



# **PROYECTO GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA LOCALIDAD DE COCHAMÓ**

## **Parte II**

**PLAN DE NEGOCIOS PARA OPTAR AL GRADO DE  
MAGÍSTER EN ADMINISTRACIÓN**

**Alumno: Ulises Malebrán  
Profesor Guía: Rodrigo Fuentes**

**Santiago, Noviembre 2018**

## Tabla de Contenido

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 1.    | <i>Ubicación del proyecto</i>   | 5  |
| 2.    | <i>Oportunidad de Negocio</i>   | 6  |
| 3.    | <i>Análisis de la industria, Competidores y Clientes</i>  | 7  |
| 4.    | <i>Descripción de la Empresa y Propuesta de Valor</i>   | 8  |
| 5.    | <i>Plan de Marketing</i>  | 9  |
| 6.    | <i>Plan de operaciones</i>  | 10 |
| 6.1.  | <i>Estrategia, alcance y tamaño de las operaciones</i>  | 10 |
| 6.2.  | <i>Flujo de operaciones</i>   | 13 |
| 6.3.  | <i>Plan de desarrollo e implementación</i>  | 14 |
| 6.4.  | <i>Obtención de prioridad de inicio de construcción</i>   | 15 |
| 6.5.  | <i>Dotación</i>   | 17 |
| 7.    | <i>Equipo del proyecto</i>  | 18 |
| 7.1.  | <i>Equipo gestor</i>  | 18 |
| 7.2.  | <i>Consultores</i>  | 18 |
| 7.3.  | <i>Estructura organizacional</i>  | 20 |
| 7.4.  | <i>Incentivos y compensaciones</i>  | 21 |
| 8.    | <i>Plan Financiero</i>  | 22 |
| 8.1.  | <i>Supuestos</i>  | 22 |
| 8.2.  | <i>Estado de Resultado</i>  | 23 |
| 8.3.  | <i>Flujo de Caja</i>  | 23 |
| 8.4.  | <i>Tasa de Descuento</i>  | 25 |
| 8.5.  | <i>Cálculo Capital de Trabajo</i>   | 25 |
| 8.6.  | <i>Carta Gantt del proyecto</i>   | 26 |
| 8.7.  | <i>Presupuesto de inversión y operación</i>   | 27 |
| 8.8.  | <i>VAN, TIR y Payback</i>   | 27 |
| 9.    | <i>Riesgos críticos</i>   | 30 |
| 10.   | <i>Propuesta al Inversionista</i>   | 32 |
| 11.   | <i>Conclusiones</i>   | 33 |
| 12.   | <i>Anexos</i>   | 34 |
| 12.1. | <i>Anexo 1. Estudio de Expansión Óptima de Cochamó</i>  | 34 |
| 12.2. | <i>Anexo 2. Derecho de Agua</i>   | 35 |
| 12.3. | <i>Anexo 3. Pertinencia Medio Ambiental</i>   | 36 |
| 12.4. | <i>Anexo 4. Solicitud de información para incorporar al estudio de expansión óptima del SSMM de Cochamó</i> | 37 |
| 12.5. | <i>Anexo 5. Calculo Van Social y Ambiental.</i>   | 38 |

## Índice de Tablas

|  |           |
|--|-----------|
| <i>Tabla 1. Ubicación Derecho de Agua. Fuente: Elaboración Propia.....</i>                       | <i>12</i> |
| <i>Tabla 2. Derecho de Agua utilizables. Fuente: DGA.....</i>                                    | <i>12</i> |
| <i>Tabla 3. Resultados Estadísticos de Producción Esperada. Fuente: Estudio de Caudales.....</i> | <i>12</i> |
| <i>Tabla 4. Parámetros Mini Central Hidroeléctrica. Fuente: Elaboración Propia.....</i>          | <i>13</i> |
| <i>Tabla 5. Resultados Expansión Óptima en Cochamó. Fuente: Systep - CNE.....</i>                | <i>17</i> |
| <i>Tabla 6. Estado de Resultado. Fuente: Elaboración Propia.....</i>                             | <i>23</i> |
| <i>Tabla 7. Flujo de Caja. Fuente Elaboración Propia.....</i>                                    | <i>23</i> |
| <i>Tabla 8. Cálculo Capital de Trabajo. Fuente: Elaboración Propia.....</i>                      | <i>25</i> |
| <i>Tabla 9. Carta Gantt del proyecto. Fuente: Elaboración Propia.....</i>                        | <i>26</i> |
| <i>Tabla 10. Presupuesto del Proyecto. Fuente: Elaboración Propia.....</i>                       | <i>27</i> |
| <i>Tabla 11. Métricas Financieras. Fuente: Elaboración Propia.....</i>                           | <i>27</i> |

## Índice de Figuras

|  |           |
|--|-----------|
| <i>Figura 1. Ubicación del Proyecto. Fuente: Elaboración Propia.....</i>                         | <i>5</i>  |
| <i>Figura 2. Sistemas Eléctricos que operan en Chile. Fuente: Elaboración Propia.....</i>        | <i>10</i> |
| <i>Figura 3. Costos de inversión y operación por tipo de tecnología. Fuente: DIE UChile.....</i> | <i>11</i> |
| <i>Figura 4. Ubicación del Proyecto. Fuente: Elaboración Propia.....</i>                         | <i>15</i> |
| <i>Figura 5. Metodología Expansión Óptima en Cochamó. Fuente: Systep.....</i>                    | <i>16</i> |
| <i>Figura 6. Estructura Organizacional. Fuente: Elaboración Propia.....</i>                      | <i>20</i> |
| <i>Figura 7. VAN Integral. Fuente: Elaboración Propia.....</i>                                   | <i>28</i> |

## **Resumen Ejecutivo**

A nivel mundial la irrupción en la entrada de centrales de generación de energía eléctrica renovables (solares, eólicas y mini hidráulicas de paso) han causado cambios en los paradigmas del cómo debe expandirse la matriz energética, dejando de lado el concepto de grandes centrales de embalse y centrales operando con petróleo diésel. Chile no es ajeno a dicho fenómeno, es por ese motivo que desde el ministerio de Energía es que se promueven fuertemente el desarrollo de centrales renovables.

En ese contexto nace el proyecto Terra Austral, como una fuente de solución limpia, sustentable y de bajo costo de producción de energía eléctrica para la localidad de Cochamó, ubicada en la provincia de Llanquihue, región de Los Lagos. Que se materializa con la construcción y operación de una mini central hidráulica de paso que aportara 3.522 MWh-año al sistema (que equivale aproximadamente al consumo de un edificio de 30 pisos).

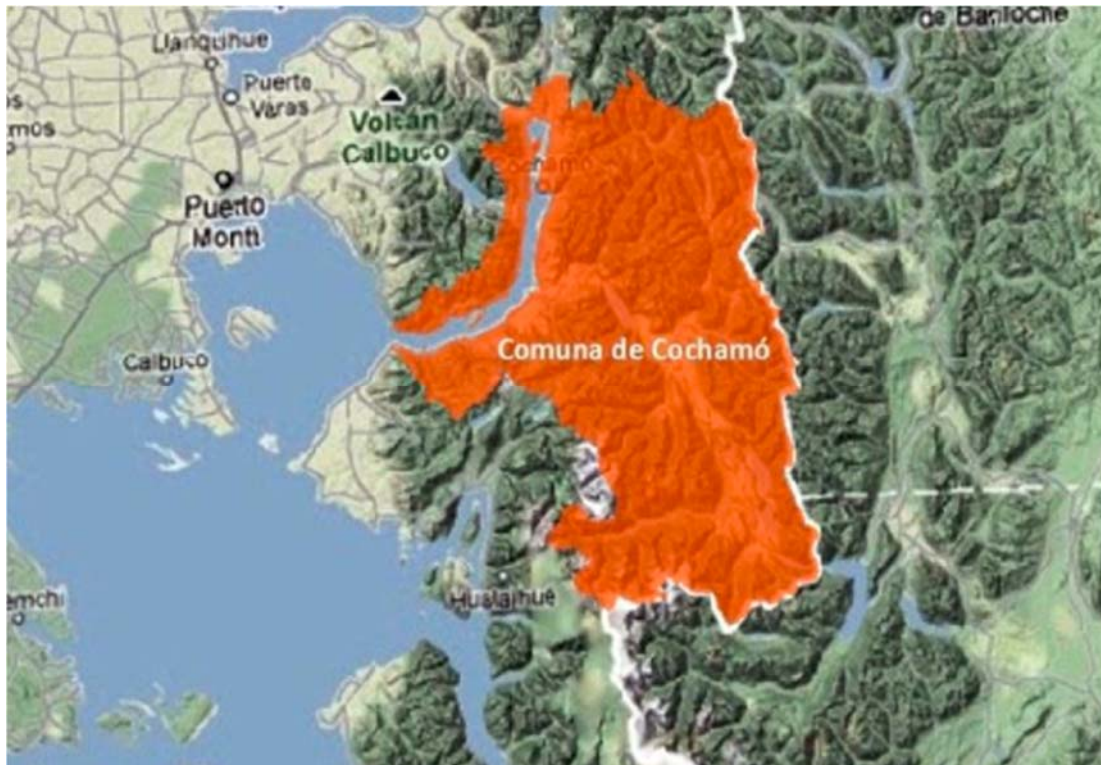
Para el desarrollo Terra Austral se requiere una inversión cercana a los 3,7 millones de dólares, el cual se encuentra con aprobación Tarifaria de la CNE, asegurando de esta manera una rentabilidad sobre la inversión y los costos de operación y mantenimiento del 10% anual, todo lo cual está asegurada por Ley. Dado lo anterior, el proyecto posee un Payback cercano a los 17 años. La operación comercial se estima comience a mediados del 2020 y los ingresos estimados serán cercano a los 700 mil dólares anuales y EBITDA de 500 mil dólares promedio anual. Todo lo anterior, con financiamiento 100% aporte de los dueños.

Finalmente, Terra Austral es un proyecto rentable no solo para capitales privados sino también provee beneficios sociales importantes sobre Cochamó el cual, esta valorizado por el impacto ambiental en la disminución de diésel y además un impacto social sobre un menor precio de energía nominal pasando de 165 \$/kWh a 119 \$/kWh (disminución del -27,8%). Estos factores se esperan apoyen el desarrollo de la comuna en actividades como el turismo y el comercio.

## 1. Ubicación del proyecto

El proyecto llamado “Terra Austral” tiene por objetivo suministrar energía eléctrica de manera sustentable y limpia a los habitantes de la comuna de Cochamó, que se ubica a 109 kilómetros al sureste de Puerto Montt, en la región de los Lagos a través de una central mini hidroeléctrica de pasada. Cabe destacar que dicha comuna se encuentra aislada del resto del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), debido a dos aspectos, (i) un consumo de energía poco relevante que justifique la construcción de una línea de alta tensión (consumo de la comuna del orden de 7.500 MWh-año) y (ii) la lejanía con el SEN que excede los 50 kilómetros de distancia, todo lo cual provoca que esta comuna forme parte de los Sistemas Medianos (SSMM) que surgen desde Puerto Montt al sur del país.

*Figura 1. Ubicación del Proyecto. Fuente: Elaboración Propia*



## 2. Oportunidad de Negocio

En el país existe una creciente opinión con respecto a las energías renovables y como aportan a la disminución en el precio de la energía eléctrica y el aporte que generan en la reducción de emisiones de gases contaminantes a la atmosfera (CO<sub>2</sub>). Bajo este contexto nace el proyecto Terra Austral, que tiene por objetivo abastecer de energía eléctrica limpia y renovable a los habitantes de la comuna de Cochamó.

En la actualidad la comuna abastece su consumo de energía eléctrica por medio de 3 unidades térmicas operadas con petróleo diésel, propiedad de SAGESA filial del grupo SAESA. La normativa y regulaciones que aplican a este negocio corresponden a las legislaciones de Sistemas Medianos (los cuales se encuentran aislados del Sistema de Transmisión Nacional, el cual se extiende desde Arica hasta Puerto Montt).

Dado este escenario, la entrada de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica se rige de acuerdo al marco de licitaciones publicaciones en períodos de cuatrienios, donde diferentes tipos de tecnologías y promotores proponen a la Comisión Nacional de Energía nuevas obras de generación, donde se compite por costos de producción de energía eléctrica. Los adjudicatarios se les asegura una tarifa de la energía eléctrica, tal que los inversionistas obtienen una rentabilidad sobre la inversión y los costos de operación del 10% anual.

A la fecha el proyecto Terra Austral ya fue seleccionado ganador en Cochamó, por sobre el resto de proyectos propuestos, debido principalmente por su tecnología de central mini hidráulica de pasada (renovable), cuya generación esperada corresponde a 3.522 MWh-año (equivalente al consumo de un edificio de 30 pisos), y bajo costo de operación frente a centrales no renovables.

Para mayor detalle refiérase a la Parte I de este Plan de Negocios.

### 3. Análisis de la industria, Competidores y Clientes

En el SSMM de Cochamó a la fecha solo existe un generador, que es SAGESA que posee tres motores que operan con petróleo diésel que suman una potencia instalada de 2,4 MW, los cuales abastecen a toda la comuna de energía eléctrica. A su vez existe solo una empresa distribuidora, que es SAESA que distribuye la energía a los cerca de 4.000 habitantes de la comuna. Durante el año 2017 la facturación de energía eléctrica en Cochamó fue cercana a los 1,9 millones de dólares.

Dado que se compite por costos de producción de energía eléctrica, el proyecto Terra Austral posee nulos riesgos en la prioridad de generación frente a otros tipos de tecnologías de producción de energía eléctrica.

Los clientes del proyecto Terra Austral corresponderán a todos los habitantes de la comuna. En términos prácticos, el proyecto Terra Austral aporta una porción del consumo de la comuna que corresponde aproximadamente al 50% del volumen consumido durante 2017. Sin embargo, cabe destacar que el proyecto tiene fecha estimada de operación comercial para mediados de 2020.

A modo de sintetizar el análisis de la industria, competidores y clientes.

- Existe una robusta regulación estatal en términos de operación y entrada de nuevos participantes.
- Rentabilidad asegurada por sobre la inversión y los costos de operación del 10% anual por ley, lo que hace el riesgo sea bajo en términos de ingresos.
- Bajo poder de negociación de los clientes, ya que no pueden elegir la compañía eléctrica que los abastece.
- Poco interés por parte de los grandes compañías que operan en Chile (Enel, Colbún y AES Gener), ya que el tamaño del SSMM de Cochamó es reducido (mercado nicho). Lo anterior, genera un escenario ideal para el proyecto Terra Austral.

Para mayor detalle refiérase a la Parte I de este Plan de Negocios.

#### 4. Descripción de la Empresa y Propuesta de Valor

El fundamento del proyecto Terra Austral, radica en la utilización de recursos naturales renovables que dispone la comuna de Cochamó, como lo son los cauces de agua que poseen diferencias de altura entre captación y restitución, para generar energía eléctrica, limpia y libre de emisiones que a su vez posee un bajo costo de producción, todo lo cual será captado por los habitantes de la comuna (usuarios finales).

La estrategia de competición en costos de generación de electricidad, radica en el hecho de ostentar los activos esenciales que posee el proyecto Terra Austral, los cuales son: derechos de agua, terrenos, pertinencias medio ambiental y de minería aprobadas, que permiten finalmente tener la aprobación por parte de la CNE para construir y operar el proyecto.

Pese a la aprobación por parte de la CNE del proyecto, Terra Austral no descuida el aspecto de relacionamiento con la comunidad, es por dicha razón que todas las actividades que vinculen el proyecto con la comuna serán desarrolladas por un consultor externo experto en tales materias. Es de conocimiento público que la comuna de Cochamó se encuentra organizada del punto de vista de entrada de proyectos, por lo tanto el proyecto atiende de manera responsable dicho potencial frente de conflicto.

En definitiva, los habitantes obtendrán de manera inmediata los beneficios de menor costo de la energía eléctrica, pasando de 165 \$/kWh a 119 \$/kWh (reducción del -27,8%) y menores emisiones de CO<sub>2</sub>, aproximadamente 3 TON menos de por año.

Para mayor detalle refiérase a la Parte I de este Plan de Negocios.



## 5. Plan de Marketing

El plan de marketing del proyecto Terra Austral se focaliza en el relacionamiento con la comunidad y la buena acogida que se desarrolle antes y después de construir la central.

En términos prácticos, con la ayuda del consultor externo de relacionamiento con la comunidad, se plantea realizar actividades de comunicación con los habitantes de la comuna, para entregar el máximo de información de los reales impactos y beneficios que se generan del punto de vista de visual, emisiones de ruidos, disminución de gases contaminantes y principalmente la reducción del actual precio de la energía eléctrica de la comuna.

Adicionalmente se contempla todo un plan de relacionamiento durante y después del período de construcción del proyecto, que tiene como objetivo aportar al desarrollo de la comunidad considerado un costo de inversión de 10 millones de pesos anuales por cada 2 años.

Para mayor detalle refiérase a la Parte I de este Plan de Negocios.

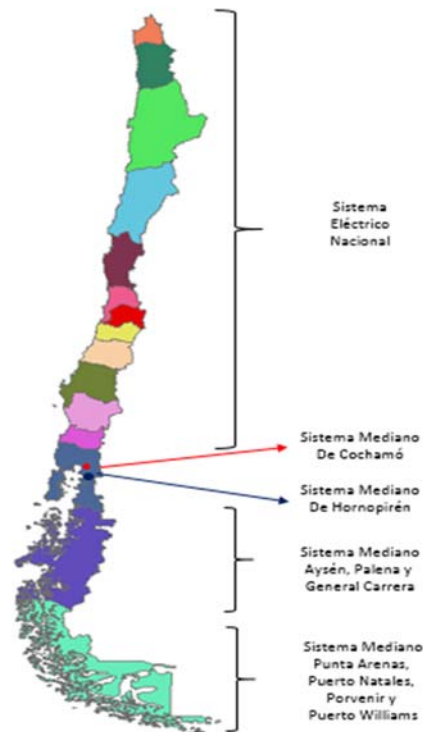
## 6. Plan de operaciones

Dado el contexto en el cual se desarrolla el proyecto hidroeléctrico, se identifican dos etapas, la primera se denomina desarrollo y construcción del activo de generación y la segunda etapa contempla la operación. Ambas etapas poseen riesgos propios inherentes, que son minimizados con los respectivos estudios de ingeniería, hidrologías, conexión eléctrica, topografías y crecidas, todo lo cual deriva en el presupuesto de obras y de inversión del proyecto.

### 6.1. Estrategia, alcance y tamaño de las operaciones

El planteamiento de la estrategia del presente proyecto de generación se relaciona directamente con el desarrollo de generación en los SSMM. A continuación, se presenta un diagrama que ejemplifica la ubicación de los distintos sistemas eléctricos que operan en Chile a agosto de 2018.

*Figura 2. Sistemas Eléctricos que operan en Chile. Fuente: Elaboración Propia*



El planteamiento de la estrategia de desarrollo y posterior construcción junto con la respectiva operación de un proyecto de generación en el SSMM de Cochamó, es regulado de acuerdo con la

Normativa Eléctrica definida en el D.F.L N°4 (Refundido), el cual indica que la CNE, es el organismo quien desarrollará el estudio de Expansión Óptima de los SSMM.

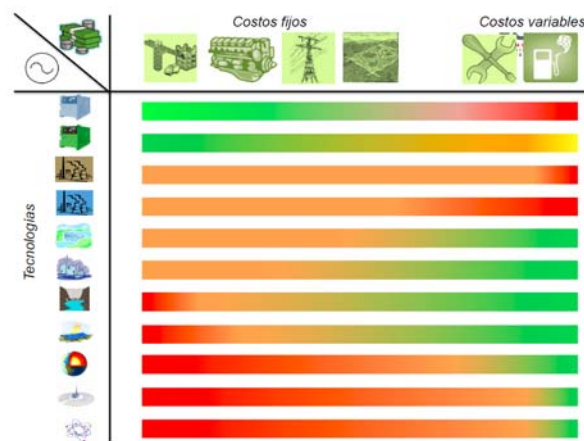
El estudio de Expansión Óptima define las obras de generación y transmisión necesarias para abastecer la demanda de energía eléctrica para un horizonte de largo plazo. El estudio de Expansión Óptima se enmarca en los Procesos Tarifarios que rigen en los SSMM, que tienen duración de 4 años calendarios (Procesos 2010-2014, 2014-2018 y el actual proceso 2018-2022). Estos procesos tarifarios definen el precio de la energía y potencia (que son productos que se comercializan), por cada SSMM por los siguientes 4 años.

De acuerdo con la Ley Eléctrica el precio de la energía y potencia será equivalente para asegurar una rentabilidad anual del 10% sobre el capital invertido cubriendo además los costos de operación, mantenimiento y administración. El propósito de asegurar una rentabilidad anual de 10%, tiene relación con incentivar las inversiones en estos sectores aislados.

La metodología para que una obra de generación sea seleccionada como necesaria para la Expansión Óptima, guarda relación con el crecimiento de la demanda junto con los costos de inversión de cada proyecto y los costos de operación, mantenimiento y administración. Es preciso indicar que cada tipo de tecnología posee distintos costos de inversión como también distintos costos de operación, mantenimiento y administración.

A continuación, se presenta una figura que ilustra por tipo de tecnología cuales son los distintos niveles de inversión.

Figura 3. Costos de inversión y operación por tipo de tecnología. Fuente: DIE UChile



En donde las centrales térmicas especialmente las que operan con petróleo diésel poseen los mayores costos de operación (Costo Variables indicados en color rojo), pero a la vez son las centrales cuyos costos de inversión, son los menores (Costos fijos indicados en color verde).

Para el caso del proyecto Terra Austral, cuyo costo de inversión es medianamente alto con respecto al resto de las tecnologías de generación, su costo de operación es de los más bajos, ya que el combustible que utiliza para generar energía es un recurso renovable natural cuyo costo es igual a cero. Por lo tanto, la estrategia para obtener la adjudicación dentro del proceso de tarificación 2018-2020, es desarrollar una central **mini central hidráulica de pasada** que utiliza recursos naturales de la zona, lo cual evita la dependencia de compra de petróleo diésel a países productores de dicho hidrocarburo. Dado lo anterior, para solventar la existencia del proyecto Terra Austral, este cuenta con los siguientes activos que definen el tamaño de la central y los niveles de producción esperados.

- Derecho de Agua otorgado de acuerdo a resolución N°14 del 15 de enero de 2016, por la Dirección General de aguas de la región de los Lagos.

*Tabla 1. Ubicación Derecho de Agua. Fuente: Elaboración Propia*

| Ubicación  | Captación |         | Restitución |         |
|------------|-----------|---------|-------------|---------|
|            | Norte     | Este    | Norte       | Este    |
| Sin Nombre | 5.396.255 | 725.010 | 5.396.538   | 724.594 |

- Caudales otorgados.

*Tabla 2. Derecho de Agua utilizables. Fuente: DGA*

|                                    | ENE | FEB | MAR   | ABR   | MAY   | JUN   | JUL   | AGO   | SEP   | OCT   | NOV   | DIC   |
|------------------------------------|-----|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Caudal permanente y continuo (l/s) | 170 | 135 | 275   | 490   | 500   | 800   | 660   | 770   | 390   | 345   | 310   | 200   |
| Caudal eventual y continuo (l/s)   | 760 | 690 | 740   | 880   | 1000  | 700   | 840   | 730   | 730   | 910   | 710   | 880   |
| Total (l/s)                        | 930 | 825 | 1.015 | 1.370 | 1.500 | 1.500 | 1.500 | 1.500 | 1.120 | 1.255 | 1.255 | 1.080 |
| Ecológico (l/s)                    | 80  | 60  | 90    | 90    | 90    | 90    | 90    | 90    | 90    | 90    | 90    | 90    |

- Los caudales promedios anuales estimados por esta estadística son los siguientes:

*Tabla 3. Resultados Estadísticos de Producción Esperada. Fuente: Estudio de Caudales*

| AÑO      | ABR   | MAY   | JUN   | JUL   | AGO   | SEPT | OCT   | NOV  | DIC   | ENE  | FEB  | MAR  | Prom  |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|------|-------|------|-------|------|------|------|-------|
| PROMEDIO | 5,06  | 7,54  | 10,73 | 9,64  | 8,39  | 7,1  | 6,71  | 6,51 | 6,04  | 4,39 | 3,58 | 3,56 | 6,6   |
| MÁXIMO   | 12,06 | 14,25 | 18,03 | 17,42 | 14,33 | 11,5 | 17,83 | 12,2 | 12,67 | 8,78 | 6,46 | 8,59 | 18,03 |
| MÍNIMO   | 1,81  | 2,69  | 4,18  | 3,55  | 2,31  | 1,82 | 2,74  | 2,46 | 2,26  | 1,58 | 1,17 | 1,45 | 1,17  |

Considerando los Derechos de Agua otorgados, junto con la modelación de producción esperada, se tienen los siguientes resultados.

*Tabla 4. Parámetros Mini Central Hidroeléctrica. Fuente: Elaboración Propia*

| Parámetro                        | Unidad            | resultados |
|----------------------------------|-------------------|------------|
| Caudal                           | m <sup>3</sup> /s | 1.5        |
| Caída neta                       | m                 | 57.90      |
| Potencia Instalada               | MW                | 0.67       |
| Factor de planta                 | %                 | 59.5       |
| Generación (producción esperada) | GWh/año           | 3.50       |

Finalmente, el tamaño de las operaciones corresponde a una central Hidroeléctrica de pasada de 0,67 MW, cuyo caudal medio corresponde a 1,5 m<sup>3</sup>/seg y una producción esperada de 3.500 MWh-año. Para mayor detalle en la determinación del tamaño de la central revisar anexos, donde se encuentra la ingeniería del proyecto.

## 6.2. Flujo de operaciones

El modelo de negocios en generación de energía eléctrica se delimita a la venta de dos productos, que son, energía y potencia. La energía eléctrica corresponde al volumen acumulado de potencia instantánea abastecida/consumida (según sea el caso) por unidad de tiempo, es decir, la energía siempre lleva consigo la variable temporal, pudiendo ser segundos, minutos, horas, meses o años. Usualmente en la Industria de la energía, se utiliza la variable horas, refiriéndose a kWh, MWh o GWh.

Por otra parte, el concepto de potencia se relaciona con la probabilidad de estar presente al momento de existir la necesidad de abastecimiento de energía eléctrica. En palabras sencillas, la potencia tiene directa relación con la naturaleza de disponibilidad del insumo con el cual la central genera energía eléctrica. En términos de flujos de la operación, la energía corresponde alrededor de 90% de los ingresos, mientras que la potencia corresponde al 10% de los flujos operacionales.

La dinámica de funcionamiento del mercado eléctrico en el SSMM de Cochamó, se define en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistema Medianos elaborado por la CNE y emitido en marzo de 2018. En donde se indica que los nuevos entrantes al SSMM deberán conformar una mesa de trabajo con los actuales operadores de la red, en este caso, SAGESA, para definir planificaciones de operación semanales junto con los respectivos cuadros de pago mensuales de

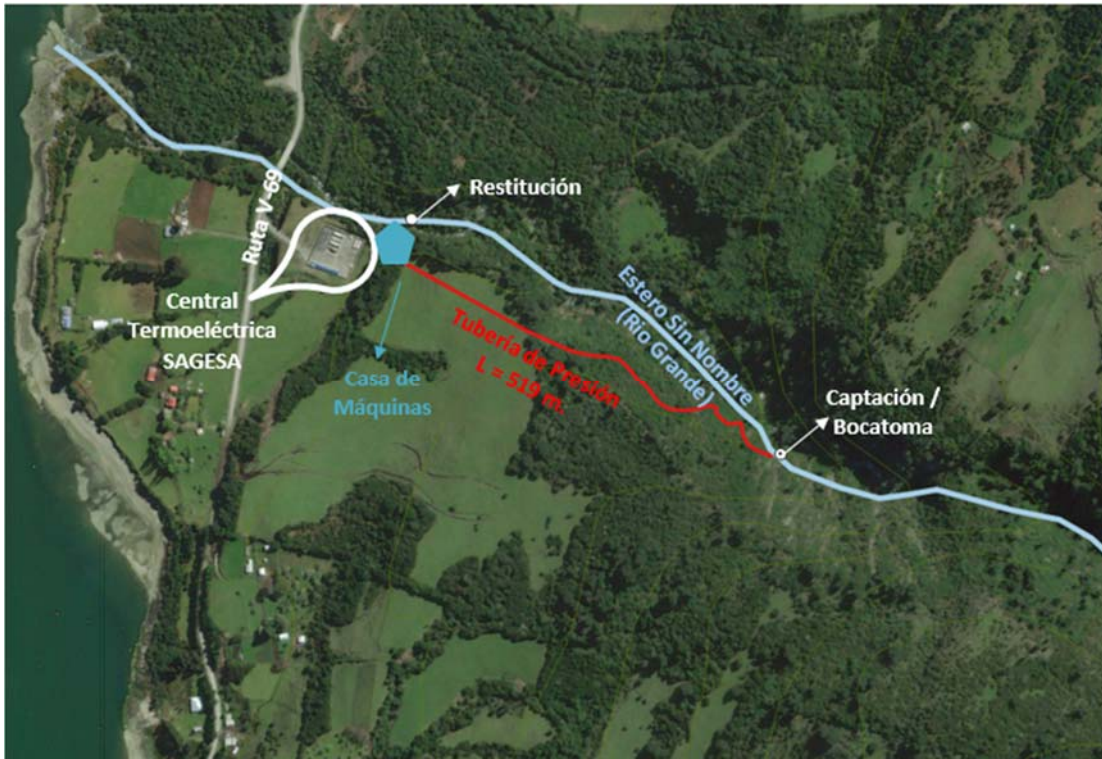
energía y potencia. En términos prácticos, los flujos de la operación corresponden a montos mensuales que se calculan de acuerdo con la producción mensual, que son pagados al siguiente mes de efectuado el consumo.

### 6.3. Plan de desarrollo e implementación

El plan de desarrollo del proyecto Terra Austral, consiste en la construcción y operación de una mini central hidráulica de pasada de 0,67 MW de potencia instalada, la cual inyectará su energía al SSMM de Cochamó, en la región de los Lagos. A continuación, se detallan los activos que posee el proyecto y que son esenciales para la adjudicación en el proceso de Tarifación 2018-2022 y posterior implementación.

- La casa de máquinas del proyecto se ubica a 70 metros de la actual subestación 23 kV (punto de conexión), propiedad de SAGESA y se estima que la línea de conexión no superará los 120 metros de longitud.
- El caudal de diseño propuesto en la Ingeniería de Perfil corresponde a 1,50 m<sup>3</sup>/seg.
- Diferencia de cotas de 57,9 metros (abducción menos restitución).
- Tubería propuesta: 519 metros de longitud y 0,8 metros de diámetro.
- Considera una tubería de flujo cruzado.
- Derecho de Aprovechamiento de Aguas otorgado por la Resolución Exenta N° 14, de fecha 15 de enero de 2016, e inscrito a nombre de Hidroner SpA a Fojas 156, Número 57, año 2016.
- Terreno con una superficie de 4 hectáreas con acceso a la ruta v-69, en condiciones de subdividirse en caso de que la ingeniería definitiva lo exija. Terreno inscrito a Fojas 860, Número 708.
- Concesión minera de exploración (100 Há), sobre el proyecto. Inscrito a Fojas 15 el año 2017.
- Pertinencia Ambiental Aprobada con Resolución Número 278 del año 2017.
- Ingeniería de Perfil, equivalente a Ingeniería Conceptual desarrollada por EIC Ingenieros.
- Estudio Hidrológico, asociado al Derecho de Agua otorgado.
- Estudios de Crecidas, asociado al Derecho de Agua otorgado.
- Topografía del emplazamiento con perfiles transversales.
- Análisis de calidad de Aguas.

Figura 4. Ubicación del Proyecto. Fuente: Elaboración Propia



#### 6.4. Obtención de prioridad de inicio de construcción

El procedimiento de selección de proyectos para formar parte de la Expansión Óptima del SSMM de Cochamó, se realiza considerando supuestos de crecimiento de la demanda, obras de generación actuales, futuras (informadas a la CNE) y el precio del diésel. En palabras sencillas, el Plan Óptimo surge como resultado de un proceso de optimización matemático cuyo planteamiento corresponde a la siguiente ecuación.

$$\text{Min } Z = \text{Costo de inver., opera., mante., admi. y comer. en un horizonte de 15 años}$$

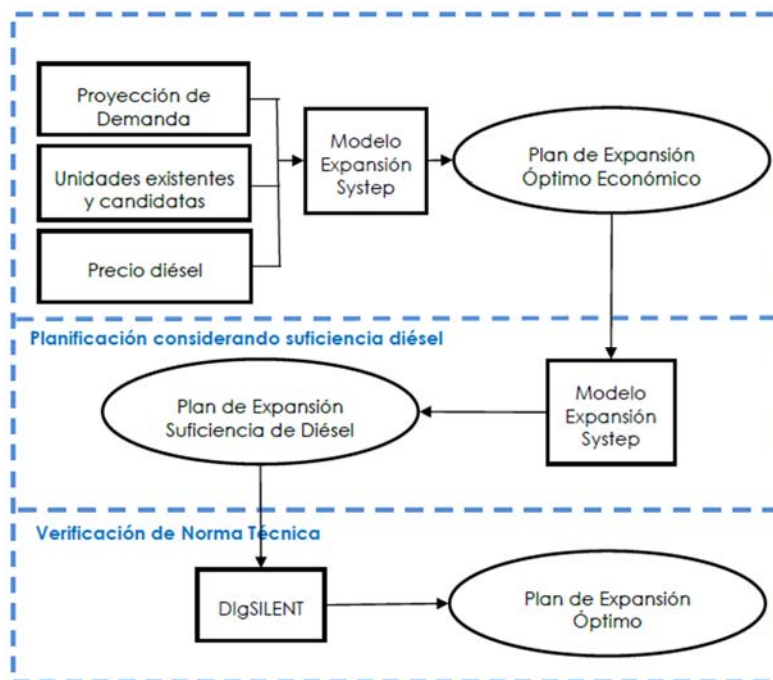
Sujeto a:

- Restricciones de suficiencia: Abastecimiento total de la demanda.
- Restricciones de Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS): Cumplimiento de la Norma Técnica.
- Restricciones operativas: Disponibilidad de reserva, variables eléctricas dentro de límites operativos de equipos.

- Restricciones de disponibilidad de energéticos primarios: combustibles, hidrología, viento, radiación solar, etc.
- Restricciones ambientales: emisiones máximas de gases, niveles de ruido, etc.
- Restricciones geográficas: disponibilidad de terrenos para emplazamientos, distancias involucradas entre instalaciones, accidentes geográficos, etc.
- Otras restricciones.

A modo de ejemplificar el procedimiento se calculó se presenta el siguiente diagrama ilustrativo.

Figura 5. Metodología Expansión Óptima en Cochamó. Fuente: Sysstep



Del modelo matemático ejecutado por la CNE para determinar la Expansión Óptima, se desprende que el proyecto Terra Austral, es necesario para la comuna de Cochamó, todo lo anterior tiene relación con el nivel de antecedentes y activos esenciales que posee el proyecto. A continuación, se presenta un cuadro resumen con los resultados del estudio de la CNE.



*Tabla 5. Resultados Expansión Óptima en Cochamó. Fuente: Systep - CNE*

| <b>Unidad</b>               | <b>Potencia kW</b> | <b>Año Ingreso</b> | <b>Mes Ingreso</b> |
|-----------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| MDR-8_1                     | 1.000              | 2018               | 1                  |
| MDR-8_2                     | 683                | 2019               | 1                  |
| Central Hidro Terra Austral | 670                | 2020               | 6                  |
| MDR-8_3                     | 683                | 2023               | 1                  |
| Central Hidro Rio del Este  | 260                | 2031               | 7                  |

En definitiva, existe el sustento normativo el cual regula el SSMM de Cochamó, que identifica y ratifica que el proyecto Terra Austral es necesario de construir y operar.

### 6.5. Dotación

Para el proyecto Terra Austral se identifican distintas etapas que se definen como, Desarrollo, Construcción y finalmente de Operación. En cada una de las etapas mencionadas intervienen distintos profesionales que poseen conocimientos específicos, los cuales tienen como propósito sortear los desafíos que impone el desarrollar activos de generación de energía eléctrica.

La dotación del proyecto se dividirá en personal interno y externo, lo cual aplicará para las tres etapas anteriormente descritas. En particular con respecto a la etapa de operación, se considerará un jefe de operaciones (personal interno) que tendrá como labor principal ser responsable de la operación continua de la central, junto con el trabajo colaborativo que tendrá que desarrollarse con el equipo de ingenieros de SAGESA. Adicionalmente en la etapa de operación se contempla la colaboración de dos operarios (personal externo) que podrán desarrollar turnos rotativos, con el propósito de supervisar la operación de la central. A la fecha se está estudiando la posibilidad de realizar operación remota de la central, lo cual generara independencia de los operadores de la central. Esto último se definirá una vez transcurrido el primer año de operación, en donde se identificará que tan necesaria es la presencia de los operadores en la central.

Dada la exigencia técnica que impone operar una mini central hidráulica de pasada, el jefe de operaciones debe poseer un título de ingeniería preferentemente con especialidad en eléctrica o mecánica, por su parte, los operadores deberán poseer títulos técnicos en electricidad o mecánica.

## 7. Equipo del proyecto

### 7.1. Equipo gestor

El proyecto mini central hidroeléctrica Terra Austral forma parte de la sociedad Hidroner SpA, en donde el equipo gestor del proyecto lo componen el gerente de proyectos y de negocios, ambos forman parte de la estructura interna de la compañía, esto es consistente con el hecho que ambos gerentes conocen en detalle la Industria de la energía eléctrica. Lo anterior es primordial al momento de presentar el proyecto a los potenciales accionistas, bancos o fondos de inversión interesados en financiar activos de generación eléctrica.

El gerente de proyecto tiene labor primordial de liderar las etapas de desarrollo y construcción de la central, con el principal foco puesto en la minimización de riesgos que podrían eventualmente generar aumentos en los costos del proyecto. El gerente de proyecto debe poseer el título de ingeniería civil o carrera afín, con experiencia en desarrollo y construcción de activos de infraestructura.

Por su parte, la labor primordial del gerente de negocios es desarrollar los modelos de negocios de comercialización de energía eléctrica en el SSMM de Cochamó, cuyos resultados forman parte de los datos de entrada del modelo financiero que sustentan la obtención de financiamiento del proyecto. Adicionalmente el gerente de negocios es el encargado de determinar las implicancias de efectos normativos del ámbito eléctrico que puedan generar efectos negativos como positivos en los ingresos futuros del proyecto. El gerente de negocios debe poseer el título de ingeniería civil eléctrica o carrera afín, preferentemente con postítulo en operación económica de sistemas eléctricos.

### 7.2. Consultores

Dentro del equipo gestor son necesarios consultores externos, los cuales aportan con análisis técnicos profundos en ámbitos sensibles o directamente críticos, que deben ser estudiados en el proyecto Terra Austral. Se identifican como mínimo consultores hidráulicos, los cuales estudian el rendimiento hidráulico de la cuenca en donde se ubica el derecho de agua otorgado, en términos prácticos con el estudio hidráulico se analizan las potenciales crecidas que puede tener el cauce al desarrollarse una condición hidrológica húmeda, los volúmenes de caudal estimados a turbinar por la central, lo cual se reflejará en la producción en MWh.

Adicionalmente los consultores hidráulicos, con los resultados obtenidos determinan el tipo de turbina óptima a instalar, con el propósito de maximizar la producción, especialmente en la época de menores aportes de caudales, ya que con la determinación del tipo de turbina se fija el valor del “mínimo técnico”, es decir, el volumen mínimo de caudal que necesita la turbina para un normal funcionamiento y evitar el fenómeno de cavitación hidráulica, que se define como burbujas de aire en un fluido, que provoca excesivas vibraciones que puede derivar en torceduras del eje del rotor de la turbina. Dentro de las labores del consultor hidráulico se encuentra determinar el diámetro idóneo de la tubería de presión.

Los consultores de ingeniería estudian y analizan la factibilidad técnica-económica de la central, considerando la topografía de la zona, calidad del suelo (estudio de mecánica de suelo), composición de estratos, longitud y trazado óptimo del canal de abducción y de restitución, volúmenes de hormigón a utilizar, volúmenes de tierra a remover, definición de estructura de la casa de máquinas, obras civiles, características técnicas del generador, características técnicas del transformador elevador, características técnicas de los transformadores de medida de potencial y corriente, entre las variables más relevantes. Es de alta relevancia que los consultores de ingeniería posean experiencia previa en el desarrollo de ingeniería de mini centrales hidráulicas de pasada. Luego ocurrir que en el rubro de ingeniería existen subcategorías especializadas en activos pequeños de generación, tal tipo de equipos consultores es necesario integrar a este tipo de proyecto.

El consultor de medio ambiente desarrolla dentro del proyecto Terra Austral, el documento necesario para la obtención de la Pertinencia Medio Ambiental. Dado el tamaño del proyecto Terra Austral, no necesita el desarrollo de Estudio de Impacto Ambiental (EIA) o una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), ya que el caudal que transitará por la tubería de presión no supera el valor de 3 m<sup>3</sup>/seg. La normativa medio ambiental especifica que al transitar caudales iguales o superiores a 3 m<sup>3</sup>/seg, el proyecto de generación de energía eléctrica deberá someterse a EIA o DIA, según como dicte la autoridad medio ambiental de zona involucrada.

El consultor legal es el encargado de gestionar las dinámicas de compra de terrenos en donde se emplazará el proyecto Terra Austral, negociar con las partes involucradas, revisar y visar todos los contratos de compraventa que se desarrollen a lo largo del período de desarrollo, construcción y operación de la central. Es necesario que el consultor legal posea experiencia previa en proyectos de infraestructura, ya que un error en las etapas de desarrollo y construcción del punto de vista legal

podrá generar impactos negativos significativos, tal como la evidencia empírica ha demostrado en la Industria de la Energía.

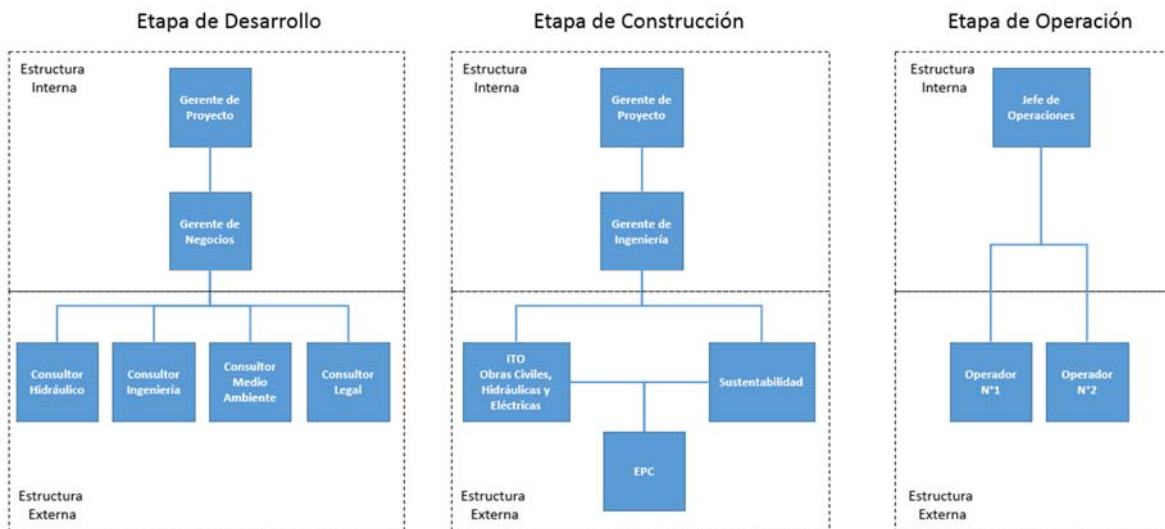
En la etapa de construcción la empresa que realizará el EPC es pieza clave en el éxito del proyecto. Esta empresa deberá tener experiencia previa como requisito fundamental en construcción de mini centrales hidráulicas de pasada en la zona sur del país. En la Industria de la Energía, se han registrado mediáticos errores en etapas de construcción de centrales de pasada como es el caso de Alto Maipo.

Para minimizar el riesgo en la etapa de construcción el proyecto Terra Austral propone el monitoreo constante en terreno por intermedio de un ingeniero ITO, tanto de obras civiles, hidráulicas y eléctricas. En paralelo con el propósito de dar cumplimiento al proceso medioambiental se considera en la etapa de construcción un asesor de Sustentabilidad en terreno.

### 7.3. Estructura organizacional

Finalmente, la estructura organizacional del proyecto Terra Austral, para sus distintas etapas se sintetizar con la siguiente figura ilustrativa.

Figura 6. Estructura Organizacional. Fuente: Elaboración Propia



Dada la complejidad en el desarrollo, construcción y operación de activos de generación de energía eléctrica, la estructura organizacional que se propone para el proyecto Terra Austral, debe

considerarse como el mínimo estándar a desarrollar, ya que la eventualidad complejidades podrán surgir, las cuales son propias en la Industria de la Energía.

#### 7.4. Incentivos y compensaciones

Los incentivos y compensaciones del proyecto Terra Austral se concentrarán primordialmente en la etapa de operación, considerando la prolongada vida útil de los activos de generación. Dado lo anterior, es fundamental evitar fallas por falta de mantenimiento preventivo u poca prolijidad en cambio piezas móviles, todo lo cual podría decantar en un deterioro acelerado del activo y en consecuencia menor valor con el paso de cada año.

Frente a lo anterior, se propone definir métricas asociadas a los distintos tipos de mantenimientos, que, al no ser vulneradas, es decir, cumplidas íntegramente, significaran pagos de bonificaciones para los colaboradores del proyecto, especialmente al jefe de operaciones y los operadores.

Adicionalmente al momento de firmar el EPC con la empresa constructora, deberán incluirse cláusulas restrictivas con respecto al fiel cumplimiento de los plazos fijados en la carta Gantt del proyecto, como también garantías de construcción para un plazo de 2 años posteriores a la declaración de operación comercial de la central. Todo lo anterior, para motivar a la empresa constructora en lograr un trabajo de alto nivel, con el respectivo pago de por medio.

## 8. Plan Financiero

### 8.1. Supuestos

Para la realización del plan financiero y los principales indicadores, se ha establecido los siguientes supuestos:

- Dado un proyecto de alta inversión, se ha estimado un horizonte de 20 años.
- Se considera una producción de energía y por ende, venta de 3.522 MWh-año con una eficiencia de producción del 60%.
- Para la producción de energía, se considera un precio de 188 USD/MWh
- Para la potencia, se considera una potencia de 167,5 KW-mes
- Para la potencia de energía, se considera un precio de 20,39 USD.
- Se considera un impuesto anual del 27%.
- Se considera una tasa de cambio de 650 CLP/USD y un valor de UF de 27.357,45 CLP.
- Por información de mercado, se considera una tasa residual de venta de los activos, de un 30%.

## 8.2. Estado de Resultado

A continuación, se muestra el estado de resultado del proyecto Terra Austral. El flujo se muestra hasta el año 12, ya que los flujos siguientes son constantes. Los indicadores que se mostrarán son con un horizonte de 20 años. Cifras en miles de dólares.

Tabla 6. Estado de Resultado. Fuente: Elaboración Propia

| Estado de Resultados                | 0        | 1          | 2          | 3          | 4          | ...        | 17         | 18         | 19         | 20         |
|-------------------------------------|----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Venta Netas                         | 0        | 703        | 703        | 703        | 703        | ...        | 703        | 703        | 703        | 703        |
| Costo de Venta                      | 0        | 0          | 0          | 0          | 0          | ...        | 0          | 0          | 0          | 0          |
| <b>Margen de Contribución</b>       | <b>0</b> | <b>703</b> | <b>703</b> | <b>703</b> | <b>703</b> | <b>...</b> | <b>703</b> | <b>703</b> | <b>703</b> | <b>703</b> |
| Gastos de administración y ventas   | 0        | -104       | -110       | -95        | -111       | ...        | -97        | -112       | -97        | -112       |
| Gastos Operacionales                | 0        | -89        | -89        | -89        | -89        | ...        | -89        | -89        | -89        | -98        |
| Total Gastos                        | 0        | -193       | -199       | -184       | -200       | ...        | -186       | -201       | -186       | -210       |
| <b>EBITDA</b>                       | <b>0</b> | <b>510</b> | <b>504</b> | <b>519</b> | <b>504</b> | <b>...</b> | <b>518</b> | <b>502</b> | <b>518</b> | <b>494</b> |
| Depreciación y Amortización         | 0        | -367       | -367       | -367       | -367       | ...        | 0          | 0          | 0          | 0          |
| <b>EBIT</b>                         | <b>0</b> | <b>143</b> | <b>137</b> | <b>152</b> | <b>137</b> | <b>...</b> | <b>518</b> | <b>502</b> | <b>518</b> | <b>494</b> |
| Otros gastos no operacionales       | 0        | 0          | 0          | 0          | 0          | ...        | 0          | 0          | 0          | 0          |
| Gasto Financiero                    | 0        | 0          | 0          | 0          | 0          | ...        | 0          | 0          | 0          | 0          |
| <b>Utilidad Antes de Impuesto</b>   | <b>0</b> | <b>143</b> | <b>137</b> | <b>152</b> | <b>137</b> | <b>...</b> | <b>518</b> | <b>502</b> | <b>518</b> | <b>494</b> |
| Impuesto a la Renta                 | 0        | -39        | -37        | -41        | -37        | ...        | -140       | -136       | -140       | -133       |
| <b>UTILIDAD DESPUES DE IMPUETOS</b> | <b>0</b> | <b>105</b> | <b>100</b> | <b>111</b> | <b>100</b> | <b>...</b> | <b>378</b> | <b>367</b> | <b>378</b> | <b>360</b> |

## 8.3. Flujo de Caja

A continuación, se muestra le flujo de caja del proyecto. Cifras en miles de dólares.

Tabla 7. Flujo de Caja. Fuente Elaboración Propia

| Flujo de Caja Empresa cierre       | 0             | 1             | 2             | 3             | 4             | ...        | 17           | 18           | 19           | 20           |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| UTILIDAD (PERDIDA)                 |               | 105           | 100           | 111           | 100           | ...        | 378          | 367          | 378          | 360          |
| + Depreciación                     |               | 367           | 367           | 367           | 367           | ...        | 0            | 0            | 0            | 0            |
| -Inversión activo Fijo             | -3.670        |               |               | 0             |               |            |              |              |              |              |
| -Inversión en Capital de Trabajo   | -72           |               |               |               |               |            |              |              |              |              |
| <b>FLUJO CAJA LIBRE EMPRESA</b>    | <b>-3.742</b> | <b>472</b>    | <b>467</b>    | <b>478</b>    | <b>467</b>    | <b>...</b> | <b>378</b>   | <b>367</b>   | <b>378</b>   | <b>360</b>   |
| +Nueva Emisión de Deuda            |               |               |               |               |               |            |              |              |              |              |
| -Amortización Deuda Actual         |               |               |               |               |               |            |              |              |              |              |
| <b>FREE CASH FLOW TO EQUITY</b>    | <b>-3.742</b> | <b>472</b>    | <b>467</b>    | <b>478</b>    | <b>467</b>    | <b>...</b> | <b>378</b>   | <b>367</b>   | <b>378</b>   | <b>1.533</b> |
| Recuperación de capital de trabajo |               |               |               |               |               |            |              |              |              | 72           |
| Valor Liquidación de Activos       |               |               |               |               |               |            |              |              |              | 1.101        |
| <b>Flujo financiero acumulado</b>  | <b>-3.742</b> | <b>-3.270</b> | <b>-2.803</b> | <b>-2.325</b> | <b>-1.858</b> | <b>...</b> | <b>3.569</b> | <b>3.936</b> | <b>4.314</b> | <b>5.847</b> |

Este proyecto está evaluado con una depreciación de 10 años. El EBITDA promedio es de un 72% sobre las ventas (508 mil dólares). Este alto valor se debe a (1) el flujo de ingreso se encuentra asegurado por regulación y (2) posee nulos costos de ventas, ya que, la fuente hídrica, con la cual se genera la venta.



### 8.4. Tasa de Descuento

Como se explicó anteriormente, al restar regularizado la rentabilidad del proyecto al 10%, la tasa que se debe exigir el Van es la misma que la TIR, ya que, de lo contrario, se estaría incurriendo en una falta a la regulación, por exigir más de lo que la Ley declara.

### 8.5. Cálculo Capital de Trabajo

Tabla 8. Cálculo Capital de Trabajo. Fuente: Elaboración Propia

|                |   | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 |     |
|----------------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|
| Total incomes  | U | 0    | 402  | 689  | 689  | 624  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689  | 689 |
|                | S |      | .41  | .84  | .84  | .96  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84  | .84 |
|                | S |      | 1    | 8    | 8    | 2    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8    | 8   |
| Total Expenses | U | 0    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -    | -   |
|                | S |      | 326  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566  | 566 |
|                | S |      | .65  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38  | .38 |
|                | S |      | 0    | 1    | 1    | 1    | 1    | 1    | 1    | 1    | 1    | 1    | 1    | 2    | 2    | 2    | 2    | 2    | 2    | 2    | 2    | 2    | 2   |

**CAPITAL DE TRABAJO**

Cuentas por cobrar

|                 |   |      |
|-----------------|---|------|
| Rotación de CxC | 3 | días |
| IVA             | 0 | %    |
|                 | 1 | %    |
|                 | 9 | %    |

|                                |     |   |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|--------------------------------|-----|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Total incomes                  | USD | 0 | 402 | 689 | 689 | 624 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 | 689 |
|                                |     |   | .41 | .84 | .84 | .96 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 | .84 |
|                                |     |   | 1   | 8   | 8   | 2   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   | 8   |
| Cuentas por cobrar del período | USD | 0 | 39  | 67  | 67  | 61  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  |
|                                |     |   | 359 | 473 | 473 | 126 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 |

Cuentas por Pagar

|                 |   |      |
|-----------------|---|------|
| Rotación de CxP | 3 | días |
| IVA             | 0 | %    |
|                 | 1 | %    |
|                 | 9 | %    |

|                               |     |   |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|-------------------------------|-----|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Total Expenses                | USD | 0 | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   |
|                               |     |   | 326 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 | 566 |
|                               |     |   | .65 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 | .38 |
|                               |     |   | 0   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 1   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   | 2   |
| Cuentas por pagar del período | USD | 0 | 31  | 55  | 55  | 55  | 55  | 55  | 55  | 55  | 55  | 55  | 19  | 19  | 19  | 19  | 19  | 19  | 19  | 19  | 19  | 19  |     |
|                               |     |   | 949 | 397 | 397 | 397 | 397 | 397 | 397 | 397 | 397 | 397 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 |

|                                |     |   |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |     |
|--------------------------------|-----|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Cuentas por cobrar del período | USD | 0 | 39  | 67  | 67  | 61  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  | 67  |
|                                |     |   | 359 | 473 | 473 | 126 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 | 473 |
| Cuentas por pagar del período  | USD | 0 | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   | -   |
|                                |     |   | 31  | 55  | 55  | 55  | 55  | 55  | 55  | 55  | 55  | 55  | 19  | 19  | 19  | 19  | 19  | 19  | 19  | 19  | 19  | 19  |
|                                |     |   | 949 | 397 | 397 | 397 | 397 | 397 | 397 | 397 | 397 | 397 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 | 501 |
| Capital de trabajo neto        | USD | 0 | 71  | 122 | 122 | 116 | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 | 86  | 86  | 86  | 86  | 86  | 86  | 86  | 86  | 86  | 86  |
|                                |     |   | 308 | .87 | .87 | .52 | .87 | .87 | .87 | .87 | .87 | .87 | 974 | 974 | 974 | 974 | 974 | 974 | 974 | 974 | 974 | 974 |
|                                |     |   | 0   | 0   | 3   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   | 0   |

|                                      |     |   |     |     |    |     |     |    |    |     |   |   |   |    |     |   |   |   |   |   |   |   |
|--------------------------------------|-----|---|-----|-----|----|-----|-----|----|----|-----|---|---|---|----|-----|---|---|---|---|---|---|---|
| Cambio en capital de trabajo         | USD | 0 | 71  | 51  | 0  | -   | 6.3 | 46 | 0  | 0   | 0 | 0 | 0 | 35 | 896 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
|                                      |     |   | 308 | 561 |    | 6.3 | 46  |    |    |     |   |   |   |    |     |   |   |   |   |   |   |   |
| Cambio en capital de trabajo (flujo) | USD | 0 | -   | -   | 0  | 6.3 | -   | -  | 35 | 896 | 0 | 0 | 0 | 0  | 0   | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |   |
|                                      |     |   | 71  | 51  | 46 | 6.3 | 0   | 0  | 0  | 0   | 0 | 0 | 0 | 0  | 0   | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |   |
|                                      |     |   | 308 | 561 | 46 | 6.3 | 0   | 0  | 0  | 0   | 0 | 0 | 0 | 0  | 0   | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |   |



## 8.7. Presupuesto de inversión y operación

Finalmente se presenta el costo de inversión total del proyecto que asciende a la suma de 3,67 MUSD, donde los costos de operación y mantenimiento anuales se estiman en 200.000 USD. Es preciso destacar que la rentabilidad asegurada del 10%, se estima sobre las cifras anteriormente presentadas.

Tabla 10. Presupuesto del Proyecto. Fuente: Elaboración Propia

| PRESUPUESTO  | Millones de US\$ |
|--|------------------|
| 1.- TOTAL INGENIERIA E INSPECCION  | 0,60             |
| 1.1 Ingeniería   | 0,18             |
| 1.2 Inspección y administración construcción, montaje y puesta en servicio               | 0,10             |
| 1.3 Estudios Ambientales (pertinencia)   | 0,01             |
| 1.4 Permisos, Concesiones y Derechos de Agua   | 0,28             |
| 1.5 Imprevistos Ingeniería e inspección  | 0,03             |
| 2.- TOTAL COMPRA EQUIPOS, CONSTRUCCION DE LAS OBRAS                                      | 2,52             |
| 2.1 Terrenos, servidumbres (incluye servicios legales)                                   | 0,12             |
| 2.2 Obras civiles  | 1,21             |
| 2.3 Equipo principal central (equipamiento electromecánico)                              | 0,66             |
| 2.4 Conexión al sistema  | 0,04             |
| 2.5 Montaje de equipos, pruebas y puesta en servicio                                     | 0,20             |
| 2.6 Derechos internación   | 0,01             |
| 2.7 Seguros  | 0,08             |
| 2.8 Imprevistos (incluye imprevistos OOC, montaje y conexión eléctrica)                  | 0,20             |
| 3.- TOTAL COSTO DIRECTO (Total 1 + Total 2)  | 3,11             |
| 4.- TOTAL GASTOS   | 0,56             |
| 4.1 Gastos Financieros <sup>(1)</sup>  | 0,11             |
| 4.2 Gastos Generales   | 0,45             |
| 5.- TOTAL VALOR INVERSION (Total 3 + Total 4)  | 3,67             |
| 6.- COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (US\$/AÑO)                                       | 200.000          |
| <sup>(1)</sup> Indistintamente: Costos interbancarios, Intereses durante la construcción |                  |

## 8.8. VAN, TIR y Payback

Tabla 11. Métricas Financieras. Fuente: Elaboración Propia

| Indicador      | Valor   |
|----------------|---------|
| VAN            | 0       |
| Tasa descuento | 10%     |
| TIR            | 10%     |
| PAYBACK        | 17 años |

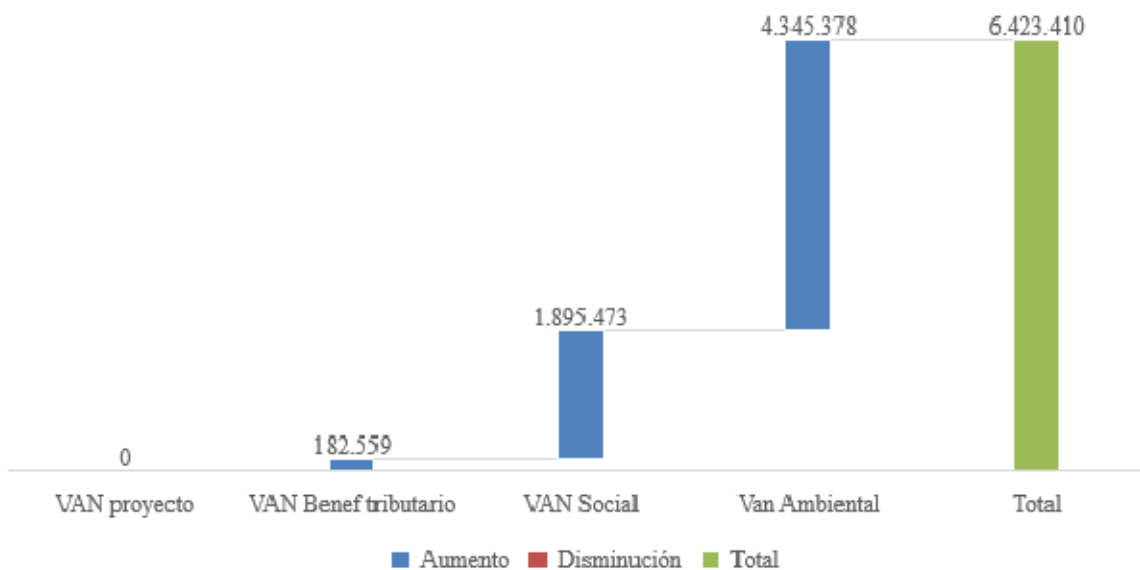
Debido a que la rentabilidad de la industria está establecida por ley al 10%, genera que la TIR sea del 10% y por ende, que el VAN del proyecto sea 0, ya que no se puede estimar mejor tasa que no

sea la TIR. Es importante señalar, que este punto, está establecido, por ley, por ende, la rentabilidad del negocio está asegurada.

Si Terra Austral, no fuera aprobada por la CNE, la única forma de transar la energía eléctrica sería a través del mercado SPOT, el cual, su precio está influenciado por la oferta y demanda, siendo este mercado, altamente riesgoso.

No obstante, para dar una mirada más integral al proyecto, se puede señalar que este genera una serie de beneficios. Estos beneficios, como el social y medioambiental, han sido calculados desde el VAN, el cual se puede apreciar en el gráfico a continuación:

Figura 7. VAN Integral. Fuente: Elaboración Propia



En ese sentido, es interesante resaltar que los principales beneficios del proyecto están dados desde la mirada social, ya que la reducción en el precio final a consumidor (VAN Social) y la reducción en las emisiones de CO2 por menor consumo de diésel (Van Ambiental), son los principales indicadores que justifican un impacto real y positivo sobre la comunidad

Si bien, desde un inicio, se determinó que el proyecto sería financiado con recursos propios, se ha estimado presentar el potencial beneficio que tendría el usar deuda, para mejorar el VAN del proyecto.

Si bien, genera un VAN positivo el usar deuda, por el beneficio tributario, de momento la decisión de ello no es de carácter financiero, sino más bien político.

Finalmente, al sumar todos los VAN de cada componente, vemos que el beneficio general esta capturado desde la comunidad, principalmente por el impacto ambiental y social. Esto apoya y conecta con el hecho que la estrategia comunicacional es clave en el éxito del proyecto, ya que financieramente el proyecto cumple con un rol social importante.

De igual forma, una vez puesta en marcha el proyecto, se analizará la posibilidad de transformar el proyecto en “empresa B”, por los puntos anteriores mencionados. Esta certificación le daría un mayor valor a Terra Austral, ya que las empresas B, están valoradas desde la industria, por el valor de la acción que pueden tener estas empresas. El costo estimado de la certificación es de 10.000USD y el tiempo de implementación, sería de 2 años.

Mayor detalle de respecto sobre la obtención del Van Social y Ambiental, se puede encontrar en el apartado de Anexos.

## 9. Riesgos críticos

Todos los proyectos de generación de energía eléctrica enfrentan distintos riesgos, tanto constructivos como operativos, como también del punto de vista de manejo de comunidades o medio ambientales. El caso del proyecto Terra Austral no es la excepción.

Del punto de vista constructivo existen diferentes riesgos identificados que tiene relación con la composición del terreno en donde se emplazarán la construcción, especialmente las obras civiles tales como, bocatoma, canal de abducción, tubería de presión, juntas de dilatación, restitución y la casa de máquinas. En términos prácticos, a la fecha existen estudios topográficos y de ingeniería que detallan las obras necesarias para la correcta ejecución del proyecto. Sin embargo, al momento de comenzar con los movimientos de tierra y las respectivas excavaciones existe la posibilidad de encontrarse con roca en vez de tierra, lo cual provocará dinamitar o utilizar otro medio por cual quitar la roca y en consecuencia demorar el avance de las obras y potencialmente incrementar los costos totales del proyecto. Dentro del mismo ámbito de construcción, el clima en donde se ejecutarán las obras podrá eventualmente afectar el avance de las obras, debido a la intensidad de las precipitaciones y bajas temperaturas (en promedio en Cochamó precipitan 2.554 m.m. al año o 2,5 metros de agua), es por tal razón que la época estival será la seleccionada para la construcción del proyecto, de esta manera se evita ese riesgo constructivo.

Del punto de vista de manejo de comunidades existe un potencial riesgo que tiene relación enfrentar una oposición al desarrollarse la construcción u operación de la central. Tal oposición puede tener origen en desinformación por parte de la comunidad en cuanto a los beneficios-perjuicios que traerá el proyecto Terra Austral a la comuna de Cochamó. Para minimizar tal riesgo, el proyecto contempla asesorarse con consultores expertos en materias de manejo de comunidades, que realizaran un diagnóstico con los principales actores de la comunidad, juntas de vecinos, dirigentes sociales, autoridades locales, regionales y parlamentarias. Tal diagnóstico arrojará como resultado, un plan de trabajo estratégico que tendrá por objetivo que el proyecto Terra Austral ingrese a la comunidad de manera tal que la relación entre la empresa y la comunidad sea una dinámica de la llegada de un nuevo vecino, evitando el distanciamiento y potencial enfrentamiento entre una comunidad y una empresa que llega a explorar recursos naturales de la comuna.

Del punto de vista operativo existen riesgos acotados asociados a mini centrales hidráulicas de pasada, que principalmente tiene relación con el recurso hídrico, el cual es el combustible de la central. En

específico, la disponibilidad del recurso hidráulico (cuanto caudal dispondrá la central para turbinar), posee un riesgo que es minimizado con el estudio hidrológico de la cuenca (que forma parte de los activos del proyecto), que arrojó como resultado una producción media anual de 3.500 MWh, es decir, un factor de planta en torno al 60%. Otro aspecto que eventualmente puede generar un riesgo operativo tiene relación con la calidad y periodicidad de los mantenimientos que deben ejecutarse en mini centrales hidráulicas de pasada. Dado lo anterior, el proyecto contempla realizar gastos en mantenimiento del orden de 200.000 USD, es decir, aproximadamente 5,4% del total de inversión de proyecto, que se ira invirtiendo en el activo año a año.

Del punto de vista de la Tarificación, que actualmente opera en los SSMM, existe un potencial riesgo de un cambio regulatorio. Contextualizando lo anterior, es necesario explicar que las centrales seleccionadas para formar parte de los SSMM (Plan de Expansión Óptima), se les asegura una rentabilidad del 10% de la inversión efectuada, cubriendo de igual manera los costos de operación, mantención y administración. La única manera que cambie la regulación vigente, es que el SSMM de Cochamó se interconecte con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), cuyo punto más cercano se ubica a más de 100 kilómetros de distancia (en las cercanías de la comuna de Puerto Montt), para lo cual debería construirse una línea de transmisión cuyo costo por kilómetro apropiadamente asciende a 230.000 USD, es decir se tendría que realizar una inversión superior a los 23 millones USD, que en definitiva debería ser absorbida por los habitante de Cochamó. Lo anterior es poco probable que ocurra dado el reducido tamaño de la comuna de Cochamó, minimizando el riesgo de un potencial cambio regulatorio en la manera como se tarifica la energía eléctrica.

Del punto de vista del personal necesario para operar y realizar los mantenimientos a la mini central, pueden surgir potenciales riesgos asociados a la necesidad de mano de obra altamente calificada. En la operación es necesario contar personal calificado de nivel universitario. Lo anterior, se puede minimizarse al ofrecer incentivos adecuados del punto de vista de ingresos y bonos anuales, con el respecto desarrollo de carrera que posea un hilo conductor que mantenga motivado al equipo de trabajo, caso contrario, podrá surgir una espiral de rotación de profesionales que entregaran una mala señal al mercado laboral y principalmente alternancia para el proyecto en puestos claves que aseguran el existo operativo.

## 10. Propuesta al Inversionista

El proyecto se encuentra aprobado definitivamente por la CNE para la Expansión Óptima del SSMM de Cochamó. Con lo anterior, se da paso a la última etapa del proceso, publicación del Decreto de Expansión en el Diario Oficial.

Dada la estabilidad en los ingresos del proyecto, debido a la regulación Tarifaria que rige en el SSMM de Cochamó, existe una alta probabilidad de obtención financiamiento con pequeños fondos de inversión privada, bancos locales o compañías de seguros, para el accionista o grupo de accionistas que finalmente sean los propietarios del proyecto.

En términos de métricas financieras se puede indicar que el costo de inversión del proyecto 3,67 millones de dólares, Payback 17 años, TIR 10% (participación en un mercado regulado), ingresos promedios anuales aproximadamente de 700 mil dólares y EBITDA promedio de 508 mil dólares equivalente a un 72% sobre las ventas.

Actualmente el proyecto no contempla la participación de terceros. No obstante, se puede evaluar la participación de terceros en caso de que sea atractiva la propuesta.



## 11. Conclusiones

Terra Austral propone una solución sustentable, limpia y de bajo costo de producción al problema de la generación eléctrica en la localidad de Cochamó, con una cobertura de producción de energía del orden de 3.522 MWh-año.

Desde la perspectiva técnica, el proyecto cumple con todas las condiciones para su implementación y operación apoyadas por los respectivos estudios de ingeniería, mecánica de suelos, estudios hidrológicos, análisis de calidad de aguas, estudio de crecidas y topografías junto con todos los activos esenciales del proyecto, como lo son los derechos de aguas, terrenos, pertinencias medio ambientales y mineras aprobadas. Todo lo anterior forma parte clave del proyecto, junto con la identificación por parte de la CNE que el proyecto Terra Austral es necesario para la comuna de Cochamó.

Es necesario que el proyecto deba controlar los riesgos sociales, que son los que podría generar mayores complicaciones, por ende, las estratégicas comunicaciones apoyadas por empresas consultoras, como las estrategias de RSE, son importante desarrollarlas en su completitud, para no caer en un potencial riesgo operativo, como lo han experimentad proyectos de generación en Chile.

Finalmente, por la escala del proyecto, contempla una inversión cercana a los 3,67 millones de dólares, con una rentabilidad equivalente a la TIR del proyecto del 10%, esta rentabilidad está asegurada por ley. Esto hace que el VAN del proyecto sea 0, ya que la industria está regulada por ley. Esto si bien asegura flujo constante y sin riesgo, lo que sugiere evaluar si es conveniente usar deuda sobre el proyecto, ya que el VAN aumenta cerca de 200 mil dólares por concepto de deuda (deuda del 80%).

De igual forma, viendo el proyecto en un espectro más amplio, el VAN social y ambiental que genera el proyecto hace sugerir el hecho de usar acciones como la venta de bonos de carbono o en su defecto, obtener la certificación de “Empresa B”, lo que permitirá crecer el valor de la empresa, en una industria que está demandando este tipo de empresas.

12. Anexos

12.1. Anexo 1. Estudio de Expansión Óptima de Cochamó

Link: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/tarificacion-sistemas-medianos/>



Desarrollado para:



12.2. Anexo 2. Derecho de Agua

*Rio GRANDE I*



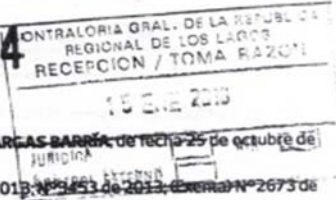
REF.: CONSTITUYE DERECHOS DE APROVECHAMIENTO NO CONSUNTIVOS, DE AGUAS SUPERFICIALES Y CORRIENTES, A FAVOR DE **MARÍA ELIANA VARGAS BARRÍA**, COMUNA DE COCHAMÓ, PROVINCIA DE LLANQUIHUE, REGIÓN DE LOS LAGOS.

N° PROCESO **950 0343**

Con esta fecha el Director Regional D.G.A. Región de Los Lagos ha resuelto lo que sigue:

JVR/AVT/MAS/KVG/CMM/lvg

PUERTO MONTT, 15 ENE. 2016  
D.G.A. N° **000014**



**VISTOS:**

1. La solicitud de **MARÍA ELIANA VARGAS BARRÍA**, de fecha 25 de octubre de 2012, de fojas 1;
2. Las Resoluciones D.G.A. N°56 de 2013; N°2453 de 2013; Decreto N°2673 de 2014 y (Exenta) N°1775 de 2014;
3. Los Decretos Supremos N°14 de 2012 publicado en el Diario Oficial el 30 de julio de 2013; y N°71 de 2014 publicado en el Diario Oficial el 15 de enero de 2015, ambos del Ministerio de Medio Ambiente;
4. El Of. Público RR. EE. DIFROL N° F-1675 de 17 de diciembre de 2013, de fojas 21;
5. El Informe Técnico D.G.A. región de Los Lagos N°816 de 30 de octubre de 2015, de fojas 28;
6. La carta recepcionada con fecha 04 de noviembre de 2015, de fojas 32;
7. Lo dispuesto en los artículos 141; 147 bis inciso 4°; 149; 150 y demás pertinentes del Código de Aguas,

**RESUELVO**

- 1.- Constitúyase a favor de **MARÍA ELIANA VARGAS BARRÍA**, RUT 9.114.230-9, derechos de aprovechamiento de carácter no consuntivo, sobre las aguas superficiales y corrientes de un estero sin nombre, localizado en la comuna de Cochamó, provincia de Llanquihue, región de Los Lagos, por los caudales expresados en l/s y modalidades siguientes:

| Ejercicio             | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY   | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC |
|-----------------------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Permanente y continuo | 170 | 135 | 275 | 490 | 500   | 800 | 660 | 770 | 390 | 345 | 310 | 206 |
| Eventual y continuo   | 760 | 690 | 740 | 880 | 1.000 | 700 | 840 | 730 | 730 | 910 | 710 | 880 |

El estero sin nombre desemboca al mar en el seno de Reloncaví.

- 2.- Las aguas se captarán en forma gravitacional, desde un punto que queda definido por la coordenada U.T.M. (m) siguiente:

Norte: 5.396.255 y Este: 725.010

La restitución de las aguas se hará en un punto definido por la siguiente coordenada U.T.M. (m):

Norte: 5.396.538 y Este: 724.594

Las coordenadas U.T.M. están referidas al Datum WGS 1984.

| RECEPCIÓN         |       |       |
|-------------------|-------|-------|
| UNIDAD            | FECHA | FIRMA |
| CONTABIL.         |       |       |
| MUNICIP.          |       |       |
| DO. PP.           |       |       |
| TOMA DE RAZÓN     |       |       |
| ASESORÍA JURÍDICA |       |       |
| REFRENDACIÓN      |       |       |
|                   |       |       |

DIRECCIÓN GENERAL DE AGUAS  
MOP. REGIÓN DE LOS LAGOS  
**OFICINA DE PARTES**  
**RESOLUCIÓN TRAMITADA**  
FECHA:.....2.8.ENE.2016.....

ND-1003-5272

## 12.3. Anexo 3. Pertinencia Medio Ambiental



N° 370

Puerto Montt, 18 de agosto de 2016

Señor

Camilo Sebastián Ruiz Ulloa  
Compañía Hidroeléctrica Hidroner SpA  
Avenida Presidente Kennedy 5600, Of. 805  
Vitacura/Santiago

De mi consideración:

Por medio de la presente, sírvase encontrar adjunta la Resolución Exenta N° 366 de 18 de agosto de 2016, del Servicio de Evaluación Ambiental Región de Los Lagos, que se pronuncia sobre consulta de pertinencia a proyecto "MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PASADA TERRA AUSTRAL".

Sin otro particular, saluda atentamente a usted,

Alfredo Wendt Scheblein  
Director Regional del Servicio de Evaluación Ambiental  
Región de Los Lagos

Adj.: Lo indicado

C/c:

- Archivo SEA Región de Los Lagos
- Repositorio de pertinencias

**SE RESUELVE:**

1. Que el proyecto descrito en la presentación de fecha 05 de Agosto de 2016, efectuada por Señor Camilo Sebastián Ruiz Ulloa, en representación de Compañía Hidroeléctrica Hidroner SpA, no debe ser sometido al procedimiento de evaluación de impacto ambiental en forma previa a su ejecución, por no corresponder a aquellos descritos en el artículo 3 del D.S. N° 40 de 2012, del Ministerio de Medio Ambiente. Lo anterior sin perjuicio de la observancia de las otras disposiciones que versen sobre la materia y del cumplimiento de la normativa ambiental vigente aplicable.
2. El presente acto es susceptible de ser impugnado mediante los recursos de reposición y/o jerárquico, regulados en el artículo 59 de la Ley N° 19.880 que establece bases de los procedimientos administrativos que rigen los actos de los órganos de la administración del Estado, recursos que deberán interponerse dentro de los 5 días siguientes a la notificación del acto.

Anótese, notifíquese por carta certificada al Titular del proyecto y Archívese.

ALFREDO WENDT SCHEBLEIN  
Director Regional  
Servicio de evaluación ambiental  
Región de Los Lagos

**Distribución:**

- Superintendencia del Medio Ambiente
- SEREMI de Agricultura Región de Los Lagos
- SEREMI de Salud Región de Los Lagos
- SEREMI de Energía Región de Los Lagos

12.4. Anexo 4. Solicitud de información para incorporar al estudio de expansión óptima del SSMM de Cochamó



CNE N° 76 /  
SANTIAGO, 22 FEB. 2018

Señor  
Representante  
Empresa desarrolladora  
de proyecto en Sistema Mediano  
**PRESENTE**

**Ref.: Solicita antecedentes para integrar el catastro de proyectos de generación y transmisión de Sistemas Medianos.**

De mi consideración:

En el contexto del actual proceso de tarificación y expansión de los Sistemas Medianos, en cumplimiento de lo establecido en las bases definitivas para la realización de los estudios de los Sistemas Medianos de Aysén, Palena, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, Puerto Williams, Cochamó y Hornopirén, aprobadas por Resolución Exenta CNE N° 154, de 21 de febrero de 2018, le corresponde a esta Comisión analizar la disponibilidad de oferta de generación eléctrica en el mediano y largo plazo de dichos sistemas. Para estos efectos, y considerando su manifestación de interés de participar en el proceso y/o conectarse a alguno de los Sistemas Medianos, solicito remitir a esta Comisión, los siguientes antecedentes:

- a) Carta Gantt que dé cuenta de las actividades, hitos y plazos del o los proyectos;
- b) Información técnica y comercial relacionada con el o los proyectos (informe de ingeniería conceptual), incluyendo los puntos de conexión y los costos de inversión por cada una de las partidas consideradas;
- c) Título habilitante para usar el terreno en el cual se ubicará o construirá el proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o como titular de servidumbres sobre los terrenos, o bien, contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto;
- d) Copia de la presentación del estudio de impacto ambiental o de la declaración de impacto ambiental del proyecto ante la autoridad ambiental competente, según corresponda, debiendo acreditar que a la fecha de la solicitud de inscripción no se ha puesto término al procedimiento por las causales establecidas en el artículo 15 bis o en el artículo 18 bis de la Ley N° 19.300, según corresponda;
- e) Tratándose de proyectos de energías renovables, deberá incluirse toda la información referida a las mediciones que acrediten los factores de planta. Adicionalmente, tratándose de proyectos hidroeléctricos, se deberá incluir la información relativa a las estadísticas de afluentes y de los derechos de aprovechamiento de aguas (propiedad, ubicación, volumen y resolución de otorgamiento); y en el caso de proyectos eólicos, se deberá incluir la información de estadísticas de viento que se encuentre disponible;
- f) Modalidad de financiamiento del proyecto;
- g) Boleta de Garantía o la póliza de seguro a primer requerimiento de ejecución inmediata, por un monto equivalente a 100UF. Este instrumento deberá estar vigente hasta, al menos, la fecha

Av. Libertador Bernardo O'Higgins 1449  
Edificio Santiago Downtown IV, Piso 13, Santiago, Chile  
Tel: 56 (2) 2797 2600  
www.cne.cl

**Gobierno de Chile**



## 12.5. Anexo 5. Calculo Van Social y Ambiental.

## VAN Social:

Para la formación de este cálculo se usaron los siguientes supuestos:

Inversión del proyecto: -3.741.664 USD

Consumo anual de electricidad: 3.522

Precio actual de la electricidad: 250

Nuevo precio de la electricidad: 188

Tasa de descuento para el VAN 10%

Con estas variables se estimó el flujo de consumo anual, multiplicado por el nuevo precio, esto a un horizonte de 20 años.

Se asume que los flujos con constantes.

| Año   | 0          | 1         | 2       | 3       | ... | 17      | 18      | 19      | 20      |
|-------|------------|-----------|---------|---------|-----|---------|---------|---------|---------|
| Flujo | -3.741.664 | 662.136   | 662.136 | 662.136 | ... | 662.136 | 662.136 | 662.136 | 662.136 |
| Van   |            | 1.895.473 |         |         |     |         |         |         |         |
| Tir   |            | 17%       |         |         |     |         |         |         |         |

## VAN Ambiental:

Para la formación de este cálculo se usaron los siguientes supuestos:

Inversión del proyecto: -3.741.664 USD

Consumo anual de electricidad: 3.522

Toneladas de CO<sub>2</sub>/GWh producido: 914

Precio litro diésel (USD)/ MWh: 295

Tasa de descuento para el VAN 10%

Con estas variables se multiplico el consumo anual de energía por las toneladas de CO<sub>2</sub> posiblemente generadas. Luego el valor es multiplicado por el precio del diésel/MWh, Este resultado se replica por los 20 años del proyecto y se descuenta a una tasa del 10%.

Se asume que los flujos con constantes.

| Año   | 0          | 1         | 2       | 3       | ... | 17      | 18      | 19      | 20      |
|-------|------------|-----------|---------|---------|-----|---------|---------|---------|---------|
| Flujo | -3.741.664 | 949.901   | 949.901 | 949.901 | ... | 949.901 | 949.901 | 949.901 | 949.901 |
| Van   |            | 4.345.378 |         |         |     |         |         |         |         |
| Tir   |            | 25%       |         |         |     |         |         |         |         |