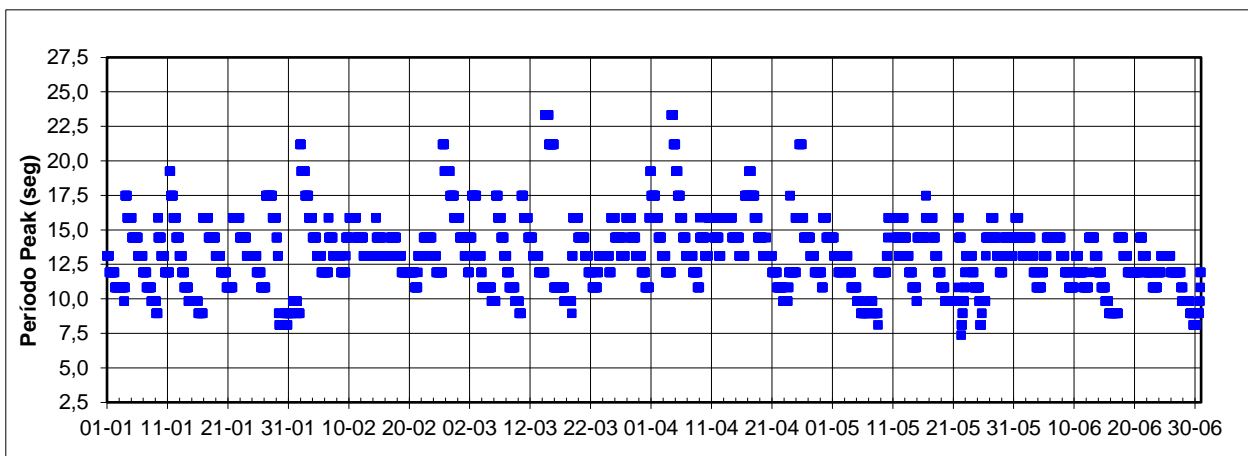


Figura LXXXIII: Período peak, año 2005 (1).

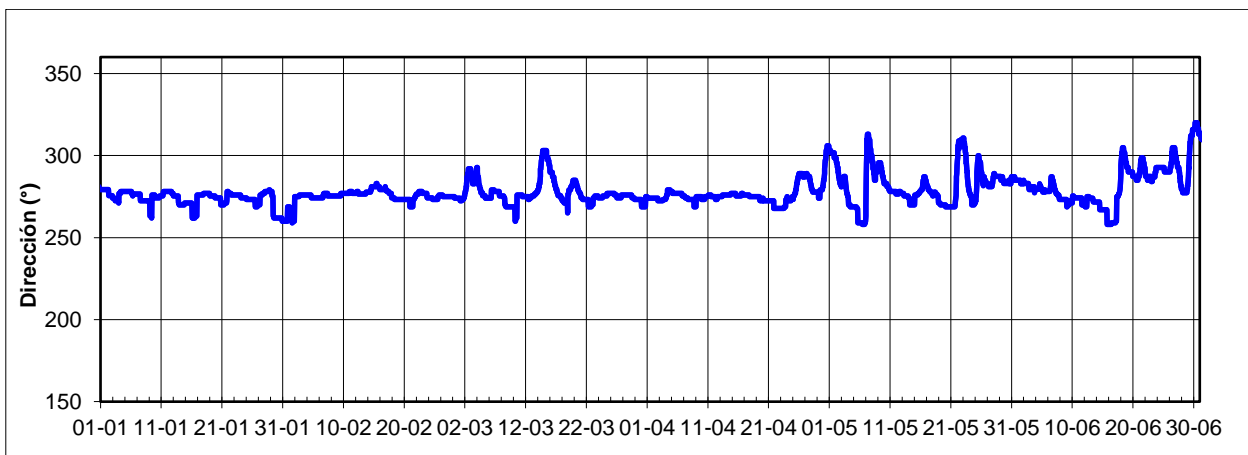


Figura LXXXIV: Dirección, año 2005 (1).

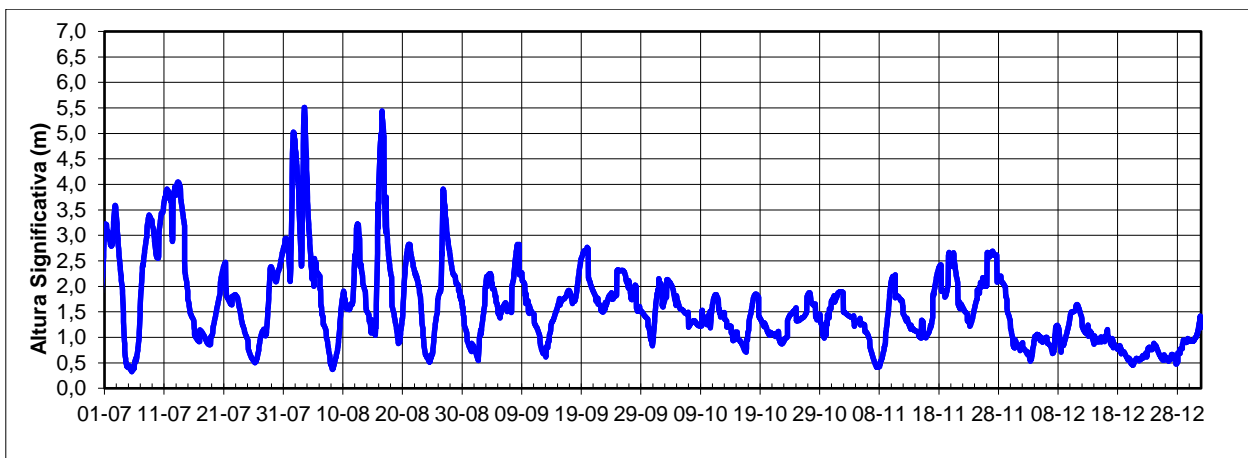


Figura LXXXV: Altura significativa, año 2005 (2).

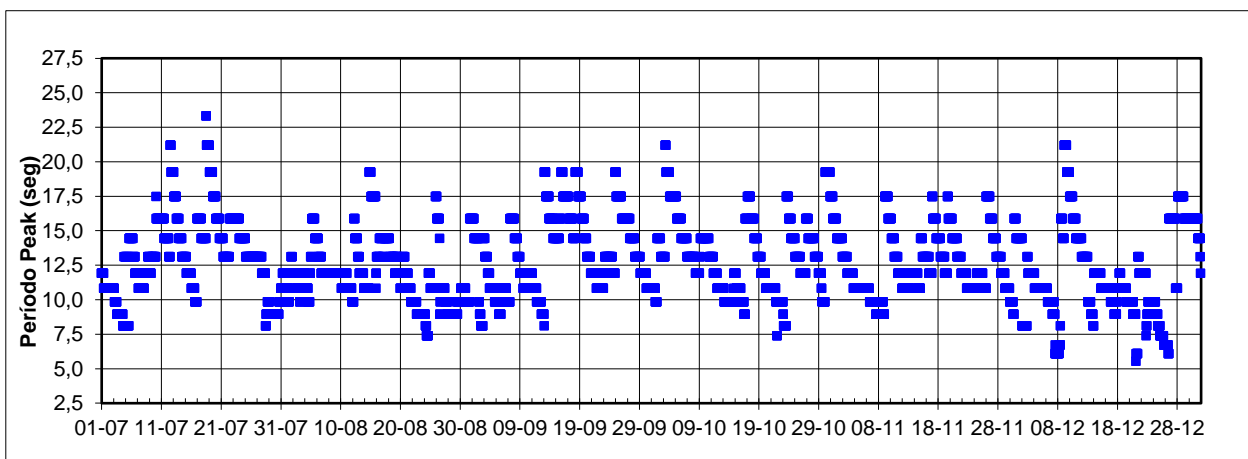


Figura LXXXVI: Período peak, año 2005 (2).

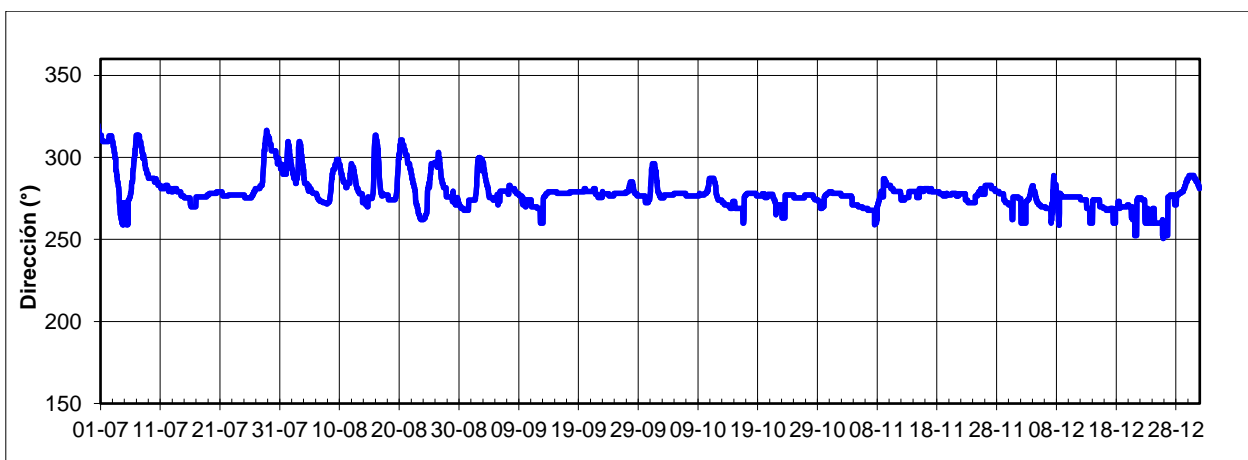


Figura LXXXVII: Dirección, año 2005 (2).

## ANEXO B. VENTANAS TEMPORALES

### B.1 HORAS OPERACIONALES DIARIAS PERÍODO 2000-2005: Preparación del terreno.

Horas mínimas por día	20
Inicio jornada	0
Fin jornada	24
Hs lím [m]	2,0
Tp lím [s]	11

Tabla 39: Parámetros límite, preparación del terreno.

#### AÑO 2000

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
1	0	9	24	4	17	24	24	24	24	24	24	6	24	24	24	18	16	0	0	0	0	0	15	16	0	0	0	0	0	0	0	
2	0	23	24	21	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	1	24	22	0			
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	0	0	0	14	20	7	24	13	0	0	17	6	0	0	
4	0	0	0	0	17	4	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	
5	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	6	24	0	11	0	0	0	0	0	
6	0	0	0	0	0	0	3	0	7	18	5	0	0	0	0	19	24	7	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	
7	0	0	20	0	0	0	19	24	24	2	0	0	0	5	24	2	0	0	0	0	0	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	24	24	24	24	24	24	24	21	10	14	
9	0	0	0	0	0	17	14	18	23	24	24	24	24	24	24	21	11	24	18	24	24	24	16	0	0	0	0	0	12	24		
10	10	0	0	0	0	0	0	20	24	24	3	0	0	0	24	12	8	1	0	0	4	24	24	24	24	16	0	0	0	0	0	
11	24	11	0	0	0	0	11	24	24	0	0	18	24	24	14	0	13	24	24	24	24	10	11	24	24	1	0	0	0	0		
12	2	19	0	0	0	0	0	0	9	24	8	0	6	0	0	12	12	0	0	23	14	0	0	23	18	0	9	24	24	24	4	

Tabla 40: Días con condiciones aptas, preparación del terreno. Año: 2000.

#### AÑO 2001

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
1	0	0	0	0	14	17	0	0	9	24	24	22	0	0	0	0	12	24	18	0	0	0	0	22	2	0	0	2	0	0	0	
2	7	18	0	0	14	24	24	10	0	0	0	24	24	9	0	2	24	24	24	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
3	0	0	0	0	0	17	24	24	5	19	23	24	8	0	0	0	0	0	0	15	24	24	22	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	0	16	24	24	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	3	0	0	0	0	5	24	0	0	0	0	12		
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	12	0	1	5	0	
6	0	0	0	8	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	23	24	8	0	0	0	0	0		
7	0	0	0	0	0	0	0	0	23	24	0	0	0	0	0	0	0	4	0	2	24	24	24	12	0	0	0	0	0	0	0	
8	0	2	0	0	0	0	0	0	17	11	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	0	7	10	0	
9	0	0	0	0	14	24	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	24	0	0	0	0	0	0	3	
10	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	24	6	0	0	
11	0	0	18	24	8	0	6	24	16	0	0	0	0	0	0	0	23	24	1	0	0	0	23	24	24	20	0	0	0	0		
12	1	3	11	5	0	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	23	15	0	0	0	0	0	0	0	0	14	19	0	5	24	

Tabla 41: Días con condiciones aptas, preparación del terreno. Año: 2001.

## AÑO 2002

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	22	0	0	0	18	9	0	0	0	8	0	0	0	0	22	24	7	0	0	8	24	2	0	9	24	21	18	0	0	17	20
2	0	8	1	17	24	21	0	0	0	0	0	0	6	24	24	24	19	0	0	0	0	0	0	10	15	3	24				
3	24	24	3	0	0	0	14	0	0	21	24	24	24	4	0	0	18	7	0	0	0	16	24	15	24	24	3	0	0	0	
4	0	0	0	0	0	0	0	0	9	24	16	7	24	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	11	24	22	2	24	12	24	12	5	0	0	0	0	0	0	24	16	5	0
6	0	1	1	0	19	24	24	10	3	0	23	24	24	24	20	0	6	24	17	0	5	16	0	0	0	0	0	3	24	24	
7	24	4	10	14	0	0	0	4	24	24	10	0	24	0	0	0	18	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	0	0	3	24	5	0	0	0	0	0	0	0	14	24	24	24	24	24	24	24	14	1	0	0	10	24	24	20	7	19	
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	0	5	24	20	0	0	0	0	0	1	24	24	6	0	
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	14	23	24	24	24	0	0	4	24	24	24	24	24	18
11	13	24	24	24	14	0	13	24	24	10	0	0	16	24	13	20	24	1	0	10	24	24	21	24	24	24	24	24	24	24	
12	24	24	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	3	24	10	8	9	0	0	0	0	0	1	24	24	18	0	0	0

Tabla 42: Días con condiciones aptas, preparación del terreno. Año: 2002.

## AÑO 2003

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	12	21	24	11	0	16	19	0	0	24	24	24	6	0	0	0	0	0	1	0	12	24	6	0	0	0	16	5	0	0	1
2	24	24	24	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	3	24	0	0	0	0	0	0	11			
3	0	1	24	19	0	16	0	0	13	15	24	24	9	0	12	22	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0	0	0	4	23	0	2	0	0	0	0	2	
5	15	0	0	0	0	0	0	0	0	10	8	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	5	0	0	0	7	0	0	0	0	0
6	0	0	0	3	0	0	0	0	6	17	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	15	22	0	0	0	9	0		
7	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	24	24	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	22	0	0	0	18	16	0	0	0	0	22	0	0	0	9	24	0	0	0	0	0	3	24	10	0	0	6	2	0	0
9	7	24	11	0	0	0	24	24	24	24	3	3	24	24	24	2	0	0	0	24	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	12	18	0	0	0	0	0	0	21	13	0	0	0	6	0	0	12	24	24	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	15	21	0	0	0	0	11	24	24	24	24	8	0	0	13	0	24	9	0	15	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	20	5	0	0	0	0	19	24	1	0	9	0	0	0	2	24	24	24	8	0	0	0	24	24	18	0

Tabla 43: Días con condiciones aptas, preparación del terreno. Año: 2003.

## AÑO 2004

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	
1	19	23	0	0	0	5	24	24	5	0	9	3	0	0	19	13	0	0	0	0	14	9	0	0	0	0	2	10	5	24	24	
2	24	18	24	24	16	0	0	0	0	21	24	16	24	14	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	0	0	19	0	0	0	14	15	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	0	0	11	14	0	0	0	4	14	0	4	
4	0	0	0	0	0	0	10	24	0	0	0	0	0	0	10	24	1	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	18	15	0	0	14	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	23	9	0	22	18	0	1	0	0	14	24	20	13	8	0	4	0	0	0	0	0	0	0	10	2	0	0	
8	1	24	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	24	24	24	24	2	0	0	0	11	24	14	18	0	
9	13	24	12	0	0	0	0	0	21	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	24	9	0	0	5	24		
10	0	0	0	0	0	0	9	23	3	22	0	8	20	0	0	0	0	12	24	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	
11	24	24	24	10	24	24	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	24	24	24	10	0	0	0	0	0	0	0	
12	18	24	24	24	24	21	0	0	0	6	11	24	10	0	0	3	24	24	24	5	0	0	0	24	24	24	6	0	0	0	0	0

Tabla 44: Días con condiciones aptas, preparación del terreno. Año: 2004.

# AÑO 2005

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	0	16	24	1	0	0	10	24	11	0	0	0	4	24	24	22	0	0	0	5	20	0	0	0	0	12	7	0	14	24	24
2	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	8	14	9	0	10	24	14	0	0	0	0	0	1	24	23	0	0	0	16	3	0	0	0	0	0	0	0	16
4	0	0	0	0	0	0	0	6	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	24	20	0	0	0	0	0	0	6	0
5	0	0	0	20	24	24	15	8	0	0	0	0	0	18	2	0	0	0	17	24	22	7	0	13	12	0	0	0	0	0	
6	0	0	0	0	0	0	0	0	21	1	10	10	0	11	24	24	8	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	23	24	13	0
7	0	0	0	21	5	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	18	0	3	19	0	0	0	0	0	3	0	4	24	17	21	0	0	0	14	24	15
9	0	16	0	22	24	24	9	0	4	4	21	24	3	0	0	0	0	0	0	0	4	24	1	0	0	0	0	0	0	19	0
10	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	24	20	19	18	0	0	0	20	24	24	15	0	0	0	0	12	3	0	
11	0	0	4	24	24	24	24	24	2	0	0	24	8	9	2	0	0	0	0	0	0	5	24	11	0	0	0	19	18	0	
12	0	20	0	20	24	24	24	13	0	0	0	0	22	2	18	24	24	18	24	24	11	4	24	24	24	16	5	3	0	0	0

Tabla 45: Días con condiciones aptas, preparación del terreno. Año: 2005.

Mes / N° días	3 días	4 días	5 días	6 días	7 días
1	1,0	0,2	0,2	0,2	0,0
2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0
7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
8	1,2	0,7	0,3	0,3	0,3
9	1,2	0,5	0,2	0,2	0,2
10	1,0	0,5	0,2	0,0	0,0
11	1,7	1,0	0,5	0,2	0,2
12	1,2	0,3	0,2	0,0	0,0
<b>Anual</b>	<b>9,5</b>	<b>3,7</b>	<b>1,7</b>	<b>1,0</b>	<b>0,7</b>

Tabla 46: Promedio mensual y anual de ventanas temporales aptas, preparación del terreno. Período 2000-2005.



## B.2 HORAS OPERACIONALES DIARIAS PERÍODO 2000-2005: Transporte y Fondeo.

Horas mínimas por día	20
Inicio jornada	0
Fin jornada	24
Hs lím [m]	1,5
Tp lím [s]	11

Tabla 47: Parámetros límite, transporte y fondeo.

### AÑO 2000

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31		
1	0	9	24	4	17	24	24	24	24	24	24	6	24	24	24	18	16	0	0	0	0	0	15	16	0	0	0	0	0	0	0		
2	0	23	24	21	0	0	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	1	24	22	0				
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	0	0	0	14	20	3	5	13	0	0	17	6	0	0	0		
4	0	0	0	0	17	4	0	0	0	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9			
5	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0	5	0	0	0	0	0		
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	0	0	0	0	19	24	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	0	0	0	0	0	0	0	18	24	2	0	0	0	4	24	2	0	0	0	0	0	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	24	24	24	24	24	24	24	21	10	14		
9	0	0	0	0	17	12	18	23	24	12	20	24	24	24	24	9	0	11	0	22	24	24	16	0	0	0	0	0	0	22			
10	10	0	0	0	0	0	0	0	14	24	3	0	0	0	23	12	8	1	0	0	0	22	24	24	24	16	0	0	0	0	0	0	
11	24	11	0	0	0	0	11	24	24	0	0	11	24	24	14	0	13	24	24	24	24	10	11	24	24	1	0	0	0	0	0		
12	2	19	0	0	0	0	0	0	5	24	8	0	6	0	0	12	12	0	0	23	14	0	0	23	18	0	9	24	24	24	4		

Tabla 48: Días con condiciones aptas, transporte y fondeo. Año: 2000.

### AÑO 2001

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31				
1	0	0	0	0	14	17	0	0	0	22	24	22	0	0	0	12	24	18	0	0	0	0	22	2	0	0	2	0	0	0	0	0			
2	0	6	0	0	14	24	24	10	0	0	0	21	24	9	0	2	24	24	24	3	0	0	0	0	0	0	0	0							
3	0	0	0	0	0	8	24	15	0	17	23	24	8	0	0	0	0	0	0	15	24	24	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4	0	16	24	24	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	3	0	0	0	0	5	24	0	0	0	0	12					
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	24	8	0	0	0	0	0	0	0			
7	0	0	0	0	0	0	0	0	23	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	24	24	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
8	0	0	0	0	0	0	0	0	17	11	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0		
9	0	0	0	0	14	24	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	24	0	0	0	0	0	0	3				
10	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	24	6	0	0	0	0		
11	0	0	18	14	0	0	6	24	16	0	0	0	0	0	0	0	23	24	1	0	0	0	23	24	24	20	0	0	0	0	0	0	0		
12	1	3	11	5	0	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	23	15	0	0	0	0	0	0	0	0	14	19	0	5	24				

Tabla 49: Días con condiciones aptas, transporte y fondeo. Año: 2001.

## AÑO 2002

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	22	0	0	0	18	9	0	0	0	8	0	0	0	0	22	24	7	0	0	8	24	2	0	9	24	21	18	0	0	17	20
2	0	8	1	17	24	21	0	0	0	0	0	0	6	24	24	24	19	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0			
3	11	24	3	0	0	0	14	0	0	21	24	24	20	0	0	0	17	7	0	0	0	1	12	15	24	24	3	0	0	0	
4	0	0	0	0	0	0	0	0	9	24	16	7	24	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	0	20	2	24	12	24	12	2	0	0	0	0	0	0	19	16	3	0
6	0	0	0	0	4	24	13	0	0	0	23	24	24	24	20	0	6	24	17	0	5	16	0	0	0	0	0	0	24	24	
7	24	4	10	14	0	0	0	4	24	24	10	0	24	0	0	0	18	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
8	0	0	0	16	4	0	0	0	0	0	0	0	5	24	24	11	0	0	11	24	14	0	0	0	0	0	22	24	20	7	19
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	0	0	14	20	0	0	0	0	0	0	0	10	24	6	0	
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	24	24	0	0	1	24	24	24	24	18	
11	13	24	24	24	14	0	0	0	19	10	0	0	9	0	0	8	15	1	0	0	20	24	21	24	24	13	24	24	24	24	
12	24	24	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	0	3	24	10	8	9	0	0	0	0	0	0	2	24	18	0	0	0

Tabla 50: Días con condiciones aptas, transporte y fondeo. Año: 2002.

## AÑO 2003

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	12	21	24	11	0	16	19	0	0	24	24	24	6	0	0	0	0	0	0	0	12	24	6	0	0	0	16	5	0	0	1
2	24	24	24	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	3	24	0	0	0	0	0	0	11			
3	0	1	24	19	0	16	0	0	13	15	24	24	9	0	12	22	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	0	0	0	0	0	0	6	0	2	0	0	0	0	2		
5	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	0	0	0	1	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	19	0	0	0	0	0		
7	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	10	0	0	0	0	0	0	0	
8	0	16	0	0	0	18	16	0	0	0	13	0	0	0	9	18	0	0	0	0	0	3	24	10	0	0	6	2	0	0	
9	7	24	11	0	0	0	17	24	24	24	3	3	24	24	24	2	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
10	3	18	0	0	0	0	0	14	13	0	0	0	6	0	0	3	14	24	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	0	15	21	0	0	0	0	0	20	24	24	24	8	0	0	1	0	16	9	0	15	5	0	0	0	0	0	0	0		
12	0	0	0	0	0	20	5	0	0	0	0	0	21	1	0	9	0	0	0	2	18	19	24	8	0	0	0	24	24	18	0

Tabla 51: Días con condiciones aptas, transporte y fondeo. Año: 2003.

## AÑO 2004

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	19	23	0	0	0	5	24	24	5	0	9	3	0	0	19	13	0	0	0	0	14	9	0	0	0	0	2	10	5	24	24
2	24	18	24	24	16	0	0	0	0	21	24	16	24	14	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	0	0	19	0	0	0	4	15	3	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	0	0	11	14	0	0	0	4	14	0	4	
4	0	0	0	0	0	0	0	16	0	0	0	0	0	10	24	1	0	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	6	6	0	0	10	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7	0	0	0	0	11	9	0	22	18	0	0	0	0	0	23	20	13	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	2	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	24	24	24	24	2	0	0	0	11	24	2	0	0
9	3	24	6	0	0	0	0	0	21	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	24	9	0	0	5	24	
10	0	0	0	0	0	0	15	0	6	0	8	20	0	0	0	0	12	24	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	2	0	22	10	24	24	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	24	24	24	10	0	0	0	0	0	0	0	
12	1	24	24	24	24	21	0	0	0	6	0	0	8	0	0	3	24	24	24	5	0	0	0	6	24	24	6	0	0	0	0

Tabla 52: Días con condiciones aptas, transporte y fondeo. Año: 2004.

# AÑO 2005

Mes / Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1	0	0	24	1	0	0	6	24	11	0	0	0	3	24	24	22	0	0	0	5	20	0	0	0	0	12	7	0	14	24	24
2	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	2	0	0	0	9	24	14	0	0	0	0	0	0	8	23	0	0	0	16	3	0	0	0	0	0	0	0	16
4	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	24	20	0	0	0	0	0	6	0	0
5	0	0	0	16	24	24	7	0	0	0	0	0	12	2	0	0	0	1	24	22	1	0	11	8	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	21	1	10	10	0	11	24	24	8	0	0	0	0	0	19	0	0	0	0	14	24	7	0
7	0	0	0	17	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	0	0	0	0	0	0	2	0	0	20	17	20	0	0	0	0	19	15
9	0	12	0	0	12	0	2	0	0	2	21	24	3	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	19	0
10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19	24	20	19	18	0	0	0	0	20	24	24	15	0	0	0	0	0	12	3	0
11	0	0	4	24	24	24	24	24	2	0	0	24	8	9	2	0	0	0	0	0	0	5	21	0	0	0	0	0	11	18	0
12	0	20	0	20	24	24	24	13	0	0	0	0	22	2	18	24	24	18	24	24	11	4	24	24	24	16	5	3	0	0	0

Tabla 53: Días con condiciones aptas, transporte y fondeo. Año: 2005.

Mes / N° días	3 días	4 días	5 días	6 días	7 días
1	1,0	0,2	0,2	0,2	0,0
2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,7	0,5	0,2	0,2	0,2
9	0,7	0,2	0,2	0,0	0,0
10	0,7	0,3	0,2	0,0	0,0
11	1,3	1,0	0,3	0,0	0,0
12	0,8	0,3	0,2	0,0	0,0
<b>Anual</b>	<b>7,0</b>	<b>2,8</b>	<b>1,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,2</b>

Tabla 54: Promedio mensual y anual de ventanas temporales aptas, transporte y fondeo. Período 2000-2005.