

UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE CIENCIAS EMPRESARIALES
DEPARTAMENTO DE GESTIÓN EMPRESARIAL



“Evaluación Estratégica fuente de generación de electricidad para la Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Limitada”

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO COMERCIAL

Gajardo Salazar, Bernardo Antonio; Guíñez Zapata, Luis Alexi

Profesor Guía: Dr. Alex Iván Medina Giacomozzi

CHILLÁN 2013



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE CIENCIAS EMPRESARIALES
ESCUELA INGENIERÍA COMERCIAL


Chillán, Julio 25 de 2013.


Informe: Memoria de Título

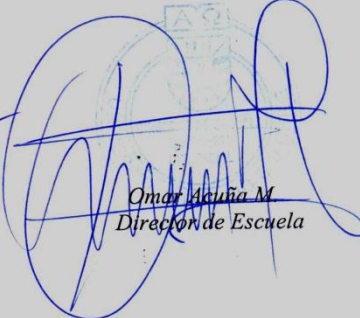
En relación a la evaluación de la Memoria para optar al Título de Ingeniero Comercial, denominada "EVALUACIÓN ESTRATÉGICAS FUENTE DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA LA COOPERATIVA DE CONSUMO DE ENERGÍA ELECTRICA CHILLÁN LTDA". de los alumnos Luis Guiñez Zapata - Bernardo Gajardo Salazar.

Teniendo en cuenta las exigencias de la Carrera de Ingeniería Comercial y en especial las referidas a la actividad de titulación, la comisión de examinación califica el presente informe con 6.7 puntos (escala de 1 a 7).

Atentamente,


Alex Medina G.
Profesor Guía


Nataly Guiñez C.
Profesor Informante


Omar Acuña M.
Director de Escuela

CC. - Director de Escuela Ingeniería Comercial
- Alumnos(as)
- Archivo

AGRADECIMIENTOS

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a Dios por ser quien me da la fuerza para enfrentar los desafíos que nos depara el día a día.

A nuestro profesor guía Dr. Alex Iván Medina Giacomozzi

A mis profesores por entregarme las herramientas académicas necesarias para poder llegar a esta instancia tan anhelada en mi vida.

A Copelec por la oportunidad otorgada.

A mis hermanos Osvaldo y Marcela que por medio de su ejemplo me enseñan a superarme y ser fuerte en este mundo.

A mis tíos y primos que me han apoyado en esta etapa académica.

A mi compañero de Memoria Luis Guiñez, quien me comprendió y apoyo en los momentos más difíciles que tuve que enfrentar para poder desarrollar esta memoria.

Finalmente a mis Padres Osvaldo Gajardo Burgos y Sandra Salazar Paredes, que son el pilar fundamental en mi formación como ser humano entregándome valores y ejemplos para ser una mejor persona.

En especial a mi Padre, que ya no está entre nosotros, y partiste de este mundo durante este proceso académico tan importante en mi vida, pero sigo día a día perseverando y recordándote con mucho cariño y te dedico cada éxito.

Bernardo Antonio Gajardo Salazar.

Al terminar una etapa importante de mi vida debo dar las gracias en primer lugar a Dios por ponerme en este camino, por guiarme cada día y si me desvié volverme al sendero correcto.

A mis padres, Sergio y Carmen por todo su apoyo incondicional día a día, por su motivación, por darme los valores que me hacen el hombre que soy y por estar presente en cada momento de mi vida.

A mis tres hermanos por estar conmigo, por mostrarme que todo se puede en la vida sin importar el tamaño de la piedra que se los cruce en el camino.

A mis profesores de la Universidad del Bío Bío, por todas sus enseñanzas y herramientas entregadas para afrontar el mundo laboral. En especial agradecer a nuestro profesor guía el Dr. Álex Medina Giacomozzi quien nos proporcionó su ayuda y conocimiento en cada duda en el transcurso de esta memoria.

A mi amigo y compañero de Memoria Bernardo, quien sin él esta memoria no hubiera sido posible, también a todos mis compañeros y a los que se volvieron mis amigos en el transcurso esta etapa universitaria.

Por ultimo a mi polola y pareja Yanira, por sus palabras de aliento, por su carisma, su apoyo y por sobre todo por su amor incondicional entregado día a día.

Cada meta que me he propuesto en la vida la he cumplido, algunas más difícil que otras, esta fue una de esas, pero ya se ve la recta final, siento alegría por ello, porque sé que con esto se abrirán grandes puertas y podré seguir adelante con lo que aún me falta por recorrer.

Luis Alexi Guíñez Zapata

RESUMEN

RESUMEN

La presente memoria hace una descripción completa sobre un modelo de generación de energía eléctrica producida por medio de una central de pasada con el uso de energía renovable no convencional, considerando todos los factores necesarios a nivel nacional pertinentes a este tipo de energía y aplicándola a una empresa en particular.

La estructura que determina al mercado eléctrico nacional se flexibiliza en la última década, para detallar los roles que desempeñan los distintos actores, regulados todos estos por la autoridad pertinente, facilitando la entrada de nuevos competidores.

Debemos agregar que en Chile también en la última década se está implementando el uso de energías renovables no convencionales como una forma eficiente de generación de energía eléctrica, motivando a los distintos actores que componen la industria a interactuar de manera equitativa, para potenciar un mercado más justo y competitivo, creando cada vez una industria más atractiva para inversionistas que deseen participar, garantizando la venta de energía eléctrica, a empresas de menor tamaño y que estén emergiendo en el mercado eléctrico, permitiéndolas participar de los procesos de ventas licitados, vender y comprar energías a un precio más accesible.

Del incremento que ha desarrollado el mercado eléctrico nacional, podemos decir que se debe principalmente al crecimiento económico y poblacional del país, lo que hace aumentar la demanda de electricidad, por otro lado el crecimiento que ha tenido el sector Industrial y Minero considerado los últimos años como el sector que más consume en el país, con aumentos significativos demandando el 65% de la producción eléctrica nacional, fomentan al crecimiento del mercado eléctrico.

Muchas de las empresas distribuidoras mira de forma atractiva el mercado de las energías renovables no convencionales, por sus bajos costos, y también porque van de la mano con las buenas prácticas de cuidado del medio ambiente. Copelec es una de esas empresas, que ha puesto su esfuerzo en integrarse de forma vertical con la intención de crear una unidad de negocio diversificado, como lo es la generación de electricidad.

ÍNDICE

ÍNDICE GENERAL.

ÍNDICE GENERAL.....	9
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	12
1.1. PROBLEMA.....	12
1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	14
1.3. OBJETIVOS.....	14
Objetivo General:.....	14
Objetivos Específico:.....	14
CAPITULO II: DIAGNÓSTICO SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA.....	16
2.1. HISTORIA DE LA EMPRESA.....	17
Reseña Histórica.....	18
Visión:.....	19
Misión:.....	19
Organigramas de la empresa.....	19
2.2. PROCESO ACTUAL DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA.....	20
Compra y Venta de energía.....	22
2.3. COSTOS Y GANANCIAS ACTUALES.....	24
CAPITULO III: MODELO DE GENERACIÓN DE ENERGIA ELECTRICA Y EVALUCIÓN COMERCIAL.....	28
Energías Primarias:.....	28
Clasificación Energías Primaria.....	28
Energías Secundarias:.....	30
Clasificación Energías Secundaria.....	31
3.1. MERCADO ELECTRICO CHILENO.....	31
Modelo del mercado eléctrico.....	31
Generación.....	32
Transmisión.....	33
Distribución:.....	33
Consumidores:.....	33
Sistemas eléctricos Chile.....	34
Modalidad de Tarifas Eléctricas.....	41

3.2. PRESENTACIÓN DEL NUEVO MODELO PRODUCTIVO.....	44
Central de Pasada.....	44
3.3. DETALLES DE LA CENTRAL DE PASO	48
Calculo Potencia Promedio.	49
Superficie afectada por el proyecto.	50
Plano ubicación de la posible instalación de la central.....	50
Aspectos Legales aplicables al proyecto	51
3.4. ANÁLISIS CUANTITATIVO.....	57
Calculo de la Inversión.....	57
Monto de la Inversión.....	57
Formula de la Relación Inversión v/s Potencia Proyectos.....	59
Tipos de Precios Mercado Chileno	61
Ingresos Central de Pasada	63
Evaluación Proyecto.....	66
CAPITULO IV: DISEÑO DE LA NUEVA ESTRATEGIA CORPORATIVA.....	79
4.1. DIRECTRICES ESTRATEGICAS	79
Gobierno Organizacional.....	79
Ética Organizacional	79
Agentes involucrados.....	80
Ambiente Externo.....	80
4.2. ANÁLISIS FODA.....	81
Cuadro 1. Análisis FODA Central de Pasada COPELEC.....	81
Detalle análisis FODA.....	81
4.3. ESTRATEGIA CORPORATIVA.....	83
Estrategia de diversificación.....	83
4.1. DISEÑO DE LA NUEVA ESTRATEGIA.....	84
CONCLUSIÓN.....	87
ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	88
BIBLIOGRAFÍA.....	90
ANEXOS	93

CAPÍTULO I

Introducción

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.

1.1. PROBLEMA.

El problema nace de la necesidad de Copelec de generar energía eléctrica por sus propios medios, ya que Copelec hoy en día es una distribuidora de energía eléctrica, la cual tiene contratos de suministro licitados, con dos empresas que son Empresa Nacional de Electricidad S.A (ENDESA) la cual le suministra un 54% de energía eléctrica, y Colbun S.A (COLBUN) que tiene el restante 46% de la energía que compra Copelec. *(Datos extraídos de la memoria anual 2012).*

Chile es un país importador de recursos energéticos, debemos de tener en cuenta que los altos precios han incrementado los costos marginales de generación de energía así aumentando el precio de la electricidad. Con todo esto podemos agregar que hoy en día Chile tiene el consumo per cápita más elevado y uno de los precios de electricidad más altos de América Latina *(ver tabla 1, Gráfico 1 y 2)*, superiores al promedio del resto de países de la OCDE¹. Es por eso que las empresas de trasmisión y distribución buscan nuevas formas de negocio, muchas optando por nuevas formas de generación de electricidad, impulsando la implementación de energías alternativas, las que acarrear beneficios al ser más rentables económicamente, disminuyendo el riesgo al poseer costos más reducidos en comparación a otras alternativas, mitiga la contaminación y por ser menos invasivas al ecosistema en el largo plazo conservan los recursos naturales, es por ello que la industria energética está privilegiando alternativas de generación como las hidroeléctricas antes que termoeléctricas.

Tabla 1. Consumo per cápita de energía en latino américa año 2010.

PAÍS	(KW/h per cápita)
CHILE	3.297
VENEZUELA	3.287
ARGENTINA	2.904
URUGUAY	2.763
BRASIL	2.384
PARAGUAY	1.134
PERU	1.106
ECUADOR	1.055
COLOMBIA	1.012
BOLIVIA	616

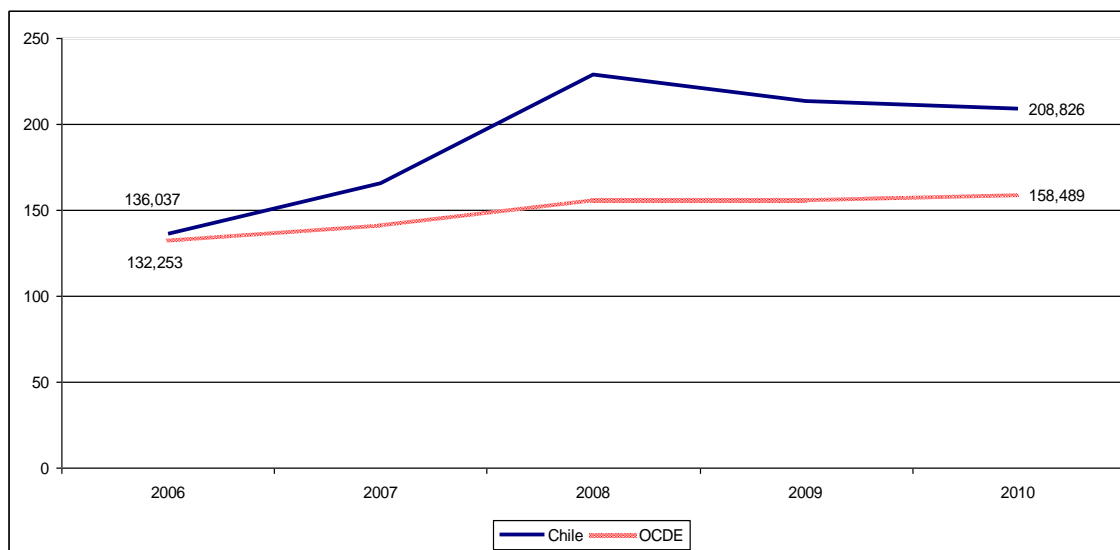
Fuente: Banco Mundial.

¹ OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.

De la tabla 1, podemos apreciar que Chile es el país con un mayor consumo per cápita de energía eléctrica en América Latina, y se sigue proyectando un abundante crecimiento del consumo de energía para los próximos años según la consultora internacional *Fitch*, con lo cual la industria se verá beneficiada por el constante aumento sostenido del servicio, pero la oferta energética en Chile hoy en día es escasa, al año 2020 se proyecta un aumento en el consumo eléctrico en torno a los 100 mil GWh de demanda total de energía eléctrica, a partir de ello las autoridades están comenzando a impulsar la generación de energía en el país.

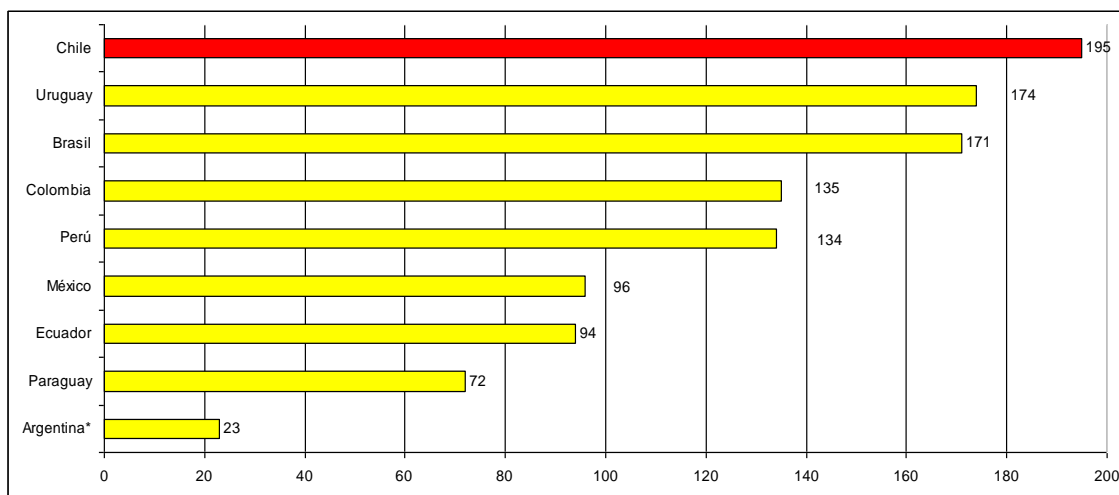
El gráfico 1 y 2. Nos muestran el nivel de precios de la electricidad de Chile en comparación a los países pertenecientes a la OCDE, del cual podemos decir que el nivel de precios es más elevado en Chile en los últimos 4 años y los sigue manteniendo elevados junto a Brasil e inclusive a algunas potencias internacionales, haciendo más notoria la diferencia durante el año 2008 obteniendo los precios más elevados de toda Latinoamérica, así basándonos en la tabla 1. Antes mencionado, el consumo per cápita de energía eléctrica no cae y es mayor en Chile que en sus países vecinos de Latinoamérica.

Gráfico 1. Evolución de los precios de la electricidad para los hogares en Chile y la OCDE 2006-2011. (US\$/MWh)



Gráficos del Informe Comparación de Precios de Electricidad en Chile y países de la OCDE y América Latina de Biblioteca del Congreso Nacional de Chile BCN disponible en <http://bit.ly/ZwcUrk>

Gráfico 2: Precios de la electricidad para los hogares en América Latina 2008 (US\$/MWh)



Gráficos del Informe Comparación de Precios de Electricidad en Chile y países de la OCDE y América Latina de Biblioteca del Congreso Nacional de Chile BCN disponible en <http://bit.ly/ZwcUrk>

1.2. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.

La Cooperativa eléctrica de Chillán Ltda. Es una distribuidora y comercializadora de energía eléctrica en la octava región, la energía comercializada proviene de otras empresas, la cual es ingresada a redes propias, para ser distribuida a sus socios y clientes, hoy en día la cooperativa eléctrica de Chillán Ltda., Está buscando una nueva alternativa de producción energética, para obtener un beneficio económico el cual será reutilizado para el beneficio de sus socios, como resultado de este trabajo investigativo analizaremos estratégicamente los posibles beneficios económicos y sociales que se generarían con la nueva opción determinada por la empresa.

1.3. OBJETIVOS.

Objetivo General:

Diseñar la estrategia corporativa de implementación de un nuevo sistema de producción de energía para la Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Limitada.

Objetivos Específico:

1. Diagnosticar la situación actual de la empresa, identificando los costos incurridos en el proceso actual de distribución ofrecido en la Provincia de Ñuble.
2. Proyectar la comercialización de la energía por los precios vigentes de energía ingresada al sistema de distribución con el nuevo modelo de producción.
3. Implementar una estrategia de crecimiento, integración vertical para la cooperativa eléctrica de Chillán Ltda.
4. Determinar el valor económico de la empresa considerando la nueva estrategia.

CAPÍTULO II

Diagnóstico situación actual de la empresa

CAPITULO II: DIAGNÓSTICO SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA.

OPara empezar con el análisis de la empresa debemos primero definir que es una cooperativa, ya que Copelec actualmente es una cooperativa donde participan una cantidad determinada de socios, para esto tomamos la definición que da el sitio web del gobierno (decoop.cl), que es la página del departamento de cooperativas.

Las Cooperativas son asociaciones que de conformidad con el principio de la ayuda mutua tienen por objeto mejorar las condiciones de vida de sus socios.

Características fundamentales:

- Los socios tienen iguales derechos y obligaciones, un solo voto por persona, y su ingreso y retiro es voluntario.
- Deben distribuir el excedente correspondiente a operaciones con sus socios, a prorrata de aquéllas
- Deben observar neutralidad política y religiosa, desarrollar actividades de educación cooperativa y procurar establecer entre ellas relaciones federativas e intercooperativas. (Art. 1° Ley General de Cooperativas).

A su vez, la *Alianza Cooperativa Internacional*², define a las cooperativas como asociaciones autónomas de personas que se han unido voluntariamente para hacer frente a sus necesidades y aspiraciones económicas, sociales y culturales comunes por medio de una empresa de propiedad conjunta y democráticamente controlada.

Tipos de Cooperativas:

La actual legislación no contempla una clasificación de las cooperativas, las que podrán combinar finalidades de diversas clases, salvo las que deban tener por objeto único como las cooperativas de vivienda abiertas, las de ahorro y crédito y cualquier otra que establezca la ley.

Doctrinariamente las cooperativas se agrupan en tres grandes tipos, según la naturaleza de sus asociados y la relación de éstos con la institución:

Las cooperativas de productores, pertenecientes a socios productores, a quienes la cooperativa provee de bienes y servicios de utilidad para su actividad o profesión. Pueden además transformar y comercializar los productos de sus socios. (Agricultoras, incluyendo lecheras, vitivinícolas y pisqueras, forestales, agrícolas especiales, de arriendo de maquinarias, de colonización y reforma agraria; de pescadores; campesinas; etc.)

Las cooperativas de trabajo o de trabajadores, que pertenece a los trabajadores de la cooperativa, quienes explotan la empresa con el propósito de procurarse un empleo.

² *Alianza Cooperativa Internacional (ACI) es una organización no gubernamental independiente que reúne, representa y sirve a organizaciones cooperativas en todo el mundo.*

Les permite además ejercer un control sobre sus condiciones de trabajo. Sus socios deben ser trabajadores de la cooperativa. La ley chilena las define así: "Son cooperativas de trabajo las que tienen por objeto producir o transformar bienes o prestar servicios a terceros, mediante el trabajo mancomunado de sus socios y cuya retribución deba fijarse de acuerdo a la labor realizada por cada cual." (Artesanos, pescadores, servicios de consultoría a empresas y organizaciones sociales, servicios profesionales, etc.)

Las cooperativas de consumidores, que pertenece a socios consumidores, a quienes provee bienes y servicios diversos, para su uso personal. (Consumo, abastecimiento eléctrico, abastecimiento de agua potable, de ahorro y crédito, vivienda, escolares, salud, veraneo, servicios habitacionales, etc.).

Nuestra legislación hace alusión a las cooperativas de trabajo, agrícolas, campesinas, pesqueras, de trabajo, y de servicios, dentro de las cuales distingue a su vez entre las escolares, de abastecimiento y distribución de energía eléctrica y de agua potable, de vivienda abierta y cerrada, ahorro y crédito, y de consumo.

Define a su vez a las cooperativas de servicios como "las que tengan por objeto distribuir los bienes y proporcionar servicios de toda índole, preferentemente a sus socios, con el propósito de mejorar sus condiciones ambientales y económicas y de satisfacer sus necesidades familiares, sociales, ocupacionales o culturales."

No obstante, las personas pueden crear otros tipos de Cooperativas, según sean sus intereses y necesidades.

Cooperativas eléctricas, son cooperativas de abastecimiento y distribución de energía eléctrica las cooperativas de servicio que se constituyan con el objeto de distribuir energía eléctrica a sus cooperados, con el objeto de ofrecer un mejor servicio. Por su parte, las cooperativas de abastecimiento y distribución de agua potable, que cumplan dicha función, se regirán en lo que fuere aplicable, por las disposiciones de las leyes especiales que regulan esta actividad.

(Fuente: Departamento de Cooperativas (<http://www.decoop.cl>))

2.1. HISTORIA DE LA EMPRESA.

Tabla 2. Identificación de la Organización.

Razón Social	Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda. "COPELEC".
Rol Unico Tributario	80.237.700-2
Tipo de Entidad	Cooperativa
Domicilio Legal	18 de Septiembre N° 688, Chillán
Representante Legal	Patricio Lagos Cisterna - Gerente General
Teléfono	(42) 20 44 00
Fax	(42) 22 36 14
Casilla	20-D, Chillán

Pág. Web	www.copelec.cl
E-mail	copelec@copelec.cl

Información Memoria Anual 2011, Copelec Eléctrica (<http://bit.ly/11FKQk4>)

Reseña Histórica.

Copelec Eléctrica es una cooperativa que en el transcurso del tiempo ha ido creando otras empresas con funciones distintas entre sí, pero con un mismo objetivo: “incrementar el desarrollo social y económico de sus asociados”.

Dentro de sus actividades, la principal es la distribución de energía eléctrica, continuando con la comercialización de bienes y servicios. La empresa matriz es la responsable de la distribución de energía eléctrica, La Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda., nombre de fantasía “COPELEC”, se constituye como Cooperativa fundándose un día 13 de noviembre de 1951, cuya acta es reducida a Escritura Pública el 6 de octubre de 1952.

La Cooperativa fue creada por un grupo de agricultores de Ñuble, o dicho de otra forma, de personas naturales y/o jurídicas organizadas voluntariamente, cuyos intereses comunes las dispongan para darse a sí mismas, o a la comunidad, un buen servicio, lo que se constituye en definitiva la razón de ser para cualquier Cooperativa, en donde el participante no es la única persona que obtendrá beneficios, sino también el resto de la comunidad. Nace como respuesta a los esfuerzos en tal sentido de la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA), entidad encargada por la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) de implementar el Plan de Electrificación del país.

Su inicio fue con 57 socios y 113 kilómetros de líneas de alta tensión. Más tarde, en 1955 se decidiría fusionar esta organización con las Cooperativas en formación de las localidades vecinas de San Carlos y Bulnes.

La organización de la Cooperativa está estructurada a través de un ente superior que es la Junta General de Socios, en la que participan reunidos en Asamblea todos los socios. Ella elige al Consejo de Administración y a la Junta de Vigilancia. El Consejo de Administración que es responsable de la marcha de la Cooperativa, a su vez designa al Gerente General, que es el profesional encargado de operar las líneas y planes de trabajo de la organización.

La Cooperativa está controlada a su vez, por el Departamento de Cooperativas dependiente del Ministerio de Economía Fomento y Turismo. Sus estados financieros anualmente, deben ser sometidos al análisis de una empresa externa de Auditoría.

Esta Cooperativa está afiliada a la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas (FENACOPEL), que es una de las organizaciones que aglutina a este tipo de Cooperativas a nivel del país. *(Datos extraídos de la Memoria Anual 2011).*

Visión:

Ser una empresa comprometida con las personas y organizaciones de la Región del Bío Bío, en la entrega de servicios de calidad, contribuyendo a su desarrollo y progreso.

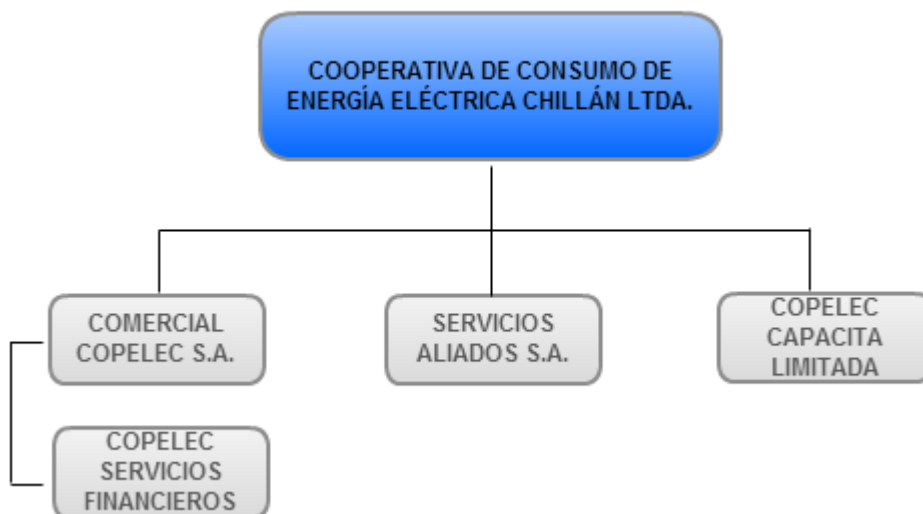
Misión:

Comercializar bienes y servicios, con una atención personalizada, entregando soluciones integrales que contribuyan al progreso y desarrollo de nuestros socios y clientes, para ello contamos con:

- a) Presencia y cercanía
- b) Entrega de financiamiento
- c) Cartera de negocios diversificada
- d) Equipo humano calificado

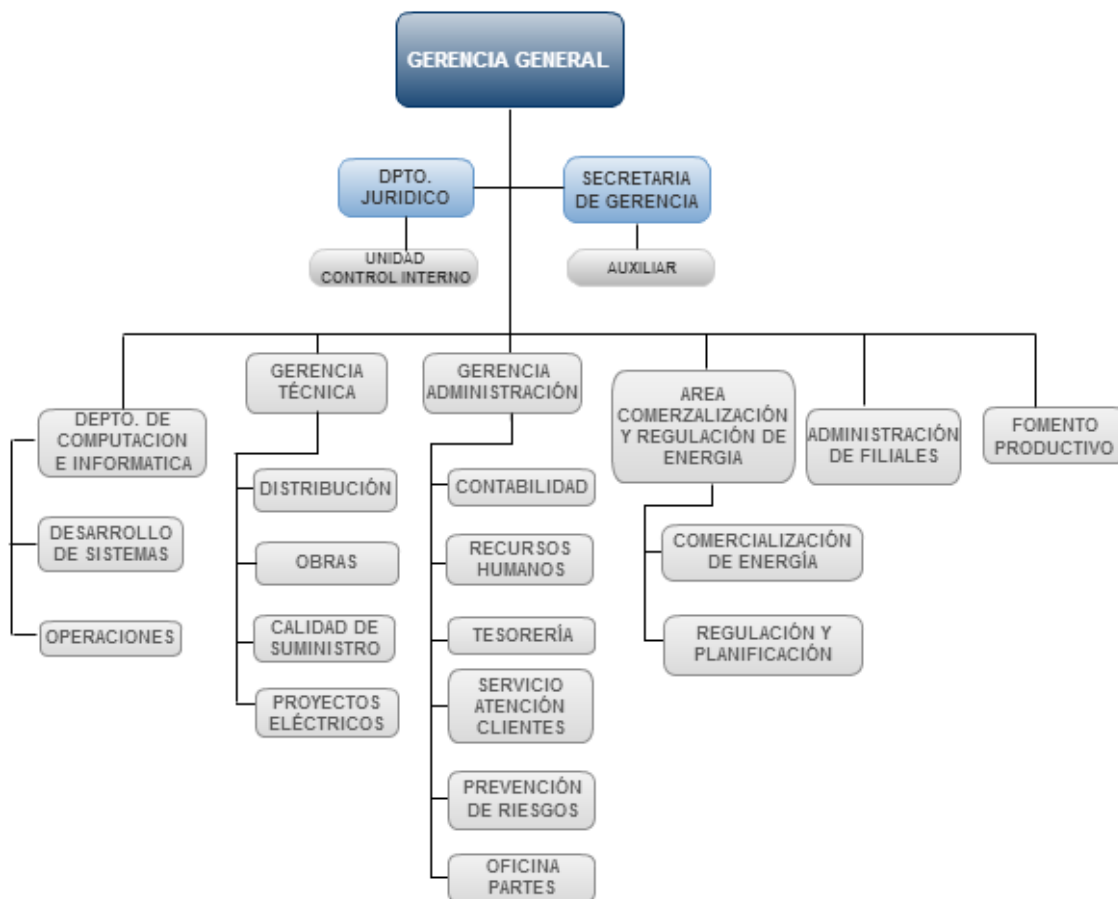
Organigramas de la empresa.

Grupo de empresas (Figura. 1)



Elaboración propia a base de cuadro memoria anual 2012, Copelec Eléctrica

Organigrama Funcional Copelec (Figura 2)



Elaboración propia a base de cuadro memoria anual 2012, Copelec Eléctrica

2.2. PROCESO ACTUAL DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA.

Actualmente Copelec es una distribuidora energía, esta energía distribuida es comprada por medio de contratos licitados a empresas generadoras (Endesa y Colbun), el cual contempla el suministro necesario para abastecer el consumo de los clientes, (todas estas compras están reguladas por entidades como; SEC³, CNE⁴), las que entregan la energía a Copelec en la subestación de subtransmisión de transformación de energía más cercana (Quilmo, Santa Elisa, Recinto, Cocharcas, Tres Esquinas), la cual es almacenada y regulada (potencia de salida), para luego hacer el ingreso al amplio sistema de redes que posee Copelec en toda la provincia de Ñuble y parte de la región del Biobío.

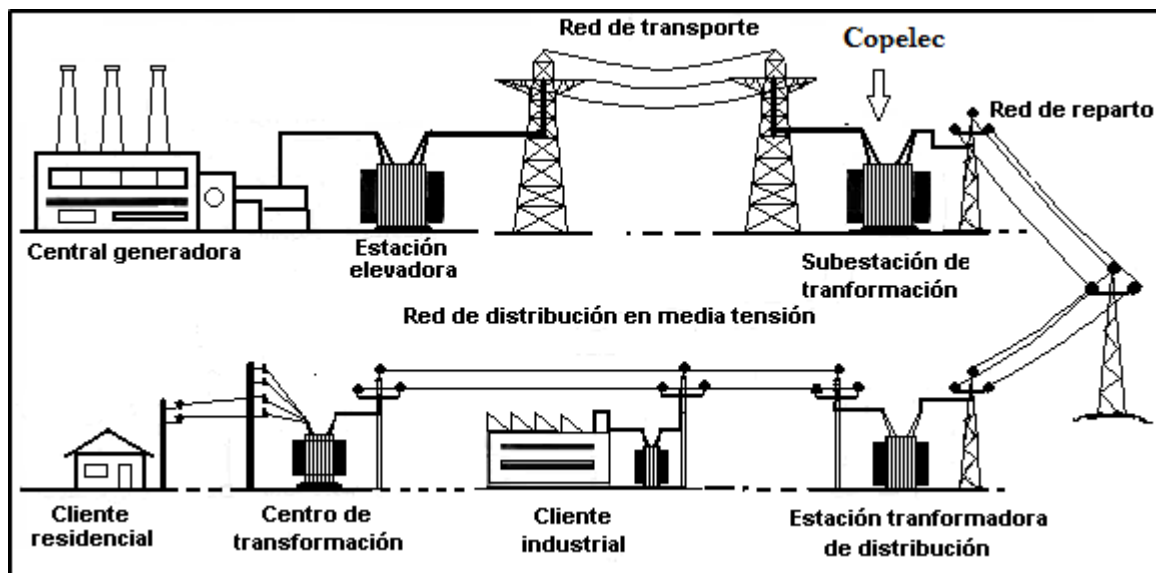
La principal actividad de Copelec es distribuir energía eléctrica, en un radio de acción que alcanza la totalidad de la provincia de Ñuble a la que se adiciona la comuna de Florida, teniendo como epicentro de actividades la ciudad de Chillán.

³ Súper intendencia de electricidad y Combustible (SEC), es una entidad fiscalizadora de las cadenas energéticas de electricidad, combustibles líquidos y gas de Chile.

⁴ La Comisión Nacional de Energía (CNE), es un organismo autónomo y descentralizado, que se relaciona directamente con el Ejecutivo.

Estas labores importan el efectuar los correspondientes estudios topográficos, la proyección de las instalaciones y la expresión valorizada de ellos, todo lo cual se traducirá finalmente en la instalación de postes, conductores y equipos para llevar el vital servicio hasta los rincones más apartados de Ñuble.

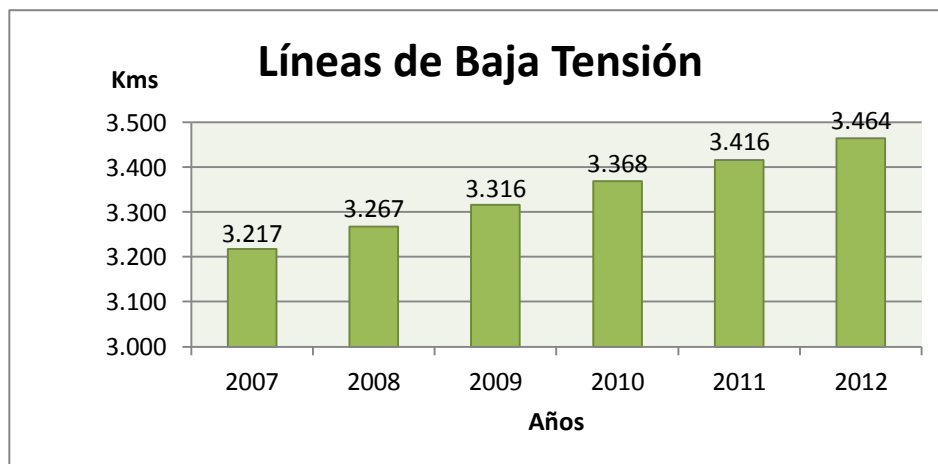
Figura 3. Esquema trayecto electricidad.



Fuente: Enciclopedia Libre Universal en Español
 (http://enciclopedia.us.es/index.php/Suministro_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica)

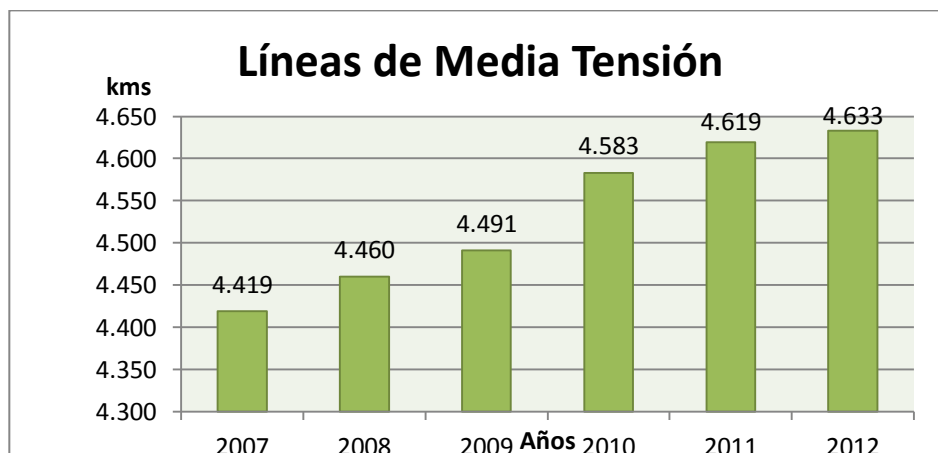
La conducción de energía desde los puntos de compra hacia las empresas y hogares que demandan dicho servicio, las realiza la Cooperativa a través de una compleja red que abarca los siguientes elementos: 4.619 kilómetros de líneas de media tensión y 3.416 kilómetros de líneas de baja tensión.

Gráfico 3. Líneas de Baja Tensión



Fuente: Memoria anual de Copelec del 2012

Gráfico 4. Líneas de media Tensión



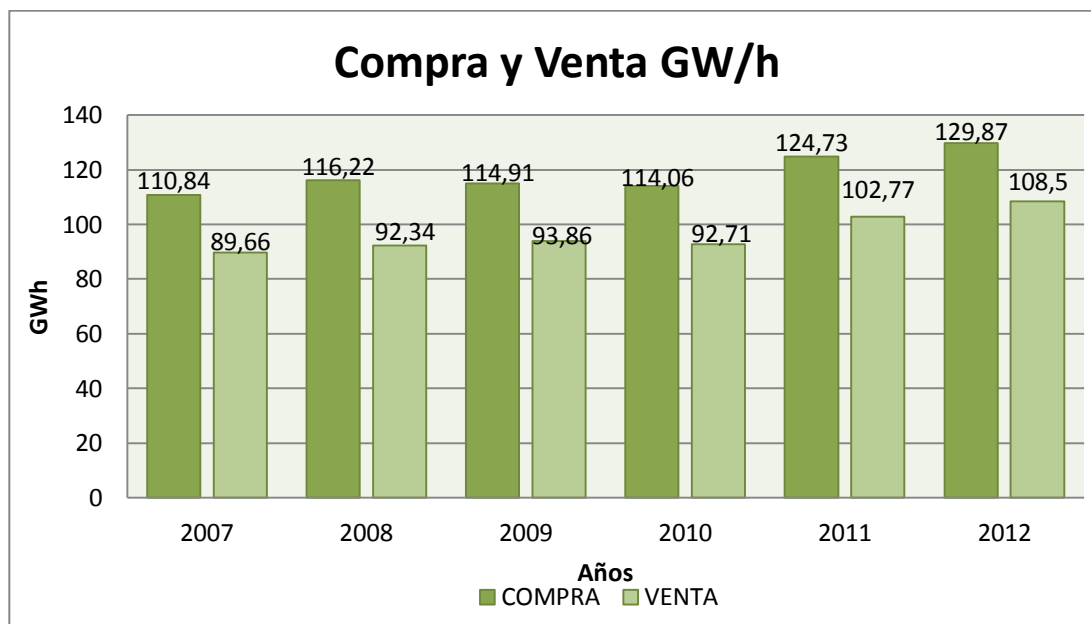
Fuente: Memoria anual de Copelec del 2012

En los gráficos 3 y 4 se observa el crecimiento que ha ido teniendo Copelec a medida que han pasado los años, con lo que cada vez se ha ido haciendo presente en mucho más sectores.

Compra y Venta de energía

Como ya se había mencionado Copelec le compra la energía a Endesa, Colbun y cabe mencionar también a Campanario, este último solo hasta el 2012, ya que en el periodo 2013 Campanario se declaró en quiebra, dicho porcentaje que le comercializaba campanario a Copelec, se lo adjudico Endesa.

Gráfico 5. Compra y Venta de energía



Fuente: Memoria anual de Copelec del 2012

Venta

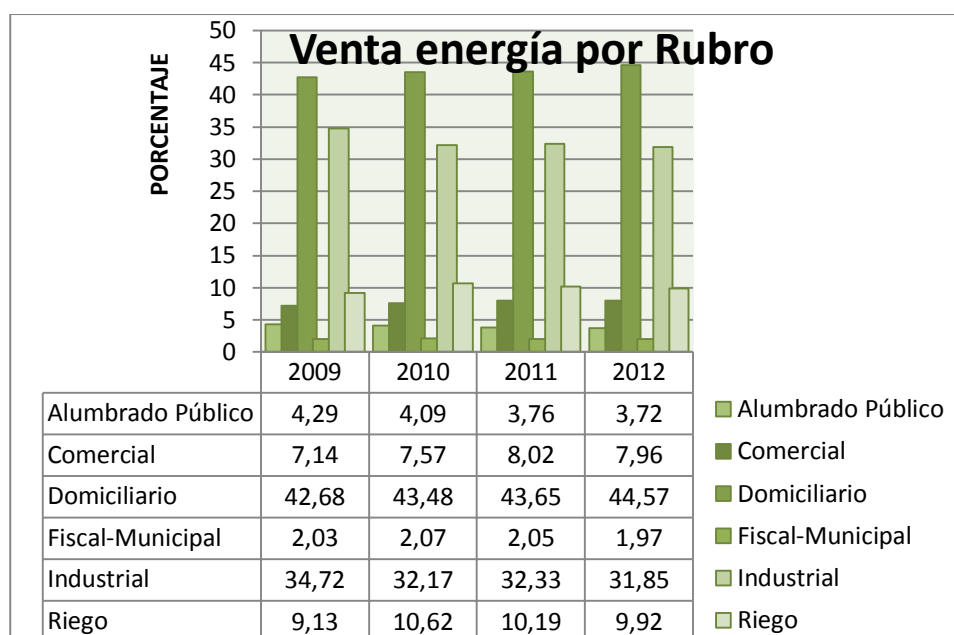
La venta del año 2012 fue de 108.5 GWh lo que implicó un aumento de un 5,58% respecto al periodo anterior, la venta de energía como se detalla más abajo (gráfico 6) es a variados rubros, siendo los más notorio el sector domiciliario, y el industrial.

Compra

La cifra de compra de energía durante el año 2012, ascendió a la suma de 129,87 GWh, con una variación positiva respecto al nivel de compra del año 2011 de un 4,12%.

Detalle venta energía por rubro

Gráfico 6. Venta de energía por rubro (porcentajes)



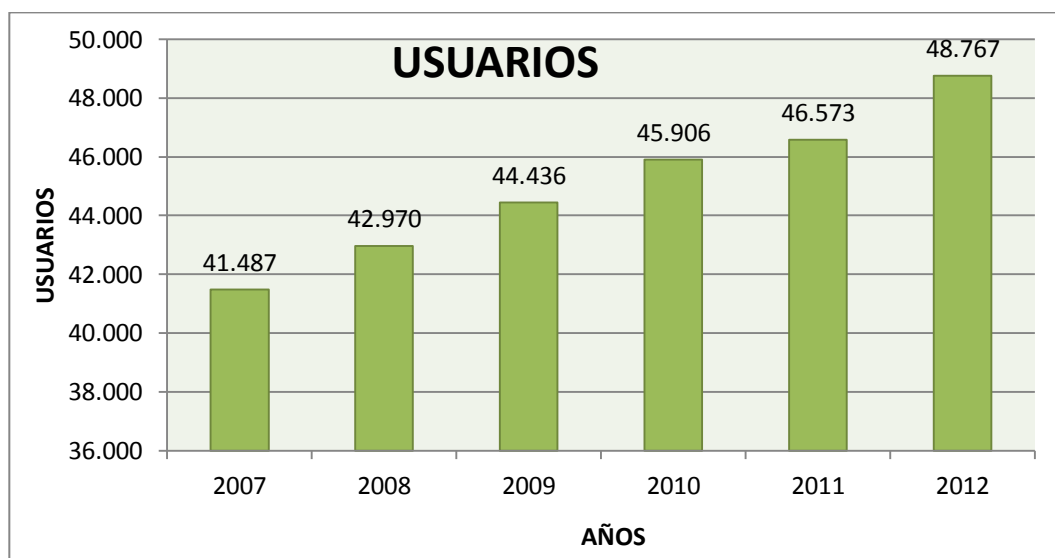
Fuente: Memoria anual de Copelec del 2012

En el gráfico anterior podemos darnos cuenta la distribución por sector de energía de Copelec, podemos apreciar que Copelec está presente en la mayoría de los sectores energéticos, quizás con más participación en algunos como lo es en la energía que llega a los hogares y así en menor media a la energía fiscal-municipal.

Usuarios

Al cierre del año 2012 hay 48.767 servicios conectados, mostrándose un aumento de 2.194 nuevos servicios, lo que implica un incremento de un 4,7% de nuevas conexiones respecto al año anterior.

Gráfico 7. Usuarios



Fuente: Memoria anual de Copelec del 2012

2.3. COSTOS Y GANANCIAS ACTUALES.

Para el análisis de los costos y ganancias, nos basamos en los estados de resultado del 2012.

Tabla 3. Estado de Resultado 2012

RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN	2012 M\$	2011 M\$
Ingresos de explotación	14.064.130	14.786.488
Costos de explotación	9.467.771	10.470.966
Margen de explotación	4.596.359	4.315.522
Gastos de administración y ventas	4.364.387	3.254.406
Resultado de explotación	231.972	1.061.116
RESULTADO FUERA DE EXPLOTACIÓN		
Ingresos financieros	48.017	21.158
Otros ingresos	808.852	793.566
Utilidad inversión en empresas relacionadas	755.169	555.062
Gastos financieros	42.159	131.672
Otros egresos	158.015	614.347
Actualización cuentas de resultados	6.438	21.740

Resultado fuera de explotación	1.405.426	602.027
Resultados ante de imp. A la renta	1.637.398	1.663.143
Impuesto a la renta	21.492	26.234
EXCEDENTE DEL EJERCICIO	1.615.906	1.636.909

Elaboración propia a base de Información Memoria Anual 2012, Copelec Eléctrica

Los ingresos de la Cooperativa Copelec eléctrica se debe principalmente a la venta de energía, como se detalló más arriba, está la comercializa para que sea usada en alumbrados públicos, comercial, domiciliario, municipal, industrial y riego, cobrándose así por cada kilowatts usado.

Cabe destacar que la venta de energía y potencia a una empresa distribuidora, se puede realizar mediante licitaciones, donde el precio de energía corresponde al estipulado en el contrato y el de la potencia corresponde al precio de nudo vigente al momento de la licitación, el cual es el caso de Copelec, ellos le compran la energía y potencia a los generadores Endesa y Colbún, estipulan un precio de energía en un contrato y ese se mantiene según las políticas firmadas

Los Ingresos por sector de Copelec se pueden obtener de manera simple, ya que por el porcentaje de participación por sector y el ingreso se puede detallar lo siguiente:

Tabla 4. Detalle Ingreso por sector

Detalle 2012	%	Ingresos M\$
Alumbrado Público	3,72	523.186
Comercial	7,96	1.119.505
Domiciliario	44,57	6.268.383
Fiscal-Municipal	1,97	277.063
Industrial	31,85	4.479.425
Riego	9,93	1.396.568
Total	100	14.064.130

Información Memoria Anual 2012, Copelec Eléctrica

En la tabla 4 el detalle de ingreso de cada sector, siendo con mayor presencia el sector domiciliario e industrial, los cuales tienen más del 70% del ingreso de Copelec.

Copelec tiene variadas subestaciones de electricidad, entre ellas la subestación de Quilmo, que corresponde a un 19% del total que cubre la demanda que compone Copelec, lo que correspondería del ingreso un total alrededor de M\$ 2.672.185 equivalente a un año completo, a continuación se detalla mes a mes el consumo de electricidad.

Tabla 5. Detalle Ingreso por subestación Quilmo

Meses 2012	Energía (KWh)	Dmáx (kW)	% Del total de Usuarios
ene-12	2.408.589	4.843	20,11%
feb-12	2.376.998	5.499	20,09%
mar-12	2.235.884	4.275	20,12%
abr-12	2.036.280	4.353	20,13%
may-12	2.097.819	4.429	20,10%
jun-12	2.121.208	4.725	19,67%
jul-12	2.429.407	4.860	18,88%
ago-12	2.296.984	4.707	18,88%
sep-12	2.082.387	4.998	18,89%
oct-12	2.044.987	4.450	18,91%
nov-12	2.133.878	4.609	18,90%
dic-12	2.118.191	4.420	18,88%
Total	26.382.612	5.499	

Información Proporcionada por Copelec

El consumo total de la subestación de Quilmo es de aproximadamente 26.300 MWh/año, y lo que podría generar la central de pasada en proyecto es de aproximadamente 22.000 MWh/año, además cabe destacar que la demanda máxima es de 5.49MW, y la central de pasada su capacidad máxima es de 4.36MW, pero cubriría al menos más del 90%, siendo esta la opción a conectar la central de pasada.

En cuanto a costos podemos mencionar que se entrega un total que corresponde a la suma por compras de energía, Potencia y por concepto de peajes por la suma de M\$ 9.467.771, información proporcionada por la empresa.

CAPÍTULO III

Modelo de generación de energía eléctrica y evaluación comercial

CAPÍTULO III: MODELO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EVALUCIÓN COMERCIAL.

Como primer alcance tendríamos que decir, en cuanto a la alternativa productiva para generar energía, se enfoca en el tipo hídrico, con una mini central de pasada, optando por esta alternativa debido al bajo costo de instalación, mantención y por no intervenir al ecosistema, por ser un tipo de energía alternativa y renovable como lo son las energías primarias.

Energías Primarias:

Se denomina energía primaria a los recursos naturales disponibles en forma directa (como la energía hidráulica, biomasa, leña, eólica y solar) o indirecta (después de atravesar por un proceso minero, como por ejemplo la extracción de petróleo crudo, gas natural, carbón mineral, etc.) para su uso energético, sin necesidad de someterlos a un proceso de transformación.

Clasificación Energías Primaria.

Las energías primarias se clasifican primeramente en renovables, si es que son fuentes energéticas de uso sustentable en el tiempo, y en no renovables, si es que son fuentes energéticas de uso limitado en el tiempo, entre las energías primarias renovables podemos mencionar las siguientes.

➤ Energía Hidráulica

Es la energía obtenida a partir de flujos superficiales de agua. El agua es un recurso renovable cuyo aprovechamiento es considerado como un proceso limpio, eficiente, confiable y durable, que incurre en bajos costos de mantención y operación. Además, presenta una larga vida útil y tiene un bajo impacto ambiental.

El aprovechamiento de este tipo de energía se realiza mediante la utilización de centrales hidroeléctricas, las cuales canalizan el agua para operar turbinas, que a su vez alimentan a equipos generadores que producen electricidad. Existen centrales hidroeléctricas de dos tipos: centrales de pasada, que aprovechan la energía cinética de los cauces naturales de agua y utilizan el desvío de una fracción del caudal de un río, con el fin de aprovechar la caída de agua para lograr el movimiento de las turbinas. Estas se encuentran conectadas a un generador, el que produce energía eléctrica, y centrales de embalse, que almacenan agua y cuya energía primaria es la potencial.

*Fuente: Centro de Energías Renovables, ministerio de energía, Gobierno de Chile.
[<http://cer.gob.cl/tecnologias/hidroelectrica/>]*

Tipos de Centrales Hidráulicas.

Lo que más influye al momento de definir el tipo de central eléctrica a construir, será el terreno en el cual se instalará ya que a partir de este se establecerán las características técnicas o de diseño necesarias.

Podemos hacer referencia a tres modelos básicos existentes:

Centrales de agua fluyentes: Este tipo no requiere un embalse, ni un terreno con mucho desnivel, solo será necesario un caudal del río constante, para asegurar una potencia suficiente durante todo el año, adaptándose a condiciones climáticas de crecida del cauce y escases de agua en época de verano.

Centrales de Embalses: Este tipo requiere la construcción de una o más presas formando lagos artificiales, donde se almacena un volumen considerable de agua por encima de turbinas.

El embalse permite graduar y asegurar un constante flujo de agua independiente de las condiciones climáticas, pudiendo producir electricidad durante todo el año.

Centrales de Bombeo o Reversibles: Son un tipo especial de centrales que hacen posible un uso más racional de los recursos hidráulicos.

Este tipo de central cuenta con dos embalses situados a distinto nivel, cuando la demanda de energía eléctrica es máxima, estas centrales trabajan como una central hidroeléctrica convencional: el agua cae desde el embalse superior haciendo girar las turbinas y después queda almacenada en el embalse inferior. Pero cuando la demanda es menor, el agua es bombeada al embalse superior para que vuelva a hacer el ciclo productivo.

➤ Energía Hidrotérmica

Resulta por la caída de temperatura de un cuerpo, entre un manantial frío y otro caliente. En una central de este tipo se emplea el agua caliente de la superficie del mar y la fría del fondo. Como el agua no es lo suficientemente caliente se emplea un líquido de ebullición muy baja, para vaporizarla (cloruro de etilo), cuyo vapor accionará un turboalternador, como en las centrales termoeléctricas.

➤ Energía Mareomotriz

Se aprovecha el flujo y reflujo del agua del mar, cerrando con una presa - provista de turboalternadores- la entrada de un río en puntos donde las mareas sean suficientemente importantes.

➤ Energía Eólica

Energía cinética del aire, es producida por los vientos y se aprovecha en los molinos de viento en los aerogeneradores. También se utiliza para la generación de

electricidad en las centrales eólica. Podríamos decir que la Energía eólica es la energía obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire.

➤ Energía Solar

La energía solar es la energía obtenida a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol. La fuente de energía solar más desarrollada en la actualidad es la energía solar fotovoltaica. La energía solar fotovoltaica consiste en la obtención de electricidad (de ahí que se denomine electricidad solar) directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o una deposición de metales sobre un sustrato llamada célula solar de película fina.

➤ Energía Geotérmica:

El calor interno de nuestro planeta produce el derretimiento de las rocas y el calentamiento de las aguas subterráneas y los gases subterráneos calientan el agua de las capas inferiores, la que emana a la superficie en forma de vapor o líquido caliente. Estas erupciones intermitentes, normalmente las encontramos en zonas volcánicas y se conocen con el nombre de géiser. Resumiendo, podríamos decir que la energía geotérmica es aquella energía que puede obtenerse mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra.

Energías Secundarias:

Se denomina energía secundaria a los productos resultantes de las transformaciones o elaboración de recursos energéticos naturales (primarios) o en determinados casos a partir de otra fuente energética ya elaborada (por ej. Alquitrán). El único origen posible de toda energía secundaria es un centro de transformación y, el único destino posible un centro de consumo.

Este proceso de transformación puede ser físico, químico o bioquímico modificándose así sus características iniciales.

Son fuentes energéticas secundarias la electricidad, toda la amplia gama de derivados del petróleo, el carbón mineral, y el gas manufacturado (o gas de ciudad).

El grupo de los derivados del petróleo incluye una amplia variedad de productos energéticos útiles que se obtienen a partir del procesamiento del petróleo en las refinerías, entre los cuales se encuentran las gasolinas, los combustibles diesel (gasóleos) y otros.

Clasificación Energías Secundaria

Tabla 6. Clasificación Energías Secundaria.

Energético Fuente	Energético Secundario
Petróleo Crudo	Petróleos Combustibles, Alquitrán, Diesel, Gasolina 93, 95 y 97, Gasolina de Aviación, Kerosene de Aviación, Kerosene, Nafta, Gas licuado (GLP), Gas de refinería, Coque de petróleo (Petcoke)
Carbón mineral	Coque mineral, Gas Coque, Gas de Altos Hornos, Alquitrán
Gas natural	Metanol, Gas Licuado (GNL)
Petróleo Combustible, Diesel, Gas Natural, Carbón, Biomasa, Hídrico, Biogás, Eólica, Solar	Electricidad
Gas Licuado, Gas Natural	Gas de ciudad
Biomasa	Biogás

Fuente: Comisión Nacional de Energía, Fuentes energéticas (<http://www.cne.cl/energias/fuentes-energéticas>)

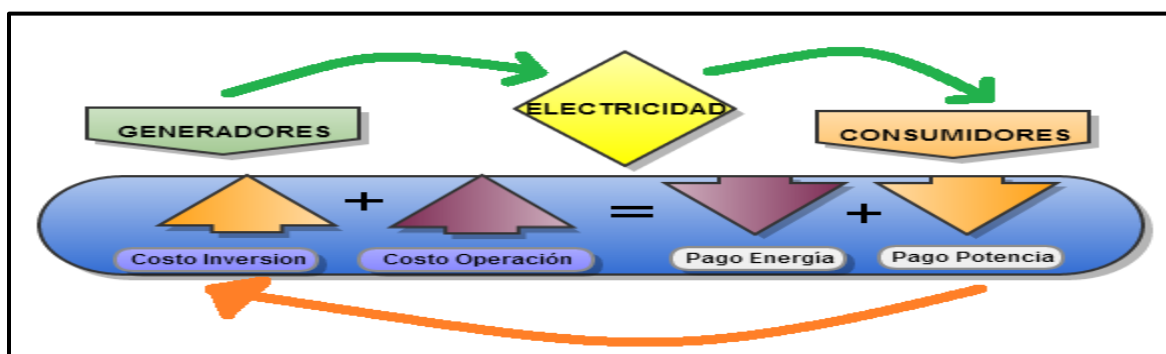
3.1. MERCADO ELÉCTRICO CHILENO.

Modelo del mercado eléctrico

El diseño del mercado eléctrico chileno se basa en la teoría Marginalista, que contempla un esquema de precios de energía y potencia a ser pagados por los consumidores.

A continuación se detallan los agentes en el esquema del mercado y sus interacciones, se aprecia que el consumidor paga un precio final que incluye el total de actividades desarrolladas en el esquema.

Equilibrio Financiero en el Modelo Marginalista



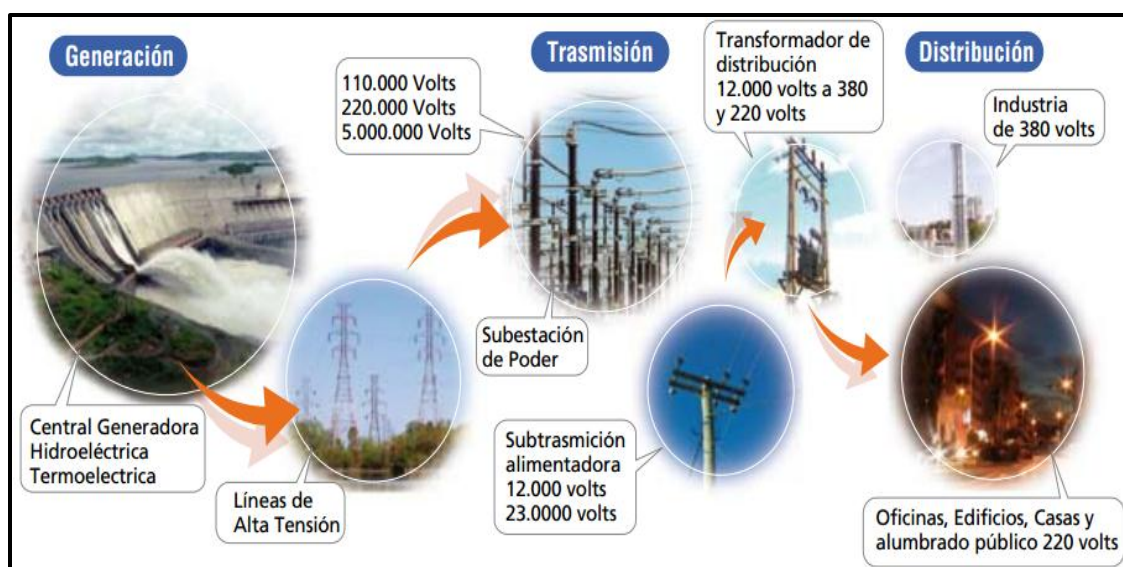
Fuente: Elaboración Propia a base del modelo marginalista

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de; generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

Participan de la industria eléctrica nacional un total aproximado de 40 empresas generadoras, 10 empresas transmisoras y 31 empresas distribuidoras.

El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

Figura 4. Detalle mercado eléctrico Chile



Fuente: Distribución y consumo energético Chile (www.ine.cl)

Generación

En Chile, la generación de energía eléctrica tiene dos fuentes principales: hidráulicas y térmicas, están constituidas por un conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

La matriz de generación nacional esta principalmente compuesta por unidades generadoras térmicas e hidráulicas. Las unidades de generación térmica usan como combustibles principales el Gas Natural, Carbón, y los derivados del Petróleo.

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 (V). Por Ley, las tensiones menores se consideran como distribución.

En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal que es un conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común y los sistemas de sub transmisión que son aquellos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales.

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.

Consumidores:

Los consumidores se clasifican según la magnitud de su demanda en:

1. Clientes regulados: Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts (kW).
2. Clientes libres o no regulados: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW.
3. Clientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 500 kW e inferior o igual a 2.000 kW, conforme a las modificaciones incorporadas a la Ley General de Servicio Eléctricos por la ley 19.940, de Marzo de 2004.

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 mega watts 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 mega watts-kilómetro.

Sistemas eléctricos Chile

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos interconectados. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 28,06% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 71,03% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,29% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,62% de la capacidad instalada en el país.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El SING está constituido por el conjunto de centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas que abastecen los consumos eléctricos ubicados en las regiones I y II del país. Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios. El resto del consumo, está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.

➤ Segmento de Generación

Operan en el SING empresas de generación que junto a empresa de transmisión conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING).

El SING cuenta con una capacidad instalada de 4.145,8 MW a Diciembre de 2012. El parque generador es eminentemente termoeléctrico, constituido en un 99,2% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural.

Tabla 7. Empresas Generadores SING

PROPIETARIO	POTENCIA NETA (MW)	POTENCIA NETA (%)
E-CL	1690,1	40,8%
GASATACAMA	767,8	18,5%
ANGAMOS	488,3	11,8%
AES GENER	390,0	9,4%
NORGENER	259,3	6,3%
CELTA	172,2	4,2%
HORNITOS	153,9	3,7%
ANDINA	152,6	3,7%
MINERA MANTOS BLANCOS	27,9	0,7%
NORACID	17,5	0,4%

OTROS	26,3	0,6%
Potencia Bruta Total Instalada	4145,8	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Tabla 8. Tipo de Generación SING 2012

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL (MW)	POTENCIA NETA TOTAL (%)
Termoeléctrica	4112,0	99,2%
Hidroeléctrica	14,9	0,4%
Cogeneración	17,5	0,4%
Solar	1,4	0,0%
Potencia Bruta Total Instalada	4145,8	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Tabla 9. Tipo de Tecnología SING 2012

TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA TOTAL (MW)	POTENCIA NETA TOTAL (%)
Carbón	1932,6	46,6%
Gas Natural	1831,2	44,2%
Fuel Oil Nro. 6	177,6	4,3%
Petróleo Diesel	131,1	3,2%
Petróleo Diesel + Fuel Oil	39,5	1,0%
Cogeneración	17,5	0,4%
Hidráulica Pasada	14,9	0,4%
Solar	1,4	0,0%
Potencia Bruta Total Instalada	4145,8	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

➤ Segmento de Transmisión

El sistema de transmisión está constituido, principalmente, por las líneas eléctricas de propiedad de las empresas de generación, líneas eléctricas de los propios clientes y líneas eléctricas de las empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

➤ Segmento de Distribución

Operan el SING tres empresas de distribución de energía: EMELARI S.A. que abastece a la ciudad de Arica, ELIQSA S.A. que abastece a la ciudad de Iquique, y

ELECDA S.A., que suministra la energía a la ciudades de Antofagasta, Calama, y a una parte del SIC, correspondiente a la zona de Taltal. En conjunto, estas tres empresas atienden a un total cercano a los 270.000 clientes.

Sistema Interconectado Central (SIC)

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de la población del país. El SIC se extiende desde la ciudad de Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur y que corresponde al sistema eléctrico de mayor tamaño del país.

A diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60% del total).

➤ Segmento Generación

El SIC tiene una capacidad instalada de 13.332,2 MW a Diciembre de 2012, perteneciente a un total de 20 empresas de generación que junto a algunas empresas de transmisión, conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC. El parque generador está constituido en un 53,46% por centrales hidráulicas de embalse y pasada; un 46,34% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural; y un 0,2% por centrales eólicas.

Tabla 10. Empresas Generadoras SIC 2012

PROPIETARIO	POTENCIA NETA (MW)	POTENCIA NETA (%)
ENDESA	4.160,1	31,20%
COLBUN	2.686,2	20,15%
AES GENER	924,4	6,93%
PEHUENCHE	700,0	5,25%
GUACOLDA	561,9	4,21%
EMPRESA ELÉCTRICA PANGUE	465,8	3,49%
SOCIEDAD ELECTRICA DE SANTIAGO	461,9	3,46%
ENLASA	274,9	2,06%
ELECTRICA VENTANAS	249,0	1,87%
HIDROELECTRICA LA HIGUERA	212,3	1,59%
DUKE ENERGY	199,0	1,49%
ARAUCO BIOENERGIA	58,3	0,44%
HIDROELECTRICA LA CONFLUENCIA	162,8	1,22%
IC POWER	152,3	1,14%

SAGESA	142,3	1,07%
IBENER	139,8	1,05%
TERMOELECTRICA LOS ESPINOS	123,4	0,93%
PACIFIC HYDRO CHILE	122,7	0,92%
OTROS	1.535,2	11,51%
Potencia Total Instalada	13.332,2	100,00%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Tabla 11. Tipos de Centrales SIC 2012

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL (MW)	POTENCIA NETA TOTAL (%)
Termoeléctrica	7.219,0	54,15%
Hidroeléctrica	5.916,3	44,38%
Eólica	195,7	1,47%
Solar	1,1	0,01%
Potencia Total Instalada	13.332,2	100,00%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Tabla 12. Tipo de tecnología de generación SIC 2012

TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA TOTAL (MW)	POTENCIA NETA TOTAL (%)
Hidráulica Embalse	3.393,4	25,45%
Gas Natural	2.560,7	19,21%
Hidráulica Pasada	2.522,9	18,92%
Petróleo Diesel	2.403,8	18,03%
Carbón	1.338,6	10,04%
Carbón - Petcoke	561,9	4,21%
Eólica	195,7	1,47%
Biomasa	193,1	1,45%
Biomasa-Petróleo N°6	86,0	0,65%
Petcoke	63,0	0,47%
Biogás	11,8	0,09%
Solar	1,1	0,01%
Potencia Total Instalada	13.332,2	100,00%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

➤ Segmento de Transmisión

El sistema de transmisión está constituido, principalmente, por las líneas eléctricas de propiedad de las empresas de generación más las líneas de las empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

➤ Segmento de Distribución

Operan en el SIC 28 empresas de distribución de energía, que en conjunto atienden un total cercano a los 4.640.000 clientes.

Sistema eléctrico los Lagos.

En este apartado haremos alusión al sistema eléctrico los lagos ya que en las estadísticas del INE dicha información estaba de forma separada pero según información de la CNE pertenece al SIC.

Tabla 13. Empresas Generadores Los Lagos

PROPIETARIO	POTENCIA NETA TOTAL (MW)	POTENCIA NETA TOTAL (%)
SAGESA	4,6	85,7%
EMPRESA ELÉCTRICA CUCHILDEO	0,8	14,3%
Potencia Total Instalada	5,37	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Tabla 14. Tipos de Centrales Los Lagos 2012

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	POTENCIA NETA TOTAL [%]
Termoeléctrica	4,6	85,7%
Hidroeléctrica	0,8	14,3%
Potencia Total Instalada	5,37	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Tabla 15. Tipo de tecnología de generación Los Lagos 2012

TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA (MW)	POTENCIA NETA (%)
Hidráulica Pasada	0,8	14,3%
Petróleo Diesel	4,6	85,7%
Potencia Total Instalada	5,37	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Sistema Aysén

El Sistema de Aysén atiende el consumo eléctrico de la XI Región. Su capacidad instalada a diciembre del 2012 alcanza los 46.69 MW, constituido en un 53,7% por centrales termoeléctricas, 42,1% hidroeléctrico y 4,2% eólico.

Opera en él una sola empresa, EDELAYSEN S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 26.000 clientes.

Tabla16. Empresas Generadoras sistema Aysén 2012

PROPIETARIO	POTENCIA NETA TOTAL (MW)	POTENCIA NETA TOTAL (%)
EDELAYSEN	46,7	100,0%
Potencia Total Instalada	46,69	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Tabla 17. Tipos de Centrales sistema Aysén 2012

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL [MW]	POTENCIA NETA TOTAL [%]
Termoeléctrica	25,1	53,7%
Hidroeléctrica	19,6	42,1%
Eólica	2,0	4,2%
Potencia Total Instalada	46,69	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Tabla 18. Tipo de tecnología de generación sistema Aysén 2012

TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA TOTAL (MW)	POTENCIA NETA TOTAL (%)
Hidráulica Pasada	19,6	42,1%
Petróleo Diesel	25,1	53,7%
Eólica	2,0	4,2%
Potencia Total Instalada	46,69	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Sistema Magallanes

El Sistema de Magallanes está constituido por cuatro subsistemas eléctricos: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Puerto Williams y Puerto Porvenir, en la XII Región. La capacidad instalada de estos sistemas, a Diciembre del año 2007, es 68,0

MW, 5,7 MW, 1,7 MW y 4,2 MW, respectivamente, siendo cada uno de ellos 100% térmicos.

Opera en estos sistemas una sola empresa, EDELMAG S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 50.000 clientes.

Tabla 19. Empresas Generadoras sistema Magallanes 2012

PROPIETARIO	POTENCIA NETA TOTAL (MW)	POTENCIA NETA TOTAL (%)
EDELMAG S.A.	103,4	100,0%
Potencia Total Instalada	103,4	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Tabla 20. Tipos de Centrales sistema Magallanes 2012

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA NETA TOTAL (MW)	POTENCIA NETA TOTAL (%)
Termoeléctrica	103,4	100,0%
Potencia Total Instalada	103,4	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Tabla 21. Tipo de tecnología de generación sistema Magallanes 2012

TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA (MW)	POTENCIA NETA (%)
Gas Natural	88,4	85,5%
Petróleo Diesel	15,0	14,5%
Potencia Total Instalada	103,4	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Sistema Eléctrico de la Isla De Pascua

La Isla de Pascua tiene un sistema eléctrico muy pequeño en relación al resto de los sistemas eléctricos del país. Dicho sistema eléctrico es propiedad de la empresa Sociedad Agrícola y Servicios Isla de Pascua Ltda. (SASIPA) que depende en un 99,7% de Corfo y 0,3% otros. Dicha empresa en el área de electricidad, posee una única central eléctrica con la cual se abastece los requerimientos eléctricos de la isla (Central Mataverí). Dicha central se encuentra constituida por un grupo de cuatro motores marca General Electric y uno marca Caterpillar todos de procedencia norteamericana. El sistema eléctrico de la Isla de Pascua tiene sus orígenes aproximadamente entre los años 1968 a

1969 cuando NASA proyectó habilitar un campo de aterrizaje alternativo para los transbordadores espaciales.

Tabla 22. Empresa Generadora Isla De Pascua 2012

PROPIETARIO	POTENCIA NETA (MW)	POTENCIA NETA (%)
SASIPA	1,0	100,0%
Potencia Total Instalada	0,95	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Tabla 23. Tipos de Centrales sistema Isla De Pascua 2012

TIPO DE CENTRAL	POTENCIA BRUTA (MW)	POTENCIA BRUTA (%)
Termoeléctrica	4,9	100,0%
Potencia Total Instalada	4,93	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Tabla 24. Tipo de tecnología de generación sistema Isla De Pascua 2012

TIPO DE TECNOLOGÍA	POTENCIA BRUTA (MW)	POTENCIA BRUTA (%)
Petróleo Diesel	4,9	100,0%
Potencia Total Instalada	4,93	100,0%

Fuente: Estadísticas INE Capacidad Generadora
(<http://www.cne.cl/estadisticas/energia/electricidad>)

Modalidad de Tarifas Eléctricas.

Las tarifas de distribución para los clientes finales son fijadas cada cuatro años por el Ministerio de Economía. Esta fijación se realiza en base a estudios encargados a consultores expertos, tanto por las empresas como por la CNE, que es el organismo regulador del sector energético chileno. Las formulas tarifarias quedan establecidas a través de un Decreto del Ministerio de Economía, en el cual se incluyen las diversas modalidades de tarifas reguladas a las que pueden optar libremente los clientes.

Las tarifas que cobran las distribuidoras eléctricas a sus clientes dependen de:

- ✓ Si el suministro es de alta o baja tensión
- ✓ La potencia requerida por el cliente y/o la distribución temporal de sus consumos máximos

- ✓ El costo asumido por la compañía distribuidora para llegar hasta las instalaciones del cliente y la forma en que lo hizo (cableado aéreo o subterráneo).

Las empresas concesionarias de distribución eléctrica están obligadas a aceptar la opción tarifaria de cada cliente. Tales opciones se han estructurado de acuerdo con diversas formas para él, bajo dos categorías de clientes: en alta tensión (AT) y en baja tensión (BT).

La inclusión en una u otra categoría depende de si el usuario está conectado a líneas de voltaje superiores o inferiores a 400 volts. Así, las opciones tarifarias para los clientes en baja tensión son:

Tabla 25. Opciones tarifarias

BT1	Medición de energía cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW o la demanda sea limitada a 10 kW (residencial)	
BT2	Medición de energía y contratación de potencia (comercial y alumbrado público)	
BT3	Medición de energía y medición de demanda máxima	
BT4	Medición de energía y alguna de las siguientes modalidades	
	<i>BT4.1</i>	Contratación de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia
	<i>BT4.2</i>	Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia
	<i>BT4.3</i>	Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada

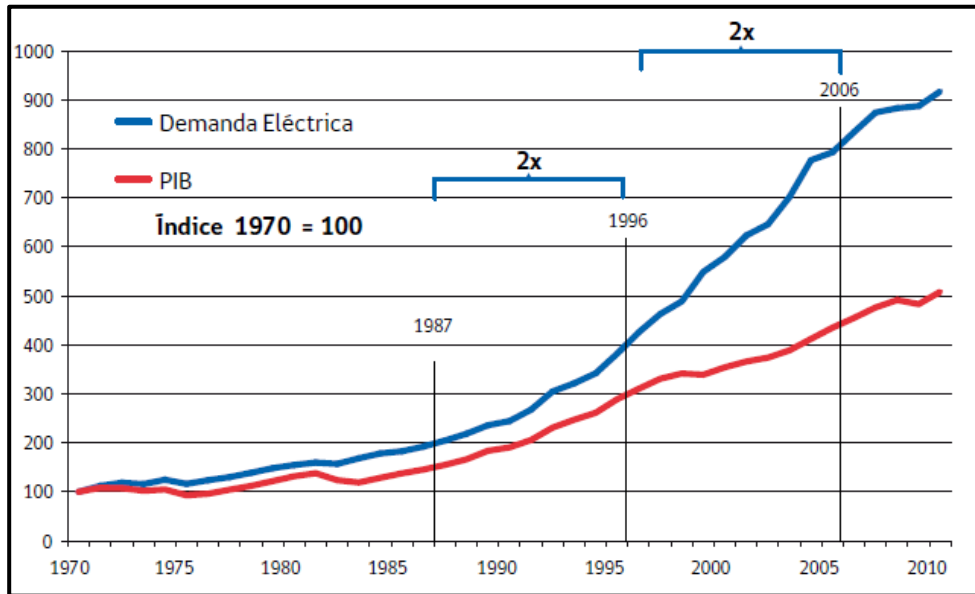
Fuente: Superintendencia de electricidad y combustible, Tarifas Eléctricas (www.sec.cl)

Cada una de estas tarifas tiene su correspondiente paralelo para clientes en alta tensión.

Estadísticas Energéticas

A medida que pasan los años van evolucionando las tecnologías, como bien sabemos la mayoría de los nuevos artefactos que aparecen hoy en día funcionan a base de energía eléctrica, es por eso que cada vez aumenta más la demanda de dicho servicio que es tan necesario para el ser humano, en el siguiente gráfico podemos apreciar de mejor forma que cada vez la demanda energética ha ido aumentando considerablemente, es por eso que las empresas se interesan en generar electricidad para así cubrir dicha demanda, y lo quieren hacer con energías limpias, como lo es la hidroelectricidad, Chile hoy en día posee una capacidad generadora de un 42% versus a la oferta mundial de generación de energía hídrica, aún nos falta mucho por recorrer ya que dependemos de la energía fósil para poder generar electricidad, Noruega entre otros países son pioneros en este sistema y ya casi la totalidad de su energía eléctrica proviene de fuentes primaria.

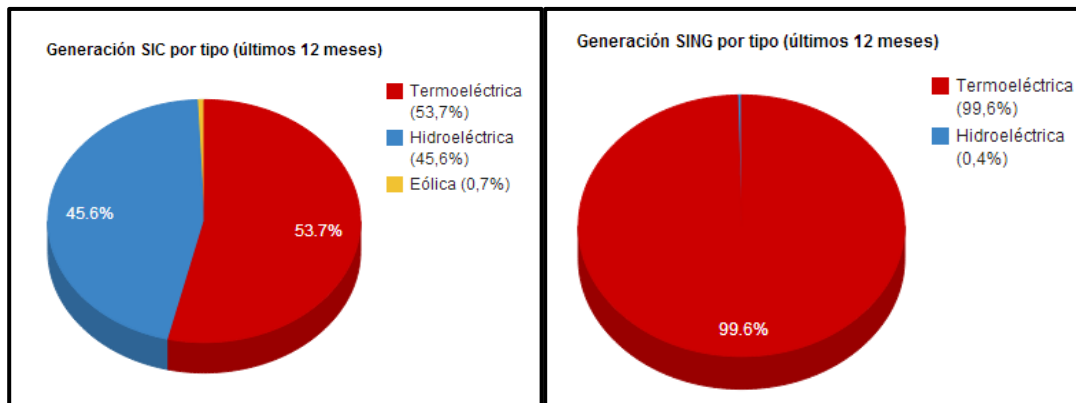
Gráfico 8. Demanda eléctrica se ha duplicado cada 10 años



Fuente: Balances Energéticos, Comisión Nacional de Energía

El aumento en el consumo de energía eléctrica es explicado básicamente por dos sectores, Minería e Industria manufacturera, eso resalta a la vista ya que en las últimas décadas Chile ha calado hondo en el sector minero.

Gráfico 9. Generación por Sistemas interconectados en los últimos 12 meses.



Fuente: Central Energía, (<http://www.centralenergia.cl/>)

En el gráfico podemos darnos cuenta que el sistema SIC, tiene un gran porcentaje de generación de energía limpia, no así el sistema SING que lo componen la I y II región, y esto se debe principalmente a la zona geográfica de dichas regiones.

3.2. PRESENTACIÓN DEL NUEVO MODELO PRODUCTIVO.

Para el análisis de este proceso, tomamos información técnica aportado por Arturo Granifo Roudergue, quien realizó una propuesta de Generación Distribuida en las redes primarias de la empresa Copelec, en su trabajo de título (2013).

El nuevo modelo de producción de Copelec apunta a construir una Mini central Hidroeléctrica de pasada, un tipo de energía definido como primaria según la CNE, esta energía es calificada como energía renovable, ya que esta aprovecha la energía cinética del agua sin alterar el nivel del afluente, pudiendo así devolverse toda a su cauce sin ser intervenida.

Esta Mini central es de pasada, no implica la construcción de grandes diques o represas para almacenar agua, debemos considerar que la región del Biobío cuenta con un gran potencial de afluentes naturales de agua, como son ríos, lagos, lo que le permite a Copelec una ubicación geográfica privilegiada para potenciar la construcción de una Mini central de pasada por contar con grandes cauces de ríos cercanos a la ubicación de sus subestaciones y redes eléctricas.

EL consumo de energías primarias en Chile ha ido disminuyendo a medida que pasan los años, supliendo esta alternativa con recursos fósiles, aunque cabe destacar que hoy en día se está trabajando en conjunto con las autoridades y privados, para que la empresas inviertan en este tipo de energía, por ser menos invasivas y menos contaminante al ecosistema y que además el costo de construcción y producción es mucho menor que las termoeléctricas que es la alternativa productiva que más se le acerca.

Central de Pasada

Esta tecnología se aplica para obtener energía eléctrica y, en menor medida, energía mecánica. Son centrales que aprovechan la energía cinética de los cauces naturales de agua y utilizan el desvío de una fracción del caudal de un río, con el fin de aprovechar la caída de agua para lograr el movimiento de las turbinas. Estas se encuentran conectadas a un generador, el que produce energía eléctrica con una potencia en este caso menor a 20 MW.

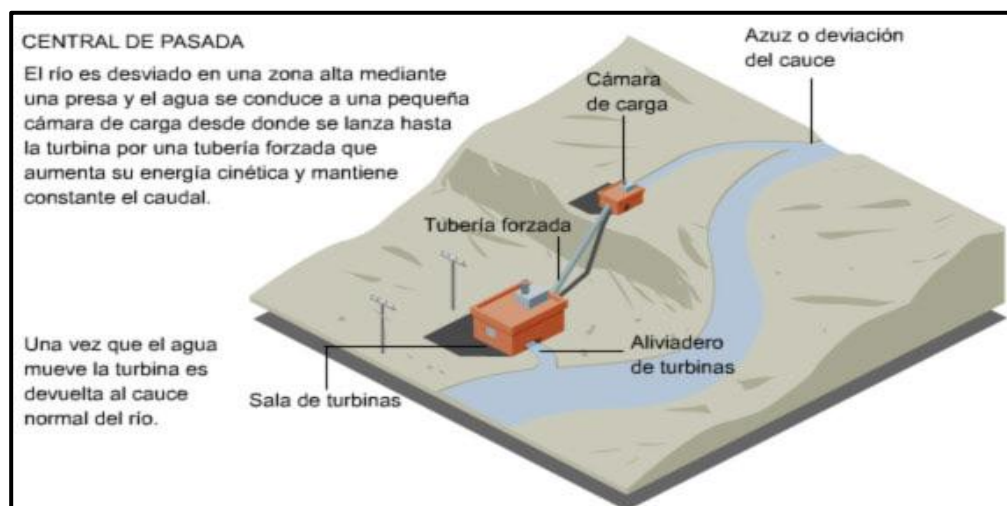
Es preferible que el relieve de la zona permita tener caídas de agua sobre los 3 metros de altura. El agua se usa de modo no consuntivo, lo que significa que es devuelta río abajo al cauce de donde se extrajo o, a un nuevo cauce, procurando minimizar los impactos ambientales producto de este desvío.

El potencial de desarrollo es alto, gracias a la gran cantidad de cauces superficiales y las pendientes que pueden lograrse en algunas zonas. De acuerdo a la revisión de proyectos (algunos mencionados en el capítulo III) en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, los costos de inversión se encuentran entre 2.000 y

7.500 USD/kW/año (proyectos entre 0,4 y 7,6 MW) [SEIA⁵, 2010]. El costo medio de la energía está entre 8,3 y 51,9 centavos USD/KWh.

Proceso de central de Paso

Figura 5. Esquema central hidroeléctrica de paso.



Fuente: Centrales Hidroeléctricas según la Afluencia del Caudal (<http://www.ecovive.com/centrales-segun-la-afluencia-del-caudal>)

El agua es captada en la Bocatoma, luego es conducida a la casa de máquinas a través de una tubería forzada, donde la energía del agua se transforma en energía eléctrica, luego el agua es devuelta al río, quedando disponible para todo tipo de usos, ya que no se realizan modificaciones químicas ni físicas.

➤ Bocatoma:

Permite el desvío del caudal a la Cámara de Carga garantizando siempre el paso del caudal ecológico aguas abajo del mismo. El caudal ecológico, se define como el agua necesaria para preservar los valores ecológicos del río, para asegurar el hábitat de flora y fauna del lugar.

- ✓ No genera un volumen embalsado apreciable de agua
- ✓ No modifica el hábitat aguas abajo de la bocatoma porque se respeta el caudal ecológico
- ✓ Se caracteriza por un bajo impacto visual

➤ Tubería:

La conducción del agua desde la Bocatoma a la Casa de Máquinas se hace a través de una tubería forzada completa o parcialmente enterrada y no por un canal

⁵ Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

abierto.

El empleo de esta tecnología permite:

- ✓ Mayor flexibilidad ambiental.
- ✓ Menor ocupación de suelo y menor impacto constructivo en los terrenos.
- ✓ Reducción de las mantenciones.
- ✓ Impacto ambiental visual mínimo.
- ✓ Reducción de los derrumbes.

➤ Casa de Máquinas:

La Casa de Máquinas contiene los grupos de generación y los equipos eléctricos para la evacuación de la energía al sistema eléctrico chileno.

Se busca construir Casas de Máquinas que se inserten adecuadamente en el entorno reduciendo el impacto visual y utilizando las más modernas tecnologías para la reducción del ruido y para el aislamiento térmico.

➤ El criterio tecnológico.

La industria eléctrica Chilena se ha informado bastante en lo que respecta a la generación, siguiendo estándares internacionales imitando a las principales potencias mundiales.

Para la construcción de cualquier proyecto hidráulico de generación se debe realizar un estudio técnico para determinar los equipos ideales a las características del proyecto, para el caso de las turbinas, se debe considerar el flujo de agua, la altura estática y caudal definido entrara a la cámara, por ello que son turbinas especializadas, para el caso de nuestro país este tipo de maquinarias son importados del extranjero.

El tipo de turbina va a depender del nivel o desnivel del terreno y del caudal del río, para condiciones de pequeñas alturas y grandes caudales se usan las turbinas Kaplan, para mediana altura y caudal se utilizan generalmente turbinas del tipo Francis. Para alturas mayores pero con un bajo caudal son usadas las de impulso del tipo Pelton.

Existen dos tipos de turbinas; turbinas de acción y de reacción.

Turbinas de Acción.

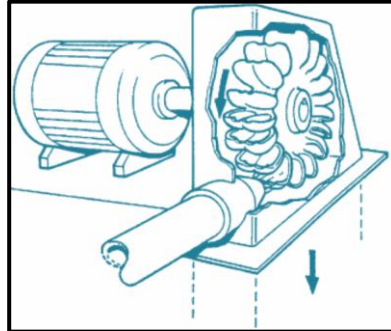
En este tipo de turbinas el agua no es entregada alrededor del rodete sino en chorros independientes, usan la velocidad con que baja el agua para girar.

Turbina Pelton.

Es la turbina de acción más usada, son recomendadas en centrales que cuenten con grandes alturas de trabajo y un bajo caudal de agua, debido a que se acomodan a caudales de agua con mucho desnivel.

Su montaje puede ser horizontal ó vertical y su funcionamiento es con una capacidad del 10% del caudal nominal de la turbina.

Figura 6. Turbina de acción



Fuente: Turbinas hidráulicas, Departamento de Ingeniería eléctrica y energética, Universidad de Cantabria. www.ing.una.py/pdf_material_apoyo/turbinas-hidraulicas.pdf

Turbinas de Reacción.

En este tipo de turbinas la cámara de conducción generalmente tiene forma de un espiral y proporciona una entrega uniforme de agua al distribuidor a lo largo de la circunferencia, aprovechando la energía estática y dinámica del agua.

Dentro de este tipo se encuentran las turbinas.

Turbina Kaplan:

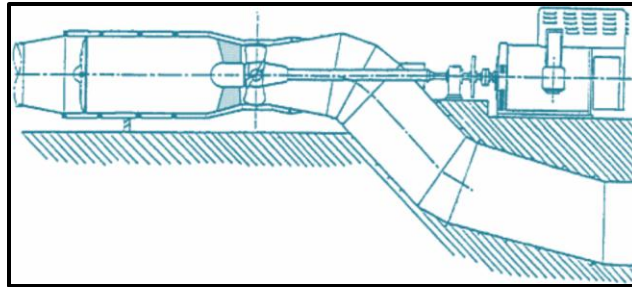
Son consideradas en centrales con pequeños saltos y caudales altos de agua. Esta turbina tiene un funcionamiento muy amplio, con una capacidad de un 25% de un caudal nominal de la turbina.

Turbina Francis:

Estas turbinas son de tipo radial, admisión centripeta y tubo de aspiración, siempre se construyen en condiciones de rendimiento máximo, dando lugar a tres tipos fundamentales lentas, normales y rápidas, diferenciándose unas de otras en la forma del rodete.

Es una turbina muy utilizada debido a las grandes potencias que logra en relación a su tamaño. Esta turbina funciona con un 40% del caudal nominal de la turbina.

Figura 7. Turbina a Reacción.



Fuente: Turbinas hidráulicas, Departamento de Ingeniería eléctrica y energética, Universidad de Cantabria. www.ing.una.py/pdf_material_apoyo/turbinas-hidraulicas.pdf

3.3. DETALLES DE LA CENTRAL DE PASO

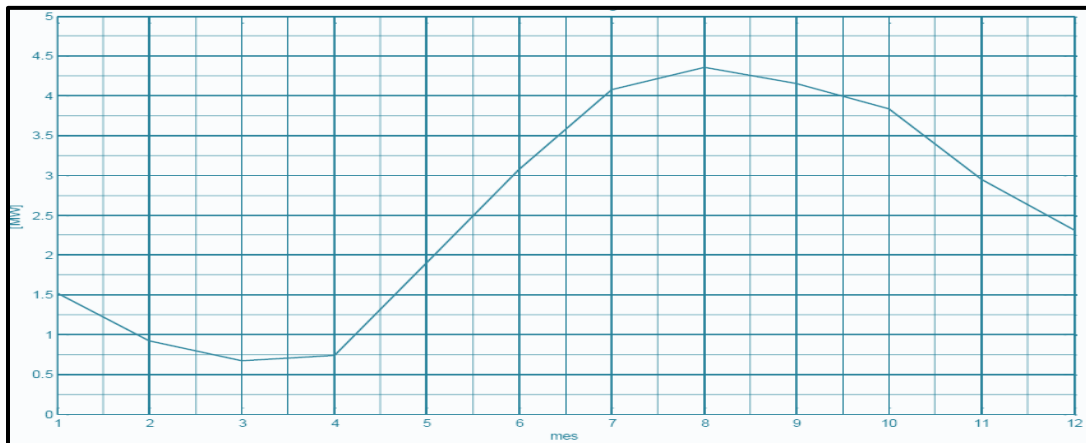
Los sistemas eléctricos se diseñan en función de la capacidad (potencia) máxima que deben abastecer, tanto para la unidad de generación como para el sistema de transporte y distribución de la electricidad.

Como mencionamos anteriormente Copelec apuntará todos sus esfuerzos a una mini central de pasada, según el análisis obtenido de la memoria “Generación Distribuida en las redes primarias de la empresa Copelec” se obtuvo el perfil de generación del río Chillán, el cual es mostrado en la Gráfico 10.

En la curva se puede apreciar que presenta un amplio rango de variación, siendo el mínimo capaz de generar de aproximadamente 700 KW valor obtenido para el mes de marzo (mes 3, verano-otoño) y su máximo nivel de 4,36 MW para el mes de agosto (mes 8, invierno). Teniendo presente la curva mencionada y los datos de extremos de mínima y máxima generación, se estima. Que la central será capaz de entregar al sistema eléctrico una energía cercana a los 22.000 MWh/año, (22GWh), equivalente al consumo de la Subestación de Quilmo perteneciente a Copelec, que equivale alrededor de 26.000 MWh al año, entonces la central de paso serviría para poder suplir un alto porcentaje de dicha demanda.

Calculo Potencia Promedio.

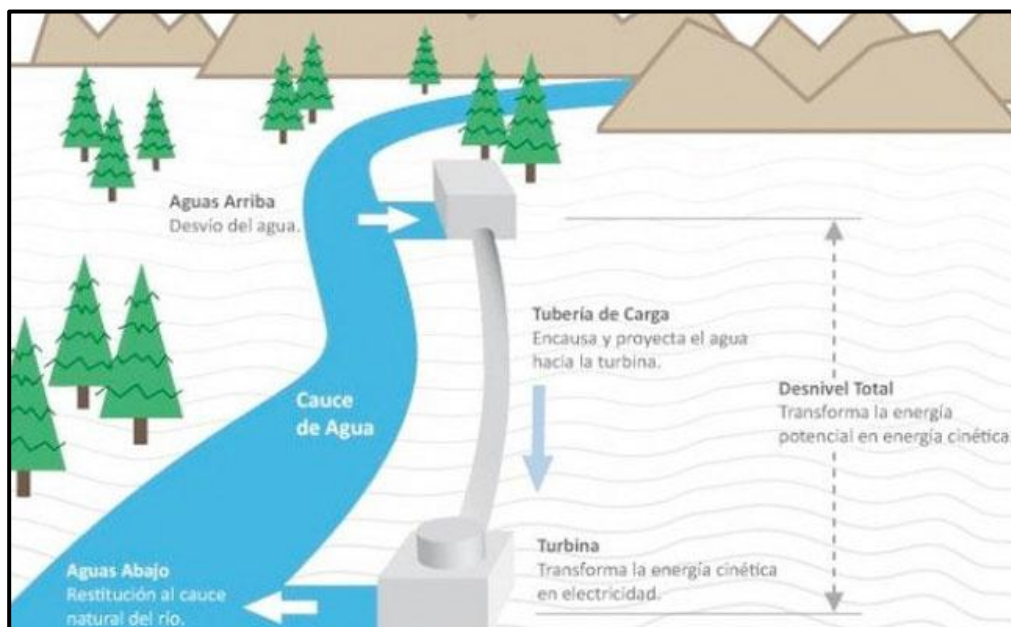
Gráfico 10. Potencia promedio según mes.



Fuente: Memoria de Título “Generación Distribuida en las redes primarias de la empresa Copelec, 2013”

Según el análisis anterior la central de pasada de agua de Copelec debe ser construida para la capacidad máxima de generación de 4.36MW, que equivale a la potencia máxima del río de Chillán donde se instalaría la central.

Figura 8. Esquemas central hidroeléctrica de paso



Fuente: Esquema de una central hidroeléctrica de paso
(<http://www.geq.cl/proyectos/hydrochile/>)

Como se muestra en la figura 6, la central de paso desviará parte del caudal del río de Chillán por una bocatoma, para luego pasar una tubería donde llegará a la sala de máquina, hay estarán la turbina que generará la energía eléctrica, para luego ser llevada a las redes propias de distribución de Copelec.

Superficie afectada por el proyecto.

Tabla 26: Muestra la longitud de los canales de aducción y descarga.

PARAMETRO	DIMENSIONES	ÁREA AFECTADA (ha)
Largo camino auxiliar (m)	7.000	8,34
Largo tubería de descarga (m)	515	0,31
Casa de Máquinas		1,00
TOTAL (ha)		9,65

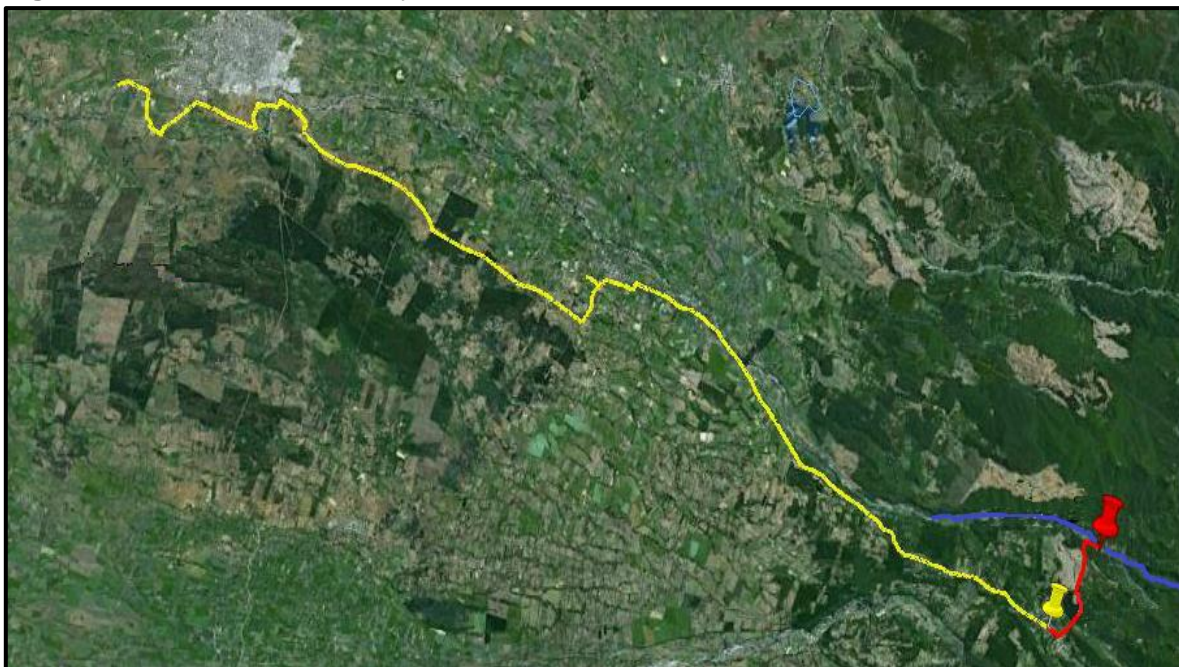
Fuente: Elaboración propia a base de estudio central hidroeléctrica de pasada Trupan,

Se contempla para la central de pasada, un camino auxiliar y una tubería de aducción (canal de entrada) de 7.000 metros de largo. La tubería está construida en conjunto con un camino auxiliar en el cual se podrá tener acceso a la totalidad de las tuberías instaladas para su posterior mantención. Ambas construcciones tuberías más camino auxiliar contemplan una extensión de 7,000 por 12 metros de ancho, con lo que se ocupara una superficie de 8,34 hectáreas.

Para la tubería de descarga se ocupara una superficie de 0,31 hectáreas, y para lo que sería la casa de máquinas se usaría una superficie de 1 hectárea.

Plano ubicación de la posible instalación de la central.

Figura 9. Plano Ubicación Proyecto



Fuente: Memoria de Título “Generación Distribuida en las redes primarias de la empresa Copelec, 2013”

La imagen nos muestra la posible ubicación de la central de paso, el puntero color rojo nos señala la ubicación de la central de paso, la línea azul lo que corresponde al río Chillán y la longitud de las tuberías, la línea con color rojo la longitud que debe cubrir la empresa Copelec para llegar desde la central de paso hacia una sus líneas identificada con color amarillo en la imagen y el puntero amarillo corresponde a la sub estación Quilmo de la mencionada empresa, todo esto corresponde al sector de Quilmo.

Tabla 27. Parámetros principales de diseño de la central de pasada.

PARAMETRO	UNIDADES	CENTRAL DE PASADA
Potencia Instalada	(MW)	4,36
Potencia anual aprox.	(MW)	22.000
Factor Planta		0.58
Caudal de Diseño	(m3/seg)	5,71
Caudal medio útil	(m3/seg)	3,55

Fuente: Elaboración propia a base de estudio central hidroeléctrica de pasada Trupan

La tabla 27 detalla los parámetros de diseño de lo que podría ser la central de pasada, cabe señalar que el factor planta, caudal de diseño y caudal medio útil fue obtenido de la memoria Generación Distribuida en las redes primarias de la empresa Copelec (2013), pero podemos agregar que el factor planta es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme valores nominales placa de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

Aspectos Legales aplicables al proyecto

La industria eléctrica en Chile está compuesta en su totalidad por privados, dejando al Estado el rol de regular, fiscalizar y subsidiar, en determinados casos, a los consumidores, lo que no es menor teniendo la responsabilidad de equiparar las condiciones para desarrollar un mejor el servicio.

En la práctica las intervenciones y regulaciones estatales buscan lograr un equilibrio entre condiciones favorables que incentiven a los privados a invertir en el sector, al tiempo que se logra un precio razonable para los diferentes tipos de consumidores (Comerciales, Industriales, Residenciales, etc.), y a su vez pretende asegurar un suministro de energía continuo.

Lo que busca el Estado es que la electricidad sea producida considerando las exigencias medio ambientales vigentes, aprovechando las diversas alternativas energéticas como lo son las naturales y diversos recursos existentes, sin dependencia exclusiva de una sola fuente, a fin de evitar problemas de suministros en el futuro.

Debemos mencionar que la legislación Chilena actual, que regula al sector proviene de los años 80 y 90, por lo tanto debe ser revisada por la autoridad, para ir actualizando temas que acontecen la actualidad del país, debido al constante avance

tecnológico para la generación de energía eléctrica y el impacto ambiental y social que genera en las fuentes productivas.

Ley N° 19.300

Ley sobre “bases generales del medio ambiente” (Promulgada en marzo 1994).

Define criterios como: Medio Ambiente, Contaminación, Medio Ambiente libre de Contaminación.

Esta normativa, modifica la Ley N° 20.417. Entre sus modificaciones orgánicas, crea una nueva institucionalidad ambiental en Chile: el Ministerio del Medio Ambiente, el Servicio de Evaluación Ambiental y la Superintendencia del Medio Ambiente, CONAMA, COREMA.

Crea instrumentos de gestión ambiental y proporciona un cuerpo legal de referencia, Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), que incluye todos los permisos de carácter ambiental para proyectos o actividades que generen algún efecto u otra consecuencia.

Normas de Calidad Ambiental primarias y secundarias, planes de descontaminación y prevención.

Las Leyes Corta I, II y de ERNC.

Estas leyes velan por la regulación de la parte monopólica de la industria eléctrica (el subsector de transmisión y el de distribución a los usuarios finales), además “estas dos leyes incluyeron modificaciones que favorecen a las ERNC (Energías Renovables no Convencionales)”

La ley N° 19.940 (Promulgada en marzo de 2004), también llamada Ley Corta I, reguló el mercado de la transmisión, definiéndole un carácter de servicio público. Su objetivo fue asegurar el suministro eléctrico y mejorar la interconexión entre el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC).

Establece que las empresas que se adjudiquen una licitación de transmisión tienen la obligación de prestar el servicio de transporte de energía.

Libera de los costos de transmisión a los generadores con capacidad menor a 9MW (o sea, los pequeños no pagan peaje por transporte). A medida que los generadores tienen mayor capacidad, tienen que ir pagando un poco más por el transporte. Desde los 20 MW hacia arriba deben pagar las tarifas completas.

Asegura el derecho a la venta de energía y potencia en el mercado mayorista (spot) a cualquier generador independiente de su tamaño.

Resumiendo, en la práctica lo que hizo esta ley fue “regular los precios que le pagan las empresas generadoras a las transmisoras, ya que antes de esta ley las tarifas

se fijaban mediante prolongados procesos de negociación entre las partes”, lo que desincentivó las inversiones en transmisión producto que las tarifas no eran conocidas.

La ley N° 20.018 (Promulgada en mayo de 2005), conocida como Ley Corta II, tiene por objeto incentivar la inversión en generación, definiendo un sistema de licitaciones competitivas que aseguren un precio por un tiempo determinado.

Esta normativa obligó a las empresas de distribución eléctrica a comprar bloques de potencia para asegurar el suministro eléctrico.

Esta medida obliga a las empresas distribuidoras a asegurar el suministro mediante la licitación de grandes bloques de potencia con los generadores, asegurando con ello los ingresos a largo plazo de los generadores por medio de contratos de suministro.

Si bien los precios son libres, se establecen ciertos márgenes con referencia a una banda de precios que puede ser superada hasta en un 20%. En caso de licitaciones desiertas, esta banda puede superarse hasta en un 15% más, siempre que sea de manera fundada.

La ley N° 20.257 de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), por su parte establece que los grandes generadores (con capacidad por sobre los 200MW) deberán hacer que al menos un 5% de la energía que comercializan sea renovable no convencional. Esta exigencia irá subiendo gradualmente hasta alcanzar el 10% el año 2024.

Además cada empresa que efectúe retiros de energía desde sistemas con capacidad superior a 200MW deberá acreditar que un 10% provenga de ERNC. Puede usar lo que no haya contabilizado el año anterior, o convenir el traspaso de excedentes a otra empresa eléctrica.

La Ley N° 19.613 que modifica la ley N° 18.410, orgánica de la superintendencia de electricidad y combustibles, y el Decreto con Fuerza de Ley N°1, de 1982, de Minería, Ley general de Servicios Eléctricos, Con el objeto de fortalecer el régimen de fiscalización del sector.

Reglamento para los Pequeños Medios de Generación (PMG), Dispuestos en el D.S. N°244.

Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, Dispuestos en el D.S.N°327 del Ministerio de Minería.

Ley N° 2.603 Código de Aguas.

Autorización de la Dirección General de Aguas para modificaciones en cauces. Artículo 171, en relación al artículo 41 del Código de Aguas, indica que toda Persona Natural o Persona Jurídica que desee efectuar las modificaciones a que se refiere el artículo 41 (Proyecto, construcción, financiamiento de modificaciones, en cauces

naturales o artificiales, con motivo de construcción de obras públicas, urbanización, edificación y otras obras en general serán de responsabilidad y cargo de quién las ordena) presentarán los proyectos correspondientes a la DGA, para su aprobación previa, según las normas previstas en el artículo 130 y siguientes del Código de Aguas.

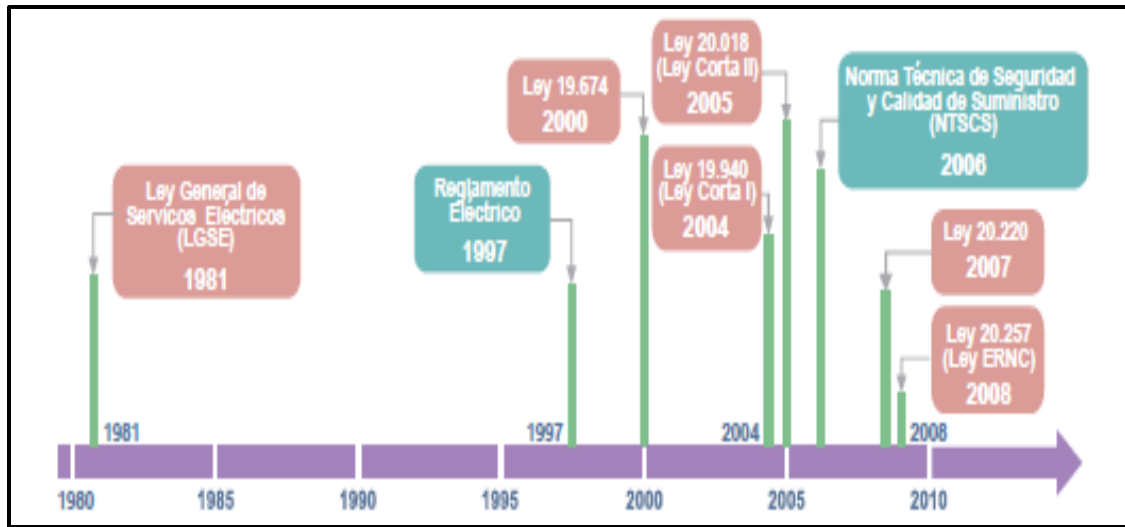
- Autorización de la Dirección General de Aguas para la construcción, modificación, cambio y unificación de bocatomas, artículo 151 del Código de Aguas. Según las normas previstas en el artículo 130 y siguientes del Código de Aguas
- Autorización de la Dirección General de Aguas para el traslado del ejercicio de los derechos, en caso de que se requiera, artículo 163 del Código de Aguas. Según las normas previstas en el artículo 130 y siguientes del Código de Aguas.
- Todas las solicitudes antes indicadas presuponen el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 122 del Código de Aguas, inciso 7, ya tratado en el punto II, 1, de esta minuta.

Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTS y CS)

La NTS y CS, se dicta en la Resolución Exenta N°85 con título oficial “Modifica Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central”.

La NTS y CS establece requerimientos mínimos de seguridad y calidad de servicio asociadas al diseño y operación de sistemas eléctricos interconectados. Además, busca obtener la operación más económica y garantizar acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y sub transmisión, de acuerdo a lo estipulado en el DFL N°4 y su reglamentación complementaria.

Figura 10. Cronología del Proceso Normativo.



Fuente: *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno.*
<http://www.giz.de/de/downloads/sp-ERNC-mercado-electrico-chileno.pdf>

Aspectos Sobre la Integración Vertical.

En cuanto a la Integración Vertical podemos decir que en Chile la industria eléctrica se compone de cuatro etapas; *Generación* de energía y potencia, *Transmisión* de potencia en Alta Tensión (AT), *Transmisión* de potencia en Baja Tensión o llamado *Distribución*, y *Venta* de energía y potencia lo que se denomina *Comercialización*.

Durante la década de los ochenta se separa funcionalmente las tres primeras etapas de la industria.

Lo que busca el Estado Chileno el desarrollar un mercado competitivo y no una industria monopólica, por lo que ha efectuado juicios para eliminar estas prácticas, como la separación del principal transmisor del principal generador, pero si se ha permitido la integración de un generador y una distribuidora pertenecientes a un mismo holding.

Lo que ocurría hasta hace muy poco, es que la propiedad de sistemas de Transmisión principales este en empresas relacionadas con las que efectúan suministro y comercialización de energía. Donde la ley no impone condición alguna para la propiedad de la transmisión, y donde el grado de integración vertical transmisión-generación ha sido alto hasta muy recientemente. Con esto al existir integración vertical se generaban barreras de entrada altas a la industria eléctrica.

Actualmente en Chile se pueden apreciar en la industria eléctrica que la comercialización y distribución de energía eléctrica están integradas verticalmente.

En cuanto al tema de la integración vertical, hay un avance importante en esta materia, ya que los *artículos 71-5 y siguientes* de la *Ley N°19.940*, limita la participación accionaria individual de empresas que operen en otro segmento del sector eléctrico o

usuarios no sometidos a fijación de precios, en las empresas propietarias u operadoras del sistema de transmisión troncal, limitación que también se extiende a la participación conjunta del resto de los sectores. Lo anterior constituye un avance y ayuda a evitar posiciones dominantes en el mercado.

Debemos mencionar que la integración vertical siempre acarrea beneficios y costos que se verán más reflejados de acuerdo a la situación en particular y al grado de integración. De esto se desprenden prácticas anticompetitivas, concentrando el poder de mercado solo en algunas empresas que auto regulan la industria.

La integración vertical no es mala para sí misma, pero para que existan beneficios deben existir monopolios separados de transmisión y distribución explotando individualmente su potencial de mercado. Pero no existirán beneficios en el caso que los precios cobrados sean regulados adecuadamente por algún actor externo, para que existan beneficios tanto para empresas como para usuarios, no deben existir regulaciones externas.

Cuando se generan cobros regulados a etapas en monopolio de transmisión y generación respectivamente, se torna interesante integrarse verticalmente hacia generación y comercialización.

Si una empresa se encuentra verticalmente integrada, discriminará a sus competidores e impedirá el ingreso de nuevas empresas al mercado, con esto, aumentará los costos de los competidores no integrados y a su vez aumentará el precio que pagan los usuarios. Con lo que el incentivo por discriminar aumenta con la participación de mercado de la empresa generadora que esta verticalmente integrada.

Se considera a la transmisión y la distribución como suministros insustituibles, y a la generación como el eslabón más competitivo dentro de la industria, si se llegan a integrar verticalmente se genera monopolio y se controla toda la industria.

Al existir precios monopólicos en transmisión-distribución, provocaría un efecto negativo en los generadores independientes ya que estos construirían sus centrales más cerca de sus clientes y centros de consumo para evitar el uso de redes. Con esto se evita la sustitución ineficiente de insumos.

Se debe hacer la diferencia entre prohibición completa y algunas limitaciones en la integración vertical, debido a que la prohibición completa no es deseable, y el actor regulador sería incapaz de regular en su totalidad a la industria, pero establecer algunas limitaciones a la integración vertical sería lo ideal sobre todo en aquellas empresas de gran tamaño y concentren sus esfuerzos en transmisión o distribución y deseen competir en la comercialización.

Resumiendo al no existir integración vertical se logra un mercado más competitivo, eliminando las barreras de entrada a nuevos participantes y otras prácticas anticompetitivas, por el contrario al no existir integración vertical se pierden las economías de escala y los beneficios a los usuarios. Otro punto relevante al no existir integración

vertical es que no se pueden traspasar costos desde distintas etapas de la industria eléctrica. Y por último en Chile no están a favor de la integración vertical poniendo más énfasis en la generación y transmisión, ya que se aprecia a simple vista en muchas empresas presentes en el territorio nacional la integración vertical entre distribución y comercialización, los dueños de redes eléctricas venden la energía a los clientes finales. Entonces porque pone más énfasis en generación y transmisión, debido a la escasez de energía eléctrica que actualmente posee el país, por lo tanto al no existir integración vertical y al estar regulado por actores externos, se genera un mercado más interesante para la entrada de nuevos participantes que desean invertir en las distintas etapas de la industria, transformado un mercado más justo y equitativo.

Con todo esto el país se ve beneficiado, obteniendo mayor generación de energía eléctrica, mayor número de empresas transmisoras y distribuidoras suministrando electricidad a la mayor cantidad de personas posibles dentro del territorio nacional.

3.4. ANÁLISIS CUANTITATIVO

Calculo de la Inversión

Para el análisis cuantitativo llegamos a un acuerdo con Copelec en que dicho estudio solo se estimarían los valores de inversión.

El proyecto como tal consiste en la construcción de una central hidroeléctrica de pasada en el curso del río Chillán, el cual tendrá una potencia instalada total de 4,36 MW, será capaz de aportar al sistema eléctrico energía cercana a los 22.150 MWh/ año.

El proyecto en sí correspondería a centrales generadoras de energía mayores a 3 MW, es por lo que se sometería al SEIA ya que al intervenir un afluente natural es considerado susceptible de causar impacto ambiental, todo esto está estipulado en el Artículo 10, letra c, de la ley 19.300 Sobre “Bases generales del medio ambiente”, y además el artículo 3, letra c del “Reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental”

Monto de la Inversión.

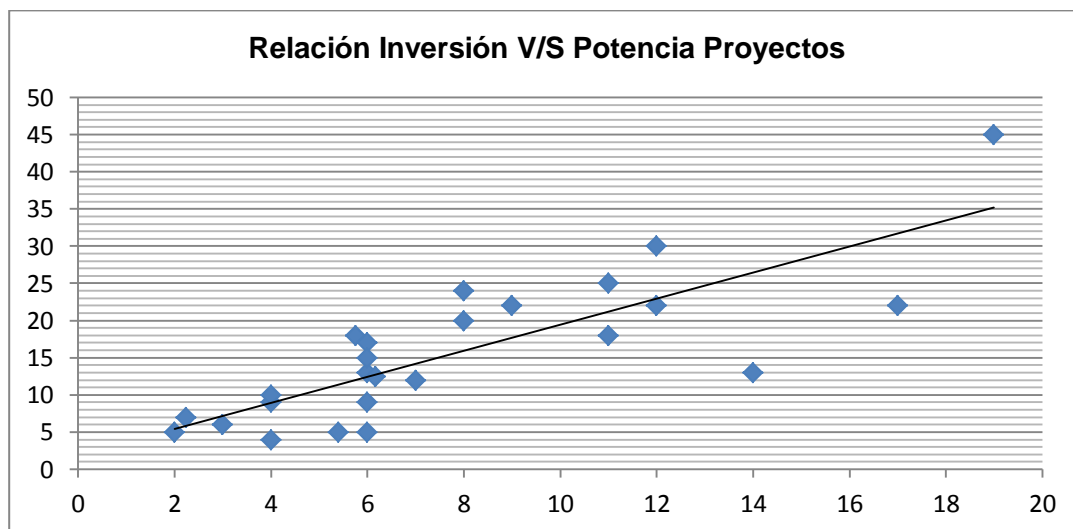
El costo de inversión e implantación de una central hidroeléctrica depende de diversos factores como la geografía del terreno, los accesos, el tipo de instalación, el tamaño, la potencia y el punto de conexión, pero en este caso para calcular el monto de la inversión se basó en el Estudio energía renovables no convencionales de la Universidad Técnica Federico Santa María, este se llevó a cabo mediante el método de regresión lineal, se accedió a la página de la central de energía y se obtuvieron los datos de todos los proyectos hidroeléctricos existentes, los aprobados y no aprobados por la SEIA, luego se filtraron en base a las centrales de pasadas, todos los aprobados, y luego se aplicó filtro quedando solamente las micro centrales de pasada menor a 20MW de potencia, A continuación se detalla con más precisión en tablas.

Tabla 28. Centrales de Pasadas aprobadas <20 MW.

Proyecto <20 MW	Potencia (MW)	Inversión (MMUS\$)
MULCHÉN	2	5
TRILALEO II	2	7
ALLIPÉN	3	6
ROBLERÍA	4	4
RÍO HUASCO	4	9
RÍO ISLA	4	10
LA FLOR	5	5
CHANLEUFÚ	6	18
ALTO CAUTÍN	6	9
CAYUCUPIL	6	13
EL CANELO	6	17
RÍO BLANCO RUPANCO	6	15
TACURA	6	5
COLLIL	6	13
CANAL BÍOBIO SUR	7	12
PIRUQUINA	8	24
RÍO NEGRO	8	20
FLORÍN	9	22
BALALITA	11	18
BUTAMALAL	11	25
BONITO	12	30
CHILCOCO	12	22
CONVENTO VIEJO	14	13
EL MOCHO	17	22
RÍO PICOIQUEN	19	45

Fuente: Central de Energía, lista de proyectos, <http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>

Gráfico 11. Relación inversión potencia.



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la tabla

Formula de la Relación Inversión v/s Potencia Proyectos

$$Y = 1,7501(x) + 1,9199$$

$$R^2 = 0,6553,$$

$$R = 0,81266033$$

En el coeficiente de correlación de Pearson⁶ podemos ver que es de 0.8, lo que demuestra una correlación positiva entre los datos, por lo que podemos confiar en nuestro modelo de inversión y potencia.

En conclusión podemos decir que el proyecto central de pasada de Copelec tendría una inversión estimada de aproximadamente US\$. **9.550.336**

Según el estudio de mini centrales hidroeléctricas 2006 del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), la inversión en una mini central hidroeléctrica (MCH), se distribuye de la siguiente forma.

Detalles de Inversión

La inversión estimada para este proyecto de Central de pasada se aproxima a los MUS\$ 9.550, los siguientes datos son estimación de otros proyectos de generación con similar capacidad de potencia instalada. Se detalla la inversión en las siguientes tablas.

⁶ En estadística, el coeficiente de correlación de Pearson es un índice que mide la relación lineal entre dos variables aleatorias cuantitativas.

Costos de Pre Inversión Contempla la inversión por concepto de estudios y permisos previos a la iniciación de actividades de construcción de la central de pasada.

Tabla 29. Distribución Porcentual Pre inversión

COSTO PRE INVERSIÓN	MUS\$	% del Proyecto
Estudios Pertinentes	229.2	2.40%
Permisos Ambientales	62.075	0.65%
Permisos Legales	38.2	0.40%

Fuente: Elaboración propia a base de estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025

Tabla 30. Distribución Porcentual Inversión

Grupo Turbo Generador	30%
Equipos Eléctricos, regulación, Control y Línea	22%
Ingeniería y Dirección de Obra	8%
Obra Civil	40%

Fuente: Elaboración propia a base de estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025

Se hizo esta mención para todo lo que es la depreciación como tal ya sean de los equipos eléctricos, obra civil, etc.

Costos de obras civiles contempla, el desarrollo de obras como: Construcción de bocatoma, instalación de tubería de aducción y descarga, casa de máquinas, caminos de acceso a las instalaciones gastos generales por contratistas y utilidades, ingeniería y dirección de obras.

Costo de tuberías de aducción y descarga, incluye transporte y pago de permisos de internación al país.

Debemos agregar además que la compra de equipamiento de generación de electricidad deben ser traídos del extranjero, la baja en el precio del dólar (2013) le es muy favorable al proyecto, por tanto, en la actualidad nos encontramos ante una oportunidad debido a la baja que en este último tiempo ha tenido esta divisa.

Tabla 31. Distribución Porcentual Gastos

GASTOS ASOCIADOS	MUS\$	% de Proyecto
Seguro	382	4.00%
Remuneración Indirecta	38.2	0.40%
Inspección y gastos Const.	296.05	3.10%
Gastos Generales	143.25	1.50%
Vehículos	162.35	1.70%
Imprevistos	114.6	1.20%

Fuente: Elaboración propia a base de estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025

Gastos asociados al proyecto, contempla un seguro por cobertura total en caso de todo evento, remuneración de personal indirecto que participara en la operación de la

central una vez finalizada su construcción, gastos asociados a la inspección de la construcción, se incluyen gastos asociados en vehículos, gastos generales y se contempla un ítem para gastos imprevistos.

Tabla 32. Distribución Porcentual Costos

COSTOS OPERACIONALES	MUS\$	% del Proyecto
Inspección	153.75	1.61%
Remuneración Directa	84.04	0.88%
Costo Operativo y mantención	241.2	2.53%
Materiales de Repuestos	178.585	1.87%

Fuente: Elaboración propia a base de estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025

Costos operacionales, incluye el costo operativo y mantenimiento de la central de pasada, remuneraciones directas de los operarios, inspección técnica efectuada periódicamente y un ítem por materiales usados como repuestos para los equipos.

Tipos de Precios Mercado Chileno

En el mercado Chileno existen tres posibles precios para la comercialización de energía electricidad, son precio de nudo (Mercado Regulado), precio spot (Mercado Spot) y precios libres (Mercado Libre). Estos precios se refieren tanto a la energía (KWh) como a la Potencia (KW).

Precio nudo

Los precios de nudo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el cual procede a su fijación, mediante un Decreto publicado en el Diario Oficial.

La política de costos reales y la ausencia de economías de escala en el segmento generación, permiten fijar como precio el costo marginal de suministro, constituido por dos componentes:

- Precio básico de la energía

Promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio; y

- Precio básico de la potencia de punta

Costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, determinadas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico,

incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico del sistema eléctrico.

Para cada una de las subestaciones del sistema eléctrico se calcula un factor de penalización de energía y otro de potencia que multiplicado por el respectivo precio básico de la energía y potencia de punta, determina el precio de la energía y potencia en la subestación respectiva

Precio Spot

Las empresas generadoras se transfieren energía entre ellas. Estas transacciones se realizan a precios iguales a los costos marginales instantáneos de producción del sistema eléctrico, o precios spot, calculados por el CDEC (Centro de Despacho Económico de Carga). Corresponden al costo marginal de la última unidad generadora del sistema en ser despachada.

Estructura tipo Pool

Esta estructura expone una coordinación de la operación, tanto física, económica y comercial, del sistema en forma centralizada y una estructura de contratos bilaterales financieros no necesariamente por medio de un comercializador.

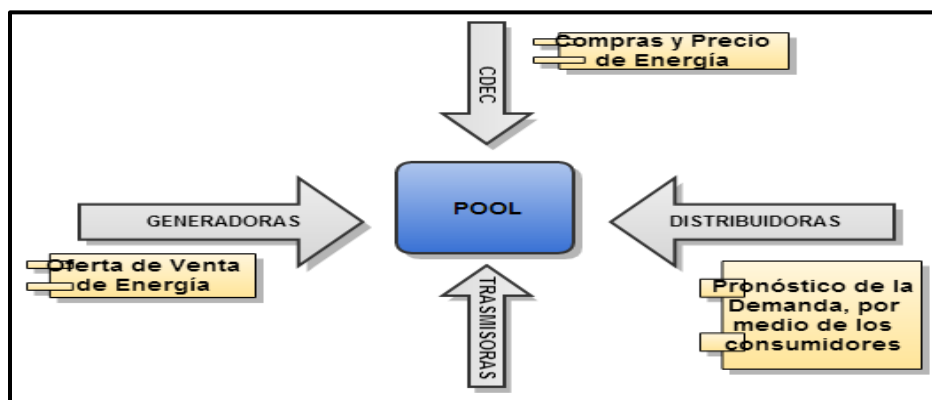
La estructura POOL origina al Mercado Spot, donde el CDEC se encarga de determinar diariamente, mediante la minimización de los costos de operación. El despacho de las unidades generadoras del sistema eléctrico para abastecer la demanda de energía.

En Chile el modelo de mercado mayorista está basado en una estructura tipo pool (o mancomunado) con participación obligatoria y existencia de contratos bilaterales de tipo financiero.

La estructura de tipo pool, funciona por medio de un mecanismo regulado y reconocido por todos sus miembros, establece los precios de mercado de corto plazo de la electricidad ("clearing price" o "precio spot"), que es el precio de despeje del mercado (mercado spot).

Este precio resulta de la realización de una operación económica centralizada por parte del operador de mercado (CDEC) y puede ser distinto en cada zona del sistema.

Figura 11. Esquema estructura tipo Pool.



Fuente: Elaboración Propia.

Precios libres

Los precios libres corresponden a los precios libremente negociados entre empresas generadoras y grandes clientes con consumos superiores a 2.000 KW (Clientes Libres).

Una vez definido el precio de venta para la potencia y energía se deben estimar los ingresos mensuales por concepto de su venta, para finalmente ser utilizados como flujos anuales por el modelo.

Ingresos Central de Pasada

Los ingresos por ventas que se pueden generar en un proyecto de generación a través de una Mini central Hidroeléctrica de Pasada son:

- ✓ Energía (KWh).
- ✓ Potencia firme (KW).
- ✓ Bonos de carbono.

Cabe destacar los precios de la energía y de la potencia fueron obtenidos del informe técnico definitivo de la fijación de precio nudo del sistema interconectado central de abril del 2013, por la comisión nacional de energía (CNE). (Promedio dólar abril 2013 es 472,14).

Tabla 33. Precio Promedio Nudo Abril 2013.

NUDO	TENSIÓN	PRECIOS DE NUDO	
		POTENCIA	ENERGÍA
	kV	[\$/kW/mes]	[\$/KWh]
D. DE ALMAGRO	220	4977,29	43,372
CARRERA PINTO	220	5049,96	43,572
CARDONES	220	4964,85	43,6

MAITENCILLO	220	4570,65	41
PAN DE AZUCAR	220	5442,67	46,519
LOS VILOS	220	5358,05	41,3
NOGALES	220	4154,4	40,284
QUILLOTA	220	4159,46	39,996
POLPAICO	220	4213,39	40,688
LAMPA	220	4328,84	40,32
CERRO NAVIA	220	4304,82	42,368
CHENA	220	4297,66	42,256
CANDELARIA	220	4323,78	40,696
COLBUN	220	4060,44	38,168
ALTO JAHUEL	220	4247,52	42
MELIPILLA	220	4316,2	42,312
RAPEL	220	4279,96	41,236
ITAHUE	220	4108,9	40,3
ANCOA	220	4191,9	40,208
CHARRÚA	220	3653,85	38,056
HUALPEN	220	3591,91	37,072
TEMUCO	220	3717,05	39,476
LOS CIRUELOS	220	3669,86	38,308
VALDIVIA	220	3746,13	40,688
BARRO BLANCO	220	3706,94	40,312
PUERTO MONTT	220	3698,94	40,476
Promedio		4274,4392	40,9455

Fuente: Comisión Nacional de energía, Informe técnico definitivo, (www.cne.cl)

En la tabla 30 se detallan todos los precios nudo para el mes de abril del 2013, en el caso del proyecto de Copelec, se le aplica el precio promedio de mercado.

Venta de energía

Una vez estimada la energía eléctrica mensual con la cual se conecta al sistema una mini central, a partir de la potencia neta de salida de la mini central se pueden calcular ingresos por venta.

Los ingresos por energía son los más importantes ya que estos representan la mayoría de sus ingresos totales. El precio de la energía puede variar dependiendo de la forma de comercializar que se elija. El precio nudo promedio de energía que es fijado por la CNE para abril del 2013 que es de 86,72 US\$/MWh.

$$40,9455 \times 1000 = 40.945,5 \text{ (MWh)}$$

$$40.945,5 / 472,14 = 86,7232 \text{ (US \$/MWh)}$$

Por consiguiente, como se hace una estimación aproximada de generación de 22.000 [MWh/año], (sin tomar factor planta) se llega a un ingreso anual de 1.907,91 MUS\$ por este concepto, cabe destacar que para la evaluación económica se tomaran diferentes precios.

Venta de Potencia

En los sistemas abastecidos con generación hidroeléctrica, la potencia máxima que es posible generar no sólo depende de la potencia instalada, sino también de la disponibilidad de agua. En tal situación es necesario que el precio que se establece por la venta de potencia tome en cuenta el carácter probabilístico de la potencia generada por el sistema. Esto se realiza introduciendo el concepto de *Potencia firme*, que, para un sistema eléctrico, corresponde a la potencia que, en conjunto, sus unidades de generación son capaces de suministrar durante las horas de punta (horas de mayor demanda) con una probabilidad igual o superior al 95%.

La potencia firme se valoriza a PN independiente del modo de negocio, a excepción de un acuerdo de compra de energía con otros generadores o cliente libre, donde el precio se fija entre partes. Como la potencia en los Pequeños medios de generación (PMG) que operan con auto despacho es fuertemente castigada (Reglamento Transferencias de Potencia entre Generadores (DS 62), se usara la menor potencia registrada que es de 700 [kW], Precio Nudo promedio de 9.05 (US\$/kW/mes). (Abril 2013)

$$4274,4392 / 472,14 = 9,05 \text{ US\$/kW/mes}$$

Venta de Bonos de carbono

El año 1992 Naciones Unidas abre un grupo de trabajo con la misión de establecer un plan de trabajo para reducir el nivel de concentraciones GEI (Gases de Efecto Invernadero) en la atmósfera, para lo cual, se crean acuerdos internacionales que establecen mecanismos facilitadores para la reducción de emisiones. Los países desarrollados ratificantes del Protocolo de Kyoto adquirieron compromisos de reducir un 5,2% sus emisiones de GEI respecto a emisiones de 1990, año base del inventario de emisiones, en sus propias economías o bien obtenerlas en países en vías de desarrollo.

Un instrumento que el Protocolo de Kyoto instaura es el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), el cual plantea la opción a países desarrollados de reducir emisiones en países en vías de desarrollo ratificantes del Protocolo, luego éstas pueden ser vendidas a través del MDL a actores con compromisos de reducción en países desarrollados.

Las Mini centrales Hidroeléctricas de paso son susceptibles de participar en este mercado, al ser generadoras de energía limpia y renovable que desplaza la energía generada parcialmente por combustibles fósiles.

Para la evaluación no se consideran los ingresos por venta de carbonos.

Evaluación Proyecto.

Valor económico añadido (VEA)

El Valor Económico Añadido es un indicador de gestión que fue acuñado por la firma Stern&Stewart y que se define como el valor en exceso que un negocio o una unidad de negocio aporta después de detracer del resultado que genera el coste que supone financiar los activos que están afectos a dicho negocio o unidad de negocio.

$$\mathbf{VEA = (TRI - CPPC) * Ip}$$

En donde:

$$\mathbf{TRI = MBE * RI * (1 - TIE)}$$

$$\mathbf{MBE = BAI / V}$$

$$\mathbf{RI = V / Ip}$$

$$\mathbf{BAI = BAIT + Bno}$$

$$\mathbf{TIE = (T \pm TDv + Ti) / BAI}$$

Fuente: Fuente: A. Medina (2003).

- TRI: Tasa rendimiento inversión.
- CPPC: Costo promedio ponderado de financiamiento.
- Ip: Inversión del período inmediatamente anterior.
- MBE: Margen de beneficio de explotación.
- RI: Ratio de rotación de la inversión.
- TIE: Tasa impositiva efectiva sobre los beneficios de explotación.
- BAI: Beneficio neto de explotación antes de impuesto.
- V: Ventas.
- BAIT: Beneficio antes de intereses e impuestos.
- Bno: Beneficios no operacionales.
- T: Impuesto.
- TDv: Variación por impuesto diferido.
- Ti: Gasto financiero * Tasa de impuesto.

El costo promedio ponderado de financiamiento (WACC)

El modelo del costo promedio ponderado de financiamiento conocido como WACC (weighted average costo of capital), es la tasa que debe utilizarse para descontar el flujo de fondos del activo o proyecto con financiamiento.

$$CPPF = [(D / (D + FP)) * Kd] + [(FP / (D + FP)) * Ke]$$

- CPPF (WACC): Costo Promedio Ponderado de Financiamiento.
- Ke: Costo del patrimonio. Generalmente se utiliza para obtenerla el método CAPM⁷
- FP: Patrimonio
- D: Deuda
- Kd: Costo de la deuda financiera.
- T: Tasa de impuesto a las ganancias.

Determinación del CAMP (Ke), este se llevó a cabo mediante la siguiente forma.

- Rendimiento de mercado (Rm) se estimó con promedios anuales del IPSA de los últimos 10 años (2003-2012) (ver anexo 1), lo que arrojó como resultado promedio una tasa del 18,32%.
- Tasa libre de riesgo (Rf) se consideró la tasa de los bonos del Banco Central de 10 años correspondiente al promedio del 2012, la cual fue de 5,42%. (Ver anexo 2)
- Coeficiente Beta (β), como bien sabemos Copelec no cotiza en la bolsa, para la estimación del beta se procedió utilizar un beta representativo para el cual elegimos la empresa ENERSIS ya que esta empresa en sus unidades de negocios posee participación directa e indirecta en el negocio de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, su beta es 0.87.

Con todos los datos anteriores, se llegó al resultado de la tasa de CAMP la cual fue de 16,64%.

Tabla 34. Resumen CAMP

Ke	Rf	Rm	Beta
16,63649%	5,39%	18,317%	0.87

Fuente: elaboración propia a base de datos obtenidos

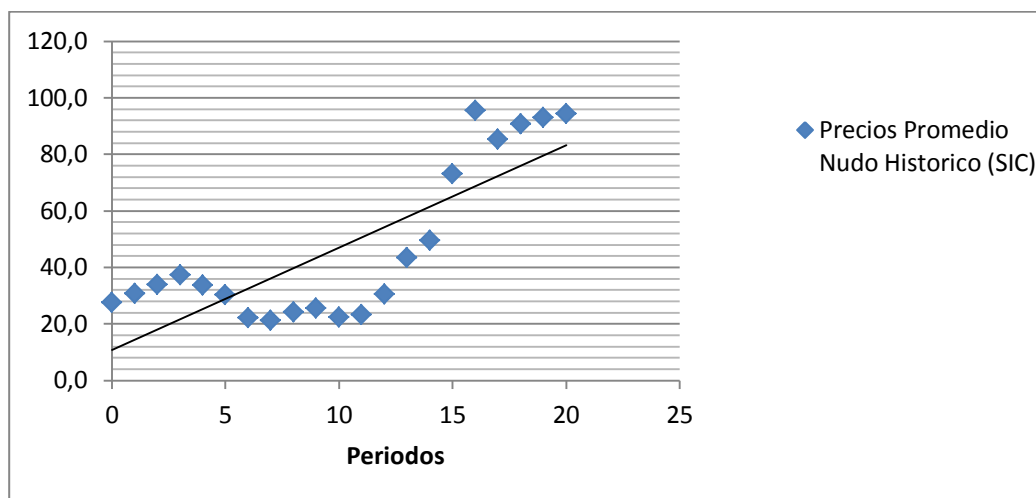
⁷ El (CAPM) es un modelo de valoración de activos financieros que se basa en una relación lineal entre rendimiento esperado y riesgo.

Determinación de Precios.

1. Precio promedio nudo

Para tener una aproximación de los precios en 15 años más, se tomó una proyección de los precios nudos de la electricidad, tomando los precios desde 1992-2012 (anexo 3), para dicho cálculo se usara el siguiente modelo.

Gráfico 12. Dispersión Precios históricos (1992-2012)



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la CNE.

Con el modelo presentado se proyectaron los precios de la energía, en base al histórico desde 1992 hasta el 2012, como resultado de dicho análisis, se llegó a la siguiente ecuación estimada $Y=3,6218(x)+10,772$; (X =periodo), además tenemos un coeficiente de Pearson de 0,7985, el cual es muy certero.

Las Alternativas de Comercialización

Para comercializar la energía eléctrica generada, debemos considerar las siguientes alternativas existentes en el mercado eléctrico Chileno.

Alternativa 1: Venta de energía y potencia en el mercado spot

Esta alternativa hace referencia a que el generador ERNC sólo participa en las transferencias de energía y potencia del mercado spot. Esto significa que participará de un mercado cerrado sólo para los generadores, y sus inyecciones de energía se valorarán a costo marginal, mientras que su potencia será valorada a precio de nudo de potencia.

Para el caso de las ventas de energía, el CDEC mensualmente realizará un balance en el que cuantificará la energía inyectada por el generador al sistema y la valorará a costo marginal horario calculado para el generador ERNC.

El costo marginal horario del que se hace mención es calculado por el CDEC para toda la red de transmisión y sub transmisión. En el caso de que el generador se encuentre operando en un sistema de distribución, es decir, se trate de un PMGD, el costo marginal de su inyección se valorará de acuerdo a lo establecido en el D.S. 244. En este caso, el D.S. 244 plantea que las inyecciones de un PMGD se refieren a la subestación primaria más cercana.

Es importante mencionar que todos aquellos medios de generación con potencia inferior a 9 MW (PMGD) pueden optar por un régimen estabilizado. Esto hace referencia a que en vez de cuantificar sus inyecciones a costo marginal, el CDEC las valora a un precio que presente menor variación, en este caso el precio estabilizado corresponde al precio de nudo de las inyecciones de la energía. Cabe señalar que el precio de nudo de inyección no coincide necesariamente con el precio de nudo aplicado en los consumos. Ambos precios deben ser publicados en los decretos tarifarios elaborados semestralmente por la CNE. El régimen estabilizado, así como las ventas a costo marginal, tienen un tiempo de permanencia mínima y corresponde a 4 años. Si se desea cambiar de régimen, se debe avisar al CDEC con una antelación de 12 meses.

Para finalizar, en el caso de las transferencias de potencia (intercambios), éstas se realizan a precio de nudo de la potencia. Los precios de nudo de la potencia son determinados por la CNE cada seis meses y solamente para el sistema de transmisión troncal. Si el generador ERNC se encuentra en sub transmisión o distribución, la determinación del precio de nudo aplicable se realiza mediante la aplicación de factores multiplicadores al precio de nudo del sistema troncal más cercano, los que consideran el efecto de las pérdidas óhmicas en el sistema. Estos multiplicadores son fijados en el decreto de fijación de precios de nudo.

Cabe señalar que en esta alternativa de mercado sólo se transa la energía y potencia que puede producir el medio de generación y no existe obligación de tener un nivel de producción preestablecido.

Alternativa 2: Combinación entre mercado spot y contrato con un cliente libre

En este caso, la participación del generador ERNC no sólo está compuesta por sus ventas al mercado spot, sino que también tiene vigente un contrato con un cliente libre. La operación del mercado, en este caso, es similar al anterior puesto que sus ventas al mercado spot seguirán valorándose de igual manera. Sin embargo, al acordar un contrato con un cliente libre se establece una obligación de índole financiera al determinar un precio de venta por la energía suministrada con el cliente libre.

Una vez que el generador declara un contrato, éste es considerado por el CDEC y le será incluido en su respectivo balance mensual, en el cual se le descontará la energía consumida por el cliente libre multiplicada por el costo marginal calculado para el consumo. Así, en el caso de que el generador ERNC no cuente con la energía suficiente para dar suministro al consumo, éste igualmente será suministrado por otros generadores, lo que da lugar a transferencias en el mercado spot entre los generadores. Es importante

notar que de todas formas el generador contará con un ingreso fijo correspondiente al precio de venta acordado con el cliente libre multiplicado por el consumo de éste.

Alternativa 3: Combinación entre mercado spot y mercado de contratos

De manera similar a la alternativa anterior, esta alternativa se encuentra compuesta por la participación en el mercado spot (descrita con anterioridad) y contrato con clientes regulados. En realidad, esto hace referencia al establecimiento de un contrato con una empresa distribuidora, como representante de clientes regulados.

Los contratos de suministro con empresas distribuidoras son fijados mediante licitaciones públicas en las que se realiza una subasta, en la cual la distribuidora presenta diferentes bloques de energía para suministro. A partir del año 2010, los precios resultantes de las licitaciones definirán los precios de los clientes regulados. Los generadores, a su vez, presentan ofertas por los diferentes bloques y se asigna a la mejor oferta. Las subastas constan de tres rondas, al cabo de éstas, se cierran los acuerdos y se asignan los contratos por los bloques adjudicados al generador correspondiente. El proceso de licitación es llevado a cabo por las empresas distribuidoras y es auditado por la CNE. De manera análoga a las dos alternativas anteriores, la operación del mercado spot es similar en este caso.

Alternativa 4: Contrato directo con empresa de generación

Un proyecto ERNC puede suscribir un contrato con una empresa de generación que participe en el mercado mayorista (transferencias de energía y potencia en un contrato de largo plazo). En esta modalidad, la empresa de generación ERNC pacta en forma bilateral los precios de venta de energía y de potencia, y las características de la producción con la empresa de generación, y ésta última incorpora estos productos en su oferta de comercialización.

Alternativa 5: Fuera de mercado mayorista (contrato directo con empresa distribuidora)

El marco normativo permite la operación de unidades de generación eléctrica menores a 9 MW en redes de media tensión en sistemas de distribución. Este tipo de generación se coordina, y establece relaciones contractuales directamente con la empresa concesionaria de distribución.

A su vez, la empresa distribuidora se mantiene como responsable de la calidad de suministro y de servicio del sistema. En este esquema, usualmente aplicado para control de los consumos en horas de punta de la empresa de distribución, la empresa de generación ERNC pacta en forma bilateral los precios de venta de energía y potencia.

Evaluación del Proyecto.

- Alternativa 1: Venta de energía a Copelec (disminuyendo contratos vigentes)
- Alternativa 2: Venta de energía a Copelec (aumento de usuarios de la cooperativa)
- Alternativa 3: Venta de energía al SIC

Tabla 35. Detalle costos de Inversión

Costo Inversión	Monto (M\$)
Costo Inversión 2013	811.637,215
Costo Inversión 2014	3.291.639,816
Costo Inversión 2015	405.818,6075
Total Inversión	4.509.095,639

Fuente: Elaboración propia.

El costo de inversión para el 2012, son de estudios previos, pedir permisos, cumplir normas, más el comienzo de la construcción de la central de pasada, para el 2014, ya está en su auge máximo, se recurre a comprar los equipos eléctricos para la generación de la central etc., en el 2015 vemos que la inversión está en deceso, y esto ocurre porque se le está dando finalización a la construcción para posterior puesta en marcha.

Tabla 36. Detalles para la Evaluación del Proyecto.

Operación	Detalle
Costo Operación y Manutención ⁸ (US\$)	241.228
Inversión periodos ⁹ 0, 1, 2,	18%; 73%; 9%, Inversión total
Potencia (MW)	4.36
Potencia Firme (KW/mes)	700
Factor de Planta	58%
Impuesto	20%
Periodo de Evaluación	15 años
Precio Venta Energía (US\$/MWh)	Precio Nudo (Variable)
Precio Venta Potencia (US\$/kW/mes)	Precio CNE

Fuente: Elaboración propia a base de estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025

La inversión se consideró en periodos (0, 1, y 2), en los cuales no se percibirán ingresos.

⁸ Los datos de este ítem fueron obtenidos del "Estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025", de la universidad Federico santa maría y adecuados a la central de pasada.

⁹ Los datos de este ítem fueron obtenidos del "Estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025", de la universidad Federico santa maría y adecuados a la central de pasada.

Para establecer los siguientes escenarios, se debe tener las siguientes consideraciones:

La inversión se consideró en un escenario en el que Copelec financia un 70% de la inversión total y un préstamo del 30% a un Banco extranjero Con una tasa del 7% anual.

La evaluación del proyecto está pensada a 15 años, debido a la depreciación de las maquinarias hidráulicas obtenidas de la página web del SII.

La regulación tributaria (impuesto a la renta) para el caso de las Cooperativas en nuestro país, consistente en beneficios como la exención del 100% y 50% de los impuestos contenidas en el proyecto de ley que modifica el D.F.L. N° 5, de 2003, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

La tributación de las cooperativas frente al Impuesto a la Renta puede esquematizarse en las siguientes tres reglas principales, luego de las cuales se señalan reglas especiales y/o consecuencias de las reglas generales:

- i. Las cooperativas están afectas al Impuesto a la Renta por aquella parte del remanente (utilidades) correspondiente a operaciones realizadas con personas que no son socios (artículo 17, inciso 1°, n° 2°, del Decreto Ley N° 824, de 1974.).
- ii. Las cooperativas no están afectas al Impuesto a la Renta por aquella parte del remanente (utilidades) correspondiente a operaciones realizadas con sus socios (artículo 17 del Decreto Ley N° 824, de 1974, artículo 49, letra c), inciso 2° e inciso final, de la Ley General de Cooperativas).

Para el caso de Copelec la exención de impuestos es del 84% por socios, afecta a impuestos 16% por no socios.

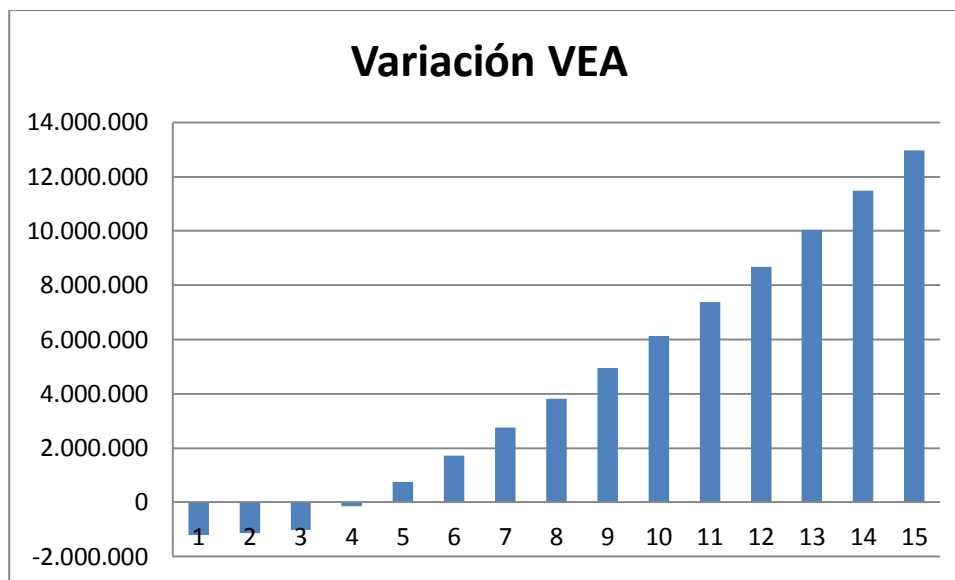
Los precios tomados para cálculos fueros obtenidos de la Comisión Nacional de Energía CNE, usando como referencia el precio nudo histórico.

Para el cálculo de los flujos solo se hizo variar los ingresos y costos de explotación.

Venta de Energía a Copelec (disminuyendo contratos vigentes)

En este escenario la venta de la energía generada se proporciona un 100% a Copelec, la cual disminuiría contratos vigentes con otras empresas generadoras, para contraer un contrato con la central de pasada, se detalla que la venta de energía de la cooperativa para el año 2012 fue de 129,87 GWh de energía. Al contraer contrato con la central de pasada, disminuirían los contratos contraídos con las otras empresas generadoras en un 17,06%, lo cual será suministrado por central de pasada a un costo menor.

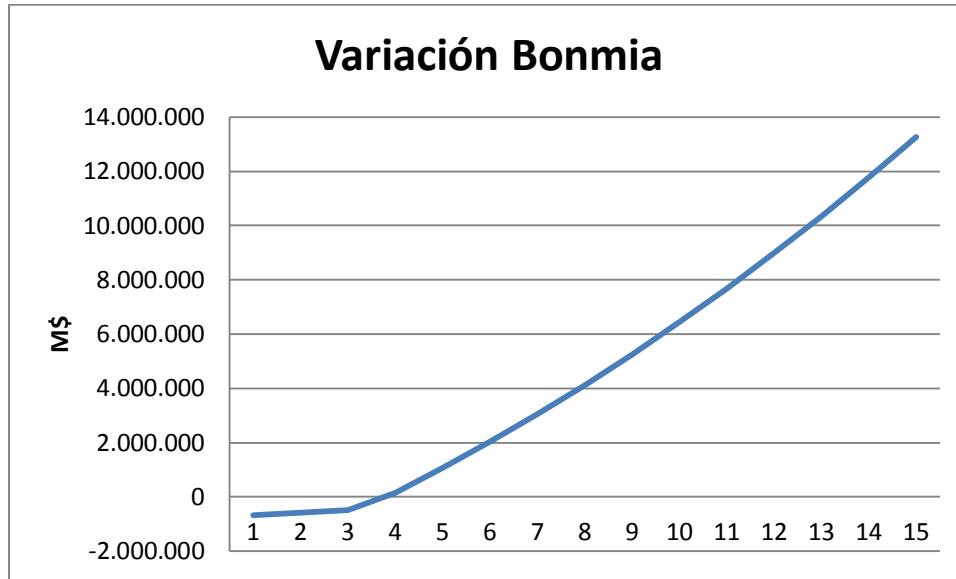
Gráfico 13. VEA alternativa 1



Fuente: Elaboración propia.

El VEA presenta una variación creciente para los periodos considerado en la evaluación, con los primeros tres años con valores negativos, debido a que no percibe ingresos en los primeros años de vida del proyecto, ya que en estos periodos se desarrollan las actividades de evaluación, estudios, certificaciones y posterior construcción.

Gráfico 14. Bonmia alternativa 1



Fuente: Elaboración propia.

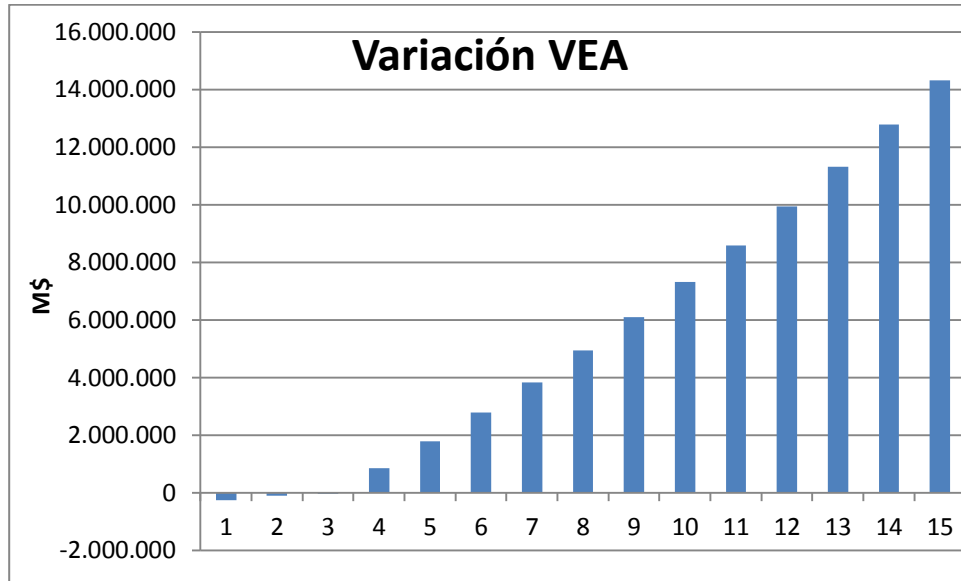
El bonmia es un conductor de valor, vemos que tiene un incremento en relación como lo tiene el VEA, el bonmia lo compone el resultado operacional y los impuestos, por lo que al disminuir los contratos vigentes y suplir dicho porcentaje con la central de pasada, genera un cambio positivo ya que los costos de la central de pasada son menores que los costos que tiene actualmente Copelec.

Venta de Energía a Copelec (aumentando los usuarios de la cooperativa)

En este escenario la venta de energía generada es suministrada un 100% a Copelec. La distribuidora mantendría contratos vigentes pero aumentaría el número de usuarios en los próximos años, se debe contemplar que la distribuidora suministra energía eléctrica a 48.767 usuarios, y se estima un aumento promedio del 3% anual según los datos históricos, por lo que la potencia aportada por la central de pasada se estima equivalente para 9.956 usuarios. Dicha cantidad de usuarios sería alcanzada entre 5 a 6 años más.

A partir de este escenario se observará un aumento por parte de los ingresos de explotación, un aumento en costos y todo lo que desprenda de ellos como impuestos a la renta por parte de los usuarios no socios, correspondientes a un 16% del total de usuarios (información proporcionada por la cooperativa).

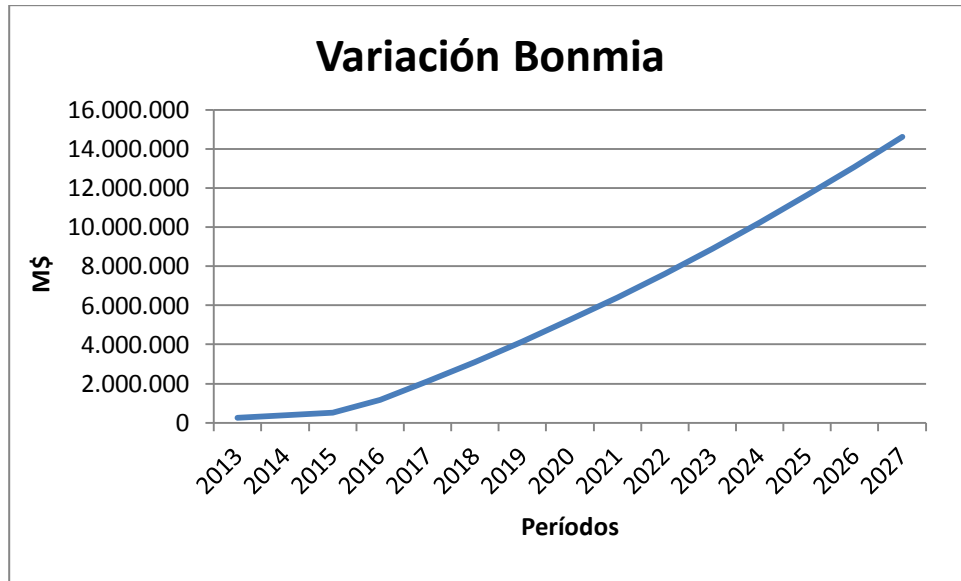
Gráfico 15. VEA alternativa 2



Fuente: Elaboración propia.

En este escenario el VEA crece con un ritmo promedio del 37%, cabe destacar que Copelec en dicha alternativa aumentado la proporción de usuarios, socios y no socios, estando estos últimos afecto a impuesto, con lo que dicha partida tiene un crecimiento promedio de 6.33%, también debemos agregar que los ingresos de explotación tienen un crecimiento notorio por el aumento de los usuarios, sumado todo esto lo que genera un VEA de forma incremental, lo cual afecta de la misma forma al Bonmia.

Gráfico 16. Bonmia alternativa 2

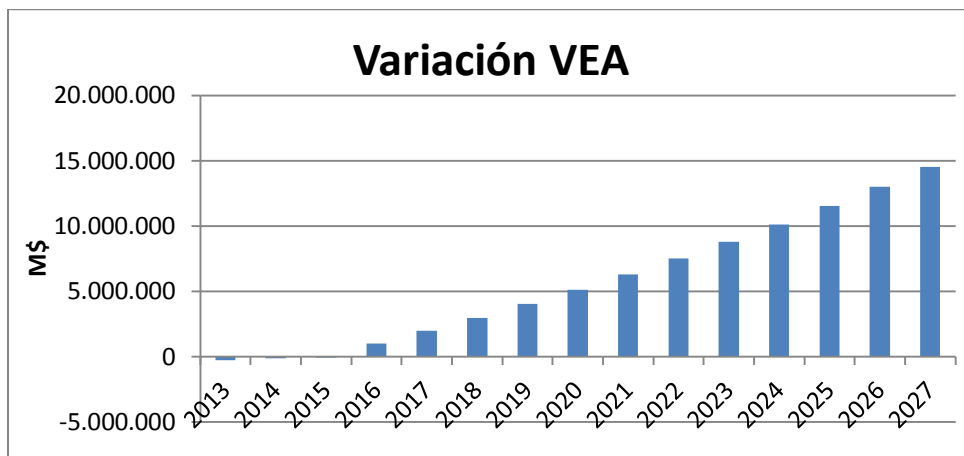


Fuente: Elaboración propia.

Venta al Mercado Spot inyección de energía al Sistema Interconectado Central SIC.

En este escenario la energía generada en comercializada en el mercado spot, de tal manera que los 22.150 MW, serian comercializados por empresas que necesiten suministro extra y recurran a este tipo de mercado para cubrir su demanda.

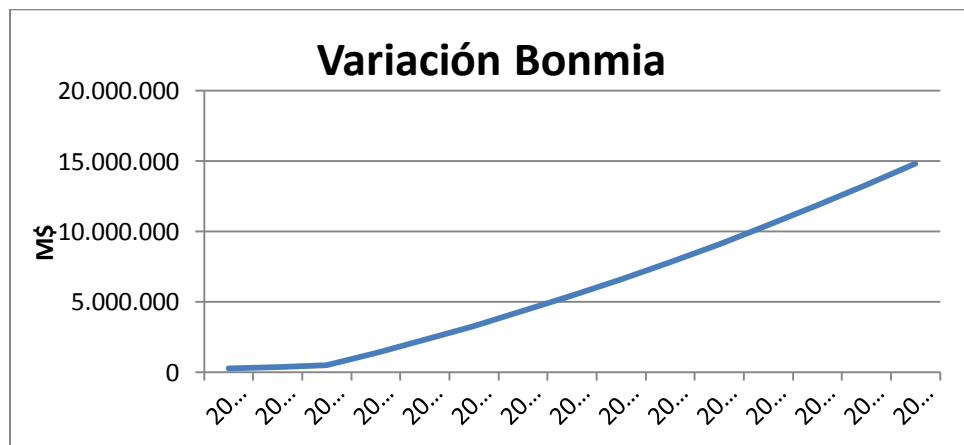
Gráfico 17. VEA alternativa 3



Fuente: Elaboración propia.

Llevar la energía al SIC, es un gran aporte no solo para los ingresos de Copelec como se ve reflejado en el valor económico, sino que también para el país en general, debemos agregar que los impuestos aumenta de forma proporcional, si Copelec antes pagaba M\$ 20.000 en impuesto con esta alternativa estaría pagando M\$ 200.000 aproximado, pero esto no merma de forma significativa el vea, ya que los ingresos que se generan en la central de pasada, vs los costos que se incurren provocan nuevamente que el VEA y a su vez el Bonmia tengan ese crecimiento.

Gráfico 18. Bonmia alternativa 3



Fuente: Elaboración propia.

En conclusión podemos ver que el indicador económico VEA refleja resultados positivos, pero no es debido confiar totalmente en estos números, debemos agregar que la Generación de energía por medio de la central de pasada será considerada como una unidad independiente de negocio, que podría ser complementaria a una de las unidades de negocio de la Cooperativa que es la Distribución, para objeto de este estudio se consideraron las dos unidades de una manera combinada, pero como bien mencionamos en el capítulo anterior, los dos negocios son relacionados, pero no pueden integrarse de forma vertical.

Otro factor relevante que se consideró para el estudio; el solo uso del precio nudo, y bien que la tasa de descuento no es aplicable a las cooperativas ya que estas buscan el beneficio de sus cooperados.

En las tres opciones mencionadas, se aprecia un aumento en el valor económico operacional de la Distribuidora, tenemos como opciones disminuir contratos, aumentar usuarios, inyectar al SIC, las tres opciones en general son buenas, pero a nuestro punto de vista la más recomendable es mantener contratos vigentes y el aumento de usuarios.

Esta alternativa se considera la más atractiva para la condición actual de la Distribuidora y de las oportunidades que ofrece el mercado, consiste en un aumento de usuarios a futuro no discriminado a usuarios socios y no socios, proyectando un aumento anual del 3%, manteniendo contratos actuales, y un escenario optimista, se vería favorecida la Distribuidora en aumento equitativo entre ingresos y costos de explotación.

Se debe considerar que la Distribuidora mantiene contratos vigentes hasta Diciembre de 2019, y la Central de Pasada, Generadora de energía por medio de ERNC, estará operativa el año 2018, lo que se considera un dato relevante al momento de optar por dicha alternativa, otro dato relevante a considerar es la relación de cantidad de usuarios actuales con la potencia que aporta la central de pasada, que se estima que la central de pasada sería capaz de suministrar a nueve mil nuevos usuarios, dicha cantidad de usuarios se contemplaría en un horizonte de 5 a 6 años, lo que facilita a todo lo anterior para ir cuadrando un escenario beneficioso para la Cooperativa.

CAPÍTULO IV

Diseño de la nueva estrategia corporativa

CAPITULO IV: DISEÑO DE LA NUEVA ESTRATEGIA CORPORATIVA.

Las estrategias se generan en base a algún objetivo que se quiera lograr, en este caso Copelec está apuntando a la generación de electricidad, por una nueva unidad de negocio.

Copelec quiere generar electricidad con una central de pasada, pero ¿Por qué una central de pasada y no una hidroeléctrica?, o los diferentes medios de generación de electricidad presentados en el capítulo III, pues bien la respuesta es muy simple, la energía generada por una central de pasada es más barata, generan energía eléctrica limpia y renovable, no altera de forma permanente al ecosistema, y una de sus atractivos más importantes es que evitan la emisión de CO₂, gas que produce el calentamiento global.

4.1. DIRECTRICES ESTRATÉGICAS

En este punto solo se hará referencia a las directrices asociadas a la estrategia de integración vertical del negocio eléctrico como tal.

Gobierno Organizacional.

¿A quién debe servir la entidad?

La nueva unidad de negocio de Copelec apunta a generar energía eléctrica, por lo que le beneficia en primer lugar a sus socios, a empresas del sector y potencialmente a la distribuidora Copelec, además también debemos mencionar que es un aporte al sistema interconectado central, quizás no muy significativo, pero ayuda a suplir la escases de energía eléctrica en la región y en el país.

¿Cuál es su propósito?

Uno de los principales propósitos es generar energía eléctrica a bajo costo de manera eficiente, optimizando los recursos, además proporcionar un suministro de energía eléctrica constante y limpia, obtenida de una fuente de energía renovable no convencional, para así no afectar por contaminantes y a su vez no intervenir de manera significativa el medio ambiente con grandes represas o diques.

Ética Organizacional

¿Cuál es su compromiso con la comunidad?

Apoyar al desarrollo y progreso de la comunidad donde estará ubicada la central, contribuyendo a una mejor calidad de vida a través de la conservación y mejoramiento de su entorno, ofrecer un suministro limpio de energía no afectando al medio ambiente, de forma de ser percibido siempre como una empresa que realiza buenas prácticas sociales y ambientales.

¿Cuál es su posición Ética?

Mantener responsablemente la calidad y entorno del medioambiente, cumpliendo con la legislación vigente y los acuerdos voluntariamente adquiridos.

Buscar las mejores alternativas de uso y manejo de los recursos y materiales utilizados en la construcción de la central así como en las operaciones pertinentes a la generación de energía eléctrica.

Agentes involucrados.

¿A quién sirve la organización?

El proyecto servirá al bienestar social de sus cooperados, también así a los clientes o personas que hacen uso del suministro eléctrico, ya sean clientes regulados, libres, etc. Además debemos agregar a empresas del rubro como son los siguientes eslabones de la cadena de valor (Trasmisión, Comercialización), también a la comunidad en general ya que es un aporte y a su vez motiva a inversionistas y empresas a generar este tipo de energía limpia e innovadora.

¿Cuáles son las expectativas de estos agentes?

Desde el punto de vista de sus cooperados es incrementar el desarrollo social y económico, en el caso de los clientes es asegurar un suministro continuo de energía eléctrica a un bajo costo, para las empresas del rubro, significa un nuevo proveedor, aumentando la oferta existente en la industria, y para la comunidad en general significa nuevas fuentes laborales, contribuyendo al crecimiento de la región.

Ambiente Externo.

¿Qué propósitos son prioritarios?

Uno de los principales propósitos de la central de pasada es contribuir con energía al sistema interconectado central.

Para Copelec la prioridad es garantizar el suministro a sus socios y clientes buscando nuevas alternativas de abastecimiento para mantener un servicio estable y continuo.

¿Por qué?

De acuerdo a estudios actuales se proyecta un desequilibrio entre la oferta y la demanda debido a la falta de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica en el país, lo que hará imposible abastecer el aumento en el consumo eléctrico proyectado en torno a los 100 mil GWh de demanda total que se estima para el 2020, es por eso que una nueva central hidroeléctrica, generara un aporte contribuyendo a suplir el déficit de energía eléctrica.

4.2. ANÁLISIS FODA.

El análisis FODA es una herramienta que permite conformar un cuadro de la situación actual del objeto de estudio (persona, empresa u organización, etc.) permitiendo de esta manera obtener un diagnóstico preciso.

Cuadro 1. Análisis FODA Central de Pasada COPELEC

<p>Fortalezas</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Conocimiento en el rubro. ➤ Ubicación privilegiada de la central. 	<p>Debilidades</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Alto capital de Inversión. ➤ La construcción lleva, por lo común, mucho tiempo. ➤ No contar con derechos de agua. ➤ Contratos licitados (SEC, CNE).
<p>Amenazas</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Disminución en las precipitaciones. ➤ Alta fiscalización por parte de las autoridades medio ambientales. (SEIA). ➤ Rechazo de la Comunidad 	<p>Oportunidades</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Zona geográfica favorable. ➤ Altos precios de energía eléctrica. ➤ Generación de energía renovable no convencional. ➤ Déficit de energía a futuro en el país.

Fuente: Elaboración Propia

Detalle análisis FODA.

Fortalezas.

- **Conocimiento en el rubro:** Copelec es una distribuidora de energía eléctrica, que tiene presencia en el mercado hace aproximadamente 60 años entregando electricidad en los hogares de nuestra región, mantiene contratos licitados con dos de los grandes generadores de electricidad del país, lo que la ha posicionado en la industria como una cooperativa responsable con amplio conocimiento en el rubro.
- **Ubicación privilegiada de la central:** La localización para la central de pasada se contempla como principal afluente el río Chillán, pero exactamente no se define con certeza en que km se ubicará, aun así la central de pasada estará cerca de las redes eléctricas de Copelec, por lo que es considerada una ubicación favorable.

Debilidades

- **Alto capital de Inversión:** Acceder a las nuevas tecnologías para implementar un central de pasada requiere de un gran desembolso de capital inicial, debido a que este tipo de tecnologías son importadas desde el extranjero, debemos destacar que actualmente el dólar tiende a la baja, pero aun así la inversión no deja de ser menor.

- **Largo tiempo de Construcción:** Por lo general dependiendo del tamaño de la central se demoran entre 2 a 4 años en construir, cabe destacar que esta se empieza a construir después de todo el estudio de pre factibilidad, además de la autorización de permisos ambientales, y gestionar el financiamiento del proyecto. Todo lo mencionado contempla alrededor de 7 años.
- **No contar con derechos de agua:** La Cooperativa no cuenta con autorización de la dirección general de aguas para modificaciones en causes estipulados en la Ley 2.603, artículo 41, del código de aguas.
- **Contratos licitados:** Los contratos son licitados por la autoridad, un actor externo a la industria, se considera como tal debido a que controla y fiscaliza este proceso, el cual podría ser realizado por la misma empresa y elegir a que empresa vender la energía producida.

Amenazas

- **Disminución en las precipitaciones:** Durante el año 2010 se registró un déficit en las precipitaciones en todo el territorio nacional, siendo afectada mayormente la zona comprendida entre la región de Coquimbo y la región del Biobío, registrándose hasta un 60% de déficit de agua lluvia. Porque consideramos esto, como bien sabemos es una central de pasada, y su materia prima para generar electricidad es la potencia del agua, y si no llueve los caudales de los ríos bajan, lo que afecta considerablemente la generación eléctrica.
- **Alta fiscalización:** El SEIA como bien sabemos es un ente de fiscalización de impacto ambiental de los proyectos con intervengan en el medio ambiente, se considera como una amenaza, ya que es muy exigente y rigurosa en su fiscalización para preservar el medio ambiente, y por lo general se demora mucho tiempo en publicar los resultados de aprobación de los proyectos.
- **Rechazo de la Comunidad:** El rechazo por parte de la comunidad se toma como una amenaza por la poca información que se tiene al respecto al tema de las centrales de pasadas y no tan solo de estas, a la ERNC en general, hoy en día se nombra “generación de electricidad” y las personas lo asocian a termoeléctricas y daño al medio ambiente, lo que provoca el rechazo.

Oportunidades

- **Generación de energía renovable no convencional:** Esto se ve como una oportunidad, ya que hoy en día la ERNC se considera una fuente de generación energética limpia comparable con la generación de energía convencional, posicionando la ERNC como una alternativa eficaz y eficiente de generación.

- **Zona geográfica favorable:** En la región del Bío Bío se concentra gran cantidad de Recursos Hídricos que permiten actividad forestal, agrícola y ganadera, a partir de los sistemas fluviales del río Itata y del río Biobío, que con sus 380 kilómetros de extensión, es uno de los ríos más caudalosos del país, lo que favorece la instalación de plantas de energía hidroeléctrica, quizás el río Chillán que nace de la cuenca hidrográfica ubicada en la Provincia de Ñuble no posee tanta potencia, pero tiene un afluente necesario para generar hasta un máximo de 4.36MW de potencia y está ubicado cercano a la ciudad de Chillán.
- **Altos precios de energía eléctrica:** Como bien se mencionó en la presente investigación, Chile tiene uno de los más altos precios de consumo energía eléctrica de América latina, lo que genera una notable oportunidad para entrar al sector de la generación, motivando a inversionistas nacionales y extranjeros al desarrollo de este tipo de proyectos.
- **Déficit de energía a futuro en el país:** Estudios indican que a futuro existirá un déficit de energía eléctrica en nuestro país, actualmente las autoridades están motivando la generación de energía eléctrica por medios no convencionales como son las ERNC.

4.3. ESTRATEGIA CORPORATIVA.

“La estrategia corporativa es la forma en la que la compañía crea valor económico a través de la configuración y coordinación de sus actividades multimercado”

Estrategia de diversificación.

Estrategia de diversificación relacionada.

Este tipo de estrategia busca la creación de nuevas unidades de negocios en una misma industria, creando sinergia entre las antiguas y nuevas actividades.

Con la Generación de Energía Eléctrica Copelec Ltda., crea una nueva unidad de negocio, con la que podría complementar el negocio de la Distribución de Energía Eléctrica.

Se debe evaluar el escenario según el desempeño del negocio a partir del contrato que se implemente, con ventas de energía por contrato con cliente libre, por contrato con generador, por contrato con distribuidor, por venta al mercado spot, Con esto podría crear alianzas estratégicas, potenciar más el negocio eléctrico, de forma mesurada identificando las barreras técnicas, económicas, legales y comerciales existentes en el mercado eléctrico Chileno.

Integración Vertical hacia Atrás.

La integración vertical supone la entrada de una empresa en actividades relacionadas con el ciclo de explotación de un producto o servicio, convirtiéndose en su propio proveedor o cliente.

Se trata de un caso particular de diversificación, ya que se pueden encontrar aspectos de diversificación relacionada, con aspectos de no relacionada.

La integración vertical existe en cualquier empresa, pues toda empresa elabora parte de su producto adquiriendo la demás a través de proveedores y/o comercializa sus productos.

Desde el punto de vista estratégico es el nivel adecuado de integración que una empresa y su grado de integración es el conjunto de decisiones que afectan a las distintas dimensiones de este fenómeno.

COPELEC Ltda., es una cooperativa que mantiene como misión el bienestar de sus socios, en pos de ello está evaluando crear una nueva unidad de negocio, relacionada con la distribuidora de energía eléctrica, que lleva el mismo nombre, visualizando una oportunidad que presenta actualmente en el sector eléctrico Chileno, es por ello que decide enfocar sus esfuerzos en generar energía eléctrica, haciéndose presente en la generación en la cadena de valor del sector industrial, creando valor a la cooperativa y potenciar economías de escala.

Razones de la integración vertical Copelec:

- ✓ Favorables condiciones de mercado: Como se analizó en capítulos anteriores se observa que actualmente el país ofrece favorables condiciones para el desarrollo en la industria del suministro eléctrico, estableciendo precios cada vez más atractivos y equitativos, además del creciente déficit de energía que se proyecta para el país, que se incrementará con los años, hacen un sector atractivo para la generación de energía eléctrica, motivando a inversionistas a desarrollar proyectos energéticos en el país.
- ✓ COPELEC Ltda., obtiene una ventaja competitiva entre sus pares, debido a que al integrarse verticalmente generaría beneficios como economías de escala, y rendimientos superiores debido al conocimiento de la industria, participando en Distribución y Generación.
- ✓ Genera economías a partir de operaciones combinadas: comparte las actividades, y el mantenimiento de un servicio estable en un largo trecho de la cadena de valor.

4.1. DISEÑO DE LA NUEVA ESTRATEGIA.

La estrategia corporativa de Copelec Ltda., apunta a la diversificación relacionada, creando una nueva unidad de negocio relacionada a una de sus actividades ya realizadas por la cooperativa.

Por medio de la integración vertical hacia atrás, pretende integrar la Distribución con la Generación de energía eléctrica por medio de una central de pasada.

Oportunidades que presenta el Mercado:

El mercado actualmente permite crear proyectos viables de generación de energía eléctrica en el país, debido al futuro déficit que enfrentara Chile al año 2020, por lo que se visualiza una clara oportunidad para participar en el sector de la generación, contribuyendo con fuentes de energía eléctrica sustentables en el tiempo.

Objetivos a lograr:

- Esta nueva central pretende fortalecer a Copelec Ltda., Incrementando el beneficio en sentido de mejorar la calidad y continuidad del suministro entregado a sus socios y usuarios.
- Tener operativa la central de pasada al año 2020 para contribuir con una generación de 22.000MW al año, para disminuir el déficit energético que enfrentará el país.
- Contribuir al desarrollo de ERNC en el país, enmarcándose en la ley 19.940 que fomenta el desarrollo de Energías Renovables No convencionales, reduciendo el impacto ambiental, social y cultural con respecto al concepto equivocado a la generación de energía eléctrica por medio de una central de pasada.
- Mejor aprovechamiento de los recursos hídricos que ofrece el país, minimizando el impacto ambiental y conflictos con otros actores que hagan uso de los cauces de los ríos.

CONCLUSIÓN

CONCLUSIÓN

En la presente memoria de título, se dio a conocer parte del mercado eléctrico chileno, su forma de comercialización y sus actores que la componen, la creciente demanda de electricidad que enfrenta actualmente y a futuro el país, de la mano con un aumento en los precios de energía, visualiza la madurez que está tomando el mercado eléctrico en Chile. Dicho mercado se aprecia más equitativo permitiendo incorporar proyectos hidroeléctricos de menor escala que privilegian el uso de energía renovable no convencional.

Aún existe una incertidumbre en el país, a pesar de estar al tanto de las ventajas de generar energía eléctrica, utilizando energía renovable no convencional, e incertidumbre en las barreras de entrada al sector, en cuanto a los costos reales de inversión y operación, orientación del marco regulatorio en el caso de existencia de incentivos y la falta de referentes nacionales para ser tomados como referencia práctica.

En cuanto a la integración vertical en el sector eléctrico en Chile, es un tema regulado y estructurado, que pretende evitar la creación de monopolio, estando en pro de la competencia justa y equitativa dentro del sector, favoreciendo a pequeños medios de generación que deseen participar, así como la disminución de barreras de entrada para nuevos inversionistas que deseen incursionar.

Para Copelec existe inquietud en cuanto al tema de Generación, debido a ser pocas las Distribuidoras que desarrollen este tipo de proyectos, pero el potencial existe y los deseos de emprender nuevos desafíos son la visión que ha mantenido la Cooperativa en el largo de su historia, siempre en pos de generar y aumentar el beneficio de sus socios, los cuales son la base de la cooperativa.

Copelec visualiza que la generación es el medio para obtener ventajas con respecto a sus competidores, aprovechando las oportunidades que ofrece el mercado y principalmente la zona de concesión en la que se encuentra ubicada, de tal manera busca las herramientas para desarrollar nuevos proyectos que beneficiaran a la cooperativa y a la comunidad en general.

Ingresar Copelec al negocio de generación eléctrica le trae muchas ventajas según lo expuesto, además la opción más conveniente ya mencionada anteriormente que es el mantener contrato vigentes y un aumento de usuarios en el tiempo, no la desorienta de la misión actual, como lo es presencia, cercanía y cartera de negocios diversificado. Se pudo apreciar que hubo un aumento significativo en los ingresos de explotación, pero aun así existe algo de incertidumbre ya que los precios variaron de acuerdo a precios históricos, bajo el supuesto de un escenario optimista, en condiciones favorables, pero son muchos factores que pueden influir en dichos precios y provoquen que estos no se comporten de la forma antes expuesta, tenemos factores climatológicos, factores gubernamentales, factores tecnológicos, entre otros, todo esto puede afectar a los ingresos y no se comporten de la forma proyectada para el escenario.

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga.

CNE: Comisión Nacional de Energía de Chile.

CO2: Dióxido de Carbono

ERNC: Energía Renovable No Convencionales.

INE: Instituto Nacional de Estadísticas.

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.

SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

SEIA: Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

SIC: Sistema Interconectado Central.

SING: Sistema Interconectado Norte Grande.

US\$: United States Dollars (Dólares de Estados Unidos)

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

1. **Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.** (2003). Ley Chile “*Ley general de las cooperativas*”. D.F.L. Núm. 5. Obtenido en Marzo 17 de 2013, desde <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=221322>.
2. **Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.** (2011). “*Comparación de Precios de Electricidad en Chile y países de la OCDE y América Latina*”. Obtenido en Marzo 17 de 2013, desde <http://transparencia.bcn.cl/>.
3. **Biblioteca del congreso nacional.** (1981). Chile código de aguas “*Derecho de aprovechamiento de agua*”. D.F.L. Núm. 1.122, ley 2.603. Obtenido Mayo 03 de 2013, desde <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=5605>.
4. **Biblioteca del Congreso Nacional.** (2008). Chile Ley General de Servicios Eléctricos “*Ley N° 20.257 Generación de Energía Eléctrica con fuentes de Energías Renovables no Convencionales*” obtenido Mayo 16 de 2013, desde http://centralenergia.cl/uploads/2009/12/Ley_ERNC_LEY-20257.pdf
5. **Central de Energía.** (2011). Costo de la energía “*Costos marginales, estrategias comerciales y regulación*”. Obtenido en Abril 05 de 2013, desde <http://www.centralenergia.cl/2011/09/20/costos-marginales-estrategias-comerciales-y-regulacion/>.
6. **Central de Energía.** (2013). Proyectos “*Lista de proyectos de generación*”. Obtenido en Abril 05 de 2013, desde <http://www.centralenergia.cl/proyectos/proyectos-generacion-chile/>
7. **Central Energía.** (2013). Biblioteca “*Glosario del mercado Eléctrico*”. Obtenido en Junio 13 de 2013, desde <http://www.centralenergia.cl/biblioteca/glosario-mercado-electrico/>
8. **CNE/GTZ.** (2009). Análisis de ERNC “*Las Energías Renovables No Convencionales En El Mercado Eléctrico Chileno*”. Obtenido en Junio 20 de 2013, desde <http://www.giz.de/de/downloads/sp-ERNC-mercado-electrico-chileno.pdf>
9. **Comisión Nacional de Energía.** (2009). Estadísticas “*Balances energéticos*”. Obtenido en Marzo 17 de 2013, desde <http://www.cne.cl/estadisticas/balances-energeticos>.
10. **Comisión Nacional de Energía.** (2013). Mercado “*Mercado Eléctrico en Chile*”. Obtenido en Marzo 17 de 2013, desde <http://www.cne.cl/energias/electricidad/mercado>.
11. **Comisión Nacional de Energía.** (2013). Pequeños Medios de Generación “*D.S. N° 244 Reglamento de Pequeños Medios De Generación*”. Obtenido en mayo 19

- de 2013, desde http://www.cne.cl/archivos_bajar/Reglamento_de_PMG_PMGD_DS_244_de_2005.pdf
12. **Comisión Nacional de Energía.** (2013). Tarificación electricidad “*Fijación de precios de nudo Abril 2013*”. Obtenido en Junio 10 de 2013, desde <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/abril-2013>.
 13. **Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.** (2011). Memoria Anual 2011. “*Copelec Eléctrica*”. Obtenido en Marzo 17 de 2013, desde <http://www.copelec.cl/electrica/>.
 14. **Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda.** (2012). Memoria Anual 2012. “*Copelec Eléctrica*”. Obtenido en Mayo 28 de 2013, desde <http://www.copelec.cl/electrica/>.
 15. **Departamento de las Cooperativas.** (2013). Normativa “*Ley y Reglamento*”. Obtenido en Abril 28 de 2013, desde <http://www.decoop.cl/Inicio/Normativa/LeyyReglamento/tabid/115/Default.aspx>
 16. **Endesa ECO.** (2010). Análisis de ERNC “*Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile*”. Obtenido en Junio 12 de 2013, desde <http://www.pnud.cl/publicaciones/Energias%20renovables.pdf>
 17. **Endesa Educa.** (2012). Producción de Electricidad “*Recursos Generación de Energía Hidroeléctrica*” Obtenido Mayo 20 de 2013, desde http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xi.-las-centrales-hidroelectricas
 18. **Espinola, J. & Schmidt, L.** (2006). Pontificia Universidad Católica de Chile “*Reactivación de Proyectos de Centrales de Pasada*”. Obtenido en Marzo 17 de 2013, desde <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno06/Pasada/index.html>.
 19. **Medina Giacomozzi, Alex.** (2006). “*Gestión del valor económico en la empresa*”. Chillán. Universidad del Bío-Bío. Facultad de Ciencias Empresariales.
 20. **Ministerio de Energía.** (2012). Energía para el futuro “*Estrategia nacional de energía 2012-2030*”. Obtenido en Marzo 17 de 2013, desde <http://www.minenergia.cl/estrategia-nacional-de-energia-2012.html>.
 21. **Ministerio de Energía.** (2013). Glosario “*Glosario Ministerio de Energía*”. Obtenido en Abril 20 de 2013, desde http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/12_Utiles/glosario.html

ANEXOS

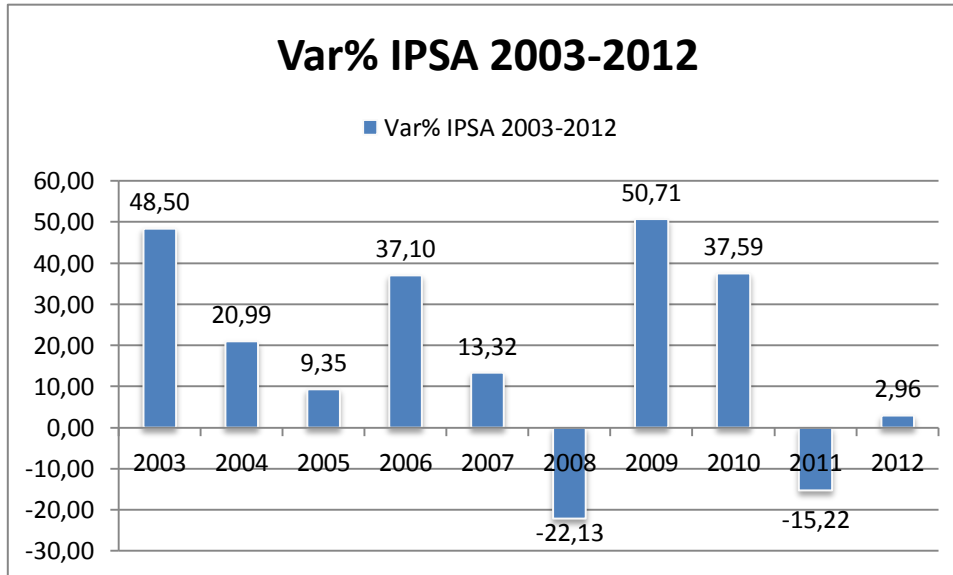
ANEXOS

Anexo 1

Tabla Retorno IPSA desde el 2003 al 2012, los datos fueron obtenidos de las estadísticas bursátiles y reseña anual de la bolsa de Santiago.

IPSA	Var %
2003	48,50
2004	20,99
2005	9,35
2006	37,10
2007	13,32
2008	-22,13
2009	50,71
2010	37,59
2011	-15,22
2012	2,96
Promedio	18,3170%

Gráfico de evolución IPSA últimos 10 años.



Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la bolsa de Santiago.

Anexo 2.

Tabla instrumento Banco Central para 2012, obtenidas del banco central.

2012	BCP			BCU	
	2 años	5 años	10 años	5 años	10 años
Enero	4,71	4,80	-	-	-
Febrero	5,23	5,35	-	-	-
Marzo	5,37	5,45	5,87	2,43	2,58
Abril	5,41	5,56	5,67	2,43	2,53
Mayo	5,20	5,47	5,48	2,35	2,45
Junio	4,94	5,09	5,37	2,37	2,47
Julio	4,92	5,06	5,18	2,43	2,46
Agosto	5,18	5,23	5,22	2,27	2,40
Septiembre	5,10	5,21	5,27	2,29	2,30
Octubre	-	5,28	5,32	2,28	2,32
Noviembre	-	5,36	-	2,44	-
Diciembre	-	-	-	-	-

Anexo 3.

Precios nudo históricos, fuente CNE

Año	Precio Potencia	Precio Energía
1992	4,9	27,4
1993	5,3	30,7
1994	5,9	34,0
1995	6,3	37,4
1996	6,8	33,6
1997	7,1	30,2
1998	7,2	22,1
1999	5,4	21,2
2000	5,1	24,2
2001	5,2	25,5
2002	5,3	22,4
2003	5,3	23,2
2004	5,9	30,5
2005	6,6	43,4
2006	7,9	49,5
2007	8,7	73,0
2008	8,0	95,5
2009	8,6	85,2
2010	8,9	90,6
2011	10,8	92,9
2012	10,3	94,3

Anexo 4

Estado de Resultado histórico Copelec

	Actual M\$				
	2008	2009	2010	2011	2012
ESTADO DE RESULTADO					
<i>RESULTADOS DE EXPLOTACION</i>					
Ingresos de explotación	13.378.270	13.686.606	12.505.835	14.786.488	14.064.130
Costos de explotación	-9.936.831	-10.465.670	-8.888.092	-10.470.966	-9.467.771
Margen de Explotacion	3.441.439	3.220.936	3.617.743	4.315.522	4.596.359
Gastos de administración y venta	-3.118.166	-2.826.849	-3.434.693	-3.254.406	-4.364.387
Resultado operacional	323.273	394.087	183.050	1.061.116	231.972
<i>RESULTADO FUERA DE EXPLOTACION</i>					
Ingresos Financieros	60.318	59.077	51.080	21.158	48.017
Otros ingresos	801.285	709.780	835.711	793.566	808.852
Utilidad inversion en empresas relacionadas	-124.749	595.974	1.021.211	555.062	755.169
Gastos financieros	-75.478	-41.178	-82.494	-131.672	-42.159
Otros egresos	-235.039	-153.769	-57.715	-614.347	-158.015
Actualizacion cuenta resultado	-34.792	2	-18.133	-21.740	-6.438
Resultado fuera de explotacion	391.545	1.169.886	1.749.660	602.027	1.405.426
Resultado ante de impuesto a la renta	714.818	1.563.973	1.932.710	1.663.143	1.637.398
Impuesto a la renta	-29.218	-83.374	-18.425	-26.234	-21.492
EXCEDENTE DEL EJERCICIO	685.600	1.480.599	1.914.285	1.636.909	1.615.906

Anexo 5

Pasivos históricos Copelec

	Actual M\$					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
PASIVOS						
<i>PASIVO CIRCULANTE</i>						
Obligaciones con Bancos	266.621	173.262	415.824			114.589
Cuentas por pagar	626.800	529.302	1.159.032	815.658	864.188	774.906
Documentos por pagar	9.240	9.559	16.860	14.422	11.679	40.425
Acreedores varios	231.249	325.444	142.867	161.269	94.035	61.139
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	32.830	44.524	17.435	32.083	109.617	1.649.364
Provisiones y retenciones	2.336.906	2.689.635	3.242.123	2.986.585	3.477.136	2.995.277
Ingresos percibidos por adelantado	118.303	84.267	467.430	32.959	32.205	90.484
Total Pasivo Circulantes	3.621.949	3.855.993	5.461.571	4.042.976	4.588.860	5.726.184
<i>A LARGO PLAZO</i>						
Total pasvo a largo plazo	701.448	2.194.501	2.087.584	2.516.689	927.222	912.350
<i>PATRIMONIO</i>						
Capital Pagado	12.666.220	14.229.052	15.346.334	17.211.886	19.089.212	20.233.411
Reserva Artículo 6° Trasitorio	12.519.056	13.616.083	13.956.592	14.505.960	14.846.647	14.821.934
Reservas Voluntarias fluctuacion de Valores	3.585.049	4.927.755	5.224.854	5.691.393	6.103.609	6.274.117
Fluctuacion de Valores	401.188	524.043	497.279	433.474	220.807	219.464
Excedente del ejercicio	1.092.786	685.600	1.480.599	1.914.285	1.636.909	1.615.906
Total Patrimonio	30.264.299	33.982.533	36.505.658	39.756.998	41.897.184	43.164.832
TOTAL PASIVOS	34.587.696	40.033.027	44.054.813	46.316.663	47.413.266	49.803.366

Anexo 6

Activos históricos Copelec

	Actual M\$					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ACTIVO						
<i>ACTIVO CIRCULANTE</i>						
Disponible	278.419	120.139	273.219	298.522	1.003.608	132.504
Deposito a Plazo	511.399	232.289	995.088	1.976.643	1.839.656	1.451.134
Valores Negociables	514.791	285.624	1.115.259	441.984	351.473	333.732
Deudores por Venta	2.280.102	2.819.968	3.202.341	2.948.606	2.910.468	3.336.450
Documentos por Cobrar	202.451	193.979	113.795	213.977	168.118	218.297
Deudores Varios	470.651	504.698	858.625	595.536	708.755	750.414
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	426.946	713.640	507.327	277.960	187.481	1.176.346
Impuesto por Recuperar	50.433	27.809	57.423	53.856	19.391	46.479
Gastos Pagado por anticipado	10.234	2.905	1.687	2.783	5.219	5.236
Impuestos Diferidos	30.984	49.105	39.363	40.014	62.817	69.385
Total Actos Circulantes	4.776.410	4.950.156	7.164.127	6.849.881	7.256.986	7.519.977
<i>ACTIVO FIJO</i>						
Total Actos Fijo Neto	24.494.958	27.998.474	29.302.435	30.810.957	31.831.555	33.616.893
<i>OTROS ACTIVOS</i>						
Inversiones en empresas relacionadas	3.832.245	4.052.601	4.710.709	5.888.713	6.616.827	7.261.425
Inversiones en otras sociedades	63.855	75.439	77.325	67.345		
Deudores	176.349	224.439	309.061	268.537	378.290	323.147
Documentos por Cobrar	149.730	127.267	180.853	59.744	65.865	30.735
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	1.044.974	2.547.296	2.293.713	2.338.945	1.163.751	892.315
Impuesto diferido	49.175	57.355	16.590	19.545	17.899	20.637
Otros				12.996	82.093	138.237
Total otros Activos	5.316.328	7.084.397	7.588.251	8.655.825	8.324.725	8.666.496
TOTAL ACTIVOS	34.587.696	40.033.027	44.054.813	46.316.663	47.413.266	49.803.366

Anexo 7

Flujos proyectos alternativa 1

	Flujos Proyecto														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ESTADO DE RESULTADO															
<i>RESULTADOS DE EXPLOTACION</i>															
Ingresos de explotación	11.622.627	11.826.866	12.034.693	13.225.713	14.473.368	15.778.655	17.142.585	18.566.191	20.050.519	21.596.639	23.205.634	24.878.610	26.616.692	28.421.023	30.292.767
Costos de explotación	-7.824.186	-7.931.185	-8.039.648	-8.849.594	-9.192.299	-9.539.690	-9.891.832	-10.248.789	-10.610.628	-10.977.416	-11.349.219	-11.726.107	-12.108.150	-12.495.416	-12.887.979
Margen de Explotacion	3.798.441	3.895.680	3.995.045	4.376.119	5.281.069	6.238.965	7.250.754	8.317.401	9.439.891	10.619.223	11.856.414	13.152.503	14.508.542	15.925.606	17.404.788
Gastos de administración y venta	-4.364.386	-4.364.385	-4.364.384	-4.364.383	-4.364.382	-4.364.381	-4.364.380	-4.364.379	-4.364.378	-4.364.377	-4.364.376	-4.364.375	-4.364.374	-4.364.373	-4.364.372
Resultado operacional	-565.945	-468.705	-369.339	11.736	916.687	1.874.584	2.886.374	3.953.022	5.075.513	6.254.846	7.492.038	8.788.128	10.144.168	11.561.233	13.040.416
<i>RESULTADO FUERA DE EXPLOTACION</i>															
Ingresos Financieros	48.767	49.517	50.268	51.018	51.768	52.518	53.269	54.019	54.769	55.519	56.269	57.020	57.770	58.520	59.270
Otros ingresos	809.602	810.352	811.103	811.853	812.603	813.353	814.104	814.854	815.604	816.354	817.104	817.855	818.605	819.355	820.105
Utilidad inversion en empresas relacionadas	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169
Gastos financieros	-41.409	-42.159	-42.909	-43.659	-44.410	-45.160	-45.910	-46.660	-47.411	-48.161	-48.911	-49.661	-50.411	-51.162	-51.912
Otros egresos	-158.765	-159.515	-160.266	-161.016	-161.766	-162.516	-163.267	-164.017	-164.767	-165.517	-166.267	-167.018	-167.768	-168.518	-169.268
Actualizacion cuenta resultado	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438
Resultado fuera de explotacion	1.406.926	1.406.926	1.406.926	1.406.926	1.406.926	1.406.926	1.406.926	1.406.926	1.406.926	1.406.926	1.406.926	1.406.926	1.406.926	1.406.926	1.406.926
Resultado ante de impuesto a la renta	840.981	938.222	1.037.588	1.418.662	2.323.614	3.281.510	4.293.300	5.359.949	6.482.439	7.661.772	8.898.965	10.195.054	11.551.094	12.968.160	14.447.342
Impuesto a la renta	-17.825	-17.825	-17.825	-17.825	-17.825	-17.825	-17.825	-17.825	-17.825	-17.825	-17.825	-17.825	-17.825	-17.825	-17.825
EXCEDENTE DEL EJERCICIO	823.156	920.396	1.019.762	1.400.837	2.305.788	3.263.685	4.275.475	5.342.123	6.464.614	7.643.947	8.881.139	10.177.229	11.533.269	12.950.334	14.429.517

Análisis VEA alternativa 1

Ventas central de Pasada M\$				979.539	1.015.246	1.050.953	1.086.660	1.122.367	1.158.074	1.193.781	1.229.488	1.265.195	1.300.902	1.336.609	1.372.316
Costos M\$				-700.000	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682
Inversión M\$	-568.146	-2.304.148	-284.073												
Rslop	-0,014	-0,012	-0,009	0,000	0,022	0,045	0,070	0,095	0,122	0,151	0,181	0,212	0,245	0,279	0,315
TIE	0,406	0,491	0,625	-19,712	-0,253	-0,124	-0,081	-0,059	-0,046	-0,038	-0,031	-0,027	-0,023	-0,021	-0,018
CPPF	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021
liop	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303
VEA op M\$	-1.211.187	-1.122.718	-1.009.660	-627.029	278.523	1.237.019	2.249.410	3.316.659	4.439.749	5.619.682	6.857.475	8.154.164	9.510.805	10.928.470	12.408.253
Bonmia M\$	-679.759	-582.518	-483.152	-802.078	581.191	1.539.088	2.550.878	3.617.527	4.740.017	5.919.350	7.156.542	8.452.632	9.808.672	11.225.737	12.704.920

Anexo 8

Flujos proyectos alternativa 2

	Flujos Projectado														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ESTADO DE RESULTADO															
<i>RESULTADOS DE EXPLOTACION</i>															
Ingresos de explotación	14.311.272	14.562.757	14.818.661	16.058.602	17.356.038	18.711.980	20.127.457	21.603.514	23.141.216	24.741.647	26.405.908	28.135.121	29.930.427	31.792.989	33.723.988
Costos de explotación	-9.597.247	-9.728.494	-9.861.536	-10.218.079	-10.579.498	-10.945.860	-11.317.232	-11.693.682	-12.075.281	-12.462.098	-12.854.206	-13.251.675	-13.654.580	-14.062.995	-14.476.995
Margen de Explotacion	4.714.025	4.834.263	4.957.126	5.840.523	6.776.540	7.766.121	8.810.225	9.909.832	11.065.935	12.279.548	13.551.702	14.883.446	16.275.847	17.729.994	19.246.992
Gastos de administración y venta	-4.364.386	-4.364.385	-4.364.384	-4.364.383	-4.364.382	-4.364.381	-4.364.380	-4.364.379	-4.364.378	-4.364.377	-4.364.376	-4.364.375	-4.364.374	-4.364.373	-4.364.372
Resultado operacional	349.639	469.878	592.742	1.476.140	2.412.158	3.401.740	4.445.845	5.545.453	6.701.557	7.915.171	9.187.326	10.519.071	11.911.473	13.365.621	14.882.620
<i>RESULTADO FUERA DE EXPLOTACION</i>															
Ingresos Financieros	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017
Otros ingresos	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852
Utilidad inversion en empresas relació	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169
Gastos financieros	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159
Otros egresos	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015
Actualizacion cuenta resultado	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438
Resultado fuera de explotación	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426
Resultado ante de impuesto a la renta	1.755.065	1.875.304	1.998.168	2.881.566	3.817.584	4.807.166	5.851.271	6.950.879	8.106.983	9.320.597	10.592.752	11.924.497	13.316.899	14.771.047	16.288.046
Impuesto a la renta	-36.406	-37.045	-37.696	-40.850	-44.151	-47.600	-51.201	-54.956	-58.868	-62.939	-67.172	-71.571	-76.138	-80.876	-85.788
EXCEDENTE DEL EJERCICIO	1.718.659	1.838.259	1.960.472	2.840.715	3.773.433	4.759.565	5.800.070	6.895.923	8.048.116	9.257.659	10.525.580	11.852.925	13.240.761	14.690.171	16.202.258

Análisis VEA, alternativa 2

Ventas central de Pasada M\$				979.539	1.015.246	1.050.953	1.086.660	1.122.367	1.158.074	1.193.781	1.229.488	1.265.195	1.300.902	1.336.609	1.372.316
Costos M\$				-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682
Inversión M\$	-568.146	-2.304.148	-284.073												
Rslop	0,009	0,012	0,014	0,036	0,058	0,082	0,107	0,134	0,162	0,191	0,222	0,254	0,287	0,323	0,359
TIE	-0,709	-0,529	-0,420	-0,171	-0,106	-0,076	-0,059	-0,048	-0,040	-0,035	-0,030	-0,027	-0,024	-0,022	-0,020
CPPF	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021
liop	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303
VEA op M\$	-264.340	-109.468	-22.441	858.300	1.797.618	2.790.649	3.838.356	4.941.718	6.101.734	7.319.419	8.595.808	9.931.951	11.328.921	12.787.807	14.309.718
Bonmia M\$	254.706	375.584	499.099	1.163.969	2.103.288	3.096.319	4.144.025	5.247.387	6.407.403	7.625.089	8.901.477	10.237.621	11.634.590	13.093.476	14.615.388

Anexo 9

Flujos proyectado alternativa 3

	Flujos Proyectado														
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ESTADO DE RESULTADO															
<i>RESULTADOS DE EXPLOTACION</i>															
Ingresos de explotación	14.311.272	14.562.757	14.818.661	16.058.602	17.356.038	18.711.980	20.127.457	21.603.514	23.141.216	24.741.647	26.405.908	28.135.121	29.930.427	31.792.989	33.723.988
Costos de explotación	-9.597.247	-9.728.494	-9.861.536	-10.218.079	-10.579.498	-10.945.860	-11.317.232	-11.693.682	-12.075.281	-12.462.098	-12.854.206	-13.251.675	-13.654.580	-14.062.995	-14.476.995
Margen de Explotacion	4.714.025	4.834.263	4.957.126	5.840.523	6.776.540	7.766.121	8.810.225	9.909.832	11.065.935	12.279.548	13.551.702	14.883.446	16.275.847	17.729.994	19.246.992
Gastos de administración y venta	-4.364.386	-4.364.385	-4.364.384	-4.364.383	-4.364.382	-4.364.381	-4.364.380	-4.364.379	-4.364.378	-4.364.377	-4.364.376	-4.364.375	-4.364.374	-4.364.373	-4.364.372
Resultado operacional	349.639	469.878	592.742	1.476.140	2.412.158	3.401.740	4.445.845	5.545.453	6.701.557	7.915.171	9.187.326	10.519.071	11.911.473	13.365.621	14.882.620
<i>RESULTADO FUERA DE EXPLOTACION</i>															
Ingresos Financieros	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017	48.017
Otros ingresos	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852	808.852
Utilidad inversion en empresas relacionadas	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169	755.169
Gastos financieros	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159	-42.159
Otros egresos	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015	-158.015
Actualizacion cuenta resultado	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438	-6.438
Resultado fuera de explotacion	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426	1.405.426
Resultado ante de impuesto a la renta	1.755.065	1.875.304	1.998.168	2.881.566	3.817.584	4.807.166	5.851.271	6.950.879	8.106.983	9.320.597	10.592.752	11.924.497	13.316.899	14.771.047	16.288.046
Impuesto a la renta	-21.492	-21.492	-21.492	-217.400	-224.541	-231.683	-238.824	-245.965	-253.107	-260.248	-267.390	-274.531	-281.672	-288.814	-295.955
EXCEDENTE DEL EJERCICIO	1.733.573	1.853.812	1.976.676	2.664.166	3.593.043	4.575.483	5.612.447	6.704.913	7.853.876	9.060.349	10.325.362	11.649.966	13.035.227	14.482.233	15.992.091

Análisis VEA, alternativa 3

Ventas central de Pasada M\$				979.539	1.015.246	1.050.953	1.086.660	1.122.367	1.158.074	1.193.781	1.229.488	1.265.195	1.300.902	1.336.609	1.372.316
Costos M\$				-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682	-221.682
Inversión M\$	-568.146	-2.304.148	-284.073												
impto				-195.908	-203.049	-210.191	-217.332	-224.473	-231.615	-238.756	-245.898	-253.039	-260.180	-267.322	-274.463
Rslop	0,009	0,012	0,014	0,036	0,058	0,082	0,107	0,134	0,162	0,191	0,222	0,254	0,287	0,323	0,359
TIE	-0,666	-0,496	-0,393	-0,290	-0,181	-0,130	-0,101	-0,082	-0,069	-0,060	-0,052	-0,046	-0,041	-0,037	-0,034
CPPF	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021	0,021
liop	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303	41.433.303
VEA op M\$	-279.461	-125.937	-38.757	1.034.849	1.978.008	2.974.731	4.025.979	5.132.728	6.295.973	7.516.729	8.796.025	10.134.911	11.534.455	12.995.744	14.519.885
Bonmia M\$	239.792	360.031	482.895	1.340.519	2.283.678	3.280.401	4.331.648	5.438.397	6.601.643	7.822.398	9.101.694	10.440.580	11.840.124	13.301.414	14.825.554

