

SEDE CENTRAL

Edificio Rokamar. 13 Norte 766, 5 piso, Viña del Mar, Chile
Fono: (56) 32-2686848 2687306 (Anexo 500)
Fax: (56) 32-2684385 2690265 (Anexo 500)
www.ingenieriaoceanica.cl

SECRETARIA DE DOCENCIA

Av. Borgoño 16344, Reñaca, Viña del Mar, Chile
Fonos: (56) 32-507851 (56) 32-507824
www.ingenieriaoceanica.cl
ingenieria.oceanica@uv.cl


UNIVERSIDAD
DE
VALPARAISO

**“PREFACTIBILIDAD TÉCNICA-ECONÓMICA DE
PRODUCIR ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE
MAREOMOTRIZ PARA CONTRIBUIR AL DESARROLLO
DE LA MATRIZ ENERGÉTICA CHILENA”**

Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Oceánico

JAIME FRANCISCO LEYTON ESPOZ

2009

UNIVERSIDAD DE VALPARAISO

FACULTAD DE CIENCIAS DEL MAR Y DE RECURSOS NATURALES
INGENIERÍA CIVIL OCEÁNICA

JAIME FRANCISCO LEYTON ESPOZ

COMISIÓN EVALUADORA

CALIFICACIÓN

Nota

Firma

Sergio Bidart Loyola
Profesor Guía

Ernesto Gómez Araya
Profesor Evaluador 1

Felipe Caselli Benavente
Profesor Evaluador 2

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

**VIÑA DEL MAR, CHILE
2009**

DECLARACIÓN

Este trabajo o alguna de sus partes no ha sido presentado anteriormente en la Universidad de Valparaíso, institución universitaria chilena o extranjera u organismo de carácter estatal, para evaluación, comercialización u otros propósitos. Salvo las referencias citadas en el texto, confirmo que el contenido intelectual de este Proyecto de Título es resultado exclusivamente de mis esfuerzos personales.

La Universidad de Valparaíso reconoce expresamente la propiedad intelectual del autor sobre esta Memoria de Titulación. Sin embargo, en caso de ser sometida a evaluación para los propósitos de obtención del Título Profesional de Ingeniero Civil Oceánico, el autor renuncia a los derechos legales sobre la misma y los cede a la Universidad de Valparaíso, la que estará facultada para utilizarla con fines exclusivamente académicos.

Sergio Bidart Loyola
Profesor Guía

Jaime Leyton Espoz
Alumno

En agradecimiento a mi querida esposa, Amelita de la Luz

CONTENIDOS

1	INTRODUCCIÓN	1
2	METODOLOGÍA Y MARCO TEÓRICO PARA LA EVALUACION ECONÓMICA	2
2.1	INDICADORES	2
3	RUTA DE TRABAJO	4
3.1	ÁREA DE INFLUENCIA	4
3.2	DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL	4
3.3	ESTUDIOS DE BASE	5
4	OBJETIVOS	6
4.1	OBJETIVO PRINCIPAL.....	6
4.2	OBJETIVOS SECUNDARIOS	6
5	ANÁLISIS DEL MACRO ENTORNO.....	7
5.1	ENTORNO ECONÓMICO	7
5.2	ENTORNO POLÍTICO.....	8
5.3	ENTORNO TECNOLÓGICO	8
5.4	ENTORNO LEGAL Y AMBIENTAL	9
5.5	OPORTUNIDADES Y AMENAZAS DERIVADAS DEL ANÁLISIS DEL MACROENTORNO	9
6	ANÁLISIS Y TENDENCIA DE LA INDUSTRIA	10
6.1	ANTECEDENTES GENERALES Y EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA	10
6.2	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LA COMPETENCIA	12
6.2.1	PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.....	12
6.2.2	COMPETENCIA REGULADA	13
6.3	DIMENSIONAMIENTO DE LA OFERTA ACTUAL Y POTENCIAL	13
6.3.1	CUADRO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL PAÍS	14
6.3.2	CAPACIDAD DE GENERACIÓN INSTALADA EN EL PAÍS	15
6.3.3	ABASTECIMIENTO POR ZONAS EN CHILE	15
6.4	PROYECCIÓN EN PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PAÍS	16
6.4.1	CRECIMIENTO PROYECTADO	16

6.5	ANÁLISIS ESTRUCTURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL.....	17
6.5.1	AMENAZA DE NUEVOS ENTRANTES	17
6.5.2	RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES	17
6.5.3	PODER DE LOS COMPRADORES	18
6.5.4	PODER DE LOS PROVEEDORES	18
6.5.5	DISPONIBILIDAD DE SUSTITUTOS	18
6.5.6	EVALUACIÓN FINAL DE LA INDUSTRIA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	18
6.6	FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO Y FUENTES DE VENTAJA COMPETITIVA.....	19
6.6.1	FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO	19
6.6.2	FUENTES DE VENTAJA COMPETITIVA	19
6.7	RESUMEN DE OPORTUNIDADES Y AMENAZAS	19
7	DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA.....	20
7.1	CANALES DE COMERCIALIZACIÓN.....	20
7.1.1	MERCADO.....	20
7.1.2	PRECIOS.....	21
7.1.3	MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN.....	21
7.1.4	CARACTERÍSTICA DEL CONSUMO	21
7.1.5	VOLÚMENES DE PRODUCCIÓN	21
7.1.6	ESTRATEGIA DE MARKETING	22
8	PLANTEAMIENTO ESTRATÉGICO	23
8.1	OBJETIVOS ESTRATÉGICOS	23
8.1.1	T.I.R. MÍNIMO	23
8.1.2	PLAZO PARA EL PUNTO DE EQUILIBRIO	23
8.1.3	CREACIÓN DE VALOR	23
8.1.4	PARTICIPACIÓN DE MERCADO	23
8.1.5	COBERTURA.....	23
8.2	ESTRATEGIA GENÉRICA.....	23
8.3	ESTRATEGIA COMPETITIVA	24

8.4	ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO.....	24
9	LA EMPRESA	25
10	PLAN COMERCIAL	26
10.1	OBJETIVOS COMERCIALES	26
10.2	ESTRATEGIA COMERCIAL	26
10.3	POLÍTICA DE POSICIONAMIENTO	26
10.4	POLÍTICA DE EQUIPOS E INSUMOS.....	26
10.5	POLÍTICA DE PRODUCTO.....	27
10.6	POLÍTICA DE PRECIOS	27
10.7	POLÍTICA DE DISTRIBUCIÓN	28
10.8	POLÍTICA DE PROMOCIÓN.....	28
10.9	POLÍTICA DE GESTIÓN DE VENTAS.....	28
11	PLAN DE OPERACIONES.....	29
11.1	OBJETIVOS OPERACIONALES.....	29
11.1.1	OBJETIVO DE CANTIDAD	29
11.1.2	OBJETIVO DE CALIDAD	29
11.1.3	FACTOR DE PLANTA.....	29
11.1.4	OBJETIVO DE INVENTARIOS	29
11.2	ESTRATEGIA OPERACIONAL.....	29
11.3	LOGÍSTICA DE ENTRADA	30
11.4	PROCESO DE TRANSFORMACIÓN	30
11.4.1	LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	30
11.4.2	MANTENCIÓN DE EQUIPOS E INSTALACIONES	30
11.5	LOGÍSTICA DE SALIDA.....	31
11.5.1	PATIO DE ALTA TENSIÓN (AT).....	31
11.5.2	TRANSPORTE.....	31
11.5.3	CALIDAD DE PRODUCTO TERMINADO.....	31
11.6	POLÍTICA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	31

11.7	APALANCAMIENTO OPERATIVO	31
12	PLAN DE RECURSOS HUMANOS	32
12.1	OBJETIVOS DE RECURSOS HUMANOS.....	32
12.1.1	SATISFACCIÓN LABORAL	32
12.1.2	ASISTENCIA.....	32
12.1.3	ROTACIÓN	33
12.2	ESTRATEGIA DE RECURSOS HUMANOS	33
12.3	CULTURA ORGANIZACIONAL	33
12.4	REQUERIMIENTOS DE RECURSOS HUMANOS	33
12.5	POLÍTICA DE OBTENCIÓN.....	33
12.6	POLÍTICAS DE MANTENCIÓN, DESARROLLO Y CAPACITACIÓN	34
12.7	POLÍTICA DE RETRIBUCIÓN	34
13	PLAN FINANCIERO.....	35
13.1	OBJETIVOS FINANCIEROS.....	35
13.1.1	RENTABILIDAD	35
13.1.2	ENDEUDAMIENTO.....	35
13.1.3	LIQUIDEZ.....	35
13.2	ESTRATEGIA FINANCIERA.....	35
13.3	POLÍTICA Y PLAN DE INVERSIONES.....	36
13.3.1	COMPRA DE ACTIVOS.....	36
13.3.2	GASTOS DE PUESTA EN MARCHA.....	36
13.3.3	CAPITAL DE TRABAJO, GASTOS ADMINISTRATIVOS Y OTROS	36
13.4	DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS Y REINVERSIÓN	36
13.5	POLÍTICA Y PLAN DE INGRESOS	36
13.6	TASA DE DESCUENTO.....	36
13.7	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO	37
13.8	DESGLOSE DE INVERSIÓN DEL PROYECTO (MMUS\$).....	37
13.9	APORTE DE CAPITAL PROPIO PARA PROYECTO EN MMUS\$	38

13.10	SENSIBILIZACIÓN DEL PROYECTO.....	38
14	CONTROL DE GESTIÓN.....	40
14.1	SATISFACCIÓN DE LOS CLIENTES	40
14.2	INDICADORES OPERATIVOS	40
14.3	INDICADORES FINANCIEROS	40
14.4	SATISFACCIÓN DE LOS EMPLEADOS.....	40
15	CÁLCULOS Y ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA.....	41
15.1	LA ENERGÍA MAREOMOTRIZ.....	41
15.2	EL OCEÁNO Y LAS MAREAS.....	42
15.3	MAREAS ASTRONÓMICAS	42
15.4	ENERGÍA POTENCIAL DE LAS MAREAS.....	45
15.5	LA PROYECCIÓN DE LA ENERGÍA MAREOMOTRIZ EN CHILE Y EN ESPECIAL ZONA DE CASTRO, X REGIÓN	45
15.6	SITUACIÓN ACTUAL DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROVINCIA DE CHILOÉ	46
15.6.1	CONEXIÓN AL SIC.....	46
15.6.2	DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNA DE CASTRO.....	47
15.6.3	CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CASTRO	48
15.7	CRITERIOS PARA CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA MARÍTIMA	48
15.8	CRITERIO CONSTRUCTIVO PARA LA CENTRAL MAREOMOTRIZ	48
15.9	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	48
15.10	CONDICIONES PARA EL MONTAJE EN CASTRO DE UNA CENTRAL MAREOMOTRIZ	49
15.11	POTENCIA EN MWH DE EMBALSE CONSIDERADO.....	50
16	BASE PARA ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA PREFACTIBILIDAD DEL PROYECTO	52
16.1	RESULTADOS ECONÓMICOS	53
17	CONCLUSIONES	54
18	REFERENCIAS.....	55
	ANEXOS.....	56

RESUMEN

A lo largo de la Historia, la humanidad siempre busca recursos que hagan la vida cotidiana más cómoda, saludable y agradable. En esta búsqueda el descubrimiento de nuevas fuentes de energía juega un papel importante en el desarrollo de la sociedad.

Las tecnologías de Generación Eléctrica Oceánica (GEO), como la Mareomotriz, son técnicas de obtención de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Este trabajo presenta una factibilidad de evaluación técnico – económica para el proyecto de una central de generación de energía eléctrica por medio de mareomotriz, en la X región del país, entregando una visión general de la industria de generación eléctrica y su estado, actual y futuro, para contribuir al desarrollo de la matriz energética en Chile.

En este contexto, se analizan las alternativas de desarrollo de esta tecnología en el país, especialmente la Energía Renovable No Convencional (ERNC), teniendo en cuenta el actual marco regulatorio y las condiciones de infraestructuras disponibles. Se presenta además una metodología para estimar el potencial generador de una determinada zona geográfica y se la aplica al fiordo que se encuentra al costado norte de Castro, Chiloé.

Finalmente, se analizan las principales fortalezas que ofrecen esta tecnología y los problemas que ella enfrenta para su posible realización, considerando los factores tecnológicos y geográficos.

Se realiza la evaluación económica bajo parámetros utilizados normalmente por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), dando como resultado un VAN de 239,2 (MMUS\$), una TIR de 26,4 (%) para una tasa de descuento del 12 (%) y un período de recuperación de capital de 11 años, en evaluación de tamaño óptimo. La descripción se basa en aspectos generales, que cruzan la industria y permiten tener una idea global del funcionamiento y enfoques de estudio de un proyecto para evaluar en Chile.

Palabras claves: Mareomotriz, Generación Eléctrica, Evaluación Económica

1 INTRODUCCIÓN

Chile vive un momento de reestructuración en sus fuentes energéticas para la producción de Energía Eléctrica. Las expectativas de un desarrollo económico acelerado para los próximos años en el país y el alto crecimiento del consumo de energía eléctrica asociado a este proceso, imponen la necesidad de evaluar alternativas que permitan aumentar su matriz energética.

La energía mareomotriz según estudios internacionales, ingenieroambiental.com, podría aportar unos 635.000 GWh. anuales, equivalentes a unos 1.045.000.000 barriles de petróleo ó 392.000.000 toneladas de carbón/año a nivel mundial. Esto nos demuestra la gran posibilidad de ahorro de estos combustibles y el aporte al medio ambiente al no utilizarlos.

La energía constituye un insumo vital para el desarrollo del país; sin embargo, su producción, transporte y consumo habitualmente presenta impactos ambientales de diferentes niveles de significancia, cuyos efectos pueden ser de carácter local o global.

El gobierno lanzó el año pasado planes para diversificar la matriz energética lo que parece estar dando sus primeros resultados. Desde el 2007 a la fecha, han ingresado proyectos por US\$ 20.776 millones (13.946 W*MW)¹ de capacidad instalada al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Eso, sólo para el Sistema Interconectado Central (SIC). En el 2008 se aprobó la ley para el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). En ellas se establece una obligación para las empresas generadoras eléctricas, que a partir del año 2010 deben acreditar que anualmente un porcentaje del total de la energía que comercializan, es inyectado por medio de generación renovable no convencionales, sean propios o contratados a terceros. Entre el 2010 y 2014 la obligación es del 5%. A partir del 2015 la obligación se incrementa gradualmente hasta llegar al 10% en 2024¹.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) reconoce la existencia de estos impactos, y por ello la necesidad de incorporar la sustentabilidad ambiental como uno de los elementos claves de la estrategia de desarrollo integral del sector. En este trabajo, se estudiará la factibilidad del uso de la energía mareomotriz en Chile y sus potencialidades en la décima región, particularmente en Castro.

En primer lugar, se presenta la metodología y marco teórico para la evaluación económica del anteproyecto consecuente con los exigidos habitualmente por CORFO².

¹Revista América Economía Chile, N° 035/15 de Marzo, 2009

² Corporación de Fomento de la Producción

Posteriormente, se centra el análisis en la información proporcionada por instituciones que han estudiado las proyecciones de la energía mareomotriz, como la Universidad de Cantabria, España.

Finalmente, el trabajo cierra con un estudio de pre factibilidad técnico-económica y con algunas ideas generales a modo de contextualizar que uno de los desafíos futuros lo constituye desarrollar formas eficientes de producción de electricidad, los que deben armonizar el desarrollo sustentable con protección del medio ambiente y, en lo posible, con fuentes inagotables de energía.

2 METODOLOGÍA Y MARCO TEÓRICO PARA LA EVALUACION ECONÓMICA

Se utiliza la metodología de evaluación de proyectos a nivel prefactibilidad técnica económica estipulada por la Corporación de Fomento a la Producción (CORFO) para este tipo de proyectos de inversión, ANEXO N° 1.1

El objeto es una evaluación técnica económica, y no de ingeniería de detalles, la cual se realiza en otra etapa u otro trabajo, referente a la aplicación de la metodología para el diseño acabado de proyectos de construcción en un caso de ingeniería de montaje industrial. Consecuente con lo anterior, se utilizó una plantilla de parámetros de un anteproyecto de similares características constructivas, central hidroeléctrica, para considerar la inversión inicial de central mareomotriz y la energía a producir que se puede determinar por el estudio técnico a considerar en la zona de Castro, Chiloé.

2.1 INDICADORES

En la mayoría de las metodologías de evaluación vigentes en Chile, se utiliza como criterio el de costo beneficio y como indicador de rentabilidad el Valor Presente Neto (VPN) o Valor Actual Neto (VAN).

Debido a que el dinero tiene un costo de oportunidad, no es indiferente tener una unidad monetaria hoy o tenerla en el futuro. El VAN "actualiza" los flujos futuros de costos y beneficios "descontándolos" a valores presentes, lo cual significa que se transforman dichos flujos futuros en flujos expresados en dinero de hoy, para luego sumarlos sobre una base común.

El VAN es aceptado como un indicador que presenta innumerables ventajas respecto a otros indicadores. Para calcular este indicador se requiere conocer (además de los flujos de costos y beneficios por cada período) el costo del capital necesario para cubrir la inversión, al que denominaremos tasa de descuento ya que es precisamente este costo el que mide la diferencia entre dinero actual y dinero futuro y corresponde al uso alternativo del capital.

Llamando " p " a la tasa de descuento, " n " al horizonte de evaluación del proyecto (número de períodos de tiempo a considerar en el análisis, para nuestro caso 50 años) y B_i y C_i a los beneficios y costos respectivamente del período " i ", el VAN puede determinarse con la siguiente expresión:

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{B_i - C_i}{(1 + p)^i}$$

Ecuación 1

Otro indicador con que se evaluará el proyecto será la Tasa Interna de Retorno (TIR), en función de una única tasa de rendimiento por período, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos expresados en moneda actual.

Más precisamente, la tasa interna de retorno, TIR, se define como sigue:

$$VAN = 0 = \sum_{i=1}^n \frac{BNI}{(1 + \rho)^i} - I_0$$

Ecuación 2

Donde:

i = períodos

ρ = Tasa

$BNI = Y_i - E_i$

Y_i = flujo de ingresos del proyecto

E_i = egresos del proyecto

Por último el indicador final, es el Período de Recuperación del Activo (PRA), éste criterio calcula la cantidad de períodos que debiera operar el proyecto para que los flujos cubran la inversión, incluido el costo de capital involucrado.

3 RUTA DE TRABAJO

3.1 ÁREA DE INFLUENCIA

Incluye el área directamente favorecida y las zonas de origen de los usuarios Castro Chiloé y el Sistema Interconectado Central (SIC)³. Este punto es particularmente importante cuando el proyecto implica la generación de electricidad para el mayor sistema de consumo del país, caso en el cual los usuarios no necesariamente serán residentes de la zona de emplazamiento de la obra.

3.2 DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

Independiente de la tipología de infraestructura que se evaluará, el diagnóstico debe entenderse como el proceso de análisis de información cualitativa y cuantitativa, que permite identificar la situación del problema que se pretende intervenir con el proyecto, examinado las causas o factores que influyen en él, a quienes afecta, así como la demanda y oferta existente.

Respecto al problema en cuestión, todo lo anterior, permite que esta parte de la formulación de la iniciativa cumpla con sus funciones descriptiva, explicativa y técnica financiera de lo planteado.

Basado en los antecedentes que se recopilen en las etapas posteriores, se realizará un acabado diagnóstico de la condición actual, describiendo detalladamente el origen y características de la situación que se aspira a resolver.

Si bien, en general, el procedimiento de análisis para la realización del diagnóstico no se repite mecánicamente ni posee una estructura rígida, se puede esquematizar como sigue:

- Detección del problema: Identificar los problemas existentes en el sistema bajo análisis, centrándose en aquellos relacionados con los objetivos del proyecto.
- Pronóstico: Identificar los grados en que estos problemas se agudizarán en el mediano plazo ej; demanda de Energía.
- Identificación de causas: Determinar si los problemas detectados se deben a la falta de infraestructura de centrales ó formas de producción (por medio de hidrocarburos), o bien a que no está siendo correctamente utilizada. En algunos casos estas causas se presentan como una combinación de estos elementos en diversos grados.

³Sistema Interconectado Central, El Centro de Despacho Económico de Carga es un organismo definido en La Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°1, del año 1982,

- Priorización de problemas: Los análisis detallados previamente, conducen a una lista de elementos conflictivos. Se estudian sus interrelaciones, y en función de ellas y de la magnitud de los problemas detectados, se definen prioridades.

El fundamento de estos análisis estará constituido por datos provenientes de antecedentes existentes, y por un conjunto de indicadores elaborados a partir de ellos.

3.3 ESTUDIOS DE BASE

Con el objeto de complementar la información disponible, se podrán realizar algunos estudios de base, entre los que destacan:

- Catastro de Infraestructura: Considera recopilar antecedentes tales como la marea de puerto patrón, estado y forma de geografía de la zona de Chiloé especialmente cerca de la ciudad de Castro.
- Catastro de Servicios: Considera recopilar antecedentes de los distintos servicios de apoyo para las obras y factibilidad de conexión al SIC⁴

⁴ Sistema Interconectado Central

4 OBJETIVOS

La electricidad como forma de energía secundaria, por provenir de energía mecánica que se transforma en energía eléctrica, es generada en nuestro país de fuentes primarias, tales como carbón, agua, derivados del petróleo, gas natural (este último solo en el extremo sur del país) y leña, por tratarse de fuentes económicamente competitivas. El principal recurso de generación de energía eléctrica es el hidráulico - dados los grandes desniveles que proporciona la cordillera - seguido por los combustibles de origen fósil, principalmente carbón utilizado en centrales termoeléctricas. La generación nacional de energía hidroeléctrica durante los últimos diez años correspondió aproximadamente a un 70%⁵ de la generación eléctrica total del país, correspondiendo la proporción restante a generación térmica.

Entre los especialistas o analistas económicos, se prevé una desaceleración de la actividad durante la segunda mitad del año, por la incertidumbre importante en el plano internacional, pero respecto a nuestro país se puede concordar lo siguiente: En un marco de sustentabilidad, Chile debe prepararse para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica a través de mecanismos que eviten la dependencia de una sola fuente ó de los hidrocarburos.

4.1 OBJETIVO GENERAL

- Demostrar la factibilidad técnica-financiera de utilizar energías alternativas ó ERNC⁶, como la mareomotriz, para aumentar y diversificar la malla energética eléctrica del país.

4.2 OBJETIVOS SECUNDARIOS

- Desarrollar el proyecto técnico que permita obtener energía mareomotriz en Castro, Chiloé.
- Determinar las inversiones necesarias y los beneficios económicos de proyecto.

⁵Comisión Nacional de Energía (CNE). <http://www.cne.cl/cnewww/opencms/>

⁶ Energías Renovables No Convencionales

5 ANÁLISIS DEL MACRO ENTORNO

5.1 ENTORNO ECONÓMICO

Considerar que el análisis del macro entorno se desarrolla en el 2007, por lo que los antecedentes están referidos a ese espacio temporal.

La inflación se encuentra controlada al considerar que la variación porcentual del IMACEC⁷ de los últimos cuatro años, ver Tabla 1, favorece el poder adquisitivo de las personas y el nivel de consumo de la población. Lo anterior, se debe a los resultados obtenidos, pues el IPC⁸ registró en Febrero de 2007 una variación mensual de 0,1%; con ello, la variación de este índice respecto de Diciembre del 2006 llega a 0,9%, acumulando, con respecto a Febrero del año anterior (variación en 12 meses), un aumento de 3,8 reflejando una situación macroeconómica débil que debe ser contrarrestada con medidas que estimulen la demanda interna. Las proyecciones de Gobierno para la inflación durante el año 2008 son de un 3.0 a 3.5%⁹, en tanto como conclusión, se destacan las siguientes oportunidades del control del tema inflacionario:

- Estabilidad en el control de costos productivos.
- Control del tema inflacionario.

Tabla 1. IMACEC BASE 2003

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	2,7	3,9	5,6	4,9	5	4,7	5,8	8,1	7,7	6,6	8,8	8,5
2005	6,7	5,5	5,5	7,3	6,9	7,1	4,4	5,8	4,9	3,2	4,6	4,8
2006	4,7	5,2	5,1	2,7	6,5	4	3,5	2,5	3,4	5,9	4,5	3,9
2007	5,8	5,8	6,9	7,2	5,2	6,2	4,6	4,4	2,8	4,3	4,4	3,4

Fuente: Banco Central Chile

⁷Indicador Mensual de Actividad Económica, incluye el 90 por ciento de los bienes y servicios que integran el Producto Interior Bruto (PIB).

⁸Es la abreviatura de Índice de Precios al Consumidor, Índice de Precios de Consumo o Índice de Precios al Consumo.

⁹Banco Central de Chile, <http://www.bcentral.cl/estadisticas-economicas/>

La tasa de cambio, desde el último trimestre del año anterior, ha mostrado una tendencia a la baja, lo que es positivo para el control de la inflación; además, la política de intervención cambiaria anunciada a comienzos de abril ha facilitado el mejor funcionamiento del mercado, acotando los riesgos de escenarios extremos. Existen tendencias fundamentales que han apoyado esta apreciación del peso durante las últimas semanas, en particular el mayor precio del cobre, la estabilidad relativa de las condiciones financieras de China, y la finalización de negociaciones para lograr un acuerdo de libre comercio. A su vez, la incertidumbre de conflictos en el Medio oriente sigue presente, lo que, junto con las turbulencias en otros países productores de crudo, han afectado el precio del petróleo durante las últimas semanas.

Para efecto de este proyecto, se consideró como moneda “dura” el dólar norteamericano, que es un valor estable a largo plazo, por ejemplo compra de insumos en el exterior.

El Banco Central, para el presente año, ha mantenido la política de bajar la tasa de interés interbancaria fijándola en 4.18%. La determinación fue adoptada para incentivar el gasto interno y se fundamenta en el control de la inflación, la baja actividad doméstica originada por la desaceleración mundial.

En conclusión, se debe considerar que la reducción en tasas, impacta positivamente los proyectos de inversión, al bajar el costo de su financiamiento.

IMACEC de Junio, registró un crecimiento de un 2,2% respecto al mismo mes del año anterior, esta alza se debe al buen comportamiento que registraron las importaciones, la producción industrial y la producción minera. Pese a que esta cifra es la más alta desde Marzo del 2007, existe un diagnóstico cauteloso entre los especialistas o analistas económicos, pues se prevé una desaceleración de la actividad durante la segunda mitad del año por la incertidumbre importante en el plano internacional, pero respecto a nuestro país se puede concordar lo siguiente:

Atractivo País

- Estabilidad económica y social
- Instituciones sólidas
- Bajo riesgo
- Reglas del juego claras y estables

Atractivo Mercado Eléctrico

- Marco regulatorio eficaz y transparente
- Mercado en crecimiento y competitivo (junto a Costa Rica, 1º lugar en América Latina en cobertura (98%))¹⁰
- Condiciones hidrológicas, climáticas y geográficas que permiten aprovechar diferentes fuentes

5.2 ENTORNO POLÍTICO

¹⁰ Revista América Economía Chile, N° 035/15 de Marzo, 2009

En términos generales, la situación interna se encuentra estable, con los poderes de la nación ejerciendo sus funciones en forma autónoma y en un clima de respeto. El Gobierno tiene por delante dos años sin elecciones lo que le permitirá ejercer sus funciones en un clima más constructivo y, a la vez, más alejado de los intereses políticos partidistas. Por otra parte, la agenda internacional de Gobierno, se encuentra muy centrada en consolidar las negociaciones de los Tratados de Libre Comercio, con el Tratado de Libre Comercio con China. Este entorno estable, hace propicio proyectos de inversión de largo plazo, como el que se presenta en este documento.

5.3 ENTORNO TECNOLÓGICO

Sin lugar a dudas, el acontecimiento tecnológico con mayor impacto mundial, ha sido el avance de las comunicaciones y dentro de ella, el desarrollo de Internet, la que ha favorecido el explosivo proceso de globalización integrando mercados de todo el mundo que interactúan en tiempo real generando negocios por billones de dólares.

En el caso de adquisición de elementos partes y piezas, es importante la agilidad en la logística de entrada de los suministros, dado que los proveedores mantienen en la web información de los equipos y mantención de éstos, internet juega un rol de vital importancia donde se pueden ver las alternativas que ofrece el mercado, en variedad y costos, además de la atención personalizada de los proveedores habituales.

5.4 ENTORNO LEGAL Y AMBIENTAL

En cuanto a la legislación referida a la Industria nacional, existen restricciones en materias ambientales y sanitarias de carácter general, las que se encuentran contenidas en el Reglamento del Ministerio de Salud Pública aprobado por el Decreto 745, en donde establece las condiciones sanitarias y ambientales básicas que debe cumplir todo lugar de trabajo; los límites permisibles de exposición ambiental a agentes químicos y físicos, también, aquellos límites de tolerancia biológica, las condiciones generales de construcción y sanitarios, la provisión de agua potable, la disposición de los residuos industriales, entre otros.

Para la implementación de este tipo de construcción con salas de máquinas, sala de control como recintos principales y otras dependencias menores se consideran los requisitos que la ley dicta.

5.5 OPORTUNIDADES Y AMENAZAS DERIVADAS DEL ANÁLISIS DEL MACROENTORNO

Oportunidades

- Política de intereses del Banco Central.
- Estabilidad de costos productivos y precios internos.
- Bajos costos de financiamiento de proyectos de inversión.
- Existencia de tecnologías aplicadas a la producción.
- Políticas gubernamentales para la producción de Energía Renovable No Contaminante.

Amenazas

- Situación económica mundial posible recesión.

6 ANÁLISIS Y TENDENCIA DE LA INDUSTRIA

6.1 ANTECEDENTES GENERALES Y EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA

Para comenzar a analizar esta industria es interesante entender a los actores que participan en el Mercado Eléctrico Nacional, los cuales se describen brevemente a continuación:

➤ **Los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC's)**

Se rigen por el Decreto Supremo N°327 de 1998, del Ministerio de Minería, y están encargados de regular el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas al correspondiente sistema eléctrico considerado, siendo su objetivo:

- Operación segura y de mínimo costo del sistema
- Valorizar la energía y potencia para las transferencias que se realizan entre generadores. La valorización se efectúa en base a los costos marginales de energía y potencia, los cuales varían en cada instante y en cada punto del sistema eléctrico.
- Realización periódica del balance de inyecciones y retiros de energía y potencia que realizan los generadores en un período de tiempo.
- Elaborar informes de referencia sobre los peajes básicos y adicionales que debe pagar cada central por cada uno de los diferentes tramos del sistema.

En Chile existen el CDEC del Sistema Interconectando del Norte Grande (CDEC-SING) y el del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC).

➤ **Transmisión**

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 Volts. Por Ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

El transmisor no tiene obligación de servicio, no siendo responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión (que son aquellos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales).

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos organismos no poseen personalidad jurídica y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

➤ **Distribución**

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados. Estas empresas operan en su zona de concesión sin que exista posibilidad de competencia, dado que son monopolios naturales.

➤ Consumidores

Los consumidores se clasifican según la magnitud de su demanda en clientes regulados, que son aquellos consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts; y en clientes libres o no regulados, que son aquellos consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW. No obstante, los suministros a que se refiere el numeral anterior podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:

- Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;
- Cuando se trate de calidades especiales de servicio;
- Si el producto de la potencia conectada del usuario, medida en megawatts y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación primaria más cercana, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas, es superior a 20 megawatts-kilómetro.

➤ Generación

Este segmento está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo, con claras diseconomías de escala¹¹ en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

En Chile, las empresas generadoras transan sus productos en distintos mercados caracterizados según el tipo de clientes que los componen. Los productos ofrecidos por las empresas generadoras son básicamente dos:

- Energía¹²
- Potencia¹³

¹¹ Las diseconomías de escala son los factores que causan que las grandes empresas produzcan bienes y servicios con un incremento en el costo por unidad de cada producto.

¹² Se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos

¹³ La potencia eléctrica suele medirse en vatios (W), kilovatios (kW), megavatios (MW), etc. La potencia es transferencia de energía por unidad de tiempo.

Por su parte, los mercados de posible destino para ambos productos son tres:

- Mercado Spot o de transferencias entre generadores.
- Mercado de clientes regulados.
- Mercado de clientes libres.

La participación en el Mercado Spot¹⁴ es obligatoria para las empresas participantes en el CDEC respectivo, mientras que la participación en los restantes mercados, los cuales constituyen el Mercado de Contratos, dependerá de la gestión comercial de cada empresa.

6.2 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LA COMPETENCIA

6.2.1 PRODUCCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

La producción y comercialización de energía eléctrica consta desde el punto de vista tecnológico de tres etapas: generación, transmisión y distribución, las que tradicionalmente mostraban fuertes economías de escala lo que se desarrollaba como monopolio natural. En los últimos veinte años, sin embargo, se han verificado cambios muy importantes en las condiciones básicas de la industria eléctrica, tanto a nivel tecnológico como económico.

A nivel tecnológico, el principal factor de cambio ha sido la reducción del tamaño mínimo económico de las centrales de generación, al desarrollarse e implementarse exitosamente tecnologías eficientes a pequeña escala. En segundo lugar, el avance vertiginoso de la informática y de las telecomunicaciones en sus aplicaciones a la industria eléctrica (programación, control y medición), permiten factibilidad de estructuras de mercado segmentadas en generación, transmisión y distribución, que hace unas décadas hubieran mostrado costos de transacción extremadamente altos.

A nivel económico - comercial, la integración e interconexión física de mercados eléctricos nacionales (derivada de la tendencia a la integración y apertura económica a nivel global), con el objetivo de optimizar los recursos disponibles ampliando la dimensión de los mercados, ha sido un fenómeno observado en especial a nivel de la Unión Europea y América latina.

En ese marco, a lo largo de las últimas dos décadas se han ido verificando cambios estructurales en la industria eléctrica. Los antecedentes internacionales de reestructura del sector eléctrico (Chile, Gran Bretaña, Argentina, Brasil, EEUU, Unión Europea), aún con particularidades asociadas a la realidad de cada país, permiten rescatar como común denominador las pautas siguientes:

- Segmentación de la industria, precios de transferencia explícitos, entre los agentes del sector eléctrico, la libre contratación de su abastecimiento con el generador que se adecue

¹⁴ Generador debe vender o comprar al precio spot de energía y el precio de nudo de la potencia. Precio spot de la energía, es el costo marginal de la última central en operación

de mejor forma a sus requerimientos de precio y modalidad de suministro de la energía. Se da lugar de esa forma a mercados mayoristas de energía eléctrica, entre los generadores (oferentes) y distribuidores y grandes consumidores (demandantes).

- Libre acceso de terceros a la red de transmisión y distribución, habilitando las instalaciones de transmisión y distribución al pasaje de energía de terceros, previo pago de un "peaje".
- Pluralidad de distribuidores, en función de la dimensión de los mercados y de sus características regionales, induciendo procesos de "competencia indirecta" por comparación de sus indicadores de desempeño.
- Separación nítida del "Estado Empresario" y del "Estado Regulador", a los efectos de garantizar a los inversores y agentes del mercado condiciones de competencia claras y equitativas, y a los consumidores un control y un seguimiento de las condiciones de continuidad y calidad del servicio.

6.2.2 COMPETENCIA REGULADA

En la modificación a la Ley Eléctrica en Chile, la que liberaliza el precio de la energía que pagan los clientes regulados tiene por objeto la determinación del precio a través de subastas de bloques de energía, con que se abastecen las empresas distribuidoras, con lo cual el precio que pagan los consumidores regulados ya no está directamente fijado por el regulador, sino que por el mercado lo que en definitiva se busca con la nueva modificación se detalla a continuación:

- El equilibrio no cooperativo en una subasta de energía eléctrica bajo información completa, entre firmas adversas al riesgo.
- Se supone un despacho centralizado y generación hidráulica estocástica.
- La subasta es adjudicada a la generadora que fija el precio del mercado spot: la firma térmica bajo sequía moderada y la firma hidráulica bajo sequía extrema (racionamiento).
- En ambos casos el precio de equilibrio es mayor al precio nudo regulado. Los resultados son robustos a introducir compensaciones por energía no abastecida.
- Por último, si las firmas fuesen neutrales al riesgo ofrecerían el mismo precio en la subasta e igual al precio nudo regulado, haya o no riesgo de desabastecimiento en períodos secos.

La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

ENDESA¹⁵ Chile, la principal empresa generadora del país, es la que tiene una participación de control del 59,98%¹⁶ que a su vez participa en otras generadoras chilenas; San Isidro, Panguel, Celta y Pehuenche. Cuenta directamente, o a través de sus compañías participadas, con 4.300 MW de potencia instalada.

6.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA OFERTA ACTUAL Y POTENCIAL

Desde el punto de vista del abastecimiento eléctrico, Chile puede dividirse en cuatro zonas, siendo la más relevante por cobertura geográfica y población atendida, aquella cubierta por el Sistema Interconectado Central. Estas zonas son las siguientes:

¹⁵ Empresa energética española, electricidad, gas, energías renovables y cogeneración.

¹⁶ Artículo publicado en El Mercurio 18 de Marzo 2007, de Héctor López, gerente general de Endesa Chile

6.3.1 CUADRO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN EL PAÍS

La estructura del sistema Eléctrico Nacional, se desarrolla en la siguiente figura esquematiza del mercado eléctrico por zona.

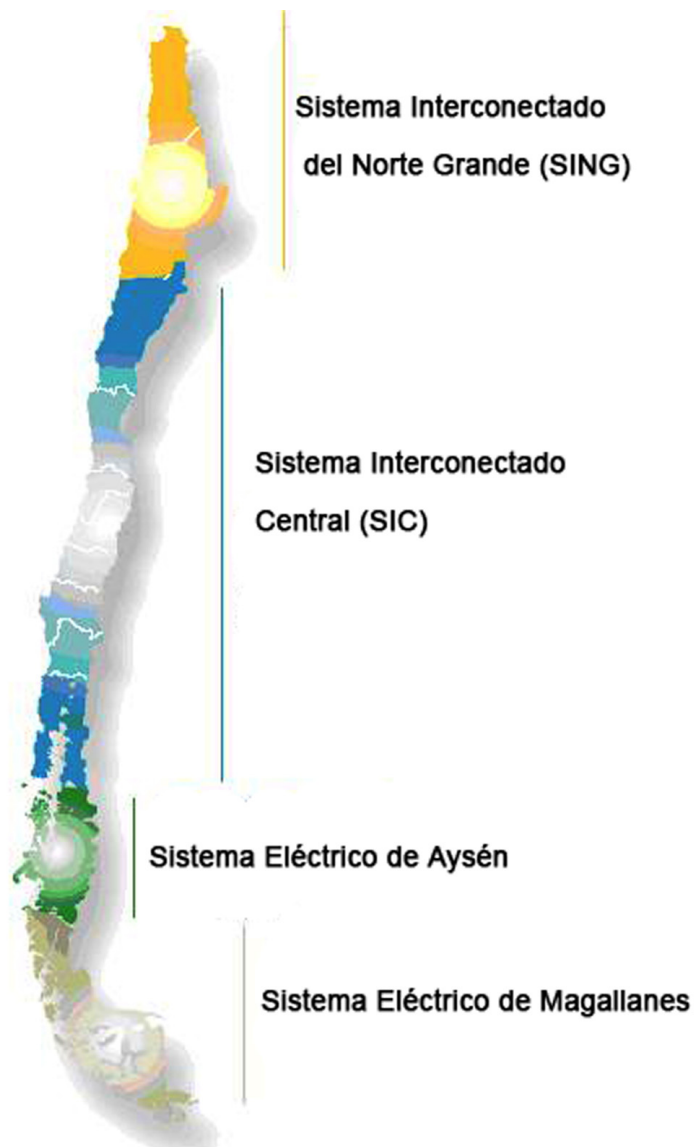


Figura 1. Fuente Comisión Nacional de Energía CNE

6.3.2 CAPACIDAD DE GENERACIÓN INSTALADA EN EL PAÍS

Tabla 2. Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico en Chile, valores en MW a Julio del 2007

Energético tipo de central	Sing	Sic	Sistema Aysén	Sistema Magallanes	Total
<u>Hidráulicas</u>	<u>12,8</u>	<u>4.801,8</u>	<u>17,6</u>	<u>0,0</u>	<u>4.832,2</u>
Embalse	0,0	3.443,4	0,0	0,0	3.443,4
Pasada	12,8	1.358,4	17,6	0,0	1.388,8
<u>Térmicas</u>	<u>3.589,1</u>	<u>4.239,9</u>	<u>13,9</u>	<u>64,7</u>	<u>7.907,5</u>
Carbón	1.205,6	837,7	0,0	0,0	2.043,3
Gas Natural	2.111,7	2.565,9	0,0	54,9	4.732,5
Petróleo (7)	271,8	645,4	13,9	9,8	940,8
Biomasa (8)	0,0	190,9	0,0	0,0	190,9
<u>Eólicas</u>	<u>0,0</u>	<u>0,0</u>	<u>2,0</u>	<u>0,0</u>	<u>2,0</u>
Total	3.601,9	9.041,6	33,5	64,7	12.741,7
Porcentaje de incidencia en el total	28,3%	71%	0,3%	0,5%	100%

Fuente: Sitio Oficial del Centro de Despacho Económico de Carga del SIC

6.3.3 ABASTECIMIENTO POR ZONAS EN CHILE¹⁷

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). El SING abastece la zona norte del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso por el sur. La capacidad instalada es 99% de origen térmico y alcanza a 3.596 MW a mayo de 2006.

El Sistema Interconectado Central (SIC). El SIC abastece la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de aproximadamente 2.100 km. La potencia instalada es principalmente hidroeléctrica (57%) y alcanzaba a 8.297 MW en mayo de 2006. Más del 90% de la población del país se abastece desde este sistema eléctrico.

¹⁷Sitio Oficial del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, Chile

El Sistema Eléctrico de Aysén. Ubicado en la zona sur, el sistema de Aysén cuenta con una potencia de 33 MW, que presenta una combinación termo hidráulica balanceada. La generación térmica es en base a petróleo diesel.

El Sistema Eléctrico de Magallanes. Las ciudades ubicadas en la zona de Magallanes, localizada al extremo más austral del país, son abastecidas por generación térmica que utiliza gas natural. La potencia total alcanza a 65 MW.

El país cuenta en la zona sur, con importantes recursos hidroeléctricos cuyo aprovechamiento requiere el desarrollo de sistemas de transmisión hasta los puntos de consumo. Esta alternativa que en la actualidad cuenta con proyectos, como el de la Central Hidroeléctrica de ENDESA, deberá competir y/o complementarse con la posibilidad de desarrollar proyectos termoeléctricos cercanos a las zonas en que se concentra el consumo.

6.4 PROYECCIÓN EN PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PAÍS

6.4.1 CRECIMIENTO PROYECTADO

Sólo para el Sistema Interconectado Central (SIC) de todos los proyectos, casi el 10% corresponde a parques eólicos (1.214 MW), una cifra impensable hace tan sólo un par de años. Casi la misma cantidad de capacidad instalada que representan los proyectos en base a diesel (1.290 MW). Las Figuras 2, 3 y Tabla 3, muestran el fuerte crecimiento proyectado en demanda de electricidad lleva a los siguientes cuadros según la CNE¹⁸:

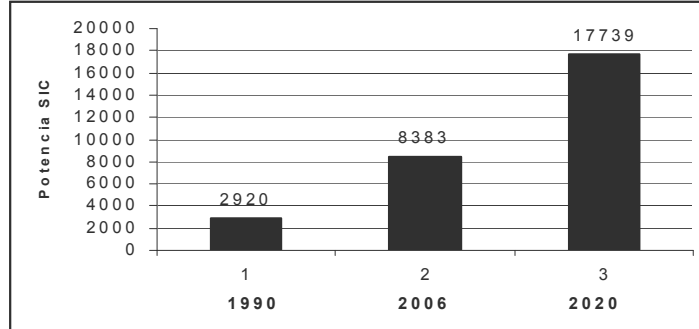


Figura 2. Proyección de Potencia del SIC en MW 1. Fuente: CNE para 1990, 2006 y 2020. Proyección 2020 asume como base caso CNE

¹⁸Comisión Nacional de Energía

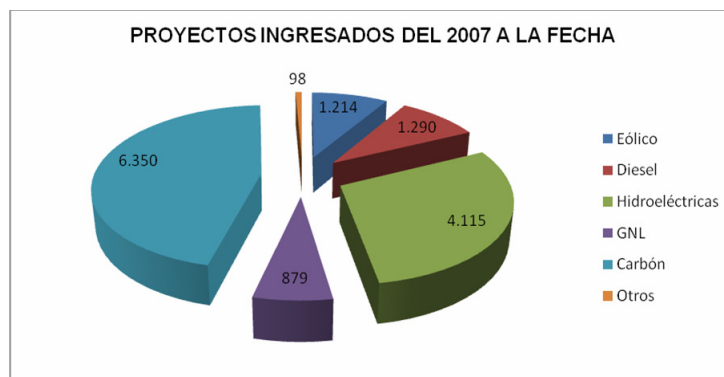


Figura 3. Ingreso de Proyectos en MW al (SEIA)¹⁹. Fuente; Revista América Economía Chile, N° 035/15 de Marzo, 2009

Tabla 3. Crecimiento proyectado demanda bruta anual SIC

PREVISIÓN DE DEMANDA EN EL SIC				
Previsión de Demanda SIC (GWH)				
Años	Libres	Regulados	Total	Porcentaje
2006	16,758	21,473	38,231	0,0%
2007	17,939	22,786	40,725	6,5%
2008	19,299	24,179	43,478	6,8%
2009	20,884	25,637	46,521	7,0%
2010	22,48	27,204	49,684	6,8%
2011	24,215	28,848	53,063	6,8%
2012	26,032	30,586	56,618	6,7%
2013	27,901	32,452	60,353	6,6%
2014	29,839	34,437	64,276	6,5%
2015	31,896	36,559	68,455	6,5%
2016	34,075	38,829	72,904	6,5%
2017	36,384	41,259	77,643	6,5%

¹⁹Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental

Promedio	25,642	30,354	55,996	6,7%
-----------------	---------------	---------------	---------------	-------------

Fuente: CDEC:SIC²⁰

6.5 ANÁLISIS ESTRUCTURAL DEL SECTOR INDUSTRIAL

6.5.1 AMENAZA DE NUEVOS ENTRANTES

El gas cambió la matriz eléctrica chilena que, por décadas, estuvo dominada por la hidroelectricidad y a partir de 1997 las barreras de entrada a la industria se encuentran actualmente en un nivel medio bajo, debido principalmente, a la inexistencia de conflictos a nuevos entrantes y a los incentivos y protecciones gubernamentales. A futuro (mediano plazo) se estima que el sector experimentará un descenso de la amenaza de nuevos entrantes, debido al aumento de los requerimientos de capital, tecnología y especialización en la producción de generación eléctrica, lo cual, influirá también consecuentemente en las barreras de salida de la industria. Esto genera un atractivo medio alto de la industria, tendiendo en el mediano plazo a alto.

6.5.2 RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES

La industria presenta una mediana rivalidad entre competidores, tanto en la actualidad como en el futuro, aumento leve de los competidores igualmente en equilibrio y la estabilidad en las restricciones por normas eléctricas.

²⁰Centro de Despacho Económico de Carga en el Sistema Interconectado Central

6.5.3 PODER DE LOS COMPRADORES

La compra está regulada y a valores prefijados por contratos, por lo que el poder de los compradores se encuentra en un nivel medio alto y se espera a futuro que dicho nivel se mantenga, debido principalmente a la posibilidad del comprador de afectar al consumidor final.

6.5.4 PODER DE LOS PROVEEDORES

El poder de negociación actual de los proveedores en general es medio alto, y se estima que a futuro esta posición se mantendrá, principalmente por la inestabilidad al no contar con recursos de combustibles fósiles, en cuanto a los recursos hídricos éstos dependen básicamente del clima y la generación de las ERNC su capacidad de producción es marginal.

6.5.5 DISPONIBILIDAD DE SUSTITUTOS

No existe sustituto para la electricidad a gran escala.

6.5.6 EVALUACIÓN FINAL DE LA INDUSTRIA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

Ver ANEXO 9 - A y ANEXO 9 - B.

“Esquema Resumido del Atractivo Actual y Futuro del Sector Industrial”.

Tabla 4. Industria Actual

Evaluación general	Muy poco atractivo	Poco atractivo	Neutro	Atractivo	Muy atractivo
Amenaza de nuevos entrantes				x	
Rivalidad entre competidores			x		
Poder de los compradores		x			
Poder de los proveedores				x	
Disponibilidad de sustitutos		x			
Evaluación general			x		

Fuente: Evaluación propia

Tabla 5. Industria Futura

Evaluación general	Muy poco atractivo	Poco atractivo	Neutro	Atractivo	Muy atractivo
Amenaza de nuevos entrantes					x
Rivalidad entre competidores			x		
Poder de los compradores		x			
Poder de los proveedores				x	
Disponibilidad de sustitutos		x			
Evaluación general				x	

Fuente: Evaluación propia

6.6 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO Y FUENTES DE VENTAJA COMPETITIVA

6.6.1 FACTORES CRÍTICOS DE ÉXITO

- **Tecnología a aplicar:** para poder alcanzar los niveles de productividad que permitan lograr costos competitivos, y producto de excelente calidad se requiere contar con tecnología ya utilizada y que ha sido satisfactoria (Turbina – Generador, Centro de Control, etc.,)
- **Ubicación geográfica:** dos aspectos relevantes a señalar, por un lado la cercanía de los centros de destino (sub-estaciones) y condiciones oceánicas para la generación con ésta tecnología (mareomotriz).
- **Recurso humano:** el manejo en línea de producción con mano de obra con experiencia.

6.6.2 FUENTES DE VENTAJA COMPETITIVA

Las fuentes de ventaja competitiva en esta industria son:

- **Tecnología:** Estar con el departamento de I+D (Investigación más Desarrollo) en contacto permanente con proveedores extranjeros, lo que permite innovar tempranamente en formas y calidad.
- **ERNC:** Alto nivel de generación, con materia prima renovable y no contaminante.

6.7 RESUMEN DE OPORTUNIDADES Y AMENAZAS

Oportunidades

- Sostenido crecimiento de la demanda
- No Dependencia hidrológica
- Precios internacionales del petróleo crecientes
- Demandas por protección ambiente

Amenazas

- Aumento en costos de empresas
- Necesidad de aumentar oferta y seguridad de suministro
- Poco favorable para tecnologías poco madura.

7 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA

7.1 CANALES DE COMERCIALIZACIÓN

Desde el punto de vista del abastecimiento eléctrico, Chile puede dividirse en tres actores que son las Generadoras, Transportadoras y las Distribuidoras siendo la más relevante por cobertura geográfica y población atendida, aquella cubierta por el Sistema Interconectado Central.

7.1.1 MERCADO

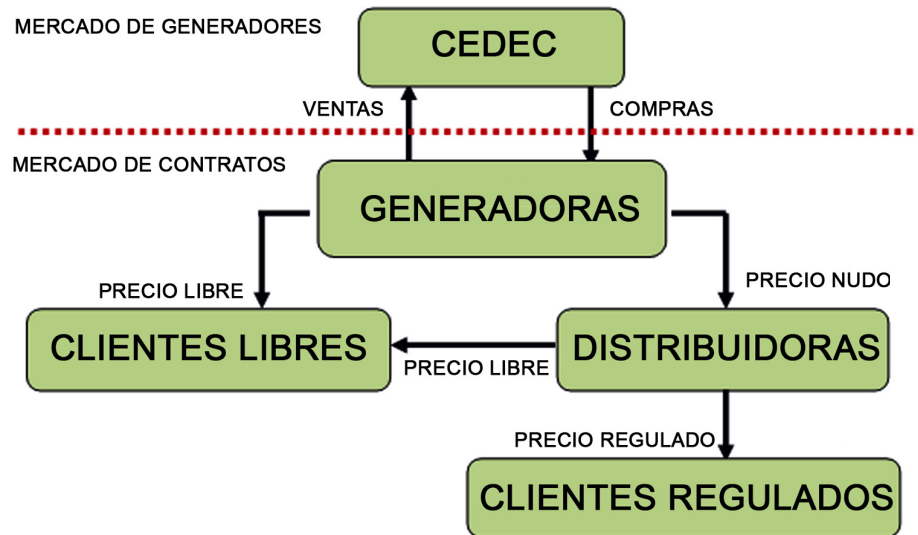


Figura 4. Esquematación del Negocio en el Segmento Generación. Fuente: Nelson Torres Barriga. Tesis, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas U. de Chile.

Los principales agentes involucrados en la cadena son los que se indican a continuación:

CEDEC: El Centro de Despacho Económico de Carga es un organismo definido en La Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°1, del año 1982, y reglamentado por el Decreto Supremo N° 327, del año 1997, ambos del Ministerio de Minería. Al 31 de Diciembre de 2007, el CDEC-SIC administra un parque generador que alcanza a los 9.005,0 MegaWatts de potencia instalada (equivalente al 70,1% de la capacidad total disponible en Chile y descompuestos en 53,5% de generación de carácter hídrica, un 46,3% de generación de carácter térmico y un 0,2% de generación eólica), y más de 15.000 km de líneas, en el rango 66.000 Volt a 500.000 Volt.

Generadoras: Centrales generadoras de energía eléctrica conectadas al sistema interconectado dependiendo de su localización.

Distribuidoras: Compran a precio nudo,(cálculo estimado del costo marginal de suministro de las compañías de generación eléctrica), y son las empresas suministradora de energía eléctrica que distribuyen al consumidor final.

7.1.2 PRECIOS

Precios unitarios promedio anual de energía puesta en sistema interconectado 87,3 (US\$/KW-H).

7.1.3 MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN

Los propietarios de medios de generación son libres de desarrollar sus proyectos e interconectar las unidades generadoras respectivas al sistema eléctrico. Por el sólo hecho de conectarse al sistema, tienen derecho a vender la energía producida al Costo Marginal Horario (precio *spot*) y a recibir un ingreso por cada kilowatt de capacidad firme reconocida, la cual se paga anualmente con independencia de su generación efectiva en el año.

7.1.4 CARACTERÍSTICA DEL CONSUMO

En cuanto al consumo, históricamente las tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica han superado a las tasas de crecimiento del PGB²¹. Sin embargo, la tendencia actual, observada en los países mas desarrollados, apunta hacia un uso más eficiente y racional de la energía, y es así como también en Chile se han observado períodos en que el consumo nacional de energía eléctrica ha experimentado crecimientos iguales o inferiores a la variación de PGB.

El consumo per cápita anual de energía eléctrica nacional alcanza en la actualidad aproximadamente a 1.500 kWh/habitante al año, situándose por encima del promedio latinoamericano el cual, según OLADE²², era de 1.140 kWh por habitante al año.

²¹ Producto Geográfico Bruto

²²OLADE Organización Latinoamericana de Energía

7.1.5 VOLÚMENES DE PRODUCCIÓN

Crecimiento esperado de la demanda:

2007 - 2009: 6,5%

2010 - 2012: 6,0%

2013 -> : 5,5%

Opciones de desarrollo (hasta 2020): Carbón, Hidro, GNL²³, ERNC.

Tabla 6. Expansión 2007 – 2020
MW Volúmenes de producción

Hidro	4.464
Carbón	2.694
GNL	754
Diesel	1.042
ERNC	421
TOTAL	9.375

Fuente: CDEC:SIC

7.1.6 ESTRATEGIA DE PROMOCIÓN

Cierto es que aparentemente lo que prima es el carácter genérico del producto, el cual localmente deberá comercializarse entre los distribuidores mayoristas. En el caso del mercado el marketing ocurre más bien a nivel del SIC⁴, sin embargo, no resulta errado aventurar que si bien no existirán desembolsos significativos por marketing, si será necesario incurrir en gastos.

²³Gas natural licuado (GNL) es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida

8 PLANTEAMIENTO ESTRATÉGICO

8.1 OBJETIVOS ESTRATÉGICOS

8.1.1 T.I.R. MÍNIMO

Se espera lograr una tasa interna de retorno de a lo menos un 12%, en el plazo de evaluación que es de 50 años, horizonte del proyecto.

8.1.2 PLAZO PARA EL PUNTO DE EQUILIBRIO

La proyección de las ventas será del 100%, considerando un valor anual de ingresos por venta de energía de 185 (US\$/Kwh)

8.1.3 CREACIÓN DE VALOR

En este sentido, se plantean dos objetivos, el primero, de índole social, el cual es ofrecer una alta estabilidad laboral a los colaboradores de la empresa por medio de una fuerte motivación generando en ellos un arraigado sentimiento de compromiso y pertenencia de la empresa, basado en el reconocimiento de sus logros y esfuerzos, en la dignidad de las personas y en el apoyo resuelto y eficaz a la solución de sus problemas.

Con evaluación trimestral del clima laboral se irá cumpliendo la necesidad de mantener la información sobre el personal ejecutivo, operarios y empleados, para saber sus inquietudes y necesidades, y solucionarlas en el más breve plazo posible.

8.1.4 PARTICIPACIÓN DE MERCADO

Dado que actualmente se registran déficit en la generación y existen registros de la participación de cada una de las centrales, es que se expresará en términos del porcentaje total de nuestra producción (descontadas las pérdidas) puesta en el sistema.

8.1.5 COBERTURA

Basados en la participación de mercado, se considera que la comercialización se focalizará en el Sistema Interconectado Central (SIC).

8.2 ESTRATEGIA GENÉRICA

La estrategia es de enfoque y especialización, por cuanto se está concentrando en el SIC que tienen 70,1 %³ presencia en el sistema eléctrico del país.

8.3 ESTRATEGIA COMPETITIVA

La estrategia adoptada, será de seguidor, para la obtención de bajos costos de producción, se buscará alianzas estratégicas con otros importadores de generadores de este tipo, aspirando a obtener el mayor apalancamiento operativo y financiero posible.

Se debe reconocer que en la actualidad en la generación eléctrica destacan ENDESA, COLBUN²⁴ y AES gener²⁵.

8.4 ESTRATEGIA DE CRECIMIENTO

Será de crecimiento intensivo por penetración en una primera etapa. Por tanto, una vez penetrado el mercado, se da por hecho la venta total de la producción, esta estrategia de crecimiento buscará, en primera instancia, el desarrollo de la demanda primaria del mercado, estos mercados son los indicados en los objetivos de cobertura, para luego consolidar nuestra posición. Para evaluar con posterioridad, una estrategia de desarrollo de producto con fuertes y estables alianzas estratégicas con los poseedores de las “*Core Competences*”²⁶, que nos permitan crear eficientes estándares de calidad, tanto como transferencia tecnológica.

²⁴Empresa dedicada a la generación eléctrica en Chile, emplazada en la comuna de Colbún Chile

²⁵Es una sociedad anónima abierta, orientada fundamentalmente a la generación de electricidad en Chile

²⁶Son esas actividades que tienen la organización para ser el mejor

9 LA EMPRESA

En caso de tratarse de una empresa que se debe formar, ésta deberá cumplir para su constitución lo siguiente;

- Desarrollar la Visión de la Empresa
- Desarrollar la Misión de la Empresa
- Especificar su carta Filosófica. Considerando principios valóricos internos para que sirva de guía en el comportamiento de la empresa. Accionistas, empleados y Clientes.
- Constitución de la sociedad referente a su parte legal
- Nombre de fantasía de la Empresa
- Cadena de Valor. Como la cadena de valor está compuesta por el conjunto de actividades llevadas a cabo, proporciona una forma muy efectiva de diagnosticar la posición del negocio frente a los competidores, y definir la base para sostener una ventaja competitiva.

10 PLAN COMERCIAL

10.1 OBJETIVOS COMERCIALES

De la actual generación eléctrica del país, el objetivo comercial apunta a participar en forma creciente de este mercado, y así ir sustituyendo parte de las generadoras que utilizan combustibles de origen fósil en su producción, considerando que de lo producido el 100% se venderá, lograremos en un principio el 1,03% de este mercado en potencia instalada en MGW.

El objetivo de venta es alcanzar al final del período 10 una venta sobre 185 MMUS\$ por ingresos de explotación.

10.2 ESTRATEGIA COMERCIAL

El mercado de la generación eléctrica es relativamente estable, pero con una elasticidad media de la demanda, respecto al ingreso, en condiciones de estrechez económica su consumo disminuye, esto por que el consumo se desacelera en la economía del país.

El examen del medio está relacionado con la identificación de oportunidades y amenazas del mercado en que la empresa va a competir, analizando la estructura actual de la industria y sus tendencias futuras. La gerencia debe mantener la visión corporativa de la empresa para consolidar sus actividades globales, con una visión de largo plazo, ya que, si fuese a corto plazo debilitaría la competitividad de la empresa.

10.3 POLÍTICA DE POSICIONAMIENTO

El posicionamiento, se irá logrando a medida que el producto pueda penetrar al mercado, en base a la ventaja competitiva.

Es por esto, que la selección de los insumos y equipos eléctricos, debe ser de primera calidad, con atributos de; durabilidad y confiabilidad sobre los parámetros exigido.

10.4 POLÍTICA DE EQUIPOS E INSUMOS

Cumplir con ficha técnica y certificación de normas nacionales complementada con internacionales, con un buen control de continuidad en generación, para que llegue al sistema en las condiciones deseadas, lo que dará la posibilidad de un pronto posicionamiento al producto obviamente reforzando al ser una energía en base a ERNC.

Tabla 7. Posicionamiento del Negocio. Atractivo de la Industria / Fortaleza del Negocio

		Atractivo del Negocio		
		Alto	Medio	Bajo
Fortaleza del Negocio	Alta	#####	xxxxxxxxxxxx	
	Media			
	Baja			

Actual XXX Futura ###

Fuente: Elaboración Propia

10.5 POLÍTICA DE PRODUCTO

En el producto encontramos características no tangibles pero si medibles eléctricamente, que son los siguientes parámetros; Estabilidad en Potencia entregada, frecuencia.

Fundamentalmente los atributos de la generación entregada se determinarán en función de una buena política de operaciones.

10.6 POLÍTICA DE PRECIOS

La política será tener precios competitivos, racionalizando los recursos tales como tecnología, adquisiciones, comercialización, distribución, finanzas, producción, etc.

En el Sistema Interconectado Central (SIC), que abastece a casi todo Chile excepto la zona norte del país, dedicada a la minería, el precio de nudo se ha duplicado durante los últimos cinco años.

Tarifas Electricas: Precio de Nudo
(precio medio Alto Jahuel abril-oct cada año, US\$ MWH)

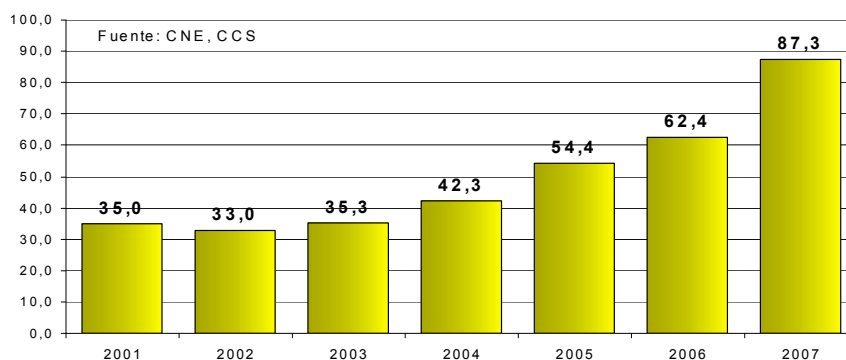


Figura 5. Tarifas eléctricas: Precio de nudo.

Fuente: CNE. Informe económico CCS 20 de Marzo 2007

Pese al dinamismo que ha mantenido la demanda eléctrica en Chile, se estima que los altos precios han impedido una expansión aún más vigorosa del consumo de energía. Cálculos preliminares indican que el menor consumo de electricidad producto del alza de precios en los últimos cuatro años es del orden de 0,8 puntos porcentuales por año. A su vez, el sacrificio en términos de crecimiento global del PIB se estima en alrededor de 0,5 puntos porcentuales. (Fuente: Banco Central de Chile, <http://www.bcentral.cl/estadisticas-economicas/>)

10.7 POLÍTICA DE DISTRIBUCIÓN

Se considerará una estrategia de distribución focalizada en el sistema SIC ; esto significa entregar la mayor parte de la producción al SIC y la necesaria a la sub estación PIL-PIL como mercados objetivos.

Consecuente con lo anterior, la longitud del canal estará conformada a lo menos por dos niveles: los transportadores de la energía (TRANSELEC²⁷) y las distribuidoras, en el caso de Castro (SAESA²⁸), que llegan al cliente final.

10.8 POLÍTICA DE PROMOCIÓN

Para este tipo de industria, en la cual está todo muy normado, y requiriendo siempre la central que por su producción sea la más económica, con contratos con valores definidos no requiere mayormente mantener políticas de promoción.

10.9 POLÍTICA DE GESTIÓN DE VENTAS

Este mercado, como se ha manifestado en párrafos anteriores, está estructurado en torno a un operador del sistema (CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga), el que controla el sistema de transmisión, determina el despacho en forma centralizada basándose en criterios de mínimo costo, y de acuerdo a ello determina el precio de la energía spot, para cada hora del día. El precio spot es determinado en un mercado donde los generadores deficitarios le compran energía y potencia a los superavitarios al costo marginal instantáneo del sistema. El CDEC lo conforman las principales empresas generadoras y transmisoras.

²⁷Empresa que transporta la energía eléctrica a través de torres de Alta Tensión

²⁸Sociedad Austral de Electricidad Sociedad Anónima (Distribuidora de energía eléctrica)

11 PLAN DE OPERACIONES

11.1 OBJETIVOS OPERACIONALES

11.1.1 OBJETIVO DE CANTIDAD

En la industria, es utilizado, como factor de durabilidad, su vida útil, la que se considera de 120 años en condiciones normales para este tipo de central. Dado que la orientación del negocio es la generación eléctrica, utilizando energía primaria renovable y no contaminante, el objetivo de producción estará orientado en la obtención de energía generada 1ª etapa en 1.250.000 GW-H año 2014 y 2ª etapa en 1.100.000 GW-H año 2015.

11.1.2 OBJETIVO DE CALIDAD

La clasificación está dada, principalmente, por los parámetros eléctricos de generación exigido sea por normas o por comportamiento de la red eléctrica.

11.1.3 FACTOR DE PLANTA

Como el rendimiento del conjunto de máquinas (Turbina – Generador – Transformador).

11.1.4 OBJETIVO DE INVENTARIOS

Se establece en tres áreas:

- Materia Prima: Inagotable y no contaminante.
- Insumos necesarios para producción programada: Inventario mínimo de equipos (palas de turbinas, protecciones, etc,.). Se manejará un stock de seguridad.

11.2 ESTRATEGIA OPERACIONAL

Consecuente con el planteamiento estratégico, se buscará el máximo de eficiencia al mínimo costo, incorporando gestión de control de procesos para la obtención de técnicas de producción, estandarizado. De igual forma, se hará un gran esfuerzo cooperativo con otras generadoras, para la transferencia de experiencias que permitan lograr lo anterior.

El “*layout*”²⁹, tanto al interior de la planta como del conjunto en general, estará orientado a la optimización de los desplazamientos y seguridad de los operarios y de la operatividad de equipos en proceso.

11.3 LOGÍSTICA DE ENTRADA

En general, las adquisiciones serán efectuadas en forma puntual, para tener un nivel mínimo de inventario. Se buscará la realización de convenios y fórmulas de pago con los proveedores, que aseguren la calidad y oportunidad en la entrega de insumos. Se estimulará toda iniciativa de cooperación que beneficie a ambas partes.

Específicamente, insumos de elementos electrónicos y de fuerza, serán de primera calidad, exigiendo los certificados de origen, ficha técnica y certificación o reconocimiento del SEC³⁰ que garantice que se cumple con las normas establecidas.

11.4 PROCESO DE TRANSFORMACIÓN

11.4.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

Ensenada costado norte de Castro Chiloé, X Región, Ver ANEXOS 2 – A Carta 7372 del SHOA³¹ y 2 – B Foto satelital.

11.4.2 MANTENCIÓN DE EQUIPOS E INSTALACIONES

- **Mantencción de Equipos:** Toda la mantención será realizada siguiendo lo indicado por el fabricante en los respectivos Manuales Técnicos. Se aplicará como principio el concepto de mantención preventiva, es decir, la ejecución de acciones preestablecidas que tienden a la conservación del bien. Para ello, al incorporar equipos, se solicitará al proveedor la entrega de un Plan de Mantención, el que será cumplido por el personal que lo opera, de acuerdo al nivel de complejidad, y será controlado por el supervisor de área. En términos generales, se dividirá en tres niveles:

1^{er} nivel: Mantención de rutina diaria, comúnmente de limpieza y observación, que el fabricante indique. Por lo general, después de su uso, cumplidas ciertas horas de trabajo o transcurrido un determinado tiempo.

²⁹Disposición de Equipos

³⁰Servicio de Electricidad y Combustible

³¹Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada de Chile

2° nivel: Ésta será, la que el proveedor de insumos y partes indique como revisión técnica, la que, como principio, ejecutará el representante fundamentalmente, por la conservación de las garantías. Eventualmente, podrá ser cumplida por personal propio debidamente calificado y si la garantía se encuentra caducada.

3^{er} nivel: Corresponderá a la mantención correctiva.

- Mantención de las Instalaciones: En general, se aplicará el mismo concepto indicado para la mantención de los equipos.

11.5 LOGÍSTICA DE SALIDA

11.5.1 PATIO DE ALTA TENSIÓN (AT)

La energía generada se envía al patio de AT para su transformación en los niveles de tensión correspondiente y ser despachada por medio de torres de AT a la sub estación Pil-Pil ó al SIC.

11.5.2 TRANSPORTE

Por medio de la empresa Transelec, cuya función por ley ha sido definida como de servicio público, dado el carácter fundamental que tiene el eslabón que representa la transmisión en la cadena de suministro de la electricidad, desde las empresas generadoras hasta su utilización en los hogares del país o en la industria.

11.5.3 CALIDAD DE PRODUCTO TERMINADO

Deberá ser el mejor. Atendiendo a la naturaleza del negocio, de competitividad, es altamente necesario internalizar el concepto de calidad de nuestro producto. Esta función interviene toda la cadena productiva, siendo clave, ya que, la calificación de calidad será dada por el comprador al momento de su recepción. Ésto, implica un gran esfuerzo por parte de la función productiva, orientada a generar una comunicación estrecha respecto a la venta y entrega del producto.

11.6 POLÍTICA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

Los esfuerzos de investigación y desarrollo, más bien estarán orientados, a la transferencia tecnológica basada en la gestión gerencial, logrando acuerdos con otros productores, compradores y proveedores, con el fin de aplicar un concepto de mejoramiento continuo en todos los ámbitos de la empresa. Para ello, se coordinarán visitas, reuniones, asistencias a charlas, seminarios, exposiciones, correspondencia técnica con entidades nacionales e internacionales, eventualmente, integrarse a alguna misión de negocios impulsada por el Gobierno.

11.7 APALANCAMIENTO OPERATIVO

El apalancamiento operativo será el originado por el logro de alianzas estratégicas, toda vez que en los diferentes ámbitos de transferencia aporten al negocio, ya sea reducciones de costos de operación, mejorías de calidad de los productos, realización de negocios, etc.

Con los antecedentes en capítulos del proyecto se ilustra el grado de apalancamiento operativo

$$((\text{venta}-\text{C.V.O.}) / \text{BAIT}) = \text{GAO}$$

Ecuación 3

Venta = 181 (MMUS\$) anual

C.V.O. = 9 (MMUS\$) anual (Costo variable operativo)

BAIT = 128,2 (MMUS\$) anual (Beneficios antes de impuestos e intereses)

$$\text{GAO} = \frac{181 - 9}{128,2} = 1,37$$

12 PLAN DE RECURSOS HUMANOS

12.1 OBJETIVOS DE RECURSOS HUMANOS

Serán establecidos en función de tres factores, que son: satisfacción laboral, asistencia y rotación.

12.1.1 SATISFACCIÓN LABORAL

Sabemos que este factor es uno de los orígenes de los otros dos, razón por la que el enfoque en el recurso humano será de permanente atención, dado que, en toda empresa, su mayor capital es el humano. Por tanto, se hará el mayor esfuerzo por ser consecuentes con el objetivo estratégico, de creación de valor, que inspirará la cultura organizacional, fijándose como objetivo que, de producirse insatisfacción, jamás provendrá de la omisión, sino más bien, será por aspiraciones cuantitativas que escapan a las posibilidades de subsistencia competitiva de la empresa, todo lo anterior se implementará en no más de 6 meses. Con las auditorías internas, se evaluará el clima laboral cada año, salvo que se perciba un clima enrarecido. Entonces el objetivo de satisfacción laboral, estará en función de lo expresado por Maslow³², dividiéndolo en tres niveles:

- **Directivos:** lo apreciado en la industria, indica que de no ser una empresa familiar, este nivel se comporta como el resto del mercado, esto es, cumplidas ciertas expectativas, tiende a emigrar en busca de mayores desafíos y satisfacciones; por tanto, objetivamente, se espera que el período de satisfacción para este nivel sea de a lo menos 3 años.
- **Supervisores:** similar es el caso para este nivel; aunque se prevé algo más estable, fijando el período de satisfacción en a lo menos 5 años.
- **Operarios:** Para este segmento, se prevé un período de satisfacción aún mayor, siendo a lo menos de 7 años

12.1.2 ASISTENCIA

En correspondencia con lo anterior, el objetivo de asistencia estará íntimamente ligado al compromiso leal de los colaboradores hacia la empresa, esperando un mínimo nivel de ausentismo cuyo origen esté en causales ajenas, como salud u otra de fuerza mayor; sin embargo, no es posible descartar la variable cultural, que tiene en términos relativos una notoria incidencia en los días lunes y, particularmente, después de las fechas de pago, lo que proyecta un ausentismo mensual del 10%.

³²Abraham Maslow nació en Brooklyn, Nueva York el 1 de abril de 1908. Maslow creó su ahora famosa jerarquía de necesidades. Además de considerar las evidentes agua, aire, comida y sexo, el autor amplió cinco grandes bloques: las necesidades fisiológicas, necesidades de seguridad y reaseguramiento, la necesidad de amor y pertenencia, necesidad de estima y la necesidad de actualizar el sí mismo en este orden.

12.1.3 ROTACIÓN

Se verá en los tres niveles ya señalados e influenciado por los dos factores anteriores.

- Directivo: Índice de rotación previsto: 3.
- Supervisores: Se prevé un índice de rotación de 2.
- Operarios: Se estima que será 4, por cuanto se ven afectados por variables que los otros niveles pueden enfrentar mejor, como salud, familiares, culturales y de aprendizaje.

12.2 ESTRATEGIA DE RECURSOS HUMANOS

Hacer del Recurso Humano, un apoyo fundamental, sustentado en el desarrollo e implementación de políticas que generen un alto índice de satisfacción laboral, cooperación proactiva y trabajo en equipo, que permitan el logro en corto plazo, de los objetivos planteados por la empresa.

12.3 CULTURA ORGANIZACIONAL

Consecuente con la estrategia enunciada, la cultura organizacional debe estar basada en el profundo respeto a la dignidad de los colaboradores, al reconocimiento de sus logros y esfuerzos, al apoyo resuelto y eficaz a la solución de sus problemas. Para ello, la labor de conducción y liderazgo en los distintos niveles, será primordial, fijándose como meta el respeto y adhesión resuelta de sus colaboradores a las decisiones adoptadas. Se debe mantener un continuo monitoreo de los indicadores en todas las áreas de gestión, fomentando la comunicación abierta, honesta y respetuosa, la participación activa e innovadora en la búsqueda de soluciones y, lo más importante, el trabajo en equipo, de manera que, la consecución de los objetivos, será responsabilidad de todos y motivo de satisfacción para todos. Los individualismos y la falta de honestidad, serán absolutamente contrarios a la cultura de la organización, por tanto, inaceptables.

12.4 REQUERIMIENTOS DE RECURSOS HUMANOS

El detalle de los requerimientos de personal de la Estructura Organizacional se muestra en ANEXO N°3.

12.5 POLÍTICA DE OBTENCIÓN

Teniendo presente que la ubicación geográficamente será en la comuna de Castro provincia de Chiloé, la contratación de personal sin especialización será principalmente local. En primer término, para la contratación del personal clave, que serán el gerente de planta y Jefes de departamento, éstos pasarán por empresas especializadas en reclutamiento de personal. Posteriormente, el reclutamiento, selección y contratación, será efectuado por ellos en cada área incorporando al proceso a los Supervisores. Para el desarrollo de esta tarea, se tomará como referencia los perfiles indicados en los requerimientos de personal y lo señalado en la cultura organizacional. La contratación de operarios será, en primera instancia, a prueba para, posteriormente, hacerla indefinida si califica.

12.6 POLÍTICAS DE MANTENCIÓN, DESARROLLO Y CAPACITACIÓN

Estas políticas estarán orientadas a fortalecer el Recurso Humano, por tanto, toda iniciativa, consecuente con la estrategia de la empresa, que se pueda realizar para superar los objetivos de satisfacción, asistencia y rotación del recurso, será aplicada.

La mantención estará enfocada a la aplicación de la estrategia y cultura organizacional ya señaladas.

El desarrollo, irá íntimamente ligado a la capacitación del personal, lo que significará que de producirse una vacante, en primer término, se debe buscar al interior de la empresa la persona calificada, de no existir, se buscará el reemplazo de la forma establecida para la contratación.

Para cumplir los objetivos de excelencia, la capacitación tendrá un carácter activo y permanente, fluyendo desde los niveles superiores durante las reuniones de coordinación, planificación y supervisiones. Por otra parte, esta capacitación será complementada con los intercambios logrados por la gestión del Gerente que realizará una labor permanente y coordinada en la búsqueda de alianzas estratégicas con proveedores, clientes, organizaciones particulares y gubernamentales con el propósito de acceder a la transferencia tecnológica y comercial. Dentro de estas alianzas, harán gravedad en la creación de frentes comunes en todas las áreas de gestión de la industria de manera de potenciar al capital humano frente a la competencia externa, apuntando a esfuerzos conjuntos de perfeccionamiento orientados a los distintos niveles de la organización.

12.7 POLÍTICA DE RETRIBUCIÓN

Como norma, la evaluación del desempeño tendrá una orientación mixta, esto es, evaluación de procesos y por cumplimiento de metas, las que deberán ser establecidas de común acuerdo en los distintos niveles de la organización partiendo de los Gerentes. La referencia estará dada por los mínimos indicados en el plan de producción. Lo anterior, establecerá la base de sueldo, como sueldo bruto, para cada colaborador de la empresa. La renta variable, se obtendrá de la porción de utilidades finales sobre lo proyectado. Esto se distribuirá como bono de producción en forma trimestral, el que se deducirá, primero, de la proporción entre el costo generado por mano de obra respecto a los costos totales; luego, este porcentaje, será distribuido en proporción respecto al costo de cada colaborador sobre el total de costo en remuneraciones.

Para la Gerencia, además, habrá una asignación de vehículo y combustible para sus necesidades de desplazamiento.

13 PLAN FINANCIERO

13.1 OBJETIVOS FINANCIEROS

13.1.1 RENTABILIDAD

Los indicadores de rentabilidad mínimos esperados se mantienen en dos dígitos. La rentabilidad promedio sobre las ventas superior al 20% y la rentabilidad promedio sobre el patrimonio en 12,5%.

13.1.2 ENDEUDAMIENTO

Los indicadores de endeudamiento respecto del patrimonio y respecto de los activos no deberán superar la unidad, y se mantendrán bajo 0,6 veces en los períodos de mayor requerimiento, con la finalidad de proyectar imagen de solvencia. Esto consecuente con la dificultad para conseguir financiamiento, al tratarse de una empresa sin historia.

13.1.3 LIQUIDEZ

Mantener los indicadores de liquidez sobre la unidad en rangos superiores a 1.2, en atención a las necesidades de pasivo circulante, por la naturaleza del negocio.

13.2 ESTRATEGIA FINANCIERA

Al partir desarrollando el plan financiero, se hace necesario indicar algunas características del proyecto, que en su conjunto forman parte de las decisiones estratégicas tendientes a la materialización de éste.

En primer lugar, se considera la localización de Castro Chiloé para el montaje de la planta, por la razón de que su ubicación es estratégica y adecuada geográficamente por sus características oceánicas. El proyecto, considera la penetración en el mercado de la generación eléctrica en un corto plazo, una vez concluida la primera etapa, por que en la actualidad se tiene una exploración en este mercado con excelentes resultados.

Se han considerado como críticas todas aquellas actividades que permiten aseguramiento de calidad y presentación de la empresa, producción de energía limpia y segura, es por esto que el proyecto ha asignado grandes recursos financieros en temas tales como: control de calidad (control de calidad durante proceso de producción), con instrumentos de medición de última generación en laboratorio, manteniendo el departamento de Investigación y Desarrollo. De alta importancia además, es la seguridad de las faenas en la planta. Otro factor importante de mencionar se refiere al horizonte del proyecto, el cual será evaluado en 50 años, debido principalmente, a la durabilidad de la maquinaria para la producción.

Finalmente, en relación con el impuesto a la renta considerado, se utiliza el 17%, puesto que la materialización del proyecto será a partir de este año 2014.

13.3 POLÍTICA Y PLAN DE INVERSIONES

La inversión acumulada requerida sujeta a depreciación entre los períodos 0 al 8 es de; 558,4 MMUS\$, la cual contempla: capital de trabajo, compra de los activos necesarios y gastos de puesta en marcha. Ver ANEXO N°4.

13.3.1 COMPRA DE ACTIVOS

Se considera la adquisición de los siguientes activos: Líneas de Transmisión, terrenos y servidumbres, construcción, ingeniería y adquisiciones, edificios y vehículos, Ver ANEXO 5.

13.3.2 GASTOS DE PUESTA EN MARCHA

Como gastos de puesta en marcha se contempla los gastos del inicio de actividades, para mayor detalle ver ANEXOS 4 y 5.

13.3.3 CAPITAL DE TRABAJO, GASTOS ADMINISTRATIVOS Y OTROS

El cálculo de las necesidades de capital de trabajo, el cual corresponde del período 6 de operación del proyecto, en donde se registrarán ingresos (asumiendo que se encuentra construida la planta).

El capital de trabajo se recupera en el último período, del horizonte de evaluación del proyecto. Ver ANEXO N° 6.

13.4 DEPRECIACIÓN DE ACTIVOS Y REINVERSIÓN

Para efectuar la depreciación de los activos tangibles que forman parte del proyecto, es necesario indicar que dichos activos serán adquiridos al inicio de la puesta en marcha de la empresa, se consideran reemplazo dentro del horizonte de proyecto y nuevos activos.

La depreciación en cuestión se llevará a cabo considerando los parámetros entregados por el Servicio de Impuestos Internos, para ello, se utilizará la modalidad de: depreciación normal.

13.5 POLÍTICA Y PLAN DE INGRESOS

Considerando los estudios de oferta y demanda en el mercado de generación eléctrica, se ha estimado efectuar la evaluación del proyecto considerando una energía generada promedio entregada al sistema al año, de 1.250.000 GW.H 1^{era} etapa y 1.100.000 GW.H 2^{da} etapa, con el objeto de contar con el volumen necesario para enfrentar los requerimientos exigidos por el sector industrial. Ver ANEXO N° 7.

13.6 TASA DE DESCUENTO

Consideraremos la tasa de descuento como el costo de oportunidad del capital requerido, ajustado por el nivel de riesgo de la industria. Dada la naturaleza del proyecto y del sector industrial en el que está inserto, se usará una tasa de descuento para la evaluación financiera según cálculos detallados en página siguiente. Todos los cálculos que se efectúan para conocer las tasas a utilizar en las evaluaciones del proyecto, corresponden a tasas reales, es decir, Tasa Nominal menos Inflación.

CAPM (Modelo de Valuación de Activo de Capital) = $Ke = Rf + \beta * (Rm - Rf)$. Ecuación 4

Donde:

Rf = Tasa libre de riesgo = 8,07% (Pagarés Reajustables del Banco Central (Enero 2007))

Rm = IPSA Dic. 2007 ENDESA = 10,97% (Rentabilidad del Mercado)

β = Beta de la Industria (ENDESA)= 1,1 (www.barra.com)

$Ke = Rf + \beta * (Rm - Rf)$

$Ke = 8,07\% + 1,1 * (10,97\% - 8,07\%)$

Ke = Tasa de Descuento = 10 %. Base

Para la evaluación económica se usará una tasa de descuento del 10% base, correspondiente a la tasa calculada Ke , considerando las bajas tasas que coyunturalmente existen a la fecha del proyecto, lo cual hace pensar que deben subir, por lo que se le exigirá mayor rentabilidad al aumentar el riesgo por aumento de inversión en equipos, se irá aumentando la tasa exigida para llegar al tamaño óptimo. Ver ANEXO N° 7.1

13.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO

Considerando el tamaño óptimo, referente a la inversión partiendo de una situación base de 3 conjuntos de equipos (Turbina-Generador-Transformador), se realiza gráfico de economía de escala, características de la tecnología de una empresa que provocan una disminución en el costo promedio a largo plazo conforme la producción aumenta. Se considera el criterio de la relación de aumento de la inversión respecto a la tasa que se le exige al proyecto en la misma proporción porcentual de inversión v/s tasa. Para mayor detalle, ver ANEXO 7.1, parámetros de evaluación considerados para el proyecto ANEXO N° 8 – A, balance ANEXO N° 8 - B., y flujo de caja Tamaño óptimo ANEXO N° 8.

Tabla 8. "Evaluación Económica del Proyecto tamaño óptimo"

Tasa de Descuento	PRA (Período Recuperación Activos)	VAN (Valor Actual Neto) (MMUS\$)	TIR (Tasa Interna de Retorno) (%)
12%	11 años	239,1	26,4%

Fuente: Elaboración Propia

13.8 DESGLOSE DE INVERSIÓN DEL PROYECTO (MMUS\$)

En tabla siguiente se encuentran tipo de inversión, valor de inversión y el porcentaje correspondiente al costo total de cada parte de la inversión según tamaño óptimo.

Tabla 9. Inversión del proyecto (MMUS\$)

MATERIA	Costo	Incidencia Porcentual
Ingeniería	40,26	7,2%
Obras Previas	87,01	15,6%
Obras Civiles	294,64	52,8%
Equipos	136,5	24,4%
TOTAL	558,4	100%

Fuente: Elaboración propia

13.9 APOORTE DE CAPITAL PROPIO PARA PROYECTO EN MMUS\$

En la siguiente tabla se entrega el monto del capital propio aportado al proyecto con los períodos correspondientes.

Tabla 10. Inversión del proyecto por períodos (MMUS\$)

Aporte de Capital	Período y Año
1,5	0 - 2007
56	1 - 2008
23	2 - 2009
37,7	3 - 2010
40,4	4 - 2011
38,3	5 - 2012
20,3	6 - 2013
1,2	7 - 2014
Total 168	

Fuente: Elaboración propia

13.10 SENSIBILIZACIÓN DEL PROYECTO

El análisis de sensibilidad se llevará a cabo a partir de las variables relacionadas a:

Ingresos del Proyecto:

- Aumento o disminución de la producción
- Aumento o disminución del precio de venta
- Aumento o disminución de la demanda
- Aumento o disminución del valor del Dólar Norteamericano.

Costos y Gastos del Proyecto:

- Aumento o disminución de la mano de obra.
- Aumento o disminución de los costos iniciales para la puesta en marcha.
- Aumento o disminución de los costos de las instalaciones
- Aumento o disminución de los gastos operacionales.
- Aumento o disminución de los gastos de administración.

Tabla 11. Resultados de la Sensibilización

CAMBIO DE PROYECTO	% de Cambio	ANEXO N°	V.A.N. (MMUS\$)	T.I.R. (%)	P.R.A. (Años)
Situación Final con cinco Turbinas		8	239,1	26,4%	12
Disminución de los Ingresos del Proyecto en	10%	8.2	179,1	19,9%	11
Disminución de los Ingresos del Proyecto en	16%	8.3	145,9	18,5%	12
Aumento de los Ingresos del Proyecto en	10%	8.4	289,2	24,3%	10
Aumento de los Ingresos del Proyecto en	20%	8.5	344,1	26,3%	10
Aumento de los Costos de explotación en	15%	8.6	229,9	22,0%	11
Disminución Ingresos 10% y Aumento de Costos de explotación en 15 %	10% y 15%	8.7	174,8	19,7%	11

Fuente: Elaboración propia

Ver ANEXOS N^{OS} 8.2, 8.3, 8.4, 8.5, 8.6 Y 8.7 con las correspondientes evaluaciones financieras que dan como resultado los valores expresados en Tabla 11.

14 CONTROL DE GESTIÓN

14.1 SATISFACCIÓN DE LOS CLIENTES

Dentro de un plan de cómo unidad de negocio, debe existir un control y seguimiento de actividades de venta y producción, para asegurar el éxito, todo esto deberá hacerse por medio de una auditoria formal, con un alcance trimestral, la que será efectuada por el Contador y supervisada por el Gerente de Planta

14.2 INDICADORES OPERATIVOS

El comportamiento de las ventas, se llevará con un control mensual para la proyección de éstas, y cumplir a lo menos la meta fijada anual del proyecto. También se debe contrastar con igual mes del año anterior, para ver el crecimiento o el decrecimiento de la empresa. Se puede determinar que la venta proyectada será total, según los porcentajes mencionados.

Para mantener los controles, que indiquen los cumplimientos ó comportamiento en la parte operativa, se mantendrá un flujo de caja mensual, para tener el control y hacer las comparaciones con meses anteriores ó el mes que se tenga como patrón, tanto de los egresos como los ingresos (compromisos, pagos de sueldos, energía, impuestos, etc.).

Indicadores mensuales de rendimiento, para comparaciones y poder determinar anomalías, el porqué de éstas y darles solución.

14.3 INDICADORES FINANCIEROS

Las razones financieras que se consideran son:

- La corriente (Activos Corrientes / Pasivos Corrientes), que para la industria eléctrica debe ser entre 1,5 a 2,0.
- Liquidez inmediata (Activos de liquidez inmediata / Pasivos corrientes) que para industria eléctrica debe ser a lo menos de 4.
- De endeudamiento (Pasivos totales / Activos totales), un valor aceptable para esta tasa es 33%.

Es importante considerar la razón de apalancamiento, que considera la utilidad antes de impuestos sobre los costos fijos (Ebitda³³).

³³EBITDA: significa en inglés: "Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization", Representa el margen o resultado bruto de explotación de la empresa antes de deducir los intereses (carga financiera), las amortizaciones o depreciaciones y el Impuesto sobre Sociedades.

14.4 SATISFACCIÓN DE LOS EMPLEADOS

Lograr la satisfacción por medio de la compensación. Si efectuamos un reclutamiento y selección adecuada, implicará un desempeño y mantención del recurso humano sin mayores problemas. Además, con un plan de evaluación que contenga compensaciones y las posibilidades de desarrollo, estaremos más preparados para afrontar las contingencias de fuerzas externas. Todo esto nos llevará a cumplir la misión.

15 CÁLCULOS Y ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD TÉCNICA

15.1 LA ENERGÍA MAREOMOTRIZ

La energía mareomotriz es la que resulta de aprovechar las mareas, es decir, la diferencia de altura media de los mares según la posición relativa de la Tierra y La Luna y que resulta de la atracción gravitatoria de esta última y del sol y otros astros sobre las masas de agua de los mares. Para obtener energía del mar es necesario construir un dique cerrando una bahía, estuario o golfo aislándolo del mar exterior. Se colocan en él los equipos adecuados (turbinas, generadores, esclusas) y luego, aprovechando el desnivel que se producirá como consecuencia de la marea, se genera energía entre el embalse así formado y el mar exterior. Esta diferencia de alturas puede aprovecharse interponiendo partes móviles mencionadas anteriormente al movimiento natural de ascenso o descenso de las aguas, junto con mecanismos de canalización y depósito, para obtener movimiento en un eje. Mediante su acoplamiento a un alternador se puede utilizar el sistema para la generación de electricidad, transformando así la energía mareomotriz en energía eléctrica, una forma energética más útil y aprovechable. Es un tipo de energía renovable y limpia, sin embargo, la relación entre la cantidad de energía que se puede obtener con los medios actuales y el costo económico y ambiental de instalar los dispositivos para su proceso han impedido una proliferación de este tipo de energía. En ANEXO N° 10 se entregan antecedentes del desarrollo de las centrales de mareomotriz en el mundo.

Como toda obra tiene características propias en su construcción y explotación, es que se entregan antecedentes que darán mayor claridad a este tipo de generación eléctrica, forma de funcionamiento ANEXO N° 11 y ANEXO N° 12. Que sumado al suministro intermitente, variable y desfasado de los bloques de energía, y los efectos de la hidrodinámica costera, ver ANEXO N° 13, se darán ventajas y desventajas de la energía mareomotriz:

Ventajas:

- Auto renovable.
- No contaminante en su producción.
- Silenciosa.
- Sin costo de materia prima (Agua de mar)
- No concentra población para su funcionamiento, solo personal de control y mantención.
- Disponible en cualquier clima y época del año.

Desventajas:

- Impacto visual y estructural sobre el paisaje costero.
- Localización puntual.

- Dependiente de la amplitud de mareas.
- Traslado de energía muy costoso. (En el caso del proyecto en estudio Castro, este punto no es muy relevante por la cercanía de la usina)
- Limitada por los equipos mecánicos y constructivos

15.2 EL OCÉANO Y LAS MAREAS

Se denomina océano a la parte de la superficie terrestre ocupada por el agua marina. Los océanos cubren el 70 % de la superficie de la tierra, con un volumen de 1.370 Km³ y un área de 361 millones de Km², siendo el Pacífico el mayor de los océanos. La profundidad de los océanos es variable dependiendo de las zonas del relieve oceánico pero resulta escasa en comparación con su superficie. Se estima que la profundidad media es de unos 4 km . (Fuente: Trabajo, Energía Mareomotriz, Autor: Pedro Fernández Díez. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria, España)

Las mareas, son oscilaciones periódicas del nivel del mar, producidas por atracciones de la Luna, Sol y otros cuerpos astronómicos (*Astronómica*), otras formas es por ondas producidas por sismos (*Tsunami*), y ondas generadas por el viento (*De tormentas*), estas ondas son las denominadas de "Largo Período".

15.3 MAREAS ASTRONÓMICAS

Para el caso de la generación de Energía Eléctrica por mareomotriz las que influyen mayoritariamente son las mareas astronómicas, de acuerdo a la teoría de Gravitación Universal de Sir Isaac Newton³⁴, las mareas son causadas por la Fuerza Gravitacional por la atracción que ejerce cada masa a otra masa.

Considerando que el agua de mar ocupa el 70% de la superficie del globo terráqueo, con una masa líquida en constante movimiento (mareas), que puede aprovecharse su energía cinética, por ejemplo mediante turbinas para producir energía eléctrica.

Debemos recordar el concepto de la teoría general de sistema, "todo en el universo interactúa entre sí, influye y es influenciado", y la mareomotriz no escapa a esta ley universal, ya que el flujo (pleamar) o marea alta y el reflujó (bajamar) o marea baja. La fuerza gravitacional de la luna empuja la parte de la tierra más cercana a ésta lejos del centro de la tierra y así se produce una alta mar directamente debajo de la luna. Al mismo tiempo el sol empuja la tierra como un todo para mantener el equilibrio de órbita de la tierra dando origen a otra marea alta.

Con lo anterior se tiene dos mareas altas, en lados opuestos a la tierra, con el movimiento de rotación de la tierra (un día) se tiene dos mareas alta y dos mareas bajas por día. Este fenómeno se acentúa más en los extremos del globo terráqueo para aprovechar este recurso, abundante y gratis, con los accidentes hidrográficos requeridos, solo requiere que lo adecuemos, para obtener

³⁴Isaac Newton nació el día de Navidad del antiguo calendario en 1642 (correspondiente al 4 de Enero de 1643 del nuevo calendario), Hacia 1679, verificó su ley de la gravitación universal y estableció la compatibilidad entre su ley y las tres de Kepler sobre los movimientos planetarios.

energía, económica, ecológica y renovable. Se pueden clasificar las mareas de las siguientes maneras:

Diurnas: Cuando se presentan una pleamar y una bajamar en un día lunar.

Semidiurnas: Cuando se presentan dos pleamares y dos bajamares en un día

Lunar Mixtas: Cuando a veces presentan las características de la diurna y otras veces, las de semidiurnas.

La fuerza generadora de marea es la suma de la fuerza gravitacional³⁵ y la fuerza centrífuga³⁶ (Figs. 6 y 7). En un sistema con revolución pero sin rotación la fuerza centrífuga es la misma para cualquier punto sobre la superficie de la tierra, pero la fuerza gravitacional si varía. La fuerza generadora de marea, por tanto, varía en intensidad y dirección sobre la superficie de la tierra. La componente vertical de esta fuerza es muy pequeña comparada con la gravedad y su efecto en el océano puede ser considerado nulo. La componente horizontal produce las corrientes de marea, lo cual en turno resulta en variaciones del nivel del mar.

³⁵La fuerza gravitatoria, es una fuerza de acción a distancia que se produce entre dos masas. Esta fue descrita por Isaac Newton en su ley de gravitación

³⁶Fuerza centrífuga es la que tiende a alejar los objetos del centro de rotación mediante la velocidad tangencial, perpendicular al radio, en un movimiento circular.

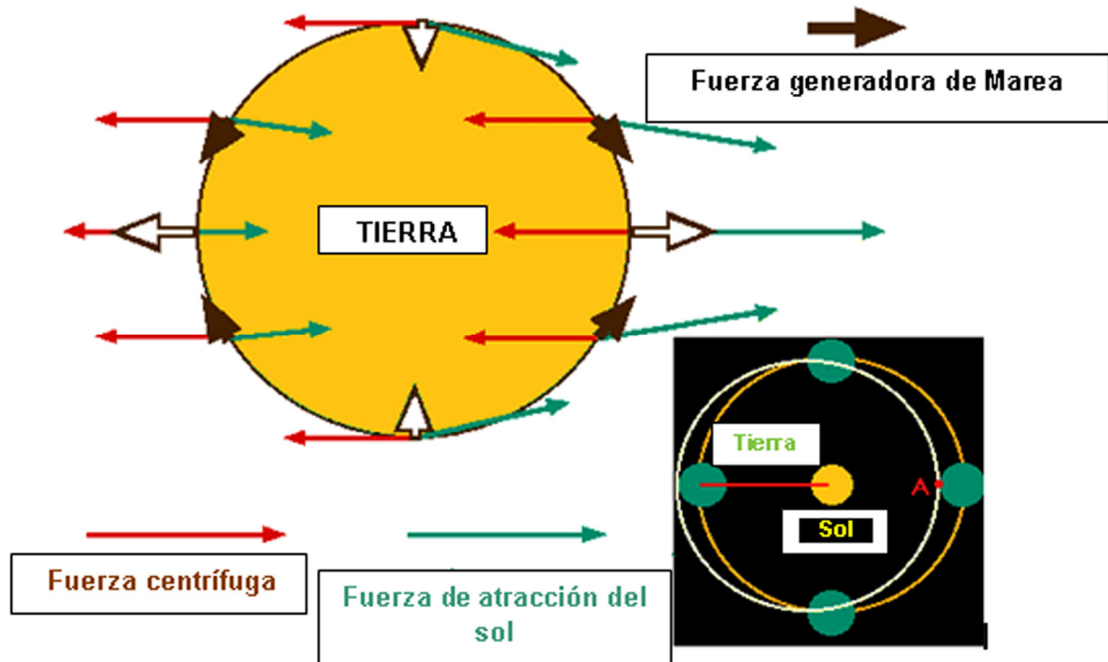


Figura 6. Esquema de Fuerzas Generadoras de Mareas. Fuente: Mareas, Notas de Oceanografía Jhon Luick

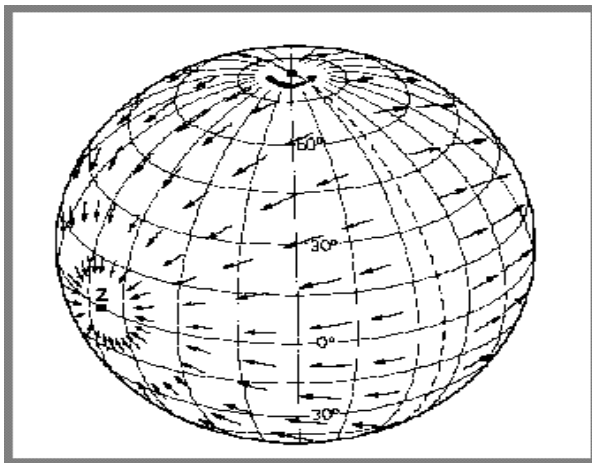


Figura 7. Fuerza generadora de marea en "cenit". Fuente: Mareas, Notas de Oceanografía Jhon Luick

La Fig. 7 muestra una vista de la fuerza generadora de marea cuando la luna está sobre el punto Z (el "cenit"). Este campo de fuerza gira alrededor de la tierra con la luna. Cabe hacer notar que existen dos puntos de acumulación de agua (marea alta), esto es, el período básico de marea es la mitad del período de la revolución de la luna.

La fluctuación periódica del nivel de los océanos, debida principalmente a la atracción gravitatoria de la Luna y en menor cuantía del Sol, (la Luna ejerce una atracción 2.2 veces la del Sol), y al movimientos de rotación de la Tierra, (aceleración de Coriolis)³⁷; otros factores son la forma y fisionomía del relieve de las costas y del fondo, los fenómenos meteorológicos, etc.

La aceleración que produce el efecto de marea aumenta con la masa y disminuye con el cubo de la distancia. Con relación a la Tierra, y teniendo en cuenta las distancias y las masas, sólo el Sol y la Luna son capaces de producir mareas apreciables; el Sol, más distante, influye por su masa; la Luna, de masa mucho menor, por su proximidad a la Tierra.

La masa del Sol es del orden de 27 millones la de la Luna, pero se encuentra 390 veces más lejos. (Fuente: Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética; Universidad de Cantabria (Trabajo realizado por Pedro Fernández D.) ESPAÑA

El fenómeno es prácticamente idéntico, tanto si el punto sometido a la acción de la marea, se encuentra orientado hacia el astro, como se encuentra en la parte opuesta.

15.4 ENERGÍA POTENCIAL DE LAS MAREAS

En el mundo existen un número limitados de lugares donde es posible la explotación de la energía de las mareas; para ello se requiere de un amplitud de marea mínima de 5 metros, (Fuente: Trabajo, Energía Mareomotriz, Autor: Pedro Fernández Díez. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética Universidad de Cantabria, España) de una bahía, o estuario lo suficientemente amplio para que la cantidad de agua a trasvasar durante las mareas sea grande y de la facilidad de

³⁷Fuerza de Coriolis; En el caso de nuestro planeta, todo objeto en movimiento se desvía ligeramente hacia la derecha en el hemisferio norte, y hacia la izquierda en el hemisferio sur.

construir un dique que separe el estuario del mar, para contener y cerrar el paso del agua. El estuario se llena durante la pleamar y se vacía durante la bajamar a través de unas turbinas.

La energía que teóricamente se puede extraer en un ciclo de marea, es función de la superficie del embalse artificial $A(z)$ y de la amplitud a de la marea, diferencia entre los niveles del pleamar y bajamar siendo la energía potencial estimada para un ciclo de marea de 6 horas 25 minutos de la forma:

La energía cedida por el embalse durante el vaciado en la bajamar, es:

$$E_{\text{embalse}} = \gamma \int_0^a A(z) z dz \quad \text{Ecuación 5}$$

y la cedida durante el llenado en la pleamar, es:

$$E_{\text{mar}} = \gamma \int_0^a A(a-z) dz \quad \text{Ecuación 6}$$

$$E = E_{\text{embalse}} + E_{\text{mar}} = \gamma a \int_0^a A(z) dz \quad \text{KW.} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

a = Amplitud de marea

z = Altura del agua embalsada en metros, $0 < z < a$

A = Superficie del embalse en Km^2

15.5 LA PROYECCIÓN DE LA ENERGÍA MAREOMOTRIZ EN CHILE Y EN ESPECIAL ZONA DE CASTRO, X REGIÓN

El impulso que ha propiciado el gobierno, para la creación de proyectos en energía renovable, con el objeto de fomentar la innovación y la diversificación energética del país, aprovechado la disponibilidad de recursos naturales con que se cuenta, facilitan los planes de inversión en esta industria. Además, la iniciativa pretende potenciar la conformación de una cartera comerciable de emisión de bonos de carbono.

La factibilidad de Generación por Mareomotriz, se realizará en el Sur del país (comuna de Castro), Chiloé X Región, puesto que aquí se encuentran amplitudes de mareas necesarias y se esta en presencia de fuertes vientos. Ésta provincia, la más meridional de la República, está situada entre los $40^{\circ}48'$ lat. S y el paralelo de los Tres Montes. Su territorio, muy irregular, comprende una parte del continente y todas las islas que se encuentran entre estos dos límites. La parte continental está dividida en dos secciones aisladas. La primera, que es la región septentrional de la Patagonia occidental, comienza en la península de los Tres Montes, por la cual está separada, al sur, del territorio colonial asignado a Magallanes, y se concluye al norte en el canal Astillero de Reloncaví. La segunda está comprendida entre el canal de Chacao, al sur; el río Llico o Maule, que la separa de Valdivia, al norte; la colonia de Llanquihue al este, y el océano Pacífico al oeste. El número de las islas, con pocas excepciones, así como su forma, no está designado sino aproximativamente en todos los mapas que se poseen. Las principales son: la isla de Chiloé propiamente dicha, la más grande de todas; las de Puluqui, Caucahue, Quinchao, Lemuy, Tranque, San Pedro y el grupo

de Chonos o Guaitecas, compuesto de una cantidad de secciones muy poco exploradas, aun por el lado del mar.

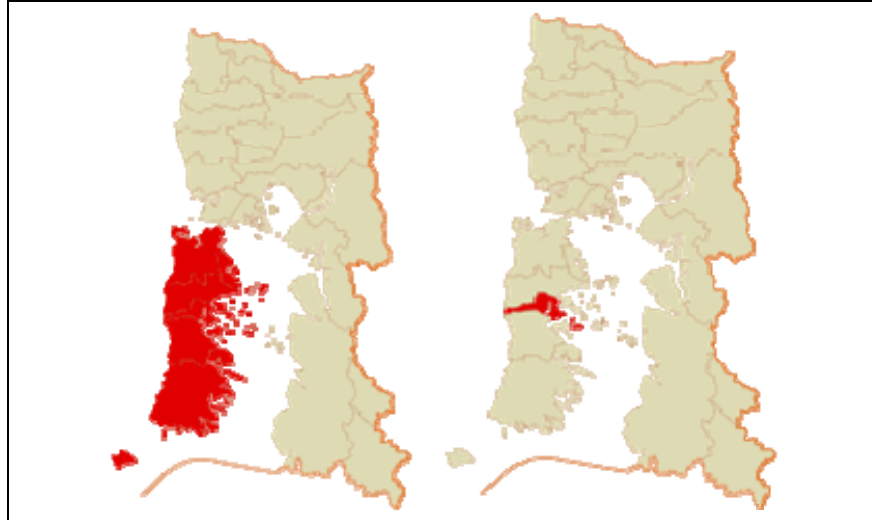


Figura 8. Isla Grande de Chiloé. Castro.
Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki>

15.6 SITUACIÓN ACTUAL DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROVINCIA DE CHILOÉ

15.6.1 CONEXIÓN AL SIC

El Centro de Despacho Económico de Carga, Sistema Interconectado Central (SIC). Este sistema, está interconectado por torres de alta tensión, ver ANEXO N° 14, de propiedad de Empresa TRANSELEC, que es la que transporta la energía a los distintos lugares que se requiere. Para el caso de Castro esta se distribuye o se transporta desde Puerto Montt la que a su vez es alimentada por el SIC

La Empresa Distribuidora para las zonas residenciales e industriales es SAESA³⁸.

En el plano de la siguiente figura se aprecia la transmisión de la Energía Eléctrica en Alta Tensión (AT), derivando una línea de Puerto Montt a Chiloé, por la cual la isla queda integrada al SIC.

³⁸Empresa distribuidora de energía eléctrica

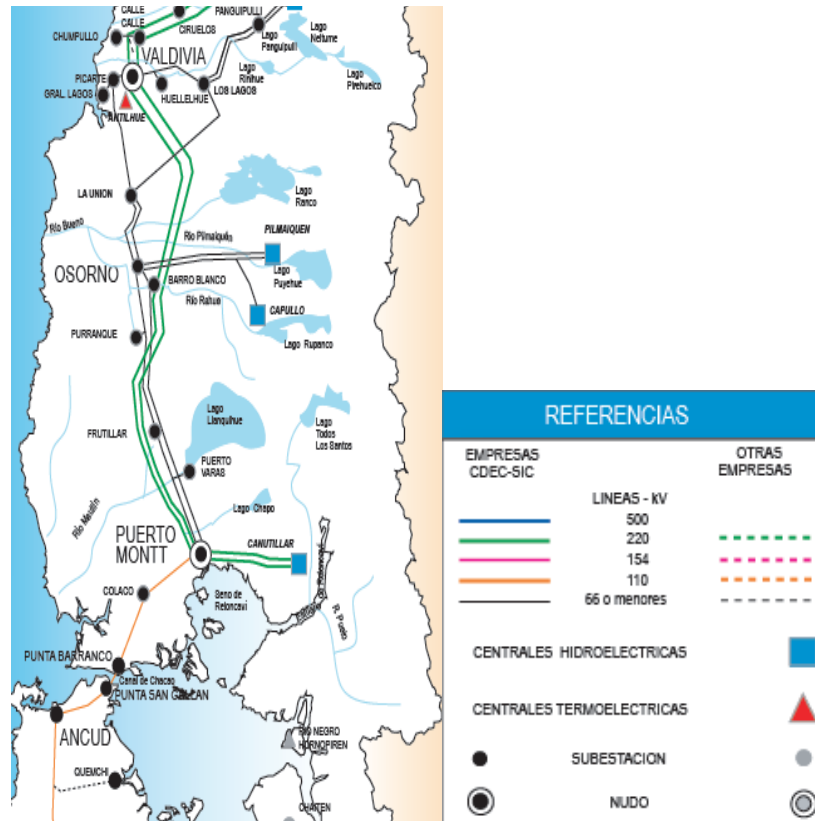


Figura 9. Zona Sur del SIC.
Fuente CNE

15.6.2 DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNA DE CASTRO

Tenemos que considerar que la industria de Generación Eléctrica, es un sector de capital intensivo con inversiones a muy largo plazo, lo que implica una planificación y construcción con una correcta previsión de la demanda de energía eléctrica, requisito imprescindible para lograr las metas propuestas en calidad y servicio.

En la demanda de Energía Eléctrica conviene segmentar los Kilowatt-Horas consumidos en los que se observa un comportamiento similar los grupos de consumidores los podemos discriminar ó segmentar como: Residencial, Comercial e Industrial. El sector residencial es habitualmente es uno de los que principalmente contribuye a las puntas de demanda del sistema de generación eléctrica, en el sector comercial es relevante cantidad de oficinas y tipos, el nivel de empleo en el sector de servicios, potencialidad de clientes para servicios ó casa comerciales, tamaño de población escolar, etc. Respecto al sector industrial importante considerar parque industrial, nivel de empleo del sector, normativa medio ambiental, etc.,

15.6.3 CONSUMO PROMEDIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CASTRO

Considerando el consumo promedio de Energía Eléctrica en la ciudad de Castro, información dada por la Distribuidora de Energía Eléctrica SAESA, se considerará como valor para cálculo de Turbina-Generador más un 30% futuros consumos.

Población total, según división político administrativa y área urbana rural.

Tabla 12. Población de Castro Segmentada

Total Castro	39.366
Urbana	29.142
Rural	10.224

Fuente INE Censo 2002

Considerando la actual situación en la zona Castro y Dalcahue, estas comunas se alimentan de Energía Eléctrica de la Sub- Estación de PIL-PIL, la que entrega una potencia de 15 MW siendo Castro un 88% de ese consumo y 12% Dalcahue.(Información dada por señor Roberto Dunsmore Depto. Explotación SAESA), dado lo anterior la comuna de Castro tiene un consumo de:

$$15 \text{ MW} \times 0,88 \Rightarrow \text{un consumo considerado de } 13,2 \text{ MW}$$

15.7 CRITERIOS PARA CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA MARÍTIMA

El análisis y el diseño de una estructura marítima, siguen esencialmente los mismos conceptos aplicables a cualquier otro tipo de estructura, con especificaciones especiales en cuanto a lo que respecta al tipo de carga que debe soportar y las disposiciones de seguridad con que debe operar. Considerando que la inversión inicial se basa en proyecto de central hidroeléctrica tipo, antecedentes proporcionados por empresa AES GENER³⁹, en la cual están todos los estudios técnicos de construcción y montaje.

³⁹ AES GENER Empresa Generadora de Energía Eléctrica, información de costos otorgados por gerencia que

se mantiene en reserva.

Esta presa que por su diseño es denominada "Presas de gravedad de hormigón", donde son todas aquellas en las que el peso propio de la presa es el que impide que se produzcan las siguientes situaciones; que la presión que el agua ejerce sobre la presa, por un lado tiende a hacerla "deslizar" sobre su fundación y por otro a "volcarla" hacia aguas abajo. El criterio utilizado normalmente es que la transferencia del empuje del agua hacia la fundación se realiza a través de la presa, la que será más estable cuanto "más pesada" sea. Desde este punto de vista, tanto una presa de materiales sueltos como una de hormigón, son de gravedad. Sin embargo, suelen llamarse así a las presas macizas de hormigón, que es lo gravitante para la inversión inicial y se considera para la presa a considerar en la central de mareomotriz de este proyecto de perfectibilidad.

El cuerpo de las presas de hormigón, se compone de cemento, piedras, gravas y arenas, en proporciones variables según el tipo de estructura y las partes de las mismas que se trate. La particularidad de este material, que le permite adoptar complejas formas una vez fraguado, da la posibilidad de optimizar la forma y, por lo tanto disponer el peso de una manera tal que sea mayor la capacidad de la presa en su conjunto para resistir el empuje.

Las cortinas rígidas más empleadas, son hechas a base de mampostería con mortero de cemento, concreto simple.

En la elección del material constructivo, fundamentalmente se deben considerar los siguientes factores:

- Materiales del lugar
- Perfil geológico
- Altura de la cortina

Los materiales de la región combinados con la geología, son decisivos para elegir el tipo de cortina, porque influyen en la economía de la misma.

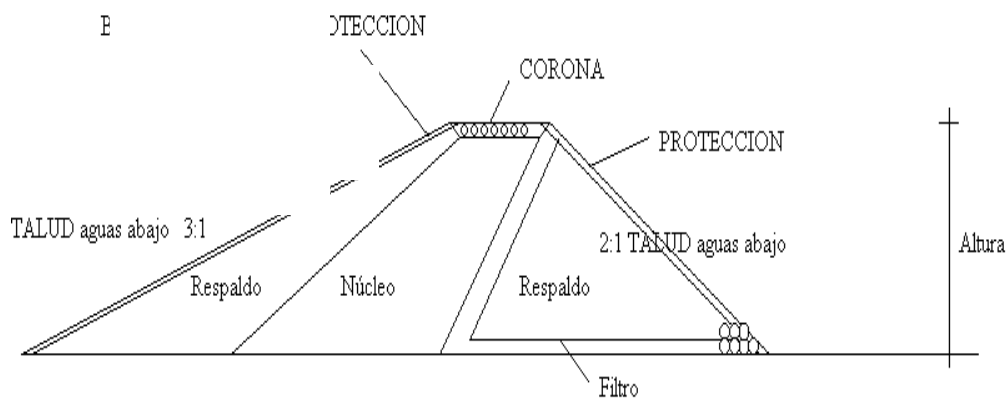


Figura N°10 Proyección emplazamiento presa proyecto base. Fuente: Confección propia

Las dimensiones de la presa considerada en proyecto base, son las siguientes:

Altura 82 mts
Coronación o corona 25 mts
Largo 585 mts
Base 53 mts

Elementos y características geométricas que se deben considerar para una obra de estas características.

Factores condicionantes:

- Función de la obra.
- Cimentación.
- Materiales.
- Clima y sismicidad.
- Equipo de construcción.

Para el caso del hormigón a utilizar en el proyecto de la Central Hidroeléctrica base considera del tipo:

- H 40 con gravilla
- Grado de confianza 95
- Cono 6 de plasticidad

Con un valor puesto en obra, zona central 2,52 UF + IVA.

Antecedentes para cálculo de costo de mt^3 de hormigón proyecto base, para ser considerado en anteproyecto en central Mareomotriz Castro.

Tabla N°13 Cálculo mt^3 de hormigón proyecto base

Materia	Valores	Unidades
valor US\$	\$ 560	
valor uf	\$ 21.000	
Largo	585	mts
Ancho promedio	39,0	mts
Coronación	25,0	mts
Base	53,0	mts
Alto	82	mts
Volumen	1.870.830	mts^3
Valor mts^3 hormigón	2,5	uf
Costo inversión presa base	559,9	MMUS\$
Costo Unitario presa base	299,28	US\$ / mt^3

Fuente: Elaboración propia

Considerando que la presa proyectada es en fiordo costado norte de Castro, isla de Chiloé, donde las condiciones en abastecimiento de materiales y equipos son difíciles, por su lejanía del continente y no contar con caminos, canteras, agua, electricidad, etc., el valor del hormigón que la Empresa LAFARGE entrega puesto en obra, zona central, es de 2,5 UF. Valor a ponderar para cálculo de inversión inicial en obras civiles en Castro.

En tabla N°13 se entrega valor mt^3 de hormigón con lo que se confecciona tabla N°14, utilizando factor anteriormente descrito y así fundamentar flujo de caja de ANEXO N° 8, situación base.

Tabla N°14 Cálculo para inversión inicial en mts^3 de hormigón.

Materia	Valores	Unidades
valor US\$	\$ 560	
valor uf	\$ 21.000	
largo	1.000	mts
ancho promedio	25,0	mts
coronación	20,0	mts
base	30,0	mts
alto promedio	22,0	mts
volumen	550.000	mts^3
Factor ponderado	1,79	
Inversión Base presa Castro	294,64	MMUS\$
Inversión criterio pesimista	383,03	MMUS\$
Inversión criterio realista	312,32	MMUS\$
Inversión criterio optimista	265,18	MMUS\$
Inversión criterio crítico	387,16	MMUS\$

Fuente: Elaboración propia

Dada la incertidumbre de realizar una obra de esta envergadura en la zona considerada, se deben considerar factores incidentes en su realización como:

- RR.HH. Calificados
- Logística de entrada y salida de materiales
- Vías de comunicación
- Permisos legales
- Instalación de campamento y planta de concreto

Para los valores entregados en Tabla N° 14 se considera lo siguiente:

Tabla N° 15 Costo inversión inicial Presa Castro, Chiloé.

materia	valores	unidades
Volumen obra	0,55	mts ³
Costo	(Costo P.B. * V.P.Castro)*FP	MMUS\$
Costo	(559,9 * 0,55)* FP	MMUS\$
Factor Ponderado (FP)	1,79	
Costo	294,64	MMUS\$

Fuente: Elaboración propia

Donde:

P.B. = Presa Base

V.P. = Volumen Presa

F.P. = Factor Ponderado, por zona de construcción.

Para cálculo Factor Ponderado (FP) ver Tabla N° 16

La Tabla 16 Relación para cálculo de Factor Ponderado (FP)

Inversión	% de Incidencia	Factor	FP
Hormigón	30%	3	0,90
Áridos	50%	1,3	0,65
Equipos	20%	1,2	0,24
		FP	1,79

Fuente: Elaboración propia

A utilizar otro criterio, como optimista, realista ó pesimista para la elección del factor orientativo, éste se puede cambiar considerando los antecedentes que se entregan en ANEXO N°8 y Tabla N° 15.2 y así realizar el cambio en la inversión inicial en flujo de caja, que evidentemente daría otro VAN otro TIR y otro período de recupero de la inversión.

Para el caso de la prefactibilidad técnica-económica de proyecto y utilizando el FP de 1,79, la sensibilización de los flujos de caja en cuanto al cambio de su inversión inicial, es el siguiente:

Tabla N° 17 Sensibilización de criterios en indicadores de proyecto.

Indicadores	Criterio Pesimista	Criterio Realista	Criterio Optimista	Criterio Critico
VAN (MMUS\$)	5,2	89,4	145,3	0
TIR	10,1%	13,6%	18,3%	10%
PRA (años)	19	16	13	19
TASA (ke)	10%	10%	10%	10%
Aumento ó Disminución	30%	6%	-10%	31,5%
Inversión Inicial (MMUS\$)	383,03	312,32	265,18	387,16

Fuente: Confección propia

15.8 CRITERIO CONSTRUCTIVO PARA LA CENTRAL MAREOMOTRIZ

Las construcciones a considerar deben ser de materiales anticorrosivos al agua de mar, de este modo se evitará el deterioro de dichas construcciones y se reducirían las posibilidades de un impacto ambiental, como por ejemplo los elementos corrosivos, evitando la escoria producida por metales en descomposición química. Respecto a la forma de funcionamiento y construcción de las plantas, actualmente se aceptan ciertas premisas. Ver ANEXO N° 15

15.9 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Para el estudio de impacto ambiental se deben analizar varias etapas las que se pueden observar en ANEXO N° 16.

15.10 CONDICIONES PARA EL MONTAJE EN CASTRO DE UNA CENTRAL MAREOMOTRIZ

Respecto a la necesidad o beneficio de una central mareomotriz cerca de la comuna de Castro, CHILOE, se debe considerar en forma preliminar las condiciones naturales para llevar a cabo la pre factibilidad de su realización.

De existir condiciones naturales para el desarrollo de una central Mareomotriz, se necesitan las siguientes condiciones como mínimo para cualquier central mareomotriz (Fuente: Trabajo del Departamento de Ingeniería Eléctrica sobre Energía Mareomotriz de la Universidad de Cantabria, España)

Condiciones:

1ª condición: Que exista accidente hidrográfico posible de utilizar como una ensenada⁴⁰.

2ª condición: Amplitud ≥ 5 metros referido a la diferencia entre la marea alta y la marea baja.

1º Ensenada: Se considera el emplazamiento de la obra en ensenada costado norte a Castro, ver Anexo N° 2 - B (Foto satelital con emplazamiento de la obra).

Por lo expuesto, se cumple primera condición

2º Amplitud: De acuerdo a las tablas de mareas del puerto patrón, en este caso Puerto Montt, obtenidas del Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada, SHOA (Pub. 3201), de las cuales parte de ellas se adjuntan en este proyecto, ANEXO N° 17. En ella se muestran alturas de mareas y sus fechas en puerto patrón.

En ANEXO N° 17, se gráfica altura de marea en puerto patrón, para cálculo de amplitud de mareas en Castro.

De estas tablas se calcula el promedio de marea por día, mes y año, al considerar un año, se obtiene la media de 5,00 m. Los resultados se registran en Tabla N° 13.

⁴⁰Entrante de mar o bahía estrecha, que se introduce tierra adentro.

Tabla 18. Castro, Amplitud de Mareas 01 – 01 - 2006

Horas			Alturas		
Puerto Patrón			Puerto Patrón		
Puerto Montt	Diferencias	Castro	Puerto Montt	Diferencias	Castro
h. m.	h. m.	h. m.	m.	m.	m.
2 02	+ 0,03	2 05	6,77	-0,72	6,05
8 34	+ 0,03	8 37	0,94	-0,30	0,64
14 39	+ 0,03	14 42	5,98	-0,72	5,26
20 37	+ 0,03	20 40	1,35	-0,30	1,05

Fuente: Confección propia en base Puerto Patrón del SHOA

Por lo tanto cumple con la segunda condición exigida Amplitud ≥ 5 metros referido a la diferencia entre la marea alta y la marea baja.

En los ANEXOS 18; 19; 20; 21; 22; y 23 se entregan resultados y criterios de cálculos para obtener las amplitudes de marea en Castro.

- ANEXO N° 18 Datos para cálculo de mareas Castro
- ANEXO N° 19 Gráfico altura de mareas Castro
- ANEXO N° 20 Ejemplo de recopilación de datos para cálculos de marea
- ANEXO N° 21 Esquema de las cotas de marea puerto patrón
- ANEXO N° 22 Resultado de cálculos de mareas en Castro
- ANEXO N° 23 Criterio para sicigias de marea puerto patrón

15.11 POTENCIA EN MWH DE EMBALSE CONSIDERADO

Como sabemos la energía puede transformarse de un tipo en otro, en el caso de la energía eléctrica ésta puede además ser transmitida de un lugar a otro. El término energía hidráulica que para este caso es embalsar el agua de mar, se refiere a la energía contenida del agua, la que incluye energía potencial y cinética, debido al desplazamiento de estos parámetros, se genera electricidad bajo ciertas circunstancias.

Se ha confeccionado una planilla para calcular potencia entregada por la represa y tiempo de generación, considerando como unidad al conjunto de máquinas (turbina, generador y transformador) que se pueden instalar, lo que se considera en su conjunto un 20% de la inversión y el impacto que producen al aumentar ó disminuir el conjunto de máquinas instaladas en las variables potencia generada y tiempo de generación. Ver ANEXO N° 7 Simulación de Embalse y Curvas de Turbina KAPLAN, para bajos saltos de agua, de altura (H) con respecto a caudal (Q) ANEXO N° 24. Para este efecto de evaluación técnica, se considera la instalación en la localización ya descrita en párrafos anteriores, considerando la batimetría, pero como este es un trabajo enfocado hacia la evaluación económica, se ha considerado que realizar otros emplazamientos dando obviamente estas nuevas posiciones otros valores de potencia, tiempo de generación y otros, daría para estudios de mayor prolijidad, en lo que se refiere a la evaluación técnica, pero con lo entregado se dan las bases para realizar simulaciones de posición de la represa para ver nuevos resultados.

La inversión en una central de mareomotriz, de una potencia instalada considerable con una vida útil para efecto de los cálculos de 50 años, periodo considerado a su vez para de depreciación lineal de la inversión, la cual se considera como único costo relevante par efectos del resultado operacional. La calidad de los resultados dependerá de la exactitud en la estimación de los valores de los parámetros relevantes, que dependerán de la ubicación geográfica, coyuntura económica, las características técnicas del equipo, entre otros.

15.12 CICLO DE LLENADO Y TURBINAJE CENTRAL MAREOMOTRIZ

Como se ha mencionado en párrafos anteriores para llevar a cabo una Central Mareomotriz, la amplitud de la marea debe ser como mínimo de 5 m, por lo que sólo hay un número limitado de lugares en todo el mundo donde las condiciones de la marea son adecuadas para su explotación.

Para esto se conocen cuatro tipos de formas para su funcionamiento, llamado Ciclos de Funcionamiento, los que son;

1. Ciclos de Simple Efecto.
2. Ciclos de Doble Efecto.
3. Ciclos por Acumulación por Bombeo.
4. Ciclos Múltiples.

La central considerada es de Ciclo Simple Efecto, se dispone de un embalse único, donde:

- Generación durante el reflujo de la marea; (bajamar). El llenado del embalse se efectúa con las compuertas abiertas y el vaciado con turbinación.

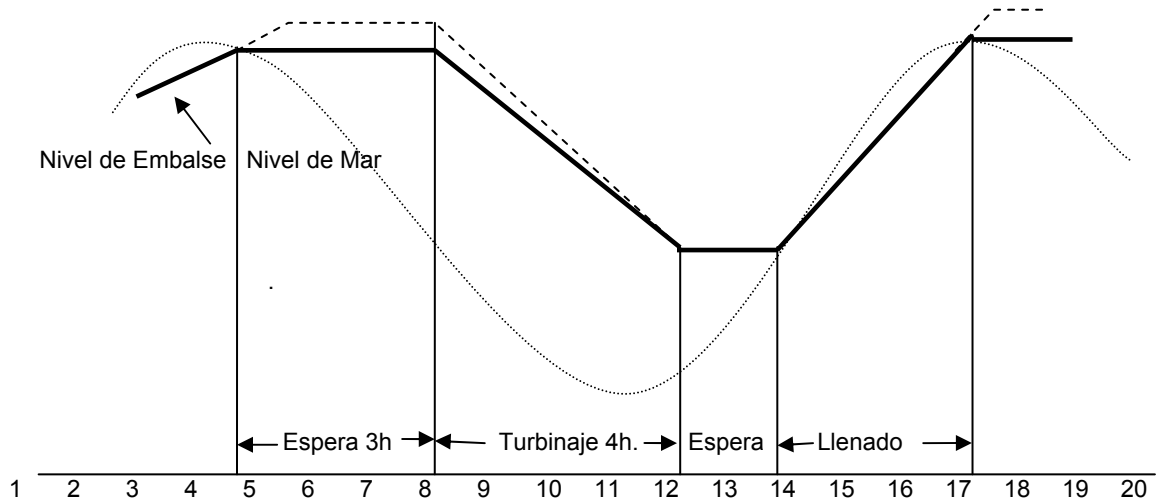


Figura: 11 Ciclo Simple Efecto durante el llenado del Embalse Fuente: Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética U. de Cantabria

En este marco sobre los ciclos de turbinaje, de la planilla confeccionada, ver ANEXO N°7, simulación de embalse, las variables consideradas dependientes entre si, son las siguientes:

Tabla N°19 Variables Fórmulas de ANEXO N°7

Variables	Fórmulas
h	Marea Máxima + 14,8
V (por batimetría)	$e^{(3,4141 * \ln(h) - 7,3641)}$
Q	$Q1_{Turb.} * n_{Turb.}$
P. Bruta	$Dh_{min} * Q * 9,81 / 1.000$
P. Efectiva	$P. Bruta * Eficienc.(\eta)$
E. (MW-h)	$\sum L_n$
Gener. en (h)	$\sum M_n * (A_n - A_{n-1})$
A_n	$A_{n-1} + (\text{ciclo}/n)$
B_n	$A_n * 3600$
C_n	$B_n - B_{n-1}$
D_n	$(2\pi/n) + D_{n-1}$
E_n	$media + Dh * \cos(D_n) + 14,8$
F_n	$si (I_{n-1} - E_{n-1}) \geq Dh_{min}; Q; 0$
G_n	$F_n * C_n$
H_n	$H_{n-1} - G_n$
I_n	$e^{(\ln(H_n) - 7,3641)} / 3,4141$
J_n	$I_n - E_n$
K_n	$si ((I_n < E_n); E_n; I_n)$
L_n	$F_n * J_n * \eta^* (A_n - A_{n-1})$
M_n	$si ((L_n < > 0); 1; 0)$

Fuente: Elaboración propia

En base a planilla de ANEXO N° 7 se confecciona figura N° 12 donde se aprecia el ciclo de turbinaje para el anteproyecto según las condiciones de fiordo y marea en Castro, Chiloé.

Ciclo simple efecto Central Mareomotriz de anteproyecto, según tabla ANEXO N° 7.

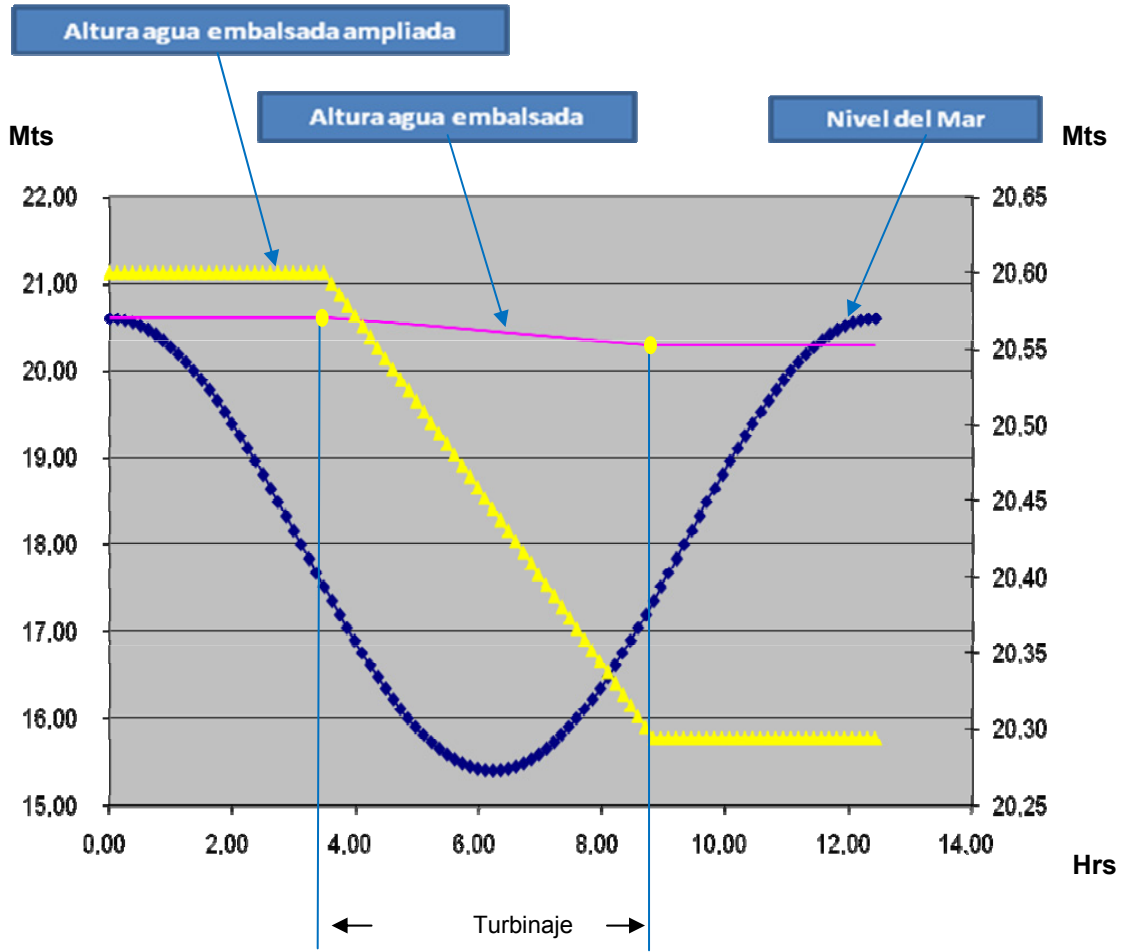


Figura 12. Ciclo simple efecto Central Mareomotriz de anteproyecto. Fuente: Elaboración propia.

16 BASE PARA ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LA PREFACTIBILIDAD DEL PROYECTO

Considerando un “Análisis Técnico-Económico”, donde se plantearon y analizaron las condiciones de una Central Mareomotriz en Castro ubicada en la X Región, desde un enfoque técnico y situaciones prácticas en otros países, junto con un análisis económico en KWh, se está en la capacidad de relacionarlos para poder obtener un resultado que refleje ambas características en un resultado final, para éste se establece el siguiente cuadro de relaciones técnico-económico.

Cuadro relación Técnico-Económico

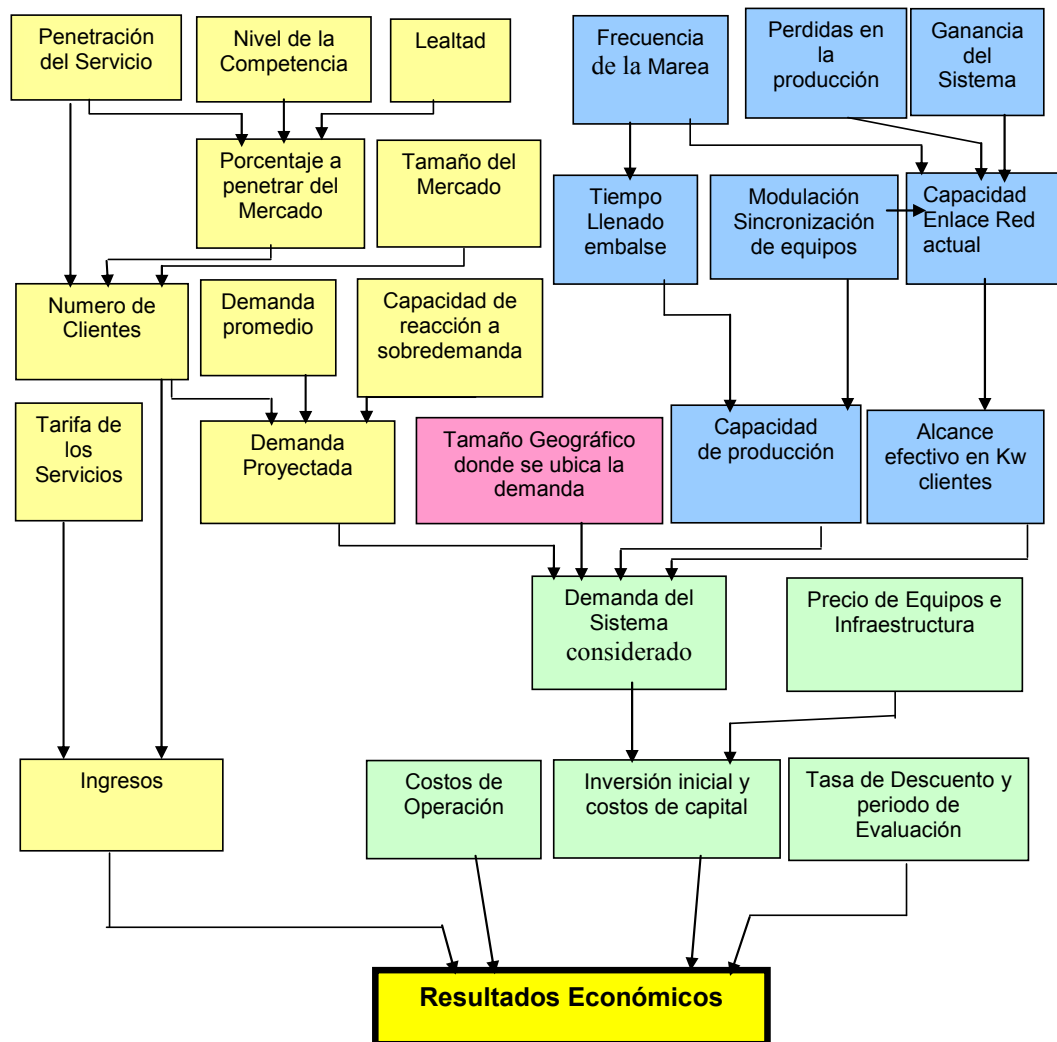


Figura 10. Cuadro Relación Técnico - Económico Fuente: Elaboración Propia.

La conjunción de los parámetros evaluados anteriormente permite poder calcular lo siguiente:

Demanda de consumo para abastecer:

Demanda de redes en Media Tensión y Baja Tensión eléctrica (MT y BT) para soportar la solicitud de consumo en forma física (Postación, Conductores, Ferretería, etc.) y la infraestructura Civil.

- Costo de equipos
- Costos de capital
- Costos de Operación
- Ingresos
- Periodo de estudio y tasa de descuento:

Normalmente para estos casos son 50 años, alto grado de inversión inicial para el tipo de negocio, la tasa cerca del 10%, la tasa se calcula como la prima por riesgo, más el costo de capital involucrado.

16.1 RESULTADOS ECONÓMICOS

Finalmente, con la cuantificación de los parámetros mas importantes, tanto en el aspecto técnico como en el económico, se está en condiciones de estimar indicadores que mostrarán el éxito o fracaso, de adoptar esta tecnología, para una correcta evaluación sería conveniente hacer los cálculos para 3 tipos de escenarios, y así se podrá diferenciar que alternativa resulta mas atractiva.

Resultados económicos (flujo libre de caja anual y actualizado, VAN, TIR y Payback ó PRA).

La Evaluación del Proyecto seguiría las condiciones antes planteadas donde todas las variables y condiciones deben ser consideradas para un resultado lo mas cercano a lo óptimo.

17 CONCLUSIONES

La industria presenta en la actualidad un atractivo medio, y a futuro se estima que tal atractivo aumentará a un nivel medio alto, según las iniciativas gubernamentales en relación a la producción de energía eléctrica en forma de Energía Renovable No Convencional (ERNC).

Chile en su dependencia energética respecto a los hidrocarburos, no nos deja ajenos a la realidad internacional, al parecer, el agotamiento de la energía de menor costo sin dudas incide en nuestra economía nacional. El camino para enfrentar la realidad actual eléctrica, y en busca de la diversificación de la matriz energética, consiste en las eventuales modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, ya aprobadas y aquellas en proceso de tramitación.

Explorar nuevas alternativas de generación eléctrica, es un desafío pendiente para la producción de un desarrollo energético sustentable, la mareomotriz es una alternativa viable, considerando su potenciabilidad en la matriz energética, logrando de esta forma, la introducción significativa de las energías renovables en los sistemas interconectados.

Hay que destacar que pese a algunas limitaciones del proyecto, los resultados fueron satisfactorios, de acuerdo a lo indicado por la evaluación económica, demostrando que es factible materializar el proyecto.

Con este proyecto no se pretende hacer una crítica de los sistemas actuales, muy por el contrario, trata de mejorar y dar solución a los problemas que se presentan en la actualidad en la industria de la generación eléctrica en el país.

18 REFERENCIAS

<http://www.es.flinders.edu.au/~mattom/IntroOc/notes/lectura11.html> (Consultado, 15 de Octubre 2006)

http://www.licitacioneselectricas.cl/doc_pdf/anexo_4.pdf (Consultado, 20 de Agosto 2006)

<http://www.oni.escuelas.edu.ar/olimpi98/Energia-Vs-Ambiente/mareomo.htm> (Consultado, 4 de Septiembre 2007)

http://www.google.cl/search?hl=es&q=estuario+de+Rance+%2B+mareomotriz&btnG=Buscar&meta=lr%3Dlang_es (Consultado, 30 de Noviembre 2007)

<http://www2.ing.puc.cl/~power/alumno07/generacion%20mareomotriz/9.html> (Consultado, 30 de Noviembre 2007)

http://www.gea.usm.cl/archivos/energia_pfd_centrales_mareomotrices.pdf

CEDEC-SIC Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, Chile.
https://www.cdec-sic.cl/index_es.php

ANEXOS

PROYECTO HIDROELECTRICO MAREMOTRIZ CASTRO CHILOE
EVALUACION ECONOMICA : Dividido en dos Etapas

PRECIO PROMEDIO DE VENTA DE ENERGIA

MESES	ANOS																			
	2007	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	
ENE	-	-	46,43	47,75	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41	40,41
FEB	-	-	52,83	56,36	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37	48,37
MAR	-	-	52,19	57,49	51,20	51,20	51,20	51,20	51,20	51,20	51,20	51,20	51,20	51,20	51,20	51,20	51,20	51,20	51,20	51,20
ABR	-	-	54,92	57,13	54,59	54,59	54,59	54,59	54,59	54,59	54,59	54,59	54,59	54,59	54,59	54,59	54,59	54,59	54,59	54,59
MAY	-	-	41,83	46,57	48,88	48,88	48,88	48,88	48,88	48,88	48,88	48,88	48,88	48,88	48,88	48,88	48,88	48,88	48,88	48,88
JUN	-	-	33,26	33,78	36,76	36,76	36,76	36,76	36,76	36,76	36,76	36,76	36,76	36,76	36,76	36,76	36,76	36,76	36,76	36,76
JUL	-	-	31,73	32,81	36,55	36,55	36,55	36,55	36,55	36,55	36,55	36,55	36,55	36,55	36,55	36,55	36,55	36,55	36,55	36,55
AGO	-	-	28,49	29,36	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21	29,21
SEP	-	-	27,08	27,75	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64	28,64
OCT	-	-	40,59	41,28	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45
NOV	-	-	37,28	40,71	42,03	42,03	42,03	42,03	42,03	42,03	42,03	42,03	42,03	42,03	42,03	42,03	42,03	42,03	42,03	42,03
DIC	-	-	42,42	42,39	41,79	41,79	41,79	41,79	41,79	41,79	41,79	41,79	41,79	41,79	41,79	41,79	41,79	41,79	41,79	41,79

PRECIOS UNITARIOS POTENCIA PUESTA EN SE (US\$/KW)

ANOS	2007	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057
TU\$/Kw-mes	-	-	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79

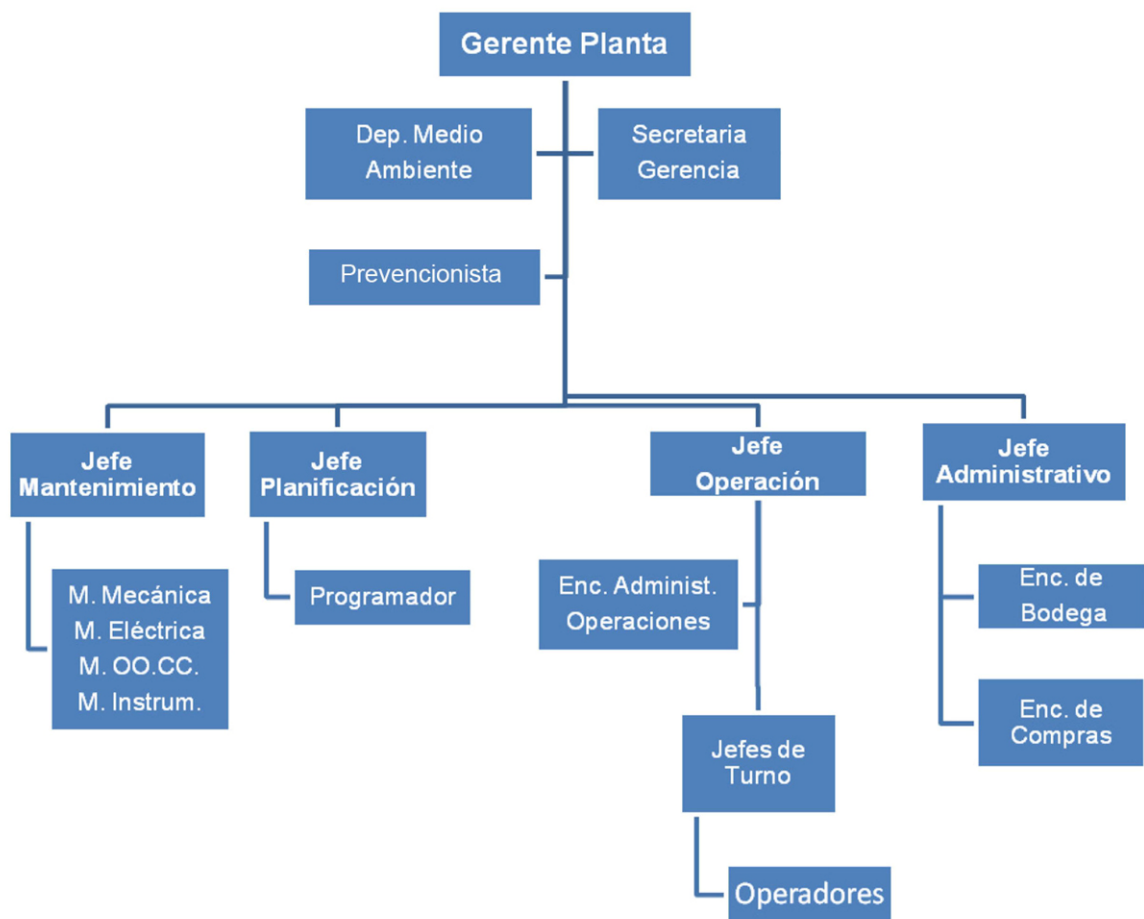
ESTRUCTURA PARA PROYECTOS DE INVERSIÓN (CORFO)

Basado en Proyecto realizado en el año 2003
Proyecto Balastros Electrónicos “**Solmex Chile**”
Proyecto Adjudicado por 3.000 UF (Único adjudicado para la zona de Valparaíso)

- CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN
- CAPÍTULO 2. ANÁLISIS DEL MACROENTORNO
- CAPÍTULO 3. ANÁLISIS Y TENDENCIA DE LA INDUSTRIA
- CAPÍTULO 4. DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA
- CAPÍTULO 5. LA EMPRESA
- CAPÍTULO 6. PLANTEAMIENTO ESTRATÉGICO
- CAPÍTULO 7. PLAN COMERCIAL
- CAPÍTULO 8. PLAN DE OPERACIONES
- CAPÍTULO 9. PLAN DE RECURSOS HUMANOS
- CAPÍTULO 10. PLAN FINANCIERO
- CAPÍTULO 11. CONTROL DE GESTION
- CAPÍTULO 12. PLAN DE ACCIÓN DE CORTO PLAZO
- CAPÍTULO 13. PLAN DE CONTINGENCIA
- 14. CONCLUSIONES
- 15. ANEXOS
- 16. BIBLIOGRAFÍA



Estructura Organizacional



ANEXO 4

PROYECTO HIDROELECTRICO MAREOMOTRIZ CASTRO CHILOE
EVALUACION ECONOMICA : Dividido en dos Etapas

INVERSIONES
(CIFRAS EN MILLONES DE US\$)

ITEM	DESCRIPCION	ANO													
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2022	2023	2024	2025	2057	
1	INVERSION EN INGE., CONSTR. Y MONTAJE	1.1	7,8	48,9	65,8	61,2	66,1	26,6	-	-	-	-	-	-	-
		COMPONENTE PRO	3,8	23,9	32,2	30,0	32,4	13,0	-	-	-	-	-	-	-
		COMPONENTE EXT	4,0	25,0	33,6	31,2	33,7	13,6	-	-	-	-	-	-	-
		CIERRE 1ª ETAPA	-	35,9	65,8	61,2	51,9	19,6	-	-	-	-	-	-	-
		COMPONENTE PRO	-	17,5	32,0	29,8	25,3	9,5	-	-	-	-	-	-	-
		COMPONENTE EXT	-	18,5	33,8	31,4	26,7	10,1	-	-	-	-	-	-	-
		OBRAS TEMPORANAS	-	7,8	13,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		COMPONENTE PRO	-	3,9	6,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		COMPONENTE EXT	-	3,9	6,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		LINEAS DE TRANSMISION	-	-	-	-	-	14,1	7,1	-	-	-	-	-	-
COMPONENTE PRO	-	-	-	-	-	7,2	3,6	-	-	-	-	-	-		
COMPONENTE EXT	-	-	-	-	-	6,9	3,4	-	-	-	-	-	-		
1.2	2ª ETAPA	COMPONENTE PRO	-	4,0	49,0	64,1	47,4	32,7	7,6	-	-	-	-	-	
		COMPONENTE EXT	-	1,7	21,2	27,8	36,3	20,6	14,2	3,3	-	-	-	-	
		CIERRE 2ª ETAPA	-	-	2,2	27,8	36,3	26,9	18,5	4,3	-	-	-	-	
		COMPONENTE PRO	-	-	-	43,7	64,1	47,4	27,5	5,8	-	-	-	-	
		COMPONENTE EXT	-	-	-	19,0	27,9	20,6	11,9	2,5	-	-	-	-	
		OBRAS TEMPORANAS	-	-	-	24,7	36,2	26,8	15,5	3,3	-	-	-	-	
		COMPONENTE PRO	-	-	4,0	5,3	-	-	-	-	-	-	-	-	
		COMPONENTE EXT	-	-	2,0	2,6	-	-	-	-	-	-	-	-	
		LINEAS DE TRANSMISION	-	-	2,0	2,7	-	-	5,2	1,7	-	-	-	-	
		COMPONENTE PRO	-	-	-	-	-	-	1,7	0,6	-	-	-	-	
COMPONENTE EXT	-	-	-	-	-	-	3,5	3,5	-	-	-	-			
1.3	ADQUISICION DE TERRENOS Y SERVID.	COMPONENTE PRO	0,2	2,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		COMPONENTE EXT	0,2	2,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.4	EIA (PREPA, TRAMIT. Y SEGUJ. CONSTR.)	COMPONENTE EXT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		COMPONENTE PRO	0,8	0,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.5	COSTOS DEL DUEÑO	COMPONENTE PRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		COMPONENTE EXT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1.6	INGENIERIA Y ADQUISICIONES	COMPONENTE PRO	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
		COMPONENTE EXT	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,3	-	-	-	-	-	-	
1.7	ADMINISTRACION CONSTRUCCION	COMPONENTE PRO	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
		COMPONENTE EXT	-	1,7	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
SUB TOTAL INVER.: ING., CONSTR. Y MONTAJE	COMPONENTE PRO	5,0	16,3	60,4	122,3	132,8	120,5	64,0	12,3	-	-	-	-		
	COMPONENTE EXT	4,4	11,6	32,1	59,9	64,2	59,0	31,4	7,5	-	-	-	-		
		0,6	4,8	28,3	62,4	68,6	61,6	32,6	4,8	-	-	-	-		

ANEXO 4 (Continuación)

Continuación Anexo N°4

ITEM	DESCRIPCION	AÑO															
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2022	2023	2024	2025	2057			
2.1	INICIO OPERACIONAL COSTO CDEC COMPONENTE PRO																
2.2	PAGOS DE IVA INVER. (ITEM 1.1 + ITEM 1.2) COMPONENTE PRO	-	2.2	18.6	21.8	23.8	21.6	11.3	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-
2.3	CAPITAL DE TRABAJO DE OPERACION COMPONENTE PRO	-	-	-	-	-	-	0	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-
2.4	OBRAS COMPLEMENTARIAS COMPONENTE PRO	-	-	-	-	-	9.3	14.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.5	OTRAS INVERSIONES COMPONENTE PRO																
2.6	RECUPERACION IVA DE LA INVERSION COMPONENTE PRO	-	-	2.2	18.6	21.8	23.8	21.6	11.3	-	-	-	-	-	-	-	-
	SUB TOTAL OTRAS INVERSIONES COMPONENTE PRO	-	2.2	16.4	3.2	2.0	7.1	3.7	8.3	-	-	-	-	-	-	-	-
	COMPONENTE EXT	-	2.2	16.4	3.2	2.0	7.1	3.7	8.3	-	-	-	-	-	-	-	-
	COMPONENTE EXT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	TOTAL INVERSIONES COMPONENTE PRO	5.0	18.6	76.7	125.5	134.8	127.6	67.7	4.0	-	-	-	-	-	-	-	-
	COMPONENTE EXT	4.4	13.8	48.5	63.1	66.1	66.0	35.1	0.9	-	-	-	-	-	-	-	-
	COMPONENTE EXT	0.6	4.8	28.3	62.4	68.6	61.6	32.6	4.8	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOTAL INVERSION BRUTA ACUMULADA	5.0	23.6	100.3	226.8	360.6	488.2	555.9	559.8	559.4	559.4	559.4	559.4	559.4	559.4	557.0	557.0
	TOTAL INVERSION SUJETA A DEPRE. (2.4 + TOT 1)	5.0	16.3	60.4	122.3	132.8	129.8	78.0	12.3	-	-	-	-	-	-	-	-
	INVER. ACUMULADA SUJETA A DEPRECIAC.	5.0	21.3	81.7	204.0	336.8	466.6	544.6	544.6	544.6	544.6	544.6	544.6	544.6	544.6	544.6	544.6

ITEM	DESCRIPCION	ESTÁNDAR	AÑO											
			2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014				
8	INVERSION EN INGENIERIA, CONSTRUCCION Y MONTAJE (SIN IVA) (EN MMUS\$)													
8.1	INICIO 1ª ETAPA		-	7,8	48,9	65,8	61,2	66,1	26,6	-				
	COMPONENTE PRO.		-	3,8	23,9	32,2	30,0	32,4	13,0	-				
	COMPONENTE EXT.		-	4,0	25,0	33,6	31,2	33,7	13,6	-				
	CIERRE 1ª ETAPA		-	-	35,9	65,8	61,2	51,9	19,6	-				
	COMPONENTE PRO.		-	-	17,5	32,0	29,8	25,3	9,5	-				
	COMPONENTE EXT.		-	-	18,5	33,8	31,4	26,7	10,1	-				
	OBRAS TEMPRANAS		-	7,8	13,0	-	-	-	-	-				
	COMPONENTE PRO.		-	3,9	6,5	-	-	-	-	-				
	COMPONENTE EXT.		-	3,9	6,5	-	-	-	-	-				
	LINEAS DE TRANSMISION		-	-	-	-	-	14,1	7,1	-				
	COMPONENTE PRO.		-	-	-	-	-	7,2	3,6	-				
	COMPONENTE EXT.		-	-	-	-	-	6,9	3,4	-				
8.2	INICIO 2ª ETAPA		-	-	4,0	49,0	64,1	47,4	32,7	7,6				
	COMPONENTE PRO.		-	-	1,7	21,2	27,8	20,6	14,2	3,3				
	COMPONENTE EXT.		-	-	2,2	27,8	36,3	26,9	18,5	4,3				
	CIERRE 2ª ETAPA		-	-	-	43,7	64,1	47,4	27,5	5,8				
	COMPONENTE PRO.		-	-	-	19,0	27,9	20,6	11,9	2,5				
	COMPONENTE EXT.		-	-	-	24,7	36,2	26,8	15,5	3,3				
	OBRAS COMPLEMENTARIAS		-	-	4,0	5,3	-	-	-	-				
	COMPONENTE PRO.		-	-	2,0	2,6	-	-	-	-				
	COMPONENTE EXT.		-	-	2,0	2,7	-	-	-	-				
	LINEAS DE TRANSMISION		-	-	-	-	-	-	5,2	1,7				
	COMPONENTE PRO.		-	-	-	-	-	-	1,7	0,6				
	COMPONENTE EXT.		-	-	-	-	-	-	3,5	1,2				
8.3	ADQUISICION DE TERRENOS Y SERVIDUMBRES		-	-	-	-	-	-	-	-				
	COMPONENTE PRO.		0,2	2,3	-	-	-	-	-	-				
	COMPONENTE EXT.		-	-	-	-	-	-	-	-				
8.4	EIA (PREPARACION TRAMITACION Y SEGU. DE LA CONST.;		-	-	-	-	-	-	-	-				
	COMPONENTE PRO.		0,8	0,5	-	-	-	-	-	-				
	COMPONENTE EXT.		-	-	-	-	-	-	-	-				
8.5	COSTOS DEL DUEÑO		-	-	-	-	-	-	-	-				
	COMPONENTE PRO.		1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2				
	COMPONENTE EXT.		-	-	-	-	-	-	-	-				
8.6	INGENIERIA Y ADQUISICIONES		-	-	-	-	-	-	-	-				
	COMPONENTE EXT.		-	-	-	-	-	-	-	-				
	COMPONENTE PRO.		2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,3	-	-				
	COMPONENTE EXT.		2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	1,9	-	-				
	COMPONENTE PRO.		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	-	-				
8.8	ADMINISTRACION CONSTRUCCION		-	-	-	-	-	-	-	-				
	COMPONENTE PRO.		-	1,7	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5				
	COMPONENTE EXT.		-	1,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0				
	TOTAL INVERSION		5,0	16,3	60,4	134,0	144,5	120,5	64,0	12,3				
9	INVERSIONES ADICIONAL TRATAMIENTO RR. NN. (EN MMUS\$)							9,3	13,98					

Simulación de Embalse

Datos Turbina				Datos Marea			
Dh min	3	m		Máxima	5.80	m	20.60
Q 1 Turbina	25	m ³ /s		Mínima	0.60	m	48.290.541
n Turbinas	5			Media	3.20	m	
Q	125	m ³ /s		Dh	2.60	m	
P. Bruta	3.68	MW	2.94	n	100	descritización	
Eficiencia	80%			Ciclo marea	12.42	hr	
E. (MW-h)	2.309		ΣL_n	= Energ Total			
Gener. en (h)	5.34						

An	Bn	Cn	Dn	En	Fn	Gn	Hn	In	Jn	Kn	Ln	Mn
t (h)	t (s)	Dt (s)		h marea (m)	Q	Dv embalse	V embalse	h embalse	Dif de H		E. Gen. (MW-h)	
0.00	0	0.00	0.00	20.60			48.290.541	20.60	0.00	20.60		
0.12	447	447	0.06	20.59	0.00	0.00	48.290.541	20.60	0.01	20.60	0.00	0.00
0.25	894	447	0.13	20.58	0.00	0.00	48.290.541	20.60	0.02	20.60	0.00	0.00
3.23	11.625	447	1.63	17.84	0.00	0.00	48.290.541	20.60	2.76	20.60	0.00	0.00
3.35	12.072	447	1.70	17.67	0.00	0.00	48.290.541	20.60	2.93	20.60	0.00	0.00
3.48	12.519	447	1.76	17.51	0.00	0.00	48.290.541	20.60	3.09	20.60	0.00	0.00
3.60	12.966	447	1.82	17.35	125.00	55.890.00	48.234.651	20.59	3.24	20.59	40.24	1.00
3.73	13.414	447	1.88	17.20	125.00	55.890.00	48.178.761	20.59	3.39	20.59	42.10	1.00
3.85	13.861	447	1.95	17.04	125.00	55.890.00	48.122.871	20.58	3.54	20.58	43.92	1.00
3.97	14.308	447	2.01	16.89	125.00	55.890.00	48.066.981	20.57	3.68	20.57	45.69	1.00
4.10	14.755	447	2.07	16.75	125.00	55.890.00	48.011.091	20.57	3.82	20.57	47.41	1.00
4.22	15.202	447	2.14	16.61	125.00	55.890.00	47.955.201	20.56	3.95	20.56	49.07	1.00
4.35	15.649	447	2.20	16.47	125.00	55.890.00	47.899.311	20.55	4.08	20.55	50.66	1.00
4.47	16.096	447	2.26	16.34	125.00	55.890.00	47.843.421	20.54	4.20	20.54	52.18	1.00
4.60	16.543	447	2.32	16.22	125.00	55.890.00	47.787.531	20.54	4.32	20.54	53.61	1.00
4.72	16.991	447	2.39	16.10	125.00	55.890.00	47.731.641	20.53	4.43	20.53	54.96	1.00
4.84	17.438	447	2.45	16.00	125.00	55.890.00	47.675.751	20.52	4.53	20.52	56.22	1.00
4.97	17.885	447	2.51	15.90	125.00	55.890.00	47.619.861	20.52	4.62	20.52	57.37	1.00
5.09	18.332	447	2.58	15.80	125.00	55.890.00	47.563.971	20.51	4.70	20.51	58.42	1.00
5.22	18.779	447	2.64	15.72	125.00	55.890.00	47.508.081	20.50	4.78	20.50	59.37	1.00
5.34	19.226	447	2.70	15.65	125.00	55.890.00	47.452.191	20.49	4.85	20.49	60.20	1.00
5.46	19.673	447	2.76	15.58	125.00	55.890.00	47.396.301	20.49	4.90	20.49	60.92	1.00
5.59	20.120	447	2.83	15.53	125.00	55.890.00	47.340.411	20.48	4.95	20.48	61.52	1.00
5.71	20.568	447	2.89	15.48	125.00	55.890.00	47.284.521	20.47	4.99	20.47	62.00	1.00
5.84	21.015	447	2.95	15.45	125.00	55.890.00	47.228.631	20.47	5.02	20.47	62.35	1.00

ANEXO 7 (Continuación)

CONTINUACIÓN ANEXO N° 7

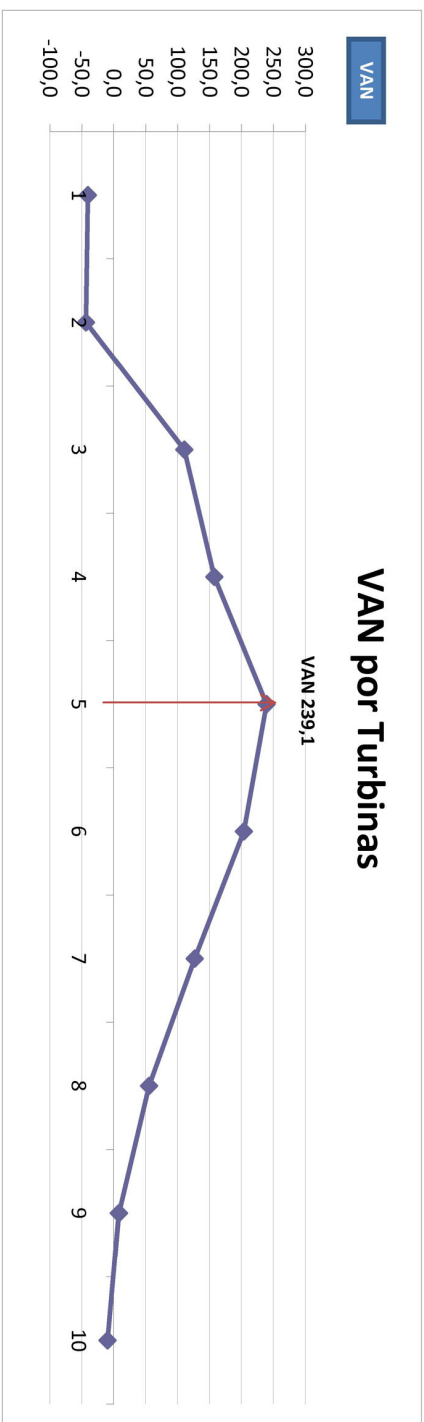
5.96	21.462	447	3.02	15.42	125.00	55.890.00	47.172.741	20.46	5.04	20.46	62.58	1.00
6.09	21.909	447	3.08	15.41	125.00	55.890.00	47.116.851	20.45	5.05	20.45	62.68	1.00
6.21	22.356	447	3.14	15.40	125.00	55.890.00	47.060.961	20.44	5.04	20.44	62.66	1.00
6.33	22.803	447	3.20	15.41	125.00	55.890.00	47.005.071	20.44	5.03	20.44	62.51	1.00
6.46	23.250	447	3.27	15.42	125.00	55.890.00	46.949.181	20.43	5.01	20.43	62.23	1.00
6.58	23.697	447	3.33	15.45	125.00	55.890.00	46.893.291	20.42	4.98	20.42	61.82	1.00
6.71	24.144	447	3.39	15.48	125.00	55.890.00	46.837.401	20.42	4.93	20.42	61.29	1.00
6.83	24.592	447	3.46	15.53	125.00	55.890.00	46.781.511	20.41	4.88	20.41	60.64	1.00
6.96	25.039	447	3.52	15.58	125.00	55.890.00	46.725.621	20.40	4.82	20.40	59.86	1.00
7.08	25.486	447	3.58	15.65	125.00	55.890.00	46.669.731	20.40	4.75	20.40	58.96	1.00
7.20	25.933	447	3.64	15.72	125.00	55.890.00	46.613.841	20.39	4.67	20.39	57.96	1.00
7.33	26.380	447	3.71	15.80	125.00	55.890.00	46.557.951	20.38	4.58	20.38	56.83	1.00
7.45	26.827	447	3.77	15.90	125.00	55.890.00	46.502.061	20.37	4.48	20.37	55.60	1.00
7.58	27.274	447	3.83	16.00	125.00	55.890.00	46.446.171	20.37	4.37	20.37	54.27	1.00
7.70	27.721	447	3.90	16.10	125.00	55.890.00	46.390.281	20.36	4.25	20.36	52.84	1.00
7.82	28.169	447	3.96	16.22	125.00	55.890.00	46.334.391	20.35	4.13	20.35	51.32	1.00
7.95	28.616	447	4.02	16.34	125.00	55.890.00	46.278.501	20.34	4.00	20.34	49.71	1.00
8.07	29.063	447	4.08	16.47	125.00	55.890.00	46.222.611	20.34	3.87	20.34	48.01	1.00
8.20	29.510	447	4.15	16.61	125.00	55.890.00	46.166.721	20.33	3.72	20.33	46.25	1.00
8.32	29.957	447	4.21	16.75	125.00	55.890.00	46.110.831	20.32	3.58	20.32	44.41	1.00
8.45	30.404	447	4.27	16.89	125.00	55.890.00	46.054.941	20.32	3.42	20.32	42.51	1.00
8.57	30.851	447	4.34	17.04	125.00	55.890.00	45.999.051	20.31	3.27	20.31	40.56	1.00
8.69	31.298	447	4.40	17.20	125.00	55.890.00	45.943.161	20.30	3.10	20.30	38.56	1.00
8.82	31.746	447	4.46	17.35	125.00	55.890.00	45.887.271	20.29	2.94	20.29	36.53	1.00
8.94	32.193	447	4.52	17.51	0.00	0.00	45.887.271	20.29	2.78	20.29	0.00	0.00
9.07	32.640	447	4.59	17.67	0.00	0.00	45.887.271	20.29	2.62	20.29	0.00	0.00
9.19	33.087	447	4.65	17.84	0.00	0.00	45.887.271	20.29	2.46	20.29	0.00	0.00
9.32	33.534	447	4.71	18.00	0.00	0.00	45.887.271	20.29	2.29	20.29	0.00	0.00
9.44	33.981	447	4.78	18.16	0.00	0.00	45.887.271	20.29	2.13	20.29	0.00	0.00
9.56	34.428	447	4.84	18.33	0.00	0.00	45.887.271	20.29	1.97	20.29	0.00	0.00
9.69	34.875	447	4.90	18.49	0.00	0.00	45.887.271	20.29	1.81	20.29	0.00	0.00
9.81	35.322	447	4.96	18.65	0.00	0.00	45.887.271	20.29	1.65	20.29	0.00	0.00
9.94	35.770	447	5.03	18.80	0.00	0.00	45.887.271	20.29	1.49	20.29	0.00	0.00
10.06	36.217	447	5.09	18.96	0.00	0.00	45.887.271	20.29	1.34	20.29	0.00	0.00
10.18	36.664	447	5.15	19.11	0.00	0.00	45.887.271	20.29	1.19	20.29	0.00	0.00
10.31	37.111	447	5.22	19.25	0.00	0.00	45.887.271	20.29	1.04	20.29	0.00	0.00

ANEXO 7 (Continuación)

CONTINUACION ANEXO N° 7

10.43	37.558	447	5,28	19,39	0,00	0,00	45.887,271	20,29	0,90	20,29	0,00	0,00
10.56	38.005	447	5,34	19,53	0,00	0,00	45.887,271	20,29	0,77	20,29	0,00	0,00
10.68	38.452	447	5,40	19,66	0,00	0,00	45.887,271	20,29	0,64	20,29	0,00	0,00
10.81	38.899	447	5,47	19,78	0,00	0,00	45.887,271	20,29	0,51	20,29	0,00	0,00
10.93	39.347	447	5,53	19,90	0,00	0,00	45.887,271	20,29	0,40	20,29	0,00	0,00
11.05	39.794	447	5,59	20,00	0,00	0,00	45.887,271	20,29	0,29	20,29	0,00	0,00
11.18	40.241	447	5,65	20,10	0,00	0,00	45.887,271	20,29	0,19	20,29	0,00	0,00
11.30	40.688	447	5,72	20,20	0,00	0,00	45.887,271	20,29	0,10	20,29	0,00	0,00
11.43	41.135	447	5,78	20,28	0,00	0,00	45.887,271	20,29	0,02	20,29	0,00	0,00
11.55	41.582	447	5,84	20,35	0,00	0,00	45.887,271	20,29	-0,06	20,35	0,00	0,00
11.67	42.029	447	5,91	20,42	0,00	0,00	45.887,271	20,29	-0,12	20,42	0,00	0,00
11.80	42.476	447	5,97	20,47	0,00	0,00	45.887,271	20,29	-0,18	20,47	0,00	0,00
11.92	42.924	447	6,03	20,52	0,00	0,00	45.887,271	20,29	-0,22	20,52	0,00	0,00
12.05	43.371	447	6,09	20,55	0,00	0,00	45.887,271	20,29	-0,26	20,55	0,00	0,00
12.17	43.818	447	6,16	20,58	0,00	0,00	45.887,271	20,29	-0,29	20,58	0,00	0,00
12.30	44.265	447	6,22	20,59	0,00	0,00	45.887,271	20,29	-0,30	20,59	0,00	0,00
12.42	44.712	447	6,28	20,60	0,00	0,00	45.887,271	20,29	-0,31	20,60	0,00	0,00
												43,00

Criterio Base													
Nº Turbinas Elejidas, 5													
n Turbinas	Gener .en (h)	P. Bruta en MW	Energ. (MW-h)	Variación % Ingresos E.	% en E.	Costo Invers. Conl. Equipos	Costo Invers. Total	Cambio de Situac. base	VAN	TIR	Variación Inversión	Tasa de descuento	
1	5,59	0,74	490	-65,66%		27,23	294,64	-21,71%	-40,5	7,6%	-21,7%	10%	
2	5,46	1,47	958	-32,87%	95,5%	54,46	349,10	-7,24%	-43,3	8,1%	-7,2%	10%	
3	5,46	2,21	1.427	0,00%	49,0%	81,69	376,33	0%	110,5	14,9%	0,0%	10%	
4	5,46	2,94	1.889	32,38%	32,4%	108,92	403,56	7,24%	157,2	21,4%	7,2%	11%	
5	5,34	3,68	2.309	61,81%	22,2%	136,15	430,79	14,47%	239,1	26,4%	14,5%	12%	
6	5,34	4,46	2.750	92,71%	19,1%	163,38	458,02	21,71%	203,8	31,1%	21,7%	15%	
7	5,22	5,15	3.136	119,76%	14,0%	190,61	485,25	28,94%	126,7	34,7%	28,9%	19%	
8	5,22	5,89	3.558	149,33%	13,5%	217,84	512,48	36,18%	55,1	38,2%	36,2%	26%	
9	5,22	6,62	3.973	178,42%	11,7%	245,07	539,71	43,41%	8,0	41,4%	43,4%	38%	
10	5,09	7,36	4.313	202,24%	8,6%	272,30	566,94	50,65%	-9,8	43,8%	50,6%	57%	



ENERGIA GENERADA

ENERGIA PARA LA VENTA PROVENIENTE DE 1ª ETAPA (MW-H) (Energía producida menos pérdidas de transmisión)																		
MES	AÑOS																	
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2024	2045	2046	2047						
ENE	184.327	200.454	161.473	200.454	127.889	200.454	200.454	104.854	127.889	200.454	200.454	200.454	200.454	170.097	184.327	200.454	200.454	104.854
FEB	128.128	181.055	130.109	181.055	128.788	181.055	164.572	96.057	127.466	181.055	181.055	155.574	122.830	93.356	128.128	181.055	164.572	96.057
MAR	111.571	165.793	130.840	189.966	116.036	146.969	114.548	107.095	120.490	176.523	145.510	130.840	117.522	113.060	111.571	165.793	114.548	107.095
ABR	124.478	123.764	123.764	115.168	100.748	111.573	106.529	109.413	97.127	120.187	99.676	101.472	106.529	100.024	124.478	123.764	123.764	109.413
MAY	93.612	97.366	93.612	76.273	77.029	65.667	88.347	102.610	27.559	55.028	70.974	78.541	74.003	83.071	93.612	97.366	88.347	102.610
JUN	53.989	57.669	79.661	67.218	77.029	59.140	76.738	77.469	51.780	51.043	56.933	53.253	48.832	58.404	53.989	57.669	76.738	77.469
JUL	58.831	63.390	54.815	51.222	55.028	45.887	67.942	70.217	29.853	40.547	39.784	29.853	48.936	51.983	58.831	63.390	67.942	70.217
AGO	58.831	42.074	45.125	48.936	24.500	32.910	59.591	60.351	47.412	44.362	30.617	38.257	42.074	44.362	58.831	42.074	59.591	60.351
SEP	39.239	43.669	33.327	42.931	34.806	25.930	53.253	59.875	39.239	31.849	32.588	29.630	30.369	21.488	39.239	43.669	43.669	53.253
OCT	36.730	2.025	19.909	39.784	35.202	33.674	51.983	76.273	42.837	49.698	74.760	45.125	45.125	26.794	36.730	44.362	51.983	76.273
NOV	81.122	76.738	43.365	69.418	84.789	119.471	53.989	89.865	143.638	161.835	139.402	98.576	72.348	67.218	81.122	76.738	53.989	89.865
DIC	200.454	178.657	162.915	94.363	199.759	200.454	70.974	131.576	200.454	200.454	200.454	200.454	115.292	182.204	200.454	178.657	70.974	131.576
TOTAL	1.171.312	1.232.654	1.078.915	1.176.789	1.047.388	1.223.185	1.108.923	1.085.656	1.055.745	1.313.037	1.268.209	1.162.028	1.024.315	1.012.064	1.171.312	1.274.991	1.108.923	1.085.656

ENERGIA PARA LA VENTA PROVENIENTE DE 2ª ETAPA (MW-H) (Energía producida menos pérdidas de transmisión)																		
MES	AÑOS																	
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2024	2045	2046	2047						
ENE	1.962	193.147	192.754	193.147	142.035	193.147	193.147	150.509	180.307	193.147	193.147	193.147	193.147	192.841	192.984	193.147	193.147	150.509
FEB	1.294	174.456	164.288	174.456	134.901	174.456	174.289	135.007	163.769	174.456	174.456	174.198	164.880	142.497	166.973	174.456	174.289	135.007
MAR	1.127	173.904	133.538	192.827	125.695	158.797	130.332	107.995	142.648	192.906	157.627	171.284	136.321	137.285	162.286	173.904	130.332	107.995
ABR	1.257	113.664	106.430	116.838	87.447	106.849	100.387	83.710	86.311	119.095	108.914	95.076	102.537	97.478	106.837	113.664	100.387	83.710
MAY	946	85.833	76.356	82.198	67.341	76.345	80.036	72.677	63.601	80.752	101.168	76.284	76.791	80.975	86.454	85.833	80.036	72.677
JUN	545	63.592	66.040	65.885	55.837	65.803	70.835	57.396	64.294	70.834	77.980	59.677	59.573	63.365	71.160	63.592	70.835	57.396
JUL	594	60.598	54.314	55.464	54.560	57.233	60.977	54.348	63.473	61.368	66.905	56.555	56.991	58.722	63.584	60.598	60.977	54.348
AGO	594	54.824	52.422	58.266	49.565	50.746	55.913	47.977	64.620	64.225	61.904	56.153	54.277	98.943	63.857	54.824	55.913	47.977
SEP	396	58.552	57.185	55.490	63.976	53.877	53.065	46.297	73.578	65.557	63.339	55.238	57.508	55.214	61.794	58.552	53.065	46.297
OCT	371	93.423	98.071	65.209	104.903	83.359	64.848	56.633	104.328	111.871	105.983	82.094	80.020	85.689	97.587	93.850	64.848	58.633
NOV	819	161.654	122.156	91.091	164.692	174.897	77.427	89.188	186.408	186.592	163.095	160.527	141.971	158.048	163.313	161.654	77.427	89.188
DIC	2.025	192.927	192.788	103.933	193.140	193.147	122.936	116.609	193.147	193.147	193.147	193.147	176.122	192.963	193.147	192.927	122.936	116.609
TOTAL	11.831	1.426.574	1.316.322	1.254.663	1.244.093	1.388.667	1.184.191	1.020.348	1.386.485	1.513.749	1.468.665	1.373.359	1.300.137	1.364.021	1.429.975	1.427.001	1.184.191	1.020.348

ANEXO 8

PROYECTO HIDROELECTRICO MAREOMOTRIZ CASTRO CHILLOE
EVALUACION ECONOMICA : Dividido en dos Etapas
TAMAÑO OPTIMO
(CIFRAS EN MILLONES DE US\$)

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	14	15	16	17	31	50
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2021	2022	2023	2024	2038	2057
1 INGRESOS DE EXPLOTACION	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 1ª	-	-	-	-	-	-	-	54,7	61,5	50,1	48,8	40,7	46,3	60,7	50,1
	ENERGIA	-	-	-	-	-	-	-	51,3	58,2	46,7	45,4	37,3	43,0	57,3	46,7
	POTENCIA	-	-	-	-	-	-	-	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 2ª	-	-	-	-	-	-	-	66,8	66,8	45,4	46,1	49,8	48,6	63,0	45,4
	ENERGIA	-	-	-	-	-	-	-	66,8	66,8	45,4	44,1	44,9	48,5	47,3	61,7
POTENCIA	-	-	-	-	-	-	-	-	66,5	44,1	44,1	44,9	48,5	47,3	61,7	44,1
INGRESOS TOTALES	INGRESO TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	88,5	207,7	154,5	153,6	146,4	153,6	200,2	154,5
88,5	207,7	-	-	-	-	-	-	-	88,5	207,7	154,5	153,6	146,4	153,6	200,2	154,5
2 COSTOS DE EXPLOTACION	MANTENIMIENTO Y OPERACION	-	-	-	-	-	-	-	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
ADMINISTRACION Y VENTAS	PARTICIPACION EN EL CDEC	-	-	-	-	-	-	-	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
PEAJE	COSTO O&M PTA TRATAM. AGUAS	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	1,1	0,8	0,8	0,8	0,8	1,1	0,8
-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
TOTAL COSTO EXPLOTACION	TOTAL COSTO EXPLOTACION	-	-	-	-	-	-	-	8,5	9,0	8,8	8,8	8,8	8,8	9,1	8,8
-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,5	9,0	8,8	8,8	8,8	8,8	9,1	8,8
3 INGRESOS NO OPERACIONALES	PERDIDAS POR AJUSTES EN 1ª E.	-	-	-	-	-	-	-	1,2	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
PERDIDAS POR AJUSTES EN 2ª E.	TOTAL INGRESOS NO OPERAC.	-	-	-	-	-	-	-	1,4	1,9	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,6	7,9	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
TOTAL INGRESO NO OPERAC	TOTAL INGRESO NO OPERAC	-	-	-	-	-	-	-	2,6	7,9	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,6	7,9	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
4 COSTOS NO OPERACIONALES	INTERESES NAC	-	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	14,3	12,8	4,2	2,8	1,3	-	-	-
INTERESES EXT	DEPRECIACION TRIBUTARIA	-	0,0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2	3,9	2,7	1,4	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	81,7	81,7	-	-	-	-	-	-
TOTAL COSTOS NO OPERAC.	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	-	0,2	1,0	4,3	9,8	16,1	22,4	108,3	105,8	8,1	5,4	2,8	-	-	-
-	-	-	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	96,0	94,5	4,2	2,8	1,3	-	-	-
TOTAL COSTOS NO OPERAC.	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	-	0,0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2	3,9	2,7	1,4	-	-	-
-	-	-	0,0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2	3,9	2,7	1,4	-	-	-

ANEXO 8 (Continuación)

Continuación Anexo N° 8

	0															31	50
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2021	2022	2023	2024	2038	2057		
5 RESULT. ANTES DE IMPUESTOS	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	-	0,2	1,0	4,3	9,8	16,1	22,4	30,8	85,0	128,0	129,8	125,3	135,3	181,6	136,1	
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	-	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	18,5	96,2	131,9	132,4	126,7	135,3	181,6	136,1	
	EXT	-	0,0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2	3,9	2,7	1,4	-	-	-	
6 IMPUESTOS	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	21,8	22,1	21,3	23,0	30,9	23,1	
	TOTAL	-	0,2	1,0	4,3	9,8	16,1	22,4	30,8	84,9	106,3	107,7	104,0	112,3	150,7	113,0	
7 RESULT. DESPUES DE II	TOTAL	-	0,2	1,0	4,3	9,8	16,1	22,4	30,8	84,9	106,3	107,7	104,0	112,3	150,7	113,0	
	INVERSION TOTAL	5,6	20,6	85,1	139,2	149,5	141,5	75,1	4,4	1,6	-	-	-	-	-	0,7	
	INVERSION DEL PERIODO	4,4	13,8	48,5	63,1	66,1	66,0	35,1	0,8	1,4	-	-	-	-	-	0,7	
8 INVERSION DEL PERIODO	EXT	0,6	4,8	28,3	62,4	68,6	61,6	32,6	4,8	-	-	-	-	-	-	-	
	VARIACION DEUDA del PERIODO	3,5	13,2	54,7	92,1	104,1	105,4	69,8	41,5	45,3	44,3	44,3	44,3	1,8	-	-	
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	3,1	9,8	34,7	47,0	52,0	55,0	36,7	24,4	24,8	23,8	23,8	23,8	1,6	-	-	
9 DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	EXT	0,4	3,4	20,0	45,1	52,2	50,4	33,1	17,1	20,5	20,5	20,5	20,5	3,4	-	-	
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	-	-	-	-	-	-	-	81,7	81,7	-	-	-	-	-	-	
	FLUJO DE CAJA NETO	1,5	7,6	31,4	51,4	55,2	52,2	27,7	4,9	122,8	62,0	63,4	59,7	110,5	150,7	113,7	
FLUJO CAJA NETO ACUMULADO	1,5	9,1	40,5	91,9	147,0	199,3	227,0	222,1	99,2	399,0	462,4	522,1	632,6	2619,7	5,246,5		
9 INDICADORES DEL PROYECTO																	
VALOR PRESENTE	MMUS\$	234,2															
TIR	%	22,2%															
P. DE RECUPERACION DEL CAPITAL	AÑOS	11															
TASA	%	12%															

Parámetros considerados para evaluación

ITEM	DESCRIPCION	ESTÁNDAR
1	TECNICOS	
	Año Ingreso a Producción Parcial	2014
	Año Ingreso a Producción Total	2015
	Potencia Firme Central etapa Parcial	48,5
	Potencia Firme Central Ultima Etapa	18,4
	Potencia Instalada Central en 1ª Etapa	67,9
	Potencia Instalada Central en la 2ª Etapa	63,2
	Factor de Planta 1ª Etapa	47%
	Factor de Planta final 2ª Etapa	58%
	Pérdidas de Transmisión con 1ª Etapa GWH	1,00%
Pérdidas de Transmisión al final 2ª Etapa GWH	1,00%	
2	EVALUACION FINANCIERA	
	Tasa de Descuento Situación Base	10%
	Porcentaje de Deuda PRO.	70%
	Porcentaje de Deuda EXT.	70%
	Tasa de Interés Deuda e Inversiones PRO.	6,0%
	Tasa de Interés Deuda EXT.	6,0%
	Plazo deuda (años) PRO.	10
	Plazo deuda (años) EXT.	10
	Amortización inicial : junto con el año de inicio de ingresos	
	Amortizaciones : Iguales para cada año	
	Pago Dividendos : Todos los excedentes	
	IPC Chile anual	0,0%
	CPI USA anual	0,0%
	Tasa de Cambio \$CH por US\$ Dollars 2006	545
	Horizonte de la Evaluación (años)	50
	Valor Residual (millones de US\$)	0
	Capital de Trabajo (meses de costo)	2
Ingresos por vta bonos carbono (millones de US\$)	0	
Tasa de Impuesto a la renta	17%	
3	COSTOS	
	M&O (MMUS\$/año)	5,07
	Administración y Ventas (MMUS\$/año)	1,74
	Participación CDEC (MMUS\$/MW instalado año)	0,00035
	Inicio Operación Costos CDEC (MMUS\$)	0,095
	Peaje (US\$/MWh)	0,4
	Costos O&M Planta Tratamiento R.R. N. N. (MMUS\$/año)	1,14
	IVA	19%
	Recuperación IVA Inversiones (años)	1
	Tasa anual de depreciación financiera (%)	6,67
	Tasa anual de depreciación tributaria (%)	15%

ANEXO 8-C

PROYECTO HIDROELECTRICO MAREOMOTRIZ CASTRO CHILDE
EVALUACION ECONOMICA
EVALUACION ECONOMICA : Dividido en dos Etapas

STOCK DEUDA

(CIFRAS EN MILLONES DE US\$)

ITEM DESCRIPCION	AÑO																				
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1 INVERSION																					
TOTAL PROPIA	4.4	13.8	48.5	63.1	66.1	66.0	35.1	0.8	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXTERNA	0.6	4.8	28.3	62.4	68.6	61.6	32.6	4.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL INVERSION	5.0	18.6	76.7	125.5	134.8	127.6	67.7	4.0	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.4
2 APORTE CAPITAL																					
TOTAL PROPIO	1.3	4.1	14.5	18.9	19.8	19.8	10.5	0.3	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EXTERNA	0.2	1.4	8.5	18.7	20.6	18.5	9.8	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
APORTE TOTAL	1.5	5.6	23.0	37.7	40.4	38.3	20.3	1.2	0.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.4
3 DEUDA																					
3.1 DEUDA ANUAL POR CONCEPTO DE INVERSIONES																					
DEUDA PROPIA ADICIONAL DEL PERIODO	3.1	9.6	33.9	44.2	46.3	46.2	24.6	0.6	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DEUDA EXTERNA ADICIONAL DEL PERIODO	0.4	3.3	19.8	43.7	48.0	43.1	22.8	3.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DEUDA TOTAL	3.5	13.0	53.7	87.9	94.3	89.3	47.4	2.8	1.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0
3.2 DEUDA ACUMULADA																					
DEUDA PROPIA ACUMULADA	3.1	12.9	47.6	94.7	146.6	201.7	238.3	213.9	189.1	165.2	141.4	117.6	93.7	69.9	46.1	22.2	1.6	-	-	-	-
DEUDA EXTERNA ACUMULADA	0.4	3.8	23.8	68.9	121.1	171.4	204.5	187.5	167.0	146.6	126.1	105.6	86.2	64.7	44.3	23.8	3.4	-	-	-	-
DEUDA ACUMULADA TOTAL POR INVERSIONES	3.5	16.7	71.4	163.6	267.7	373.1	442.9	401.4	356.1	311.8	267.5	223.2	178.9	134.6	90.4	46.1	1.8	-	-	-	-
3.3 INTERESES SIN PAGAR QUE SUMAN A LA DEUDA																					
INTERESES CAP. PROPIO	-	0.2	0.8	2.9	5.7	8.8	12.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INTERESES CAP. EXTERNO	-	0.02	0.23	1.43	4.13	7.26	10.29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL PAGO INTERESES	-	0.21	1.00	4.29	9.81	16.06	22.39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.4 INTERESES PAGADOS																					
PAGO DE INTERESES PROPIO	-	-	-	-	-	-	-	14.3	12.8	11.3	9.9	8.5	7.1	5.6	4.2	2.8	1.3	-	-	-	-
PAGO DE INTERESES EXTERNO	-	-	-	-	-	-	-	12.3	11.2	10.0	8.8	7.6	6.3	5.1	3.9	2.7	1.4	-	-	-	-
TOTAL PAGO INTERESES	-	-	-	-	-	-	26.6	24.1	21.4	18.7	16.1	13.4	10.7	8.1	5.4	2.8	-	-	-	-	-
3.5 TOTAL INTERESES																					
PAGO DE INTERESES PROPIO	-	0.2	0.8	2.9	5.7	8.8	12.1	14.3	12.8	11.3	9.9	8.5	7.1	5.6	4.2	2.8	1.3	-	-	-	-
PAGO DE INTERESES EXTERNO	-	0.0	0.2	1.4	4.1	7.3	10.3	12.3	11.2	10.0	8.8	7.6	6.3	5.1	3.9	2.7	1.4	-	-	-	-
TOTAL PAGO INTERESES	-	0.2	1.0	4.3	9.8	16.1	22.4	26.6	24.1	21.4	18.7	16.1	13.4	10.7	8.1	5.4	2.8	-	-	-	-
3.6 AMORTIZACIONES																					
PAGO DE AMORTIZACIONES INV. PROPIA	-	-	-	-	-	-	-	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	-	-	-	-
PAGO DE AMORTIZACIONES INV. EXTERNA	-	-	-	-	-	-	-	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	-	-	-	-
TOTAL PAGO AMORTIZACIONES	-	-	-	-	-	-	-	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	-	-	-	-
3.7 VARIACION DEUDA EN EL PERIODO																					
PROPIO	3.1	9.8	34.7	47.0	52.0	55.0	36.7	24.4	24.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	-	-	-	-
EXTERNA	0.4	3.4	20.0	45.1	52.2	50.4	33.1	17.1	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	20.5	-	-	-	-
TOTAL VARIACION DEUDA	3.5	13.2	54.7	92.1	104.1	105.4	69.8	41.5	45.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	44.3	-	-	-	-

DISMINUCIÓN DE INGRESOS EN 10%

PROYECTO HIDROELECTRICO MAREOMOTRIZ CASTRO CHILOE

EVALUACION ECONOMICA : Dividido en dos Etapas

(CIFRAS EN MILLONES DE US\$)

Item			0	1	2	3	4	5	6	7	8
			2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	INGRESOS DE EXPLOTACION										
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 1ª		-	-	-	-	-	-	-	54,7	61,5
	ENERGIA	PRO.								51,3	58,2
	POTENCIA	PRO.								3,4	3,4
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 2ª		-	-	-	-	-	-	-	-	66,8
	ENERGIA	PRO.								-	65,5
	POTENCIA	PRO.								-	1,3
	INGRESOS TOTALES		-	-	-	-	-	-	-	55,0	128,3
2	COSTOS DE EXPLOTACION										
	MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	5,1	5,1
	ADMINISTRACION Y VENTAS	PRO.								1,7	1,7
	PARTICIPACION EN EL CDEC	PRO.								0,0	0,0
	PEAJE	PRO.							-	0,5	1,1
	COSTO O&M PTA TRATAM. AGUAS	PRO.								1,1	1,1
	TOTAL COSTO EXPLOTACION		-	-	-	-	-	-	-	8,4	9,0
3	INGRESOS NO OPERACIONALES										
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 1ª E.	PRO.								-1,2	-6,0
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 2ª E.	PRO.								-1,4	-1,9
	TOTAL INGRESOS NO OPERAC.		-	-	-	-	-	-	-	-2,6	-7,9
4	COSTOS NO OPERACIONALES										
	INTERESES NAC	PRO.	-	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	14,3	12,8
	INTERESES EXT	EXT	-	0,0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	81,7	81,7
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.		-	0,2	1,0	4,3	9,8	16,1	22,4	108,3	105,8
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	PRO.	-		0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	96,0	94,5
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	EXT	-	0,0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2
5	RESULT. ANTES DE IMPUESTOS		-	-0,2	-1,0	-4,3	-9,8	-16,1	-22,4	-39,7	64,2
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	PRO.	-	-0,2	-0,8	-2,9	-5,7	-8,8	-12,1	-27,4	75,4
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	EXT	-	0,0	-0,2	-1,4	-4,1	-7,3	-10,3	-12,3	-11,2
6	IMPUESTOS	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	RESULT. DESPUES DE II	TOTAL	-	-0,2	-1,0	-4,3	-9,8	-16,1	-22,4	-39,7	64,2
8	INVERSION TOTAL	TOTAL	-5,6	-20,6	-85,1	-139,2	-149,5	-141,5	-75,1	-4,4	1,6
	INVERSION DEL PERIODO	PRO.	-4,4	-13,8	-48,5	-63,1	-66,1	-66,0	-35,1	0,8	1,4
	INVERSION DEL PERIODO	EXT	-0,6	-4,8	-28,3	-62,4	-68,6	-61,6	-32,6	-4,8	-
	INVERSION FINANCIERAS	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	VARIACION DEUDA del PERIODO	TOTAL	3,5	13,2	54,7	92,1	104,1	105,4	69,8	-41,5	-45,3
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	PRO.	3,1	9,8	34,7	47,0	52,0	55,0	36,7	-24,4	-24,8
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	EXT	0,4	3,4	20,0	45,1	52,2	50,4	33,1	-17,1	-20,5
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	NAC								81,7	81,7
	FLUJO DE CAJA NETO		-1,5	-7,6	-31,4	-51,4	-55,2	-52,2	-27,7	-3,9	102,1
	FLUJO CAJA NETO ACUMULADO	TOTAL	-1,5	-9,1	-40,5	-91,9	-147,0	-199,3	-227,0	-230,9	-128,8
9	INDICADORES DEL PROYECTO										
	VALOR PRESENTE	MMUS\$	179,1								
	TIR	%	19,9%								
	P. RECUPERACION DEL CAPITAL	AÑOS	11								
	TASA	%	12%								

5 T

ANEXO 8.2 (Continuación)

Continuación Anexo N° 8.2

Item		9	10	11	12	13	14	15	16	17	50
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2057
1	INGRESOS DE EXPLOTACION										
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 1ª	50,9	55,5	49,4	57,4	51,4	50,1	48,8	40,7	46,3	50,1
	ENERGIA PRO.	47,5	52,1	46,0	54,0	48,0	46,7	45,4	37,3	43,0	46,7
	POTENCIA PRO.	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 2ª	58,2	56,4	54,7	61,6	52,6	45,4	46,1	49,8	48,6	45,4
	ENERGIA PRO.	56,9	55,1	53,4	60,3	51,4	44,1	44,9	48,5	47,3	44,1
	POTENCIA PRO.	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	INGRESOS TOTALES	109,1	111,9	104,1	119,0	104,0	95,5	94,9	90,5	94,9	95,5
2	COSTOS DE EXPLOTACION										
	MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN PRO.	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
	ADMINISTRACION Y VENTAS PRO.	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	PARTICIPACION EN EL CDEC PRO.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	PEAJE PRO.	0,9	1,0	0,9	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	COSTO O&M PTA TRATAM. AGUAS PRO.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	TOTAL COSTO EXPLOTACION	8,8	8,9	8,8	8,9	8,8	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
3	INGRESOS NO OPERACIONALES										
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 1ª E. PRO.	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 2ª E. PRO.	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1
	TOTAL INGRESOS NO OPERAC.	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6	-9,6
4	COSTOS NO OPERACIONALES										
	INTERESES NAC PRO.	11,3	9,9	8,5	7,1	5,6	4,2	2,8	1,3	-	-
	INTERESES EXT EXT.	10,0	8,8	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7	1,4	-	-
	DEPRECIACION TRIBUTARIA PRO.	81,7	81,7	81,7	81,7	54,5	-	-	-	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	103,1	100,4	97,7	95,1	65,2	8,1	5,4	2,8	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC. PRO.	93,0	91,6	90,2	88,7	60,1	4,2	2,8	1,3	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC. EXT.	10,0	8,8	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7	1,4	-	-
5	RESULT. ANTES DE IMPUESTOS	37,4	44,0	35,4	59,7	67,9	112,6	114,4	110,6	119,9	120,7
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS PRO.	47,4	52,8	43,0	66,0	73,0	116,5	117,1	112,1	119,9	120,7
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS EXT.	-10,0	-8,8	-7,6	-6,3	-5,1	-3,9	-2,7	-1,4	-	-
6	IMPUESTOS	1,4	7,5	6,0	10,1	11,5	19,1	19,5	18,8	20,4	20,5
7	RESULT. DESPUES DE II	TOTAL	36,0	36,5	29,4	49,5	56,3	93,5	95,0	91,8	100,2
8	INVERSION TOTAL	TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
	INVERSION DEL PERIODO PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
	INVERSION DEL PERIODO EXT.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	INVERSION FINANCIERAS PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	VARIACION DEUDA del PERIODO TOTAL	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-1,8	-
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO PRO.	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	1,6	-
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO EXT.	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-3,4	-
	DEPRECIACION TRIBUTARIA NAC	81,7	81,7	81,7	81,7	54,5	-	-	-	-	-
	FLUJO DE CAJA NETO	73,4	74,0	66,8	87,0	66,5	49,2	50,7	47,6	97,7	100,9
	FLUJO CAJA NETO ACUMULADO	TOTAL	-55,4	18,6	85,4	172,3	238,8	288,0	338,7	386,2	484,0
											4.585,70

DISMINUCIÓN DE INGRESOS EN 16%

PROYECTO HIDROELECTRICO MAREOMOTRIZ CASTRO CHILOE

EVALUACION ECONOMICA : Dividido en dos Etapas

(CIFRAS EN MILLONES DE US\$)

Item	(CIFRAS EN MILLONES DE US\$)										
	0 2007	1 2008	2 2009	3 2010	4 2011	5 2012	6 2013	7 2014	8 2015	9 2016	
1	INGRESOS DE EXPLOTACION										
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 1ª										
	ENERGIA	PRO.	-	-	-	-	-	-	54,7	61,5	50,9
	POTENCIA	PRO.						3,4	3,4	3,4	
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 2ª										
	ENERGIA	PRO.	-	-	-	-	-	-	66,8	58,2	
	POTENCIA	PRO.						-	1,3	1,3	
	INGRESOS TOTALES										
	INGRESO TOTAL	PRO.	-	-	-	-	-	-	74,3	174,4	148,3
2	COSTOS DE EXPLOTACION										
	MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN										
	ADMINISTRACION Y VENTAS	PRO.	-	-	-	-	-	5,1	5,1	5,1	
	PARTICIPACION EN EL CDEC	PRO.						1,7	1,7	1,7	
	PEAJE	PRO.						0	0	0	
	COSTO O&M PTA TRATAM. AGUAS	PRO.						0,5	1,1	0,9	
	TOTAL COSTO EXPLOTACION	PRO.	-	-	-	-	-	-	1,1	1,1	1,1
	TOTAL COSTO EXPLOTACION	PRO.	-	-	-	-	-	-	8,5	9	8,9
3	INGRESOS NO OPERACIONALES										
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 1ª E.										
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 2ª E.	PRO.	-	-	-	-	-	-	-1,2	-6	-6,5
	TOTAL INGRESOS NO OPERAC.	PRO.	-	-	-	-	-	-	-1,4	-1,9	-3,1
	TOTAL INGRESO NO OPERAC	PRO.	-	-	-	-	-	-	-2,6	-7,9	-9,5
4	COSTOS NO OPERACIONALES										
	INTERESES NAC										
	INTERESES EXT	EXT	-	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	14,3	12,8
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	PRO.	-	-	-	-	-	-	81,7	81,7	81,7
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	PRO.	-	0,2	1	4,3	9,8	16,1	22,4	108,3	105,8
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	PRO.	-	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	96	94,5
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	EXT	-	0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2
5	RESULT. ANTES DE IMPUESTOS										
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	PRO.	-	-0,2	-1	-4,3	-9,8	-16,1	-22,4	-45	51,7
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	EXT	-	0	-0,2	-1,4	-4,1	-7,3	-10,3	-12,3	-11,2
6	IMPUESTOS										
7	RESULT. DESPUES DE II										
8	INVERSION TOTAL										
	INVERSION DEL PERIODO	PRO.	-4,4	-13,8	-48,5	-63,1	-66,1	-66	-35,1	0,8	1,4
	INVERSION DEL PERIODO	EXT	-0,6	-4,8	-28,3	-62,4	-68,6	-61,6	-32,6	-4,8	-
	INVERSION FINANCIERAS	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	VARIACION DEUDA del PERIODO	TOTAL	3,5	13,2	54,7	92,1	104,1	105,4	69,8	-41,5	-45,3
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	PRO.	3,1	9,8	34,7	47	52	55	36,7	-24,4	-24,8
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	EXT	0,4	3,4	20	45,1	52,2	50,4	33,1	-17,1	-20,5
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	NAC							81,7	81,7	81,7
	FLUJO DE CAJA NETO	TOTAL	-1,5	-7,6	-31,4	-51,4	-55,2	-52,2	-27,7	-9,2	89,7
	FLUJO CAJA NETO ACUMULADO	TOTAL	-1,5	-9,1	-40,5	-91,9	-147	-199,3	-227	-236,2	-146,5
9	INDICADORES DEL PROYECTO										
	VALOR PRESENTE	MMUS\$	145,9	5 T							
	TIR	%	18,50								
	P. DE RECUPERACION CAPITAL	ANOS	12								
	TASA	%	12%								

ANEXO 8.3 (Continuación)

Continuación Anexo N° 8.3

Item		10	11	12	13	14	15	16	17	50
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1	INGRESOS DE EXPLOTACION									
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 1ª	55,5	49,4	57,4	51,4	50,1	48,8	40,7	46,3	50,1
	ENERGIA	PRO. 52,1	46	54	48	46,7	45,4	37,3	43	46,7
	POTENCIA	PRO. 3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 2ª	56,4	54,7	61,6	52,6	45,4	46,1	49,8	48,6	45,4
	ENERGIA	PRO. 55,1	53,4	60,3	51,4	44,1	44,9	48,5	47,3	44,1
	POTENCIA	PRO. 1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	INGRESOS TOTALES	152,1	141,5	161,8	141,4	129,8	129	122,9	129	129,8
	INGRESO TOTAL	PRO. 152,1	141,5	161,8	141,4	129,8	129	122,9	129	129,8
2	COSTOS DE EXPLOTACION									
	MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	PRO. 5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
	ADMINISTRACION Y VENTAS	PRO. 1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	PARTICIPACION EN EL CDEC	PRO. 0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PEAJE	PRO. 1	0,9	1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	COSTO O&M PTA TRATAM. AGUAS	PRO. 1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	TOTAL COSTO EXPLOTACION	9	8,9	9	8,9	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
	TOTAL COSTO EXPLOTACION	PRO. 9	8,9	9	8,9	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
3	INGRESOS NO OPERACIONALES									
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 1ª E.	PRO. -6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 2ª E.	PRO. -3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1
	TOTAL INGRESOS NO OPERAC.	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5
	TOTAL INGRESO NO OPERAC	PRO. -9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5
4	COSTOS NO OPERACIONALES									
	INTERESES NAC	PRO. 9,9	8,5	7,1	5,6	4,2	2,8	1,3	-	-
	INTERESES EXT	EXT 8,8	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7	1,4	-	-
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	PRO. 81,7	81,7	81,7	54,5	-	-	-	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	100,4	97,7	95,1	65,2	8,1	5,4	2,8	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	PRO. 91,6	90,2	88,7	60,1	4,2	2,8	1,3	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	8,8	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7	1,4	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	EXT 8,8	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7	1,4	-	-
5	RESULT. ANTES DE IMPUESTOS	33,2	25,3	48,1	57,8	103,3	105,2	101,9	110,7	111,4
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	PRO. 42	32,9	54,5	62,9	107,2	107,9	103,3	110,7	111,4
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	EXT -8,8	-7,6	-6,3	-5,1	-3,9	-2,7	-1,4	-	-
6	IMPUESTOS	2,2	4,3	8,2	9,8	17,6	17,9	17,3	18,8	18,9
	IMPUESTOS	PRO. 2,2	4,3	8,2	9,8	17,6	17,9	17,3	18,8	18,9
7	RESULT. DESPUES DE II	31	21	40	47,9	85,8	87,3	84,5	91,9	92,5
	RESULT. DESPUES DE II	TOTAL 31	21	40	47,9	85,8	87,3	84,5	91,9	92,5
8	INVERSION TOTAL	TOTAL -	-	-	-	-	-	-	-	0,7
	INVERSION DEL PERIODO	PRO. -	-	-	-	-	-	-	-	0,7
	INVERSION DEL PERIODO	EXT -	-	-	-	-	-	-	-	-
	INVERSION FINANCIERAS	PRO. -	-	-	-	-	-	-	-	-
	 Variacion DEUDA del PERIODO	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-1,8	-
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	PRO. -23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	1,6	-
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	EXT -20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-3,4	-
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	NAC 81,7	81,7	81,7	54,5	-	-	-	-	-
	FLUJO DE CAJA NETO	68,4	58,4	77,4	58,1	41,5	43	40,3	90,1	93,2
	FLUJO DE CAJA NETO	TOTAL 68,4	58,4	77,4	58,1	41,5	43	40,3	90,1	93,2
	FLUJO CAJA NETO ACUMULADO	-14	44,4	121,8	179,9	221,4	264,4	304,7	394,8	4.189,20
	FLUJO CAJA NETO ACUMULADO	TOTAL -14	44,4	121,8	179,9	221,4	264,4	304,7	394,8	4.189,20

AUMENTO DE INGRESOS EN 10%

PROYECTO HIDROELECTRICO MAREOMOTRIZ CASTRO CHILOE
EVALUACION ECONOMICA : Dividido en dos Etapas (CIFRAS EN MILLONES DE US\$)

Item			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
			2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
1	INGRESOS DE EXPLOTACION												
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 1ª									54,7	61,5	50,9	
		ENERGIA	PRO.							51,3	58,2	47,5	
		POTENCIA	PRO.							3,4	3,4	3,4	
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 2ª									-	66,8	58,2	
		ENERGIA	PRO.							-	65,5	56,9	
		POTENCIA	PRO.							-	1,3	1,3	
	INGRESOS TOTALES									97,3	228,4	194,2	
	INGRESO TOTAL		PRO.							97,3	228,4	194,2	
	2	COSTOS DE EXPLOTACION											
MANTENIMIENTO Y OPERACION		PRO.							5,1	5,1	5,1		
ADMINISTRACION Y VENTAS		PRO.							1,7	1,7	1,7		
PARTICIPACION EN EL CDEC		PRO.							0	0	0		
PEAJE		PRO.							0,5	1,1	0,9		
COSTO O&M PTA TRATAM. AGUAS		PRO.							1,1	1,1	1,1		
TOTAL COSTO EXPLOTACION									8,5	9	8,9		
TOTAL COSTO EXPLOTACION		PRO.							8,5	9	8,9		
3		INGRESOS NO OPERACIONALES											
		PERDIDAS POR AJUSTES EN 1ª E.		PRO.							-1,2	-6	-6,5
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 2ª E.		PRO.							-1,4	-1,9	-3,1	
	TOTAL INGRESOS NO OPERAC.									-2,6	-7,9	-9,5	
	TOTAL INGRESO NO OPERAC		PRO.							-2,6	-7,9	-9,5	
4	COSTOS NO OPERACIONALES												
	INTERESES NAC		PRO.		0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	14,3	12,8	11,3
	INTERESES EXT		EXT		0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2	10
	DEPRECIACION TRIBUTARIA		PRO.							81,7	81,7	81,7	
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.				0,2	1	4,3	9,8	16,1	22,4	108,3	105,8	103,1
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.		PRO.		0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	96	94,5	93
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.		EXT		0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2	10
	5	RESULT. ANTES DE IMPUESTOS											
TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS		PRO.		-0,2	-0,8	-2,9	-5,7	-8,8	-12,1	-9,7	117	82,7	
TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS		EXT		0	-0,2	-1,4	-4,1	-7,3	-10,3	-12,3	-11,2	-10	
6	IMPUESTOS		PRO.								5,1	12,4	
7	RESULT. DESPUES DE II		TOTAL		-0,2	-1	-4,3	-9,8	-16,1	-22,4	-22	100,6	60,3
8	INVERSION TOTAL		TOTAL	-5,6	-20,6	-85,1	-139,2	-149,5	-141,5	-75,1	-4,4	1,6	-
	INVERSION DEL PERIODO		PRO.	-4,4	-13,8	-48,5	-63,1	-66,1	-66	-35,1	0,8	1,4	-
	INVERSION DEL PERIODO		EXT	-0,6	-4,8	-28,3	-62,4	-68,6	-61,6	-32,6	-4,8	-	-
	INVERSION FINANCIERAS		PRO.										
	VARIACION DEUDA del PERIODO		TOTAL	3,5	13,2	54,7	92,1	104,1	105,4	69,8	-41,5	-45,3	-44,3
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO		PRO.	3,1	9,8	34,7	47	52	55	36,7	-24,4	-24,8	-23,8
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO		EXT	0,4	3,4	20	45,1	52,2	50,4	33,1	-17,1	-20,5	-20,5
	DEPRECIACION TRIBUTARIA		NAC							81,7	81,7	81,7	
	FLUJO DE CAJA NETO			-1,5	-7,6	-31,4	-51,4	-55,2	-52,2	-27,7	13,8	138,6	97,7
	FLUJO CAJA NETO ACUMULADO		TOTAL	-1,5	-9,1	-40,5	-91,9	-147	-199,3	-227	-213,2	-74,6	23,1
9	INDICADORES DEL PROYECTO												
	VALOR PRESENTE	MMUS\$	289,2										
	TIR	%	24,3										
	P. RECUPERACION DEL CAPITAL	AÑOS	10										
	TASA	%	12%										

5 T

ANEXO 8.4 (Continuación)

Continuación Anexo N° 8.4

Item		10	11	12	13	14	15	16	17	50	
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2057	
1	INGRESOS DE EXPLOTACION										
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 1ª		55,5	49,4	57,4	51,4	50,1	48,8	40,7	46,3	50,1
	ENERGIA	PRO.	52,1	46	54	48	46,7	45,4	37,3	43	46,7
	POTENCIA	PRO.	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 2ª		56,4	54,7	61,6	52,6	45,4	46,1	49,8	48,6	45,4
	ENERGIA	PRO.	55,1	53,4	60,3	51,4	44,1	44,9	48,5	47,3	44,1
	POTENCIA	PRO.	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	INGRESOS TOTALES		199,1	185,3	211,9	185,2	169,9	168,9	161	169	169,9
	INGRESO TOTAL	PRO.	199,1	185,3	211,9	185,2	169,9	168,9	161	169	169,9
2	COSTOS DE EXPLOTACION										
	MANTENIMIENTO Y OPERACION	PRO.	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
	ADMINISTRACION Y VENTAS	PRO.	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	PARTICIPACION EN EL CDEC	PRO.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PEAJE	PRO.	1	0,9	1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	COSTO O&M PTA TRATAM. AGUAS	PRO.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	TOTAL COSTO EXPLOTACION		9	8,9	9	8,9	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
	TOTAL COSTO EXPLOTACION	PRO.	9	8,9	9	8,9	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
3	INGRESOS NO OPERACIONALES										
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 1ª E.	PRO.	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 2ª E.	PRO.	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1
	TOTAL INGRESOS NO OPERAC.		-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5
	TOTAL INGRESO NO OPERAC	PRO.	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5
4	COSTOS NO OPERACIONALES										
	INTERESES NAC	PRO.	9,9	8,5	7,1	5,6	4,2	2,8	1,3	-	-
	INTERESES EXT	EXT	8,8	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7	1,4	-	-
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	PRO.	81,7	81,7	81,7	54,5	-	-	-	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.		100,4	97,7	95,1	65,2	8,1	5,4	2,8	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	PRO.	91,6	90,2	88,7	60,1	4,2	2,8	1,3	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	EXT	8,8	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7	1,4	-	-
5	RESULT. ANTES DE IMPUESTOS		80,2	69,1	98,2	101,5	143,5	145,1	139,9	150,6	151,6
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	PRO.	89	76,7	104,6	106,6	147,4	147,8	141,3	150,6	151,6
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	EXT	-8,8	-7,6	-6,3	-5,1	-3,9	-2,7	-1,4	-	-
6	IMPUESTOS	PRO.	13,6	11,7	16,7	17,3	24,4	24,7	23,8	25,6	25,8
7	RESULT. DESPUES DE II	TOTAL	66,6	57,3	81,5	84,3	119,1	120,5	116,1	125	125,8
8	INVERSION TOTAL	TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
	INVERSION DEL PERIODO	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
	INVERSION DEL PERIODO	EXT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	INVERSION FINANCIERAS	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	VARIACION DEUDA del PERIODO	TOTAL	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-1,8	-
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	PRO.	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	1,6	-
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	EXT	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-3,4	-
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	NAC	81,7	81,7	81,7	54,5	-	-	-	-	-
	FLUJO DE CAJA NETO		104	94,7	118,9	94,4	74,8	76,2	71,8	123,2	126,5
	FLUJO CAJA NETO ACUMULADO	TOTAL	127,1	221,8	340,8	435,2	510	586,2	658	781,3	5.907,20

AUMENTO DE INGRESOS EN 20%
PROYECTO HIDROELECTRICO MAREOMOTRIZ CASTRO CHILOE
EVALUACION ECONOMICA : Dividido en dos Etapas (CIFRAS EN MILLONES DE US\$)

Item			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
			2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
1	INGRESOS DE EXPLOTACION												
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 1ª			-	-	-	-	-	-	54,7	61,5	50,9	
		ENERGIA	PRO.							51,3	58,2	47,5	
		POTENCIA	PRO.							3,4	3,4	3,4	
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 2ª			-	-	-	-	-	-	-	66,8	58,2	
		ENERGIA	PRO.							-	65,5	56,9	
		POTENCIA	PRO.							-	1,3	1,3	
	INGRESOS TOTALES			-	-	-	-	-	-	106,2	249,2	211,9	
	INGRESO TOTAL		PRO.	-	-	-	-	-	-	106,2	249,2	211,9	
	2	COSTOS DE EXPLOTACION											
		MANTENIMIENTO Y OPERACION	PRO.	-	-	-	-	-	-	5,1	5,1	5,1	
		ADMINISTRACION Y VENTAS	PRO.							1,7	1,7	1,7	
		PARTICIPACION EN EL CDEC	PRO.							0	0	0	
		PEAJE	PRO.							0,5	1,1	0,9	
		COSTO O&M PTA TRATAM. AGUAS	PRO.							1,1	1,1	1,1	
TOTAL COSTO EXPLOTACION			-	-	-	-	-	-	8,5	9	8,9		
TOTAL COSTO EXPLOTACION		PRO.	-	-	-	-	-	-	8,5	9	8,9		
3	INGRESOS NO OPERACIONALES												
		PERDIDAS POR AJUSTES EN 1ª E.	PRO.							-1,2	-6	-6,5	
		PERDIDAS POR AJUSTES EN 2ª E.	PRO.							-1,4	-1,9	-3,1	
	TOTAL INGRESOS NO OPERAC.			-	-	-	-	-	-	-2,6	-7,9	-9,5	
TOTAL INGRESO NO OPERAC		PRO.	-	-	-	-	-	-	-2,6	-7,9	-9,5		
4	COSTOS NO OPERACIONALES												
		INTERESES NAC	PRO.	-	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	14,3	12,8	11,3
		INTERESES EXT	EXT	-	0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2	10
		DEPRECIACION TRIBUTARIA	PRO.	-	-	-	-	-	-	81,7	81,7	81,7	
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.			-	0,2	1	4,3	9,8	16,1	22,4	108,3	105,8	103,1
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.		PRO.	-	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	96	94,5	93
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.		EXT	-	0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2	10
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.		EXT	-	0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2	10
5	RESULT. ANTES DE IMPUESTOS			-	-0,2	-1	-4,3	-9,8	-16,1	-22,4	-13,1	126,5	90,3
		TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	PRO.	-	-0,2	-0,8	-2,9	-5,7	-8,8	-12,1	-0,8	137,7	100,3
		TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	EXT	-	0	-0,2	-1,4	-4,1	-7,3	-10,3	-12,3	-11,2	-10
6	IMPUESTOS		PRO.	-	-	-	-	-	-	-	10,1	15,4	
7	RESULT. DESPUES DE II		TOTAL	-	-0,2	-1	-4,3	-9,8	-16,1	-22,4	-13,1	116,4	75
8	INVERSION TOTAL		TOTAL	-5,6	-20,6	-85,1	-139,2	-149,5	-141,5	-75,1	-4,4	1,6	-
		INVERSION DEL PERIODO	PRO.	-4,4	-13,8	-48,5	-63,1	-66,1	-66	-35,1	0,8	1,4	-
		INVERSION DEL PERIODO	EXT	-0,6	-4,8	-28,3	-62,4	-68,6	-61,6	-32,6	-4,8	-	-
		INVERSION FINANCIERAS	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	VARIACION DEUDA del PERIODO		TOTAL	3,5	13,2	54,7	92,1	104,1	105,4	69,8	-41,5	-45,3	-44,3
		DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	PRO.	3,1	9,8	34,7	47	52	55	36,7	-24,4	-24,8	-23,8
		DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	EXT	0,4	3,4	20	45,1	52,2	50,4	33,1	-17,1	-20,5	-20,5
		DEPRECIACION TRIBUTARIA	NAC							81,7	81,7	81,7	
FLUJO DE CAJA NETO			-1,5	-7,6	-31,4	-51,4	-55,2	-52,2	-27,7	22,6	154,3	112,4	
FLUJO CAJA NETO ACUMULADO		TOTAL	-1,5	-9,1	-40,5	-91,9	-147	-199,3	-227	-204,4	-50	62,3	
9	INDICADORES DEL PROYECTO												
		VALOR PRESENTE	MMUS\$	344,1									
		TIR	%	26,3									
		P.RECUPERACION DEL CAPITAL	AÑOS	10									
		TASA	%	12%									

5 T

ANEXO 8.5 (Continuación)

Continuación Anexo N° 8.5

Item		10	11	12	13	14	15	16	17	50	
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2057	
1	INGRESOS DE EXPLOTACION										
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 1ª		55,5	49,4	57,4	51,4	50,1	48,8	40,7	46,3	50,1
	ENERGIA	PRO.	52,1	46	54	48	46,7	45,4	37,3	43	46,7
	POTENCIA	PRO.	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 2ª		56,4	54,7	61,6	52,6	45,4	46,1	49,8	48,6	45,4
	ENERGIA	PRO.	55,1	53,4	60,3	51,4	44,1	44,9	48,5	47,3	44,1
	POTENCIA	PRO.	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	INGRESOS TOTALES		217,2	202,1	231,1	202	185,4	184,3	175,6	184,3	185,4
	INGRESO TOTAL	PRO.	217,2	202,1	231,1	202	185,4	184,3	175,6	184,3	185,4
2	COSTOS DE EXPLOTACION										
	MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	PRO.	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
	ADMINISTRACION Y VENTAS	PRO.	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
	PARTICIPACION EN EL CDEC	PRO.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PEAJE	PRO.	1	0,9	1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	COSTO O&M PTA TRATAM. AGUAS	PRO.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
	TOTAL COSTO EXPLOTACION		9	8,9	9	8,9	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
	TOTAL COSTO EXPLOTACION	PRO.	9	8,9	9	8,9	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
3	INGRESOS NO OPERACIONALES										
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 1ª E.	PRO.	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 2ª E.	PRO.	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1
	TOTAL INGRESOS NO OPERAC.		-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5
	TOTAL INGRESO NO OPERAC	PRO.	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5
4	COSTOS NO OPERACIONALES										
	INTERESES NAC	PRO.	9,9	8,5	7,1	5,6	4,2	2,8	1,3	-	-
	INTERESES EXT	EXT	8,8	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7	1,4	-	-
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	PRO.	81,7	81,7	81,7	54,5	-	-	-	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.		100,4	97,7	95,1	65,2	8,1	5,4	2,8	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	PRO.	91,6	90,2	88,7	60,1	4,2	2,8	1,3	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	EXT	8,8	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7	1,4	-	-
5	RESULT. ANTES DE IMPUESTOS		98,3	85,9	117,5	118,4	158,9	160,5	154,6	166	167
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	PRO.	107,1	93,5	123,8	123,5	162,8	163,2	156	166	167
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	EXT	-8,8	-7,6	-6,3	-5,1	-3,9	-2,7	-1,4	-	-
6	IMPUESTOS	PRO.	16,7	14,6	20	20,1	27	27,3	26,3	28,2	28,4
7	RESULT. DESPUES DE II	TOTAL	81,6	71,3	97,5	98,2	131,9	133,2	128,3	137,8	138,6
8	INVERSION TOTAL	TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
	INVERSION DEL PERIODO	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7
	INVERSION DEL PERIODO	EXT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	INVERSION FINANCIERAS	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	VARIACION DEUDA del PERIODO	TOTAL	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-1,8	-
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	PRO.	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	1,6	-
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	EXT	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-3,4	-
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	NAC	81,7	81,7	81,7	54,5	-	-	-	-	-
	FLUJO DE CAJA NETO		119	108,7	134,9	108,4	87,6	88,9	84	136	139,3
	FLUJO CAJA NETO ACUMULADO	TOTAL	181,4	290,1	425	533,4	621	710	794	930	6.568,0

ANEXO 8.6

PROYECTO HIDROELECTRICO MAREOMOTRIZ CASTRO CHILOE
EVALUACION ECONOMICA - Dividido en dos Etapas

(CIFRAS EN MILLONES DE US\$)

TAMAÑO OPTIMO

Item	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	50	
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2057	
1																				
INGRESOS DE EXPLOTACION																				
INGRESOS POR VENTAS ETAPA 1 ^a	-	-	-	-	-	-	-	54,7	61,5	50,9	55,5	49,4	57,4	51,4	50,1	48,8	40,7	46,3	50,1	
ENERGIA	-	-	-	-	-	-	-	51,3	58,2	47,5	52,1	46	54	48	46,7	45,4	37,3	43	46,7	
POTENCIA	PRO							3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	
INGRESOS POR VENTAS ETAPA 2 ^a	-	-	-	-	-	-	-	-	68,8	58,2	56,4	54,7	61,6	52,6	45,4	48,1	49,8	48,6	45,4	
ENERGIA	-	-	-	-	-	-	-	-	65,9	56,9	55,1	53,4	60,3	51,4	44,1	44,9	48,5	47,3	44,1	
POTENCIA	PRO								1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
INGRESOS TOTALES	-	-	-	-	-	-	-	88,5	207,7	176,6	181	168,4	192,6	168,3	154,5	153,6	146,4	153,6	154,5	
COSTOS DE EXPLOTACION																				
MANTENIMIENTO Y OPERACION	PRO	-	-	-	-	-	-	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	
ADMINISTRACION Y VENTAS	PRO	-	-	-	-	-	-	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
PARTICIPACION EN EL CDEC	PRO	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
PEAJE	PRO	-	-	-	-	-	-	0,5	1,1	0,9	1	0,9	1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	
COSTO O&M PTA TRATAM. AGUAS	PRO	-	-	-	-	-	-	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
TOTAL COSTO EXPLOTACION	PRO	-	-	-	-	-	-	9,7	10,4	10,3	10,3	10,2	10,4	10,2	10,2	10,1	10,1	10,1	10,2	
INGRESOS NO OPERACIONALES																				
PERDIDAS POR AJUSTES EN 1 ^a E.	PRO	-	-	-	-	-	-	-1,2	-6	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	
PERDIDAS POR AJUSTES EN 2 ^a E.	PRO	-	-	-	-	-	-	-1,4	-1,9	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	
TOTAL INGRESOS NO OPERAC.	PRO	-	-	-	-	-	-	-2,6	-7,9	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	
TOTL INGRESO NO OPERAC	PRO	-	-	-	-	-	-	-2,6	-7,9	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5
COSTOS NO OPERACIONALES																				
INTERESES MAC	PRO	-	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	14,3	12,8	11,3	9,9	8,5	7,1	5,6	4,2	2,8	1,3	-	-
INTERESES EXT	EXT	-	0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2	10	8,8	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7	1,4	-	-
DEPRECIACION TRIBUTARIA	PRO	-	-	-	-	-	-	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	
TOTAL COSTOS NO OPERAC.	PRO	-	0,2	1	4,3	9,8	16,1	22,4	108,3	105,8	103,1	100,4	97,7	95,1	65,2	8,1	5,4	2,8	-	-
TOTAL COSTOS NO OPERAC.	EXT	0	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	12,3	10,3	9,3	9,6	9,2	8,8	6,0	4,2	2,8	1,3	-	-
TOTAL COSTOS NO OPERAC.	PRO	-	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	12,3	10,3	9,3	9,6	9,2	8,8	6,0	4,2	2,8	1,3	-	-
RESULT. ANTES DE IMPUESTOS	PRO	-	-0,2	-0,1	-4,3	-9,8	-16,1	-22,4	-32,1	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	
TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	PRO	-	-0,2	-0,8	-2,9	-5,7	-8,8	-12,1	-19,8	-24,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	
TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	EXT	0	-0,2	-1,4	-4,1	-7,3	-10,3	-12,3	-11,2	-10	-8,8	-7,6	-6,3	-5,1	-3,9	-2,7	-1,4	-	-	
IMPUESTOS	PRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULT. DESPUES DE II	TOTAL	-0,2	-1	-4,3	-9,8	-16,1	-22,4	-32,1	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	
INVERSION TOTAL	TOTAL	-5,6	-20,6	-85,1	-139,2	-149,5	-141,5	-75,1	-4,4	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
INVERSION DEL PERIODO	PRO	-4,4	-13,8	-48,5	-62,4	-66,1	-66	-35,1	0,8	1,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
INVERSION DEL PERIODO	EXT	-0,6	-4,8	-28,3	-62,4	-68,6	-61,6	-32,6	-4,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
INVERSION FINANCIERAS	PRO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
VARIACION DEUDA del PERIODO	TOTAL	3,5	13,2	54,7	92,1	104,1	105,4	69,8	-41,5	-45,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-1,8	
DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	PRO	3,1	9,8	34,7	47	52	55	36,7	-24,4	-24,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	1,6	
DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	EXT	0,4	3,4	20	45,1	52,2	50,4	33,1	-17,1	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-3,4	
DEPRECIACION TRIBUTARIA	MAC	-	-	-	-	-	-	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	81,7	
FLUJO DE CAJA NETO	PRO	-1,5	-7,6	-31,4	-51,4	-55,2	-52,2	-27,7	3,7	121,6	82,3	87,9	79,7	101,8	79,4	60,9	62,3	58,6	109,4	
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO	TOTAL	-1,5	-9,1	-40,5	-91,9	-147	-199,3	-227	-223,3	-101,8	-19,4	68,4	148,1	249,9	329,3	390,1	452,5	511,1	620,5	
INDICADORES DEL PROYECTO																				
VALOR PRESENTE	MMUS\$	229,9																		
TIR	%	22,00%																		
P. RECUPERACION DEL CAPITAL	ANOS	11																		
TASA	%	12%																		

5 T

Disminución Ingresos 10% y Aumento de Costos de explotación en15 %

PROYECTO HIDROELECTRICO MAREOMOTRIZ CASTRO CHILOE

EVALUACION ECONOMICA : Dividido en dos Etapas

(CIFRAS EN MILLONES DE US\$)

Item			0	1	2	3	4	5	6	7	8
			2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
1	INGRESOS DE EXPLOTACION										
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 1ª		-	-	-	-	-	-	-	54,7	61,5
	ENERGIA	PRO.								51,3	58,2
	POTENCIA	PRO.								3,4	3,4
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 2ª		-	-	-	-	-	-	-	-	66,8
	ENERGIA	PRO.								-	65,5
	POTENCIA	PRO.								-	1,3
	INGRESOS TOTALES		-	-	-	-	-	-	-	79,6	186,9
	INGRESO TOTAL	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	79,6	186,9
2	COSTOS DE EXPLOTACION										
	MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	5,1	5,1
	ADMINISTRACION Y VENTAS	PRO.								1,7	1,7
	PARTICIPACION EN EL CDEC	PRO.								0	0
	PEAJE	PRO.								0,5	1,1
	COSTO O&M PTA TRATAM. AGUAS	PRO.								1,1	1,1
	TOTAL COSTO EXPLOTACION		-	-	-	-	-	-	-	9,7	10,4
	TOTAL COSTO EXPLOTACION	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	9,7	10,4
3	INGRESOS NO OPERACIONALES										
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 1ª E.	PRO.								-1,2	-6
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 2ª E.	PRO.								-1,4	-1,9
	TOTAL INGRESOS NO OPERAC.		-	-	-	-	-	-	-	-2,6	-7,9
	TOTAL INGRESO NO OPERAC	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-2,6	-7,9
4	COSTOS NO OPERACIONALES										
	INTERESES NAC	PRO.	-	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	14,3	12,8
	INTERESES EXT	EXT	-	0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	81,7	81,7
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.		-	0,2	1	4,3	9,8	16,1	22,4	108,3	105,8
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	PRO.	-	0,2	0,8	2,9	5,7	8,8	12,1	96	94,5
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	EXT	-	0	0,2	1,4	4,1	7,3	10,3	12,3	11,2
5	RESULT. ANTES DE IMPUESTOS		-	-0,2	-1	-4,3	-9,8	-16,1	-22,4	-40,9	62,8
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	PRO.	-	-0,2	-0,8	-2,9	-5,7	-8,8	-12,1	-28,7	74,1
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	EXT	-	0	-0,2	-1,4	-4,1	-7,3	-10,3	-12,3	-11,2
6	IMPUESTOS	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	RESULT. DESPUES DE II	TOTAL	-	-0,2	-1	-4,3	-9,8	-16,1	-22,4	-40,9	62,8
8	INVERSION TOTAL	TOTAL	-5,6	-20,6	-85,1	-139,2	-149,5	-141,5	-75,1	-4,4	1,6
	INVERSION DEL PERIODO	PRO.	-4,4	-13,8	-48,5	-63,1	-66,1	-66	-35,1	0,8	1,4
	INVERSION DEL PERIODO	EXT	-0,6	-4,8	-28,3	-62,4	-68,6	-61,6	-32,6	-4,8	-
	INVERSION FINANCIERAS	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	VARIACION DEUDA del PERIODO	TOTAL	3,5	13,2	54,7	92,1	104,1	105,4	69,8	-41,5	-45,3
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	PRO.	3,1	9,8	34,7	47	52	55	36,7	-24,4	-24,8
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	EXT	0,4	3,4	20	45,1	52,2	50,4	33,1	-17,1	-20,5
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	NAC								81,7	81,7
	FLUJO DE CAJA NETO		-1,5	-7,6	-31,4	-51,4	-55,2	-52,2	-27,7	-5,2	100,8
	FLUJO CAJA NETO ACUMULADO	TOTAL	-1,5	-9,1	-40,5	-91,9	-147	-199,3	-227	-232,2	-131,4
9	INDICADORES DEL PROYECTO										
	VALOR PRESENTE	MMUS\$	174,8								
	TIR	%	19,7%								
	P. RECUPERACION DEL CAPITAL	AÑOS	11								
	TASA	%	12%								

5 T

ANEXO 8.7 (Continuación)

Continuación Anexo N° 8.7

Item		9	10	11	12	13	14	15	16	17	50	
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2057	
1	INGRESOS DE EXPLOTACION											
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 1ª		50,9	55,5	49,4	57,4	51,4	50,1	48,8	40,7	46,3	50,1
	ENERGIA	PRO.	47,5	52,1	46	54	48	46,7	45,4	37,3	43	46,7
	POTENCIA	PRO.	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
	INGRESOS POR VENTAS ETAPA 2ª		58,2	56,4	54,7	61,6	52,6	45,4	46,1	49,8	48,6	45,4
	ENERGIA	PRO.	56,9	55,1	53,4	60,3	51,4	44,1	44,9	48,5	47,3	44,1
	POTENCIA	PRO.	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
	INGRESOS TOTALES		158,9	162,9	151,6	173,3	151,5	139	138,2	131,7	138,2	139
	INGRESO TOTAL	PRO.	158,9	162,9	151,6	173,3	151,5	139	138,2	131,7	138,2	139
	2	COSTOS DE EXPLOTACION										
MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN		PRO.	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
ADMINISTRACION Y VENTAS		PRO.	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
PARTICIPACION EN EL CDEC		PRO.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEAJE		PRO.	0,9	1	0,9	1	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
COSTO O&M PTA TRATAM. AGUAS		PRO.	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
TOTAL COSTO EXPLOTACION			10,3	10,3	10,2	10,4	10,2	10,2	10,1	10,1	10,1	10,2
TOTAL COSTO EXPLOTACION		PRO.	10,3	10,3	10,2	10,4	10,2	10,2	10,1	10,1	10,1	10,2
3		INGRESOS NO OPERACIONALES										
		PERDIDAS POR AJUSTES EN 1ª E.	PRO.	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5	-6,5
	PERDIDAS POR AJUSTES EN 2ª E.	PRO.	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1
	TOTAL INGRESOS NO OPERAC.		-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5
TOTAL INGRESO NO OPERAC	PRO.	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	-9,5	
4	COSTOS NO OPERACIONALES											
	INTERESES NAC	PRO.	11,3	9,9	8,5	7,1	5,6	4,2	2,8	1,3	-	-
	INTERESES EXT	EXT	10	8,8	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7	1,4	-	-
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	PRO.	81,7	81,7	81,7	81,7	54,5	-	-	-	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.		103,1	100,4	97,7	95,1	65,2	8,1	5,4	2,8	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	PRO.	93	91,6	90,2	88,7	60,1	4,2	2,8	1,3	-	-
	TOTAL COSTOS NO OPERAC.	EXT	10	8,8	7,6	6,3	5,1	3,9	2,7	1,4	-	-
	RESULT. ANTES DE IMPUESTOS		36	42,7	34,1	58,3	66,5	111,3	113,1	109,3	118,6	119,3
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	PRO.	46	51,5	41,6	64,7	71,6	115,2	115,8	110,8	118,6	119,3
	TOTAL INGRESOS MENOS COSTOS	EXT	-10	-8,8	-7,6	-6,3	-5,1	-3,9	-2,7	-1,4	-	-
6	IMPUESTOS	PRO.	0,7	7,3	5,8	9,9	11,3	18,9	19,2	18,6	20,2	20,3
7	RESULT. DESPUES DE II	TOTAL	35,3	35,4	28,3	48,4	55,2	92,4	93,9	90,7	98,4	99,1
8	INVERSION TOTAL	TOTAL	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7	
	INVERSION DEL PERIODO	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7	
	INVERSION DEL PERIODO	EXT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	INVERSION FINANCIERAS	PRO.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	VARIACION DEUDA del PERIODO	TOTAL	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-44,3	-1,8	-
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	PRO.	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	-23,8	1,6	-
	DEUDA Y AMORTIZ. EN EL PERIODO	EXT	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-20,5	-3,4	-
	DEPRECIACION TRIBUTARIA	NAC	81,7	81,7	81,7	81,7	54,5	-	-	-	-	-
	FLUJO DE CAJA NETO		72,7	72,8	65,7	85,8	65,4	48,1	49,6	46,5	96,6	99,8
	FLUJO CAJA NETO ACUMULADO	TOTAL	-58,7	14,2	79,8	165,7	231,1	279,1	328,7	375,2	471,8	4.536,6

ANALISIS DE LA INDUSTRIA ACTUAL

AMENAZA DE NUEVOS ENTRANTES		MUY POCO ATRACTIVO	POCO ATRACTIVO	NEUTRO	ATRACTIVO	MUY ATRACTIVO	
Economías de Escala	PEQUEÑAS				X		GRANDES
Diferenciación del Producto	ESCASA				X		IMPORTANTE
Requerimientos de Capital	BAJOS				X		ALTOS
Costo de Cambio	BAJO			X			ALTO
Acceso a canales de Distribución	AMPLIO			X			RESTRINGIDO
Ventajas en costo indep.escala	PEQUEÑAS			X			GRANDES
Protección Gubernamental	INEXISTENTE			X			ALTA
Historia de represalias	ESCASA			X			IMPORTANTE
Firmas establecidas c/recursos p/luchar	POCAS				X		MUCHAS
Firmas estab.c/comprom. y activos de difcil liq.	BAJOS				X		ALTOS
Precio de entrada disuasivo	INEXISTENTE			X			EXISTENTE
Propiedad de barreras de entrada	INEXISTENTE				X		ALTAS
Crecimiento de la industria	ALTO				X		BAJO

RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES		MUY POCO ATRACTIVO	POCO ATRACTIVO	NEUTRO	ATRACTIVO	MUY ATRACTIVO	
Nº de Comp. Igualmente Equilib.	IMPORTANTE				X		BAJO
Crecimiento relativo a la Indust.	LENTO			X			RAPIDO
Costo Fijo o de Almacenamiento	ALTO			X			BAJO
Diferenciación o costo de cambio de clientes	BAJA		X				ALTA
Aumentos de Capacidad	GRANDES INCREM.			X			PEQ. INCREMT.
Diversidad de Competidores	ALTA			X			BAJA
Intereses Estratégicos	ALTOS		X				BAJOS
BARRERAS DE SALIDA	ALTAS			X			BAJAS
Especialización de Activos	ALTA				X		BAJA
Costo de Salida por una vez	ALTO			X			BAJO
Interrelación Estratégica	ALTA			X			BAJA
Barreras Emocionales	ALTAS			X			BAJAS
Restricciones Gub. y sociales	ALTAS			X			BAJAS

PODER DE LOS COMPRADORES		MUY POCO ATRACTIVO	POCO ATRACTIVO	NEUTRO	ATRACTIVO	MUY ATRACTIVO	
% compras en costos del comprador	ALTO		X				BAJO
% compras en ventas del vendedor	ALTO		X				BAJO
Diferenciación del producto comprado	BAJA			X			ALTA
Costo de Cambio del comprador	BAJO			X			ALTO
Rentabilidad de los Compradores	BAJA				X		ALTA
Contribución compras a calidad/servicio del compr.	GRAN FRACCION		X				PEQ. FRACCION
Grado de información del comprador	ALTA		X				BAJA
Posibilidad del comprador de afectar al cons.final	ALTA			X			BAJA

PODER DE LOS PROVEEDORES		MUY POCO ATRACTIVO	POCO ATRACTIVO	NEUTRO	ATRACTIVO	MUY ATRACTIVO	
Nº de Proveedores Importantes	ESCASOS				X		MUCHOS
Disponibilidad de Sustitutos	BAJA				X		ALTA
% compras en vtas del proveedor	ALTO			X			BAJO
% compras en costos de la Industria	ALTO			X			BAJO
Costo de Cambio de Proveedor	ALTO				X		BAJO
Amenaza Prov. Integración Adelan.	ALTAS				X		BAJAS

DISPONIBILIDAD DE SUSTITUTOS		MUY POCO ATRACTIVO	POCO ATRACTIVO	NEUTRO	ATRACTIVO	MUY ATRACTIVO	
Disponibilidad de sustitutos cercanos	IMPORTANTE		X				ESCASA
Costos de cambio del usuario	BAJOS			X			ALTOS
Rentab. y Agres.del prod. Sustitutos	ALTAS		X				BAJAS
Precio/Valor del sustituto	ALTO		X				BAJO

EVALUACION GENERAL		MUY POCO ATRACTIVO	POCO ATRACTIVO	NEUTRO	ATRACTIVO	MUY ATRACTIVO	
AMENAZA DE NUEVOS ENTRANTES					X		
RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES				X			
PODER DE LOS COMPRADORES			X				
PODER DE LOS PROVEEDORES					X		
DISPONIBILIDAD DE SUSTITUTOS			X				
EVALUACION GENERAL				X			

X

ANALISIS DE LA INDUSTRIA A FUTURO

AMENAZA DE NUEVOS ENTRANTES		MUY POCO ATRACTIVO	POCO ATRACTIVO	NEUTRO	ATRACTIVO	MUY ATRACTIVO	
Economías de Escala	PEQUEÑAS					X	GRANDES
Diferenciación del Producto	ESCASA					X	IMPORTANTE
Requerimientos de Capital	BAJOS					X	ALTOS
Costo de Cambio	BAJO				X		ALTO
Acceso a canales de Distribución	AMPLIO			X			RESTRINGIDO
Ventajas en costo indep.escala	PEQUEÑAS				X		GRANDES
Protección Gubernamental	INEXISTENTE			X			ALTA
Historia de represalias	ESCASA			X			IMPORTANTE
Firmas establecidas c/recursos p/luchar	POCAS				X		MUCHAS
Firmas estab.c/comprom. y activos de difícil liq.	BAJOS					X	ALTOS
Precio de entrada disuasivo	INEXISTENTE			X			EXISTENTE
Propiedad de barreras de entrada	INEXISTENTE					X	ALTAS
Crecimiento de la industria	ALTO				X		BAJO

RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES		MUY POCO ATRACTIVO	POCO ATRACTIVO	NEUTRO	ATRACTIVO	MUY ATRACTIVO	
Nº de Comp. Igualmente Equilib.	IMPORTANTE			X			BAJO
Crecimiento relativo a la Indust.	LENTO			X			RAPIDO
Costo Fijo o de Almacenamiento	ALTO			X			BAJO
Diferenciación o costo de cambio de clientes	BAJA		X				ALTA
Aumentos de Capacidad	GRANDES INCREM.			X			PEQ. INCREM.
Diversidad de Competidores	ALTA			X			BAJA
Intereses Estratégicos	ALTOS			X			BAJOS
BARRERAS DE SALIDA	ALTAS			X			BAJAS
Especialización de Activos	ALTA			X			BAJA
Costo de Salida por una vez	ALTO			X			BAJO
Interrelación Estratégica	ALTA			X			BAJA
Barreras Emocionales	ALTAS			X			BAJAS
Restricciones Gub. y sociales	ALTAS			X			BAJAS

PODER DE LOS COMPRADORES		MUY POCO ATRACTIVO	POCO ATRACTIVO	NEUTRO	ATRACTIVO	MUY ATRACTIVO	
% compras en costos del comprador	ALTO		X				BAJO
% compras en ventas del vendedor	ALTO		X				BAJO
Diferenciación del producto comprado	BAJA			X			ALTA
Costo de Cambio del comprador	BAJO			X			ALTO
Rentabilidad de los Compradores	BAJA				X		ALTA
Contribución compras a calidad/servicio del compr.	GRAN FRACCION		X				PEQ. FRACCION
Grado de información del comprador	ALTA		X				BAJA
Posibilidad del comprador de afectar al cons.final	ALTA		X				BAJA

PODER DE LOS PROVEEDORES		MUY POCO ATRACTIVO	POCO ATRACTIVO	NEUTRO	ATRACTIVO	MUY ATRACTIVO	
Nº de Proveedores Importantes	ESCASOS				X		MUCHOS
Disponibilidad de Sustitutos	BAJA				X		ALTA
% compras en vtas del proveedor	ALTO			X			BAJO
% compras en costos de la Industria	ALTO			X			BAJO
Costo de Cambio de Proveedor	ALTO				X		BAJO
Amenaza Prov. Integración Adelan.	ALTAS				X		BAJAS

DISPONIBILIDAD DE SUSTITUTOS		MUY POCO ATRACTIVO	POCO ATRACTIVO	NEUTRO	ATRACTIVO	MUY ATRACTIVO	
Disponibilidad de sustitutos cercanos	IMPORTANTE		X				ESCASA
Costos de cambio del usuario	BAJOS			X			ALTOS
Rentab. y Agres.del prod. Sustitutos	ALTAS		X				BAJAS
Precio/Valor del sustituto	ALTO		X				BAJO

EVALUACION GENERAL		MUY POCO ATRACTIVO	POCO ATRACTIVO	NEUTRO	ATRACTIVO	MUY ATRACTIVO	
AMENAZA DE NUEVOS ENTRANTES						X	
RIVALIDAD ENTRE COMPETIDORES				X			
PODER DE LOS COMPRADORES			X				
PODER DE LOS PROVEEDORES					X		
DISPONIBILIDAD DE SUSTITUTOS			X				
EVALUACION GENERAL						X	

Antecedentes sobre el uso de Mareomotriz en el mundo

A partir del año 1973, cuando el mundo tomó conciencia de la finitud de los combustibles convencionales no renovables, se intensificaron los estudios de todos los tipos disponibles de energías renovables no convencionales: solar, eólicas, geotérmica, mareomotriz, etc.

La energía mareomotriz es una de fuentes que estudian los organismos especializados de las Naciones Unidas. Esta energía está disponible en cualquier clima y época del año.

Las mareas pueden apreciarse como variación del nivel del mar, con un período de aproximadamente 12 horas 25 minutos, con una diferencia de nivel de unos 2 metros que, conforme a la topografía costera la diferencia entre bajamar y pleamar puede llegar en unos pocos casos hasta los 15 metros. Esta característica se observa en un centenar de lugares al rededor del mundo.

Es necesario mencionar la primera central mareomotriz de envergadura, la que fue construida en Rance, Francia, que estuvo funcionando casi dos décadas desde 1967. Consistía en una presa de 720 metros de largo, que creaba una cuenca de 22 Km². Tenía una esclusa para la navegación y una central con 24 turbinas de bulbo y generaba 240 MW. Desde el punto de vista técnico-económico funcionaba muy satisfactoriamente, y proporcionó muchos datos y experiencias para proyectos del futuro. Rance producía 500 GWh/año: 300.000 barriles de petróleo (ahorro). Sus gastos anuales de explotación en 1975 fueron comparables a los de plantas hidroeléctricas convencionales de la época, no perjudicaban al medio ambiente y proporcionaba grandes beneficios socioeconómicos en la región. Se benefició la navegación del río y se duplicó el número de embarcaciones que pasan por la esclusa, y en el coronamiento de esta estructura se construyó una carretera. Solamente Francia y la ex Unión Soviética tienen experiencia práctica a gran escala en centrales eléctricas accionadas por mareas.

La marea en determinados lugares, tales como en las bahías de Fundy y Frobisher, en Canadá (13,6 metros), y en algunos rincones de las costas europeas de la Gran Bretaña, en el estuario del Severn (13,6 metros), y de Francia en las bahías de Mont-Saint-Michel (12,7 metros) y el estuario de Rance (13 metros). Belidor, profesor en la escuela de Artillería de La Fère (Francia), fue el primero que estudió el problema del aprovechamiento de la energía cinética de las mareas, y previó un sistema que permitía un funcionamiento continuo de dicha energía, empleando para ello dos cuencas o receptáculos conjugados. Esta energía es, sin embargo, limitada; la potencia disipada por las mareas del globo terrestre es del orden de 3 TW, de los cuales sólo un tercio se pierde en mareas litorales. Además, para efectividad la explotación, la amplitud de marea debe ser superior a los 5 metros, y el sitio geográfico adecuado, lo que elimina prácticamente el 80% de la energía teóricamente disponible, dejando aprovechables unos 350 TW-hr por año.

La energía mareomotriz a nivel mundial, podría aportar unos 635.000 GW/h anuales, equivalentes a unos 1.045.000.000 barriles de petróleo ó 392.000.000 toneladas de carbón/año.

En el caso de Estados Unidos, los precios estimados en plantas de generación mareomotriz desarrolladas en ese país, esta desplegada en la siguiente tabla que corresponde a un estudio desarrollado por Global Energy Partners en el año 2005, y se expresa en millones de dólares.

Costos de Generación de Mareomotriz en E.E.U.U.

	Pelamis Hawaii	Pelamis Oregon	Pelamis California	Energetech California	Pelamis Massacguss ets	Pelamis Maine
Banda de costos de Instalación Estimados para un prototipo, antes de incentivos (\$MM)	3,6 – 5,5	3,7 – 5,7	4,4 –7,3	3,9 – 7,2	4,4 – 6,9	4,8 –7,7
Banda de costos de Instalación Estimados para un prototipo, después de incentivos (\$MM)	3,3 -5,0	2,5 – 3,8	3,7 –6,1	3,3 – 6,0	3,9 – 6,0	4,4 –6,9
Número de Unidades necesarias para generar 300 GWh al año	180	180	213	152	206	615
Inversión Total (\$MM)	270	235	279	238	273	735
Costo Anual de Operación y Mantenición (\$MM)	11	11	13	11	12	33
Costo de Actualización cada 10 años (\$MM)	24	23	23	15	26	74
Costo de Energía Cent\$Kwh nominales	12,4	11,6	13,4	11,1	13,4	39,1
Costo de Energía cent\$Kwh reales	10,4	9,7	11,2	9,2	11,1	32,2

Fuente: Global Energy Partners USA (2005)

Ciclos de Funcionamiento de las Centrales Mareomotrices

Una central mareomotriz requiere contener el agua en un depósito durante la pleamar y soltarla durante la bajamar; al igual que en las centrales hidroeléctricas, el agua pasa a través de unas turbinas para generar Energía Eléctrica. Para llevar a cabo esto, la amplitud de la marea debe ser como mínimo de 5 m, por lo que sólo hay un número limitado de lugares en todo el mundo donde las condiciones de la marea son adecuadas para su explotación.

Para esto se conocen cuatro tipos de formas para su funcionamiento, llamado Ciclos de Funcionamiento, los que son;

1. Ciclos de Simple Efecto.
2. Ciclos de Doble Efecto.
3. Ciclos por Acumulación por Bombeo.
4. Ciclos Múltiples.

Las tres últimas formas de generación nombradas son más complejas y caras respecto al ciclo de Simple Efecto, esto producido por lo siguiente:

- Ciclos de Simple Efecto

Se dispone de un embalse único, siendo los modos operativos los siguientes:

- Generación durante el refluo de la marea; (bajamar). El llenado del embalse se efectúa con las compuertas abiertas y el vaciado con turbinación.
- Generación durante el flujo, (pleamar). El llenado del embalse se efectúa con turbinación y el vaciado con las compuertas abiertas. Es menos eficiente que el anterior; porque el embalse trabaja con niveles más bajos y la capacidad de almacenamiento es menor. En consecuencia generan sólo durante la bajamar, vaciándose el embalse, o sólo durante la pleamar, llenándose el embalse; estas operaciones requieren de una turbina hélice de flujo axial y alta velocidad específica.

Durante el vaciado del embalse se realiza lo siguiente:

- a) Cuando sube la marea se abren las compuertas y el embalse se llena.
- b) Cuando comienza a bajar la marea se cierran las compuertas y se espera un tiempo, del orden de 3 horas, para alcanzar una diferencia de nivel adecuada entre el mar y el embalse.
- c) A continuación, durante 5 o 6 horas, se hace pasar el agua por las turbinas generando energía eléctrica.

En los ciclos de simple efecto que funcionasen con vaciado del embalse sólo se generaría energía, casa día, durante dos períodos de unas 10 o 12 horas en total, que además se irían produciendo en horas diferente cada día.

- Ciclos de Doble Efecto:

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

Se pueden utilizar dos tipos de turbinas:

- a) Reversibles
- b) No reversible, con un sistema de canales y compuertas, es un procedimiento complejo y caro.

La energía utilizable es menor debido a que las diferencias de niveles entre el embalse y el mar son menores que en los ciclos de simple efecto, reduciéndose el rango de variación del nivel embalsado, y disminuyendo también el rendimiento al no ser posible optimizar las turbinas y el caudal, pero aún así el factor de utilización de la planta es mayor, lo que proporciona una 18% más de energía que en los casos de simple efecto. Los tiempos de funcionamiento son del orden de 6 a 7 horas por marea, lo que supone entre 12 y 14 horas diarias de generación de energía, con tiempos de espera entre 2 y 3 horas por marea.

- Ciclos de Acumulación por Bombeo

Generan energía con ambas mareas y disponen de algún tipo de almacenamiento por bombeo, lo que obliga a utilizar turbinas que sean capaces de funcionar no sólo como tales, sino también como bombas, cuando sean accionadas por los alternadores.

El nivel de generación y la flexibilidad operativa se mejoran, lo que proporciona una mayor eficiencia económica, es decir, permiten un aprovechamiento más racional pudiendo llegar al aumento en la generación al 10%. Las turbinas tienen un costo mayor, lo que sería necesario incluir un aumento de la inversión Inicial, cave destacar que a veces un equipo para el

arranque de la bomba, en algunas situaciones, como se ha comprobado en el Rance, no arrancarían por sí solas, lo que involucraría sistemas adicionales de arranque, con el concebido consumo de energía eléctrica bajando el rendimiento de la planta.

La experiencia confirma que es más económico y ambientalmente aceptable limitar la generación a la fase de refluo, bajamar, ya que la carrera de marea en el embalse estaría entonces dentro de la mitad superior de la que existía previamente.

- Ciclos Múltiples

Utilizarían varios embalses, con lo se podría generar energía de una forma más continua a lo largo del día, serían más caros, pues exigirían una obra civil muy costosa, que les ha hecho prácticamente inviables.

Central de la bahía de Fundy

Por ejemplos sobre la viabilidad económica a nivel mundial, y que ofrecen mejores resultados para el diseño y proyecto, de una Central Mareomotriz, es que se considera la Central de Ciclo de Simple Efecto la mas conveniente; Ej.:

La Central de la bahía de Fundy, ubicada en el río Annapolis, en la frontera (USA-Canadá); la amplitud máxima de la marea puede alcanzar 15 metros, la altura del dique es de 30,5 m y la longitud de 46,5 m.

El aprovechamiento se consigue con una turbina Straflo¹, en experimentación desde 1984, de 18 MW y consumo de 400 m³/seg, esta turbina es axial de 4 palas, e incorpora un alternador periférico de 144 polos, funcionado como turbina sólo en un sentido, tiene mayor rendimiento que la Bulbo y no está todavía desarrollada para funcionar como bomba, por problemas inherentes a la estanqueidad del alternador.

La innovación que introduce esta turbina axial con rodete Kaplan² consiste en que los polos magnéticos inductores del alternador no van instalados en la prolongación del eje de la turbina, sino fijos a la periferia de los álabes, en la periferia del canal de flujo, es decir, el rotor y el estator están encajados en un alojamiento anular que rodea al conducto por donde circula el agua, de forma que quedan fuera del paso rectilíneo del agua. Necesitan de una junta de estanqueidad anular entre el rotor y su alojamiento que asegura el aislamiento

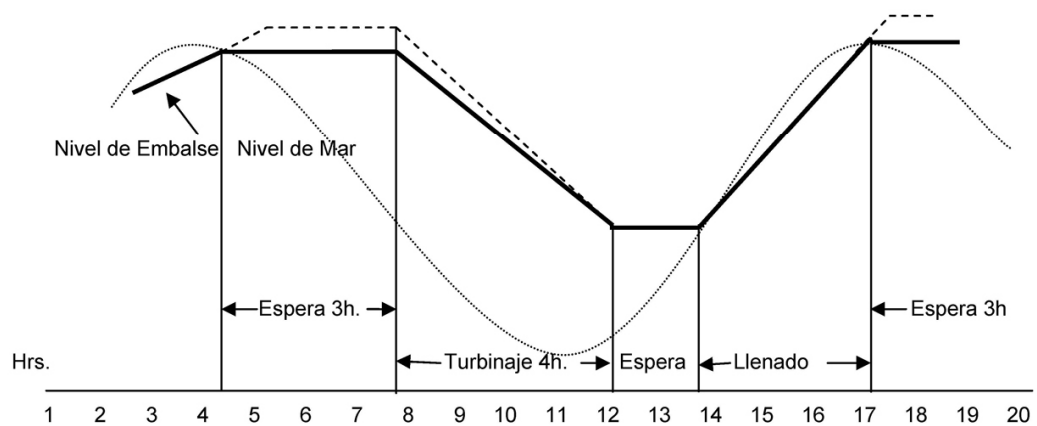
¹ La trayectoria de la partícula de fluido recorre líneas contenidas en superficies cilíndricas de revolución en torno al eje de la turbina.

² Rodete Kaplan, el interior del núcleo está lleno de aceite, a fin de producir la estanqueidad necesaria que evite el paso de agua.

de parte eléctrica del agua. De este modo se consigue una mejora en el rendimiento, ya que al no tener bulbo, éste no se interpone en el flujo del agua, sino que circunda el conducto. Su simplicidad permite reducir los costes de fabricación en un tercio respecto a las turbinas convencionales.

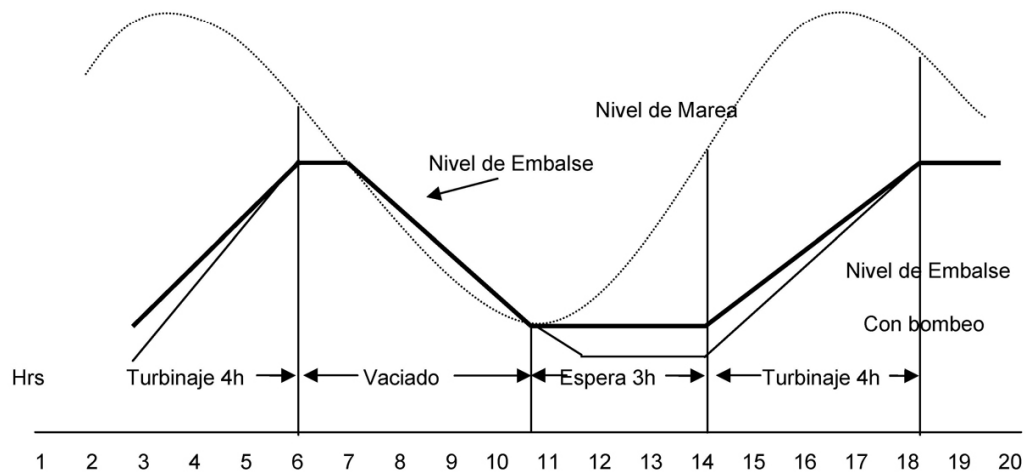
Si el turbinaje se realizase durante el llenado del embalse, los tiempos de generación serían menores, del orden de 4 a 5 hrs., con tiempos de espera de 3 hrs., en total funcionaría entre 8 a 10 hrs. Diarias

Ciclo Simple Efecto durante el llenado del Embalse



Fuente: Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética U. de Cantabria

Ciclo Simple Efecto durante el llenado del Embalse

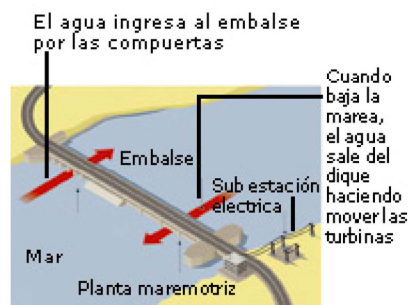


Fuente: Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética U. de Cantabria

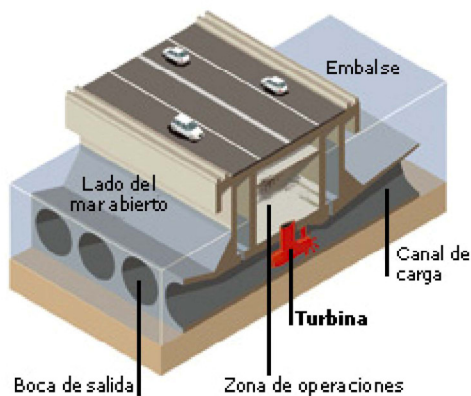
Funcionamiento Central Mareomotriz, Forma Esquemática



El lugar ideal para instalar un central mareomotriz es un estuario, una bahía estuario, donde el agua de mar penetra.



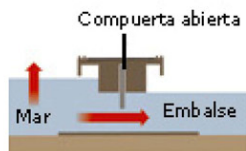
La construcción de una central mareomotriz es sólo posible en lugares con una diferencia de al menos 5 metros entre la marea alta y la baja.



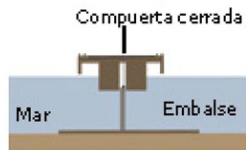
El agua, al pasar por el canal de carga hacia el mar, acciona la hélice de la turbina y ésta, al girar, mueve un generador que produce electricidad.

Cómo Funciona:

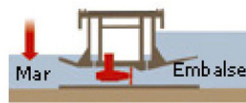
Existen diferentes tipos de instalaciones para convertir energía mareomotriz en energía eléctrica. El principio de conversión de energía consiste en el uso de una diferencia de niveles de agua oceánica a ambos lados de un dique que encierra un área oceánica. La diferencia de niveles causa una diferencia de presiones de agua dentro y fuera del dique, y bajo esta diferencia de presiones los chorros de agua que pasan a través del dique hacen rotar sistemas hidroturbinas-generadores produciendo de este modo energía eléctrica.



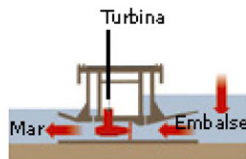
Cuando la marea sube, las compuertas del dique se abren y el agua ingresa en el embalse



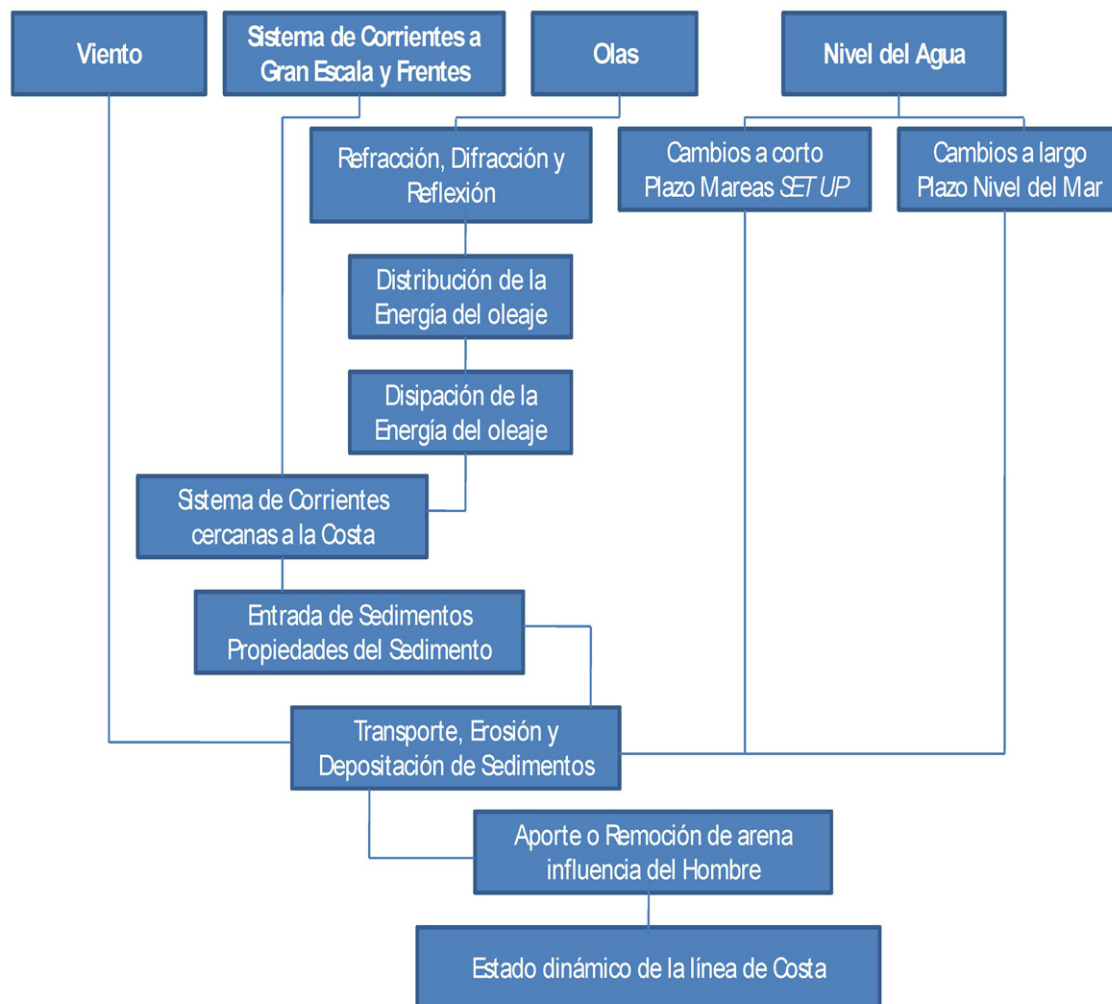
Al llegar el nivel del agua del embalse a su punto máximo se cierran las compuertas.



Durante la bajamar el nivel del mar descende por debajo del nivel del embalse.



Cuando la diferencia entre el nivel del embalse y del mar alcanza su máxima amplitud, se abren las compuertas dejando pasar el agua por las turbinas.

HIDRODINÁMICA COSTERA, FACTORES INVOLUCRADOS EN LOS PROCESOS COSTEROS

TRANSELEC LINEAS DE ALTA TENSION

LÍNEA DE TRANSMISIÓN : VALDIVIA - PTO. MONTT

CLAVE : D 108

SISTEMA DE TRANSMISIÓN : ARAUCANÍA

N° de Circuitos : 1

VOLTAJE : 1x220 KV Longitud : 215,01 km.

N° de Transmisiones : 2

Conductores : A.C.S.R. Grosbeak 636 MCM $\phi = 25,15$ mm. Sección = 374,7 mm² Po = 1,299 kg/m.

Cable de Tierra : Cable de acero galvanizado 3/8" E.H.S 7 hebras

LIMITE TERMICO DE CONDUCTORES

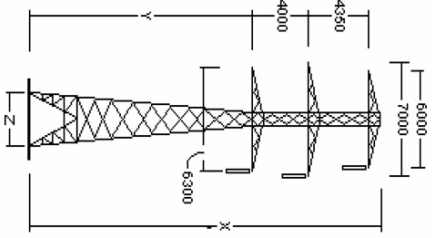
Tensión ruptura (kg)	Modulo elasticidad (kg/mm ²)	Coef. Dilatación (1° C)	Resistencia a 25°C. (ohm/km)	Coef var resist. (alta)	T. máx. operac. (°C.)	Capac. de transm. a 25°C.	Gráfico Circ. de cte.
11340	8000	0,0000191	0,092	0,004	50	192,8	XL - 269
BASES DE CALCULO :					Luz Media : 335,43 m.	Tensión Máx. :	

AISLADORES

Estructura de Suspensión : Cadena de 12 aisladores de Estructura de Anclaje : Cadena de 13 aisladores de disco B&S 10"x5 3/4" ,

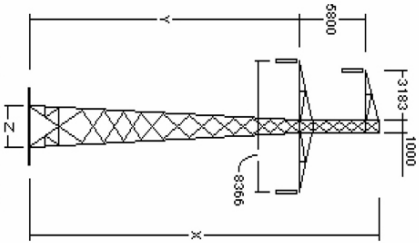
Observaciones :

DISPOSICIONES



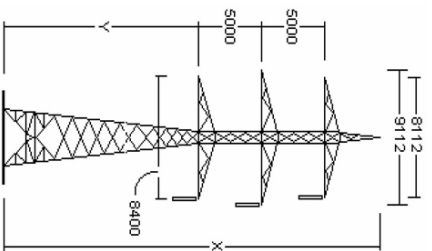
Tipo 15 AD
Pl. Tl. - 141 - 6L 1

Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)	(69)
15AD - 3	24,26	15,00	3,300		(69)
15AD ± 0	27,26	18,00	3,767		(79)
15AD + 3	30,26	21,00	4,235		(85)



Tipo 22 A1.1
Pl. Tl. - 402 - 1L 1

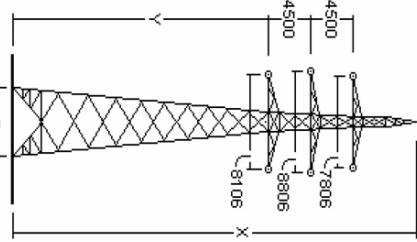
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)	(83)
22 A1.1-3	22,48	16,58	2,46		(83)
22 A1.1±0	25,48	19,58	2,73		(91)
22 A1.1+3	28,58	22,58	3,00		(89)



Tipo 15 BD
Pl. Tl. - 141 - 7L 1

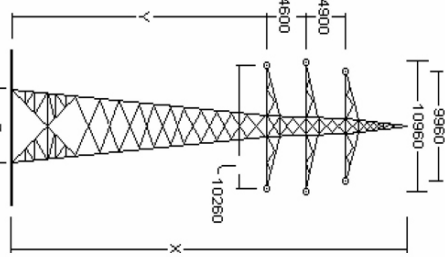
Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)	(22)
15BD - 3	29,475	15,00	3,882		(22)
15BD ± 0	32,475	18,00	4,414		(16)
15BD + 3	35,475	21,00	4,946		(18)

Continuación Anexo N°14



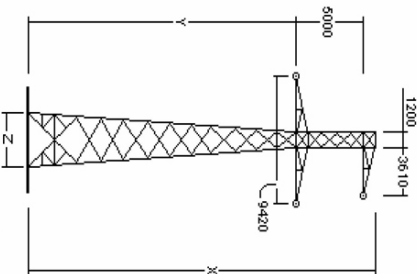
Tipo 15CD
Pl. D 108 - 20J - 7

Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)	Z(m)
15CD ± 0	33,34	17,70	5,536		(26)
15CD + 3	36,34	20,70	6,170		(7)



Tipo 15 DD
Pl. D 108 - 20J - 10

Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)	Z(m)
15DD ± 0	35,886	17,76	6,444		(16)
15DD + 3	38,886	20,76	7,128		(2)



Tipo 22 A 30.1
Pl. IJ - 402 - 3L 1

Tipo	Cota	X(m)	Y(m)	Z(m)	Z(m)
22A30.1-3	22,50	16,50	3,241		(15)
22A30.1+0	25,50	19,50	3,620		(3)
22A30.1+3	28,50	22,50	4,000		(7)

DEPARTAMENTO SOPORTE TÉCNICO

UNIDAD LÍNEAS

Proy.: jaa Aprob.: JAU
Dib.: jaa Fecha : Dic.-2000

LÍNEA DE TRANSMISIÓN : VALDIVIA - PTO. MONTT

DISPOSICIONES

CLAVE : D 108

DEPARTAMENTO SOPORTE TÉCNICO

UNIDAD LÍNEAS

Proy.: jaa Aprob.: JAU
Dib.: jaa Fecha : Dic.-2000

Criterio Constructivo para la Central Mareomotriz

Respecto a la forma de funcionamiento y construcción de las plantas, actualmente se aceptan ciertas premisas:

- Se asume el sistema de embalse único y simple efecto (generación en un solo sentido) como el más apropiado desde el punto de vista económico.
- Para el diseño constructivo, se adopta en la mayor parte de la obra el uso de cajones prefabricados de concreto (caissons¹), incluso en reemplazo de los diques complementarios de relleno
o puede ser una barrera de rocas, hermética (impermeable) para esto se considera una pared central de concreto, dependiendo de la posibilidad de cantera.
- La importancia de la organización constructiva se hace evidente en la necesidad de reducir el tiempo de cierre y aceleración del instante de puesta en marcha. Para ello, se cree conveniente colocar las turbomáquinas con posterioridad al cierre de la obra por tratarse de instalaciones delicadas y trabajar en zonas secas.
- Las turbinas Bulbo y Strafflo se usan indistintamente para los estudios comparativos de costos, aunque este último tipo reduce en un 20% el peso muerto (hormigón y material de relleno) de la obra civil. En caso de utilizar cualquiera de los métodos de construcción, hay que considerar los siguientes factores que influyen en la estructura que se utilizará para el embalse;
 - Reducción de la altura y el peralte del oleaje frente a la estructura, lo que para oleajes extremos puede redundar en una mitigación de las socavaciones a pie de dique.
 - Reducción del rebase del oleaje.

¹ Caissons elementos estructurales que presentan una sección transversal considerable y que se encargan de transmitir la carga de una sola columna a un estrato que sea capaz de soportarla. La relación entre la profundidad de la cimentación y el ancho de la pila es generalmente mayor que cuatro.

Como se mencionó anteriormente, el estudio, ha de consistir en la evaluación funcional y estructural del dique, en lo que respecta a la disipación de la energía incidente del oleaje, y a la determinación de las fuerzas sobre la obra.

Para ello, en primer lugar, se debe realizar un “estudio hidrodinámico”, analizando el fenómeno de la reflexión del oleaje y en segundo, un “estudio de esfuerzos”, midiendo las fuerzas del oleaje significativo por la posible presencia de celdas abiertas (en caso de utilizar este tipo de cajón), y los esfuerzos horizontales sobre el dique.

-Característica Oceanográfico-costero y Condiciones Constructivas a considerar en el estudio:

- Característica Oceanográfico-costero

Batimetría - Borde Costero – Marea - Patrón de Corrientes Marinas - Régimen de Viento - Clima de Oleaje - Estudio de Concesiones Marítimas.

- Condiciones Constructivas de O.O. C.C.

Estudio Geológico suelo Marino - Diseño Estructural - Criterios de Diseño Explotación de la cantera - Consideraciones para el Dragado – Balizamiento.

Estudio de Impacto Ambiental

Para el estudio de impacto ambiental se deben analizar las siguientes etapas:

- Diagnóstico de la situación actual: Descripción del entorno, situación ambiental actual.
- Determinación del escenario tendencial: Identificación de la situación ambiental "sin proyecto".
- Análisis del proyecto: Identificación de las acciones del proyecto con implicancia ambiental.
- Evaluación de los impactos: identificación y categorización de los impactos
- Medida de mitigación: identificación de las medidas necesarias para minimizar impactos negativos y maximizar positivos.
- Plan de Gestión Ambiental: Planes, mecanismos y programas que garanticen el seguimiento durante toda la ejecución del proyecto.

Desarrollo de las Etapas del Estudio del Impacto Ambiental:

- Diagnóstico de la situación actual

La situación ambiental actual, es de una ciudad en franco crecimiento demográfico, a causa del crecimiento vegetativo y la venida de familias del continente por la reactivación económica de la zona, en especial por la piscicultura.

- Determinación del escenario tendencial

El asentamientos de familias venidas del norte, a producido una demanda energética, por sobre lo estimado, para citar un ejemplo, los 558 centros de cultivo de salmón operativos en la zona de Castro ("El Diario de Aysén" Fecha de Publicación: 2008-01-09)

- Análisis del Proyecto

Se propician ventajas y desventajas con implicancia ambiental, lo que debe ser resuelto por un equipo multidisciplinario especialista en el tema.

- Ventajas de esta generación eléctrica:

- _Energía limpia y ecológica
- _Energía renovable
- _Energía (económica) en el transcurso del tiempo
- _Recurso gratis y abundante

_Reemplazo del modo contaminante de generación actual

_Abaratamiento del costo de Kw. /h a largo plazo.

_Disponible las 24 hs. y los 365 días del año

_No produce concentración poblacional

- Desventaja de la mareomotriz:

_Impacto visual:

_alta inversión inicial

_La modificación puntual del ecosistema

_Perturbación del libre tránsito de la fauna marina

➤ Evaluación de los impactos

- Ecosistema:

El impacto sobre los factores abióticos (agua, mareas, suelo) serán mínimos, y sobre los factores bióticos en lo que se refiere a plantas, como ser las algas, no existe el peligro de extinción de ninguna especie ya que la misma se repite a lo largo del fiordo, en cuanto a las aves, también será un impacto tenue y transitorio, la fauna es lo más afectado en estos casos, por este tipo de construcciones en vista de la instalación de las turbinas y un paredón contenedor de aguas, con una compuerta y el paso forzado por las turbinas (paletas giratorias concéntricas) siendo un paso obligado por la central mareomotriz de especies.

- Desarrollo sustentable:

Cumple con las tres premisas básicas en cuanto a lo Económico, Social y Ambiental, responde a las necesidades actuales sin comprometer las futuras.

➤ Medidas de mitigación:

Medidas necesarias para mitigar el impacto negativo sobre las truchas y otras especies similares que habitan y transitan las aguas del río grande y tienen su paso obligado por la central mareomotriz.

➤ Plan de gerenciamiento Ambiental:

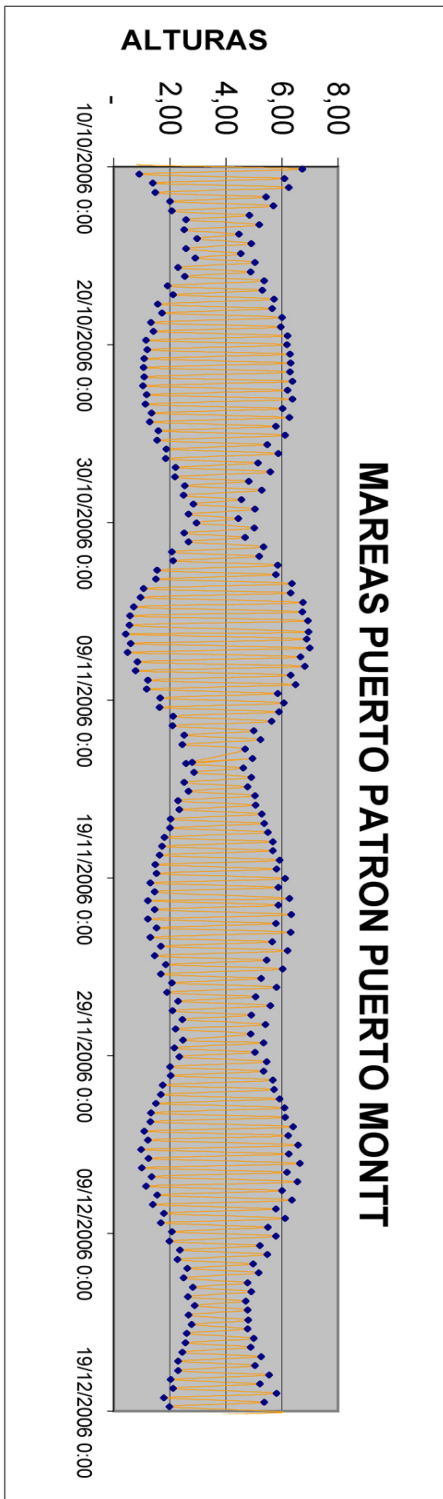
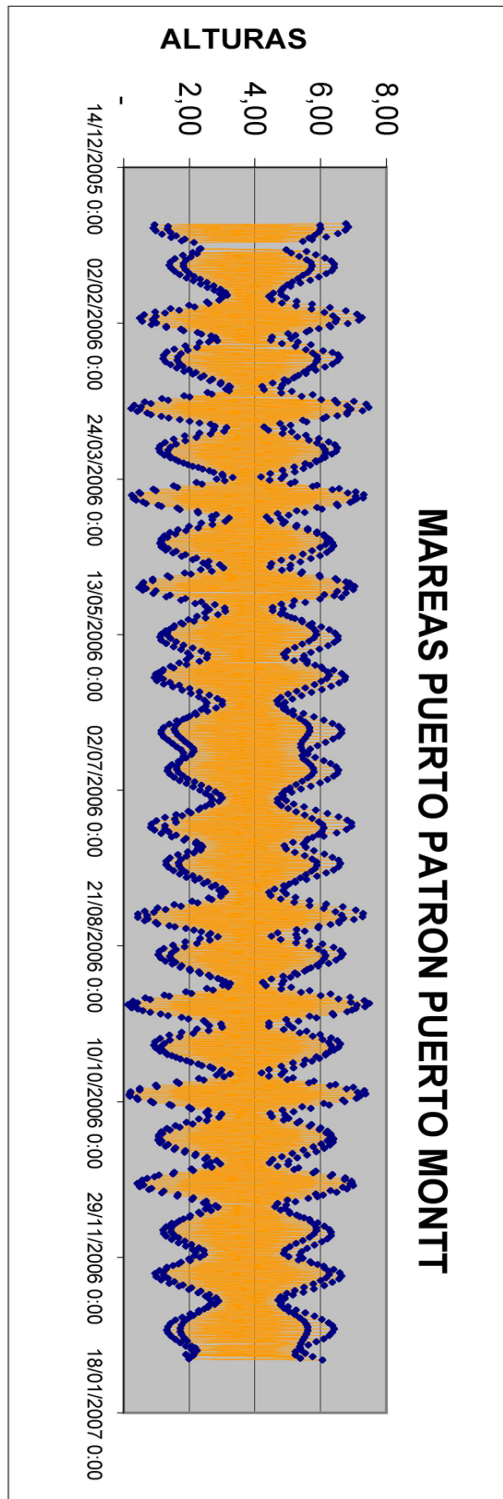
Se elabora un programa de seguimiento de las especies para evaluar el impacto por el cambio de su hábitat, lo que se puede hacer por medio de un muestreo anual, para verificar si se han producido cambios importantes.

ALTURA DE MAREAS PUERTO PATRON

FECHA	h	P.MONITT		CASTRO	
		PM	BM	PM	BM
01/01/2006 2:02	6,77	6,77		6,05	
01/01/2006 8:34	0,94	-	0,94		0,64
01/01/2006 14:39	5,98	5,98	-	5,26	
01/01/2006 20:37	1,35	-	1,35		1,05
02/01/2006 2:50	6,83	6,83	-	6,11	
02/01/2006 9:21	0,89	-	0,89		0,59
02/01/2006 15:26	6,00	6,00	-	5,28	
02/01/2006 21:25	1,33	-	1,33		1,03
03/01/2006 3:39	6,75	6,75	-	6,03	
03/01/2006 10:09	0,97	-	0,97		0,67
03/01/2006 16:13	5,94	5,94	-	5,22	
03/01/2006 22:15	1,42	-	1,42		1,12
04/01/2006 4:27	6,52	6,52	-	5,80	
04/01/2006 10:56	1,16	-	1,16		0,86
04/01/2006 17:02	5,80	5,80	-	5,08	
04/01/2006 23:05	1,60	-	1,60		1,30
05/01/2006 5:17	6,16	6,16	-	5,44	
05/01/2006 11:44	1,44	-	1,44		1,14
05/01/2006 17:54	5,63	5,63	-	4,91	
06/01/2006 0:00	1,86	-	1,86		1,56
06/01/2006 6:12	5,74	5,74	-	5,02	
06/01/2006 12:37	1,77	-	1,77		1,47
06/01/2006 18:53	5,46	5,46	-	4,74	
07/01/2006 1:05	2,14	-	2,14		1,84

PLEAMAR = PM Dz pleamar = -0,72
 BAJAMAR = BM Dz bajamar = -0,30
 Altura en metros = h

Horas		Diferencias		Alturas	
Puerto Patrón	Puerto Montt	Puerto Patrón	Puerto Montt	Puerto Patrón	Puerto Montt
h. m.	h. m.	h. m.	h. m.	m.	m.
2 02	+ 0,03	2 05	-0,72	6,77	6,05
8 34	+ 0,03	8 37	-0,30	0,94	0,64
14 39	+ 0,03	14 42	-0,72	5,98	5,26
20 37	+ 0,03	20 40	-0,30	1,35	1,05



Fuente: Confeción propia

Datos para cálculo de mareas Castro - CHILOÉ

Dz pleamar -0,72
Dz bajamar -0,30

	Fecha	Altura	Castro		Pleamar		Suma pleamar		Bajamar		Suma bajamar	
			Pleamar	Bajamar	más alta	más alta	más baja	más baja				
1	01/01/2006 2:02	6,05	6,05		6,05	4,05					-0,11	
2	01/01/2006 8:34	0,64		0,64	4,06		1,05				-0,1	
3	01/01/2006 14:39	5,26	5,26		FALSO	4,06					-0,01	
4	01/01/2006 20:37	1,05		1,05	4,07		FALSO				0	
5	02/01/2006 2:50	6,11	6,11		6,11	4,07					0	
6	02/01/2006 9:21	0,59		0,59	4,07		1,03				0,07	
7	02/01/2006 15:26	5,28	5,28		FALSO	4,08					0,09	
8	02/01/2006 21:25	1,03		1,03	4,09		FALSO				0,12	
9	03/01/2006 3:39	6,03	6,03		6,03	4,09					0,13	
10	03/01/2006 10:09	0,67		0,67	4,09		1,12				0,14	
11	03/01/2006 16:13	5,22	5,22		FALSO	4,09					0,18	
12	03/01/2006 22:15	1,12		1,12	4,11		FALSO				0,19	
13	04/01/2006 4:27	5,80	5,80		5,8	4,13					0,21	
14	04/01/2006 10:56	0,86		0,86	4,13		1,30				0,23	
15	04/01/2006 17:02	5,08	5,08		FALSO	4,14					0,28	
16	04/01/2006 23:05	1,30		1,30	4,14		FALSO				0,29	
17	05/01/2006 5:17	5,44	5,44		5,44	4,15					0,3	
18	05/01/2006 11:44	1,14		1,14	4,15		1,56				0,37	
19	05/01/2006 17:54	4,91	4,91		FALSO	4,17					0,37	
20	06/01/2006 0:00	1,56		1,56	4,17		FALSO				0,41	
21	06/01/2006 6:12	5,02	5,02		5,02	4,18					0,42	
22	06/01/2006 12:37	1,47		1,47	4,18		1,84				0,44	
23	06/01/2006 18:53	4,74	4,74		4,74	4,19					0,51	
24	07/01/2006 1:05	1,84		1,84	4,19		FALSO				0,51	
25	07/01/2006 7:16	4,59	4,59		FALSO	4,19					0,52	
26	07/01/2006 13:39	1,80		1,80	4,19		2,04				0,52	
27	07/01/2006 20:02	4,64	4,64		4,64	4,19					0,53	

ANEXO 18 (Continuación)

Continuación Anexo N° 18

	Fecha	Altura	Castro		Pleamar más alta		Suma pleamar más alta		Bajamar más baja		Suma bajamar más baja	
			Pleamar	Bajamar	Pleamar más alta	Bajamar más baja	Suma pleamar más alta	Bajamar más baja	Suma bajamar más baja			
28	08/01/2006 2:24	2,04		2,04			4,22		FALSO		0,54	
29	08/01/2006 8:35	4,28	4,28		FALSO		4,22				0,58	
30	08/01/2006 14:52	2,01		2,01			4,23		2,01		0,58	
31	08/01/2006 21:18	4,67	4,67		4,67		4,23				0,6	
32	09/01/2006 3:52	2,01		2,01			4,28		2,05		0,61	
33	09/01/2006 10:01	4,22	4,22		FALSO		4,29				0,67	
34	09/01/2006 2:00	2,05		2,05			4,29		FALSO		0,67	
35	09/01/2006 22:31	4,85	4,85		4,85		4,3				0,68	
36	10/01/2006 5:08	1,79		1,79			4,3		1,93		0,68	
37	10/01/2006 11:16	4,37	4,37		FALSO		4,31				0,69	
38	10/01/2006 17:16	1,93		1,93			4,31		FALSO		0,71	
39	10/01/2006 23:33	5,13	5,13		5,13		4,32				0,73	
40	11/01/2006 6:08	1,50		1,50			4,34		1,75		0,75	
41	11/01/2006 12:14	4,62	4,62		4,62		4,35		FALSO		0,77	
42	11/01/2006 18:10	1,75		1,75			4,36		FALSO		0,78	

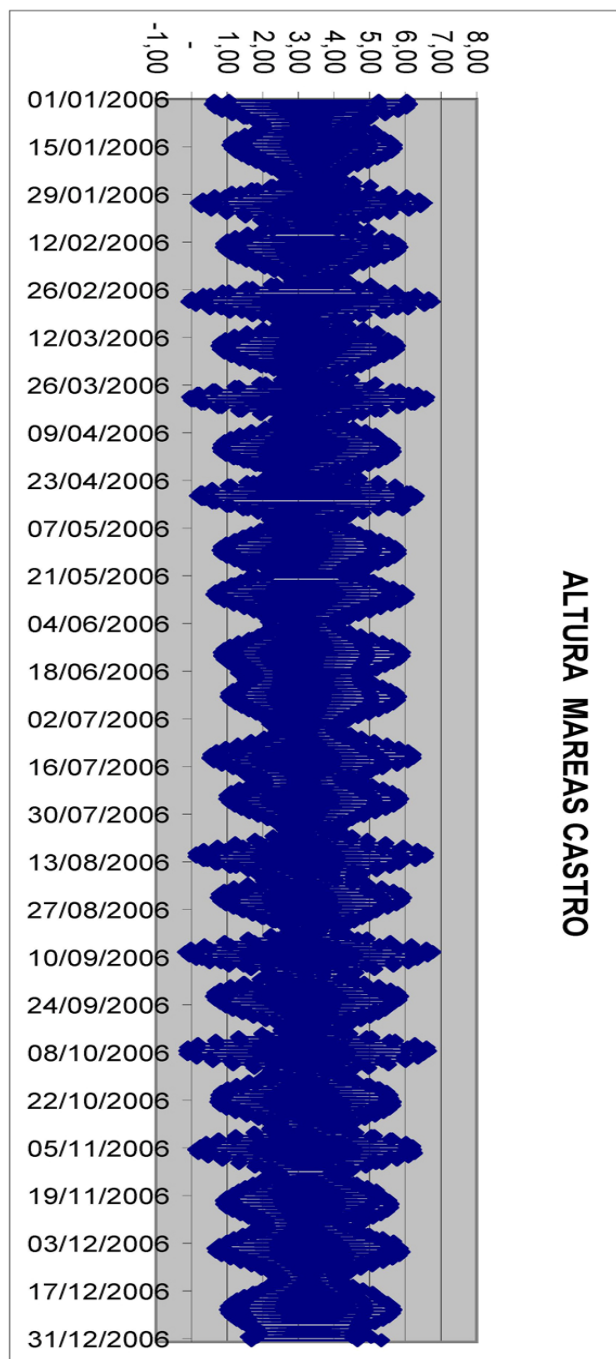
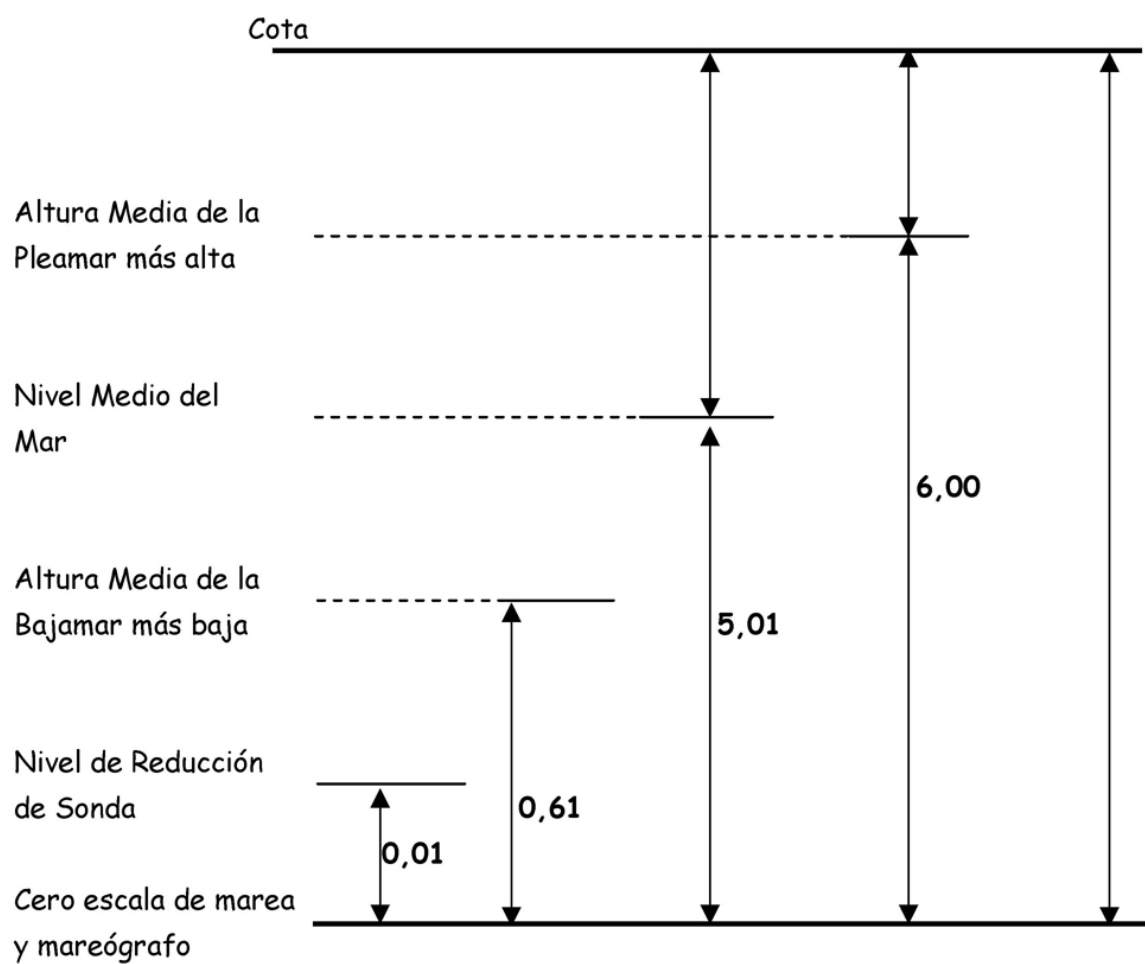


Gráfico de Altura de mareas Castro - CHILLOE

Ejemplo de recopilación de datos para cálculos de mareas Castro - CHILOE

ENERO				FEBRERO				MARZO						
DIA	HORA		h	DIA	HORA		h	DIA	HORA		h			
1	01/01/2006	2:02	01/01/2006 2:02	6,77	1	01/02/2006	3:26	01/02/2006 3:26	7,15	1	01/03/2006	2:27	01/03/2006 2:27	7,46
	01/01/2006	8:34	01/01/2006 8:34	0,94		01/02/2006	9:50	01/02/2006 9:50	0,57		01/03/2006	8:47	01/03/2006 8:47	0,23
	01/01/2006	14:39	01/01/2006 14:39	5,98		01/02/2006	15:55	01/02/2006 15:55	6,45		01/03/2006	14:51	01/03/2006 14:51	6,92
	01/01/2006	20:37	01/01/2006 20:37	1,35		01/02/2006	21:59	01/02/2006 21:59	0,99		01/03/2006	20:58	01/03/2006 20:58	0,49
2	02/01/2006	2:50	02/01/2006 2:50	6,83	2	02/02/2006	4:07	02/02/2006 4:07	6,82	2	02/03/2006	3:05	02/03/2006 3:05	7,26
	02/01/2006	9:21	02/01/2006 9:21	0,89		02/02/2006	10:29	02/02/2006 10:29	0,85		02/03/2006	9:23	02/03/2006 9:23	0,42
	02/01/2006	15:26	02/01/2006 15:26	6,00		02/02/2006	16:36	02/02/2006 16:36	6,26		02/03/2006	15:28	02/03/2006 15:28	6,80
	02/01/2006	21:25	02/01/2006 21:25	1,33		02/02/2006	22:43	02/02/2006 22:43	1,29		02/03/2006	21:38	02/03/2006 21:38	0,71
3	03/01/2006	3:39	03/01/2006 3:39	6,75	3	03/02/2006	4:49	03/02/2006 4:49	6,30	3	03/03/2006	3:43	03/03/2006 3:43	6,80
	03/01/2006	10:09	03/01/2006 10:09	0,97		03/02/2006	11:09	03/02/2006 11:09	1,29		03/03/2006	9:58	03/03/2006 9:58	0,82
	03/01/2006	16:13	03/01/2006 16:13	5,94		03/02/2006	17:19	03/02/2006 17:19	5,94		03/03/2006	16:05	03/03/2006 16:05	6,50
	03/01/2006	22:15	03/01/2006 22:15	1,42		03/02/2006	23:30	03/02/2006 23:30	1,74		03/03/2006	22:18	03/03/2006 22:18	1,14
4	04/01/2006	4:27	04/01/2006 4:27	6,52	4	04/02/2006	5:35	04/02/2006 5:35	5,66	4	04/03/2006	4:22	04/03/2006 4:22	6,16
	04/01/2006	10:56	04/01/2006 10:56	1,16		04/02/2006	11:52	04/02/2006 11:52	1,82		04/03/2006	10:34	04/03/2006 10:34	1,37
	04/01/2006	17:02	04/01/2006 17:02	5,80		04/02/2006	18:11	04/02/2006 18:11	5,57		04/03/2006	16:45	04/03/2006 16:45	6,07
	04/01/2006	23:05	04/01/2006 23:05	1,60	5	05/02/2006	0:01:00	05/02/2006 0:01	2,25		04/03/2006	23:02	04/03/2006 23:02	1,71
5	05/01/2006	5:17	05/01/2006 5:17	6,16		05/02/2006	6:32	05/02/2006 6:32	5,01	5	05/03/2006	5:04	05/03/2006 5:04	5,45
	05/01/2006	11:44	05/01/2006 11:44	1,44		05/02/2006	12:47	05/02/2006 12:47	2,37		05/03/2006	11:13	05/03/2006 11:13	2,01
	05/01/2006	17:54	05/01/2006 17:54	5,63		05/02/2006	19:19	05/02/2006 19:19	5,23		05/03/2006	17:31	05/03/2006 17:31	5,56
6	06/01/2006	0:00	06/01/2006 0:00	1,86	6	06/02/2006	1:52	06/02/2006 1:52	2,66		05/03/2006	23:56	05/03/2006 23:56	2,31
	06/01/2006	6:12	06/01/2006 6:12	5,74		06/02/2006	8:02	06/02/2006 8:02	4,51	6	06/03/2006	6:01	06/03/2006 6:01	4,76
	06/01/2006	12:37	06/01/2006 12:37	1,77		06/02/2006	14:11	06/02/2006 14:11	2,80		06/03/2006	12:04	06/03/2006 12:04	2,65
	06/01/2006	18:53	06/01/2006 18:53	5,46		06/02/2006	20:53	06/02/2006 20:53	5,10		06/03/2006	18:39	06/03/2006 18:39	5,08
7	07/01/2006	1:05	07/01/2006 1:05	2,14	7	07/02/2006	3:52	07/02/2006 3:52	2,68	7	07/03/2006	1:26	07/03/2006 1:26	2,78
	07/01/2006	7:16	07/01/2006 7:16	5,31		07/02/2006	10:05	07/02/2006 10:05	4,47		07/03/2006	7:44	07/03/2006 7:44	4,28
	07/01/2006	13:39	07/01/2006 13:39	2,10		07/02/2006	16:01	07/02/2006 16:01	2,85		07/03/2006	13:41	07/03/2006 13:41	3,12
	07/01/2006	20:02	07/01/2006 20:02	5,36		07/02/2006	22:29	07/02/2006 22:29	5,30		07/03/2006	20:29	07/03/2006 20:29	4,87

Esquema de los planos de marea



Resultados cálculo de mareas

Dz pleamar	-0,72
Dz bajamar	-0,30
N° Pleamares = 706	
N° Bajamares = 705	
Suma de las pleamares = 3.537	
Suma de las bajamares = 1.063	

1) Nivel Medio del Mar

Nivel Medio del Mar = Suma de las pleamares / N° de pleamares = $(3.537 / 705) = 5,02$ mts.

2) Nivel Medio de la Marea**N.M.M.**

Suma total de bajamares y pleamares = 4.600

Total de ocurrencias = 1.411

Nivel Medio de la Marea = $(4.600 / 1.411) = 3,26$ mts. Sobre cero instrumental

3) Altura Media de la Pleamar**A.M.P.**

Altura media de Pleamar = Suma de las pleamares / N° de pleamares = $(3.537 / 706) = 5,01$ mts

4) Altura Media de la Pleamar más Alta**A.M.P.A.**

Suma de las pleamar más alta = 161,98

N° de pleamar más alta = 27

Altura Media de la Pleamar más Alta = Suma de las pleamar más alta / N° de pleamar más alta = $(161,98 / 27) = 6,0$ mts.

5) Altura Media de la Bajamar

A.M.B.

Nº de ocurrencias = 705

Altura media de Bajamar = Suma de las bajamares / Nº de ocurrencia = $(1.063 / 705) = 1,51$ mts.

6) Altura Media de la Bajamar más baja

A.M.P.B.

Suma de las bajamar más baja = 15,13

Nº de bajamar más baja = 25

Altura Media de la Bajamar más baja = Suma de las bajamar más baja / Nº de bajamar más baja = $(15,13 / 25) = 0,61$ mts.

7) Nivel de Reducción de Sonda

N.R.S.

Mayor bajamar = **0,01 mts.**

8) Rango Medio de la Marea

Altura media de Pleamar = 5,01 mts.

Altura Media de la Bajamar = 1,51 mts.

Rango Medio de la Marea = Altura media de pleamar - Altura media de la bajamar = $5,01 - 1,51 = 3,5$ mts.

9) Rango de la Marea en Sicigias

Suma de las pleamar más alta = 161,98

Nº de ocurrencias = 27

Rango de la Marea en Sicigias = Suma de las pleamar más alta / Nº de ocurrencia = $(161,98 / 27) = 6,00$ mts.

10) Desigualdad Media Diurna

Altura Media de la Pleamar más Alta = 6,00 mts.

Altura Media de la Pleamar = 5,01 mts.

Desigualdad media diurna de la pleamar = Altura media de la pleamar más Alta - Altura media de la pleamar = $(6 - 5,01) = 0,99$ mts.

Altura Media de la Bajamar = 1,51 mts

Altura Media de la Bajamar más baja = 0,61 mts.

Desigualdad media diurna de la bajamar = Altura media de la bajamar - Altura media de la bajamar más baja = $(1,51 - 0,61) = 0,90$ mts.

Criterio para sicigias

FECHA	ALTURA	100	Alturas Max. por gráfico	Alturas Min. por gráfico	
08/09/2006 13:50	6,76	01-ene	6,11	03-ene	0,67
01/03/2006 2:27	6,74	15-ene	5,69	16-ene	1,25
28/02/2006 1:47	6,66	29-ene	6,53	01-feb	0,27
07/10/2006 13:27	6,64	14-feb	5,79	11-feb	1,01
09/09/2006 14:30	6,63	01-mar	6,74	02-mar	0,12
07/09/2006 13:09	6,60	15-mar	5,75	14-mar	0,77
06/10/2006 12:47	6,60	29-mar	6,59	30-mar	0,16
29/03/2006 1:24	6,59	14-abr	5,66	14-abr	0,84
30/03/2006 2:03	6,56	27-abr	6,31	27-abr	0,17
10/08/2006 14:10	6,56	14-may	5,8	14-may	0,85
11/08/2006 14:52	6,55	27-may	6,00	26-may	0,63
02/03/2006 3:05	6,54	14-jun	5,82	13-jun	0,85
31/01/2006 2:44	6,53	24-jun	5,74	25-jun	1,03
08/10/2006 1:47	6,50	13-jul	6,22	13-jul	0,52
01/02/2006 3:26	6,43	25-jul	5,87	25-jul	0,99
08/10/2006 14:07	6,41	10-ago	6,56	11-ago	0,13
07/10/2006 1:09	6,40	23-ago	5,95	24-ago	0,82
30/01/2006 2:00	6,39	08-sep	6,76	08-sep	-0,17
09/09/2006 2:14	6,38	22-sep	5,82	22-sep	0,68
30/03/2006 14:23	6,37	08-oct	6,50	07-oct	-0,13
09/10/2006 2:25	6,36	24-oct	5,55	22-oct	0,87
29/03/2006 13:46	6,35	06-nov	6,26	06-nov	0,19
09/08/2006 13:26	6,35	23-nov	5,48	20-nov	0,9
28/03/2006 4:04	6,34	06-dic	5,83	03-dic	0,66
10/09/2006 2:52	6,34	22-dic	5,68	23-dic	1,05
27/04/2006 13:17	6,31	23-dic	5,64		15,13
27/02/2006 1:05	6,29	31-dic	5,33		
12/08/2006 15:33	6,29		161,98		
05/10/2006 12:04	6,27				
31/03/2006 2:41	6,26				
28/04/2006 13:55	6,26				
06/11/2006 1:25	6,26				
10/09/2006 15:10	6,23				
05/11/2006 4:03	6,23				
12/07/2006 14:22	6,22				
13/07/2006 15:08	6,22				
04/11/2006 12:24	6,21				
01/03/2006 14:51	6,20				
08/09/2006 1:36	6,20				
06/09/2006 12:26	6,18				
31/03/2006 14:59	6,17				
05/11/2006 13:08	6,17				
27/04/2006 0:58	6,16				

