



Universidad Austral de Chile

Facultad de Ciencias de la Ingeniería

Escuela de Ingeniería Civil Mecánica

EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA EN LA REGIÓN DE LOS RÍOS

Trabajo para optar al Título de:

Ingeniero Mecánico

Profesor Patrocinante:

Sr. Luis Cárdenas Gómez.

Ingeniero Mecánico.

Licenciado en Ciencias de la Ingeniería

Magíster en Administración de Empresas

INGRID ROXANA SOTO SOTO
LEONARDO JOSÉ WERNER RODRÍGUEZ

VALDIVIA - CHILE

2009

El Profesor Patrocinante y Profesores Informantes del Trabajo de Titulación Comunican al Director de la Escuela de Mecánica de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería que el trabajo de Titulación de los Señores:

Ingrid Roxana Soto Soto
Leonardo José Werner Rodríguez

Ha sido aprobado en el examen de defensa rendido el día / / /
Como requisito para optar al Título de Ingeniero Mecánico. Y, para que así conste para todos los efectos firman:

Comisión de Titulación:

Profesor patrocinante:

Ing. Sr. Luis Cárdenas G.

Profesores informantes:

Ing. Sr. Misael Fuentes P.

Ing. Sr. Juan Rodríguez C.

Vº Bº Director de Escuela:

Ing. Sr. Milton Lemarie O.

DEDICATORIA

A mi madre, gracias por su apoyo, cariño y comprensión. A mis hijos Pablo y Pía, los amo.

Ingrid Soto

ÍNDICE

	Pág.
Resumen.....	1
Summary.....	2
Introducción.....	3
Motivación.....	3
Problema.....	4
Alcance.....	4
Objetivo general.....	4
Objetivos específicos.....	4
Metodología de trabajo.....	5
CAPÍTULO I: El sector eléctrico en Chile.....	7
1.1 Sistemas eléctricos.....	7
1.2 El sistema interconectado central SIC.....	8
1.3 Marco regulatorio e institucional.....	9
1.4 El mercado eléctrico.....	9
1.4.1 Métodos de tarificación y precios.....	10
1.4.2 Ley Corta I y II.....	11
CAPÍTULO II: Central termoeléctrica.....	15
2.1 Principio de funcionamiento de una central termoeléctrica.....	15
2.2 Centrales termoeléctricas que operan en Chile.....	15
2.3 Descripción de la central termoeléctrica a base de biomasa.....	16
2.4 Localización de la central termoeléctrica.....	18
CAPÍTULO III: Biomasa residual en la región de los Ríos.....	20
3.1 Estimación de Residuos Aprovechables Energéticamente (RAE).....	20
3.2 Toneladas según tipo de residuos producido en los Aserraderos.....	21
3.3 Destino de los residuos aprovechables energéticamente según su tipo.....	22
3.4 Residuos producidos en la Región de los Ríos y de los Lagos.....	22
3.5 Poder calorífico de los residuos utilizados como combustible.....	23

3.6 Potencial de los RAE generados en la X y XIV regiones	24
CAPÍTULO IV: Precios nudo de energía y potencia.....	25
4.1 Precios Básicos de la Potencia de Punta.....	25
4.2 Precio Básico de la Energía.....	25
4.3 Precios mercado de Energía y Potencia en el SIC.....	26
4.4 Precios mercados de Energía y Potencia actuales.....	26
4.5 Precio de nudo de potencia para la evaluación.....	27
4.6 Variación del precio de energía.....	27
4.7 Precio de nudo de energía para la evaluación.....	29
4.8 Proyección del consumo de Energía y Potencia en el SIC.....	31
4.9 Proyección del precio de energía en el SIC.....	32
CAPÍTULO V: Desarrollo del proyecto.....	34
5.1 Descripción general del proyecto.....	34
5.2 Consumo de Biomasa de las Centrales Termoeléctricas.....	34
5.3 Consumo de combustible.....	35
5.4 Inversiones.....	36
5.4.1 potencia instalada.....	36
5.4.2 Terreno.....	38
5.4.3 Astillado.....	38
5.5 Costos de operación y mantenimiento.....	39
5.5.1 Costos variables.....	40
5.5.1.1 Costos variables combustible.....	40
5.5.1.2 Costos variables no combustible.....	41
5.5.2 Costos fijos de operación y mantención.....	41
CAPÍTULO VI: Análisis de rentabilidad del proyecto.....	43
6.1 Antecedentes generales de la evaluación.....	43
6.2 Descripción de los escenarios a evaluar.....	44
6.2.1 Precios de Energía estimado.....	44

6.2.2 Precio de Potencia estimado.....	45
6.2.3 Recolección de Biomasa a Utilizar.....	46
6.2.4 Rendimientos de la Central Termoeléctrica.....	46
6.2.5 Resumen de los Escenarios a Evaluar.....	46
6.3 Resultados de la evaluación económica.....	48
6.3.1 Escenario 1.....	48
6.3.2 Escenario 2.....	49
6.3.3 Escenario 3.....	51
6.4 Análisis de resultados.....	52
6.4.1 Escenario 1.....	52
6.4.2 Escenario 2.....	53
6.4.3 Escenario 3.....	54
CAPÍTULO VII: Normativas ambientales.....	56
7.1 Restricciones medioambientales.....	56
7.2 Potenciales impactos de la central y medidas de mitigación.....	56
7.2.1 Residuos líquidos.....	56
7.2.2 Residuos sólidos.....	57
7.2.3 Emisiones atmosféricas.....	57
CONCLUSIÓN.....	58
BIBLIOGRAFÍA.....	61
ANEXOS	
ANEXO 1: Datos históricos de precios de nudo.....	65
ANEXO 2: Proyección de la demanda en el SIC.....	67
ANEXO 3: O.D. INGENIERÍA LTDA.....	68
ANEXO 4: Astillado.....	69
ANEXO 5: Factor de capacidad.....	71
ANEXO 6: Costos combustibles.....	72
ANEXO 7: Costo fijo planta.....	73

ANEXO 8: Costos fijo contratista.....	74
ANEXO 9: Costo transporte combustible.....	75
ANEXO 10: Costos fijos acanche.....	77
ANEXO 11: SAESA.....	78
ANEXO 12: Período de recuperación de la inversión (PRI).....	79
ANEXO 13: Flujos de caja escenario 1.....	81
ANEXO 14: Flujos de caja escenario 2.....	85
ANEXO 15: Flujos de caja escenario 3.....	89
ANEXO 16: Desviación estándar.....	93
ANEXO 17: Reglamentación vigente en Chile.....	95

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO N° 1: Capacidad de generación instalada en el país.....	7
GRÁFICO N° 2: Potencia instalada en el SIC.....	8
GRÁFICO N° 3: Pago de peajes por concepto de potencia.....	12
GRÁFICO N°4: Evolución del precio de energía.....	28
GRÁFICO N° 5: Proyección demanda de energía en el SIC.....	31
GRÁFICO N° 6: Proyección demanda de potencia en el SIC.....	31
GRÁFICO N° 7: Proyección demanda de potencia en el SIC.....	33
GRÁFICO N° 8: Consumo de Biomasa.....	35
GRÁFICO N° 9: Precios de energía proyectados.....	45

ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO N° 1: Generación y Potencia en el SIC.....	8
CUADRO N° 2: Centrales generadoras a biomasa instaladas en el SIC al 2007.....	16
CUADRO N° 3: Tonelada de RAE por región.....	20
CUADRO N° 4: Tipos de residuos por Aserradero.....	21
CUADRO N° 5: Volumen de los RAE según tipo.....	22
CUADRO N° 6: Destino de los residuos en las Regiones de los Lagos y los Ríos.....	23

CUADRO N° 7: Poder calorífico de Los Residuos de Madera.....	23
CUADRO N° 8: Balance energético Teórico	
residuos de la X y XIV Región.....	24
CUADRO N° 9: Precio Energía.....	26
CUADRO N° 10: Precio Potencia.....	26
CUADRO N° 11: Precio mercado.....	26
CUADRO N° 12: Precios promedio de Energía.....	27
CUADRO N° 13: Costos marginales esperados.....	29
CUADRO N° 14: Costos marginales desviación inferior.....	30
CUADRO N° 15: Costos marginales desviación superior.....	30
CUADRO N° 16: Consumos de combustible.....	36
CUADRO N° 17: Costo por potencia instalada.....	38
CUADRO N° 18: Inversión.....	39
CUADRO N° 19: Generación máxima.....	39
CUADRO N° 20: Consumos máximo y consumos específicos.....	39
CUADRO N° 21: Costo variable combustible	
39% Rendimiento Central.....	40
CUADRO N° 22: Costo variable combustible	
43% Rendimiento Central.....	41
CUADRO N° 23: Costos fijos de O & M.....	42
CUADRO N° 24: Datos técnicos para la evaluación.....	43
CUADRO N° 25: Escenarios de precio de energía.....	45
CUADRO N° 26: Escenario 1.....	46
CUADRO N° 27: Escenario 2.....	47
CUADRO N° 28: Escenario 3.....	47
CUADRO N° 29: Resumen evaluación escenario 1A.....	48
CUADRO N° 30: Resumen evaluación escenario 1B.....	48
CUADRO N° 31: Resumen evaluación escenario 1C.....	49
CUADRO N° 32: Resumen evaluación escenario 1D.....	49
CUADRO N° 33: Resumen evaluación escenario 2A.....	49
CUADRO N° 34: Resumen evaluación escenario 2B.....	50

CUADRO N° 35: Resumen evaluación escenario 2C.....	50
CUADRO N° 36: Resumen evaluación escenario 2D.....	50
CUADRO N° 37: Resumen evaluación escenario 3A.....	51
CUADRO N° 38: Resumen evaluación escenario 3B.....	51
CUADRO N° 39: Resumen evaluación escenario 3C.....	51
CUADRO N° 40: Resumen evaluación escenario 3D.....	52

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 5.1: Ecuación general de balance térmico.....	36
--	----

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA N° 1: Esquema térmico de la central.....	18
FIGURA N° 2: Sistema interconectado central.....	19

GLOSARIO DE SIGLAS

- **C_c**
Consumo de combustible se mide en Kg/h, ton/ día.
- **ERNC**
Energías renovables no convencionales.
- **he**
Termo empleado para dimensionar un terreno de carácter forestal hectárea (he) el cual es equivalente a 10.000 m².
- **KJ**
Unidad del sistema internacional para la energía.
- **KW**
Kilowatt. Unidad de potencia, equivale 1000 Watts (ó vatios).
- **KWh.**
Unidad de energía que equivale a la energía desarrollada por una potencia de un kilovatio (Kw.) durante una hora. Se usa generalmente para la facturación de energía eléctrica. 1 Kwh. = 3.600.000 J = 864.000 cal
- **mills US\$/KWh**
Unidad en que se expresa las milésimas de dólares obtenido por cada Kilowatt producido en una hora
- **MM US\$**
Unidad en que se expresa 1 Millón de dólares.
- **MW**
Unidad en que se mide la potencia eléctrica suele medirse en vatios (W), kilovatios (KW), megawatts (MW).
- **MWh/Anual**
Unidad en que se mide los megavatio hora producido en un año por una Central eléctrica.
- **q_c**
Consumo específico de calor informa cuan eficientemente se emplea el combustible en la producción de potencia, su medida es KJ/KWh.

- **Qi**
Poder calorífico, energía liberada por el combustible durante la combustión, su medida es KJ/Kg.
- **Ton**
Unidad en que se expresa las toneladas $1000\text{Kg} = 1\text{Ton}$
- **W_e**
Potencia instalada o neta de la central se mide en KW.
- **η**
Rendimiento de la central.

Resumen

La presente evaluación, se realizó para la Región de los Ríos, tomando como referencia para efectos de cálculos los precios de energía y potencia que le corresponden a la zona.

El propósito de la evaluación, consistió en la realización del análisis mediante un estudio técnico económico de la rentabilidad que existe al utilizar la biomasa para la generación de energía eléctrica, mediante el funcionamiento de una central termoeléctrica.

Para ello se determinó la disponibilidad y tipos de materia prima (biomasa), que provienen de los distintos sectores forestales existentes en la Región. Se estimó el consumo de biomasa (astillada) para la generación de 3MWatts de potencia, para la selección del astillador y alimentador de astillas. Luego se describió los potenciales impactos de la central y sus medidas de mitigación.

Para la determinación de la rentabilidad se utilizaron los criterios económicos de evaluación: VAN, TIR y PRI para la planta, operando con un 39% y 43% de rendimiento para ser evaluadas en cada escenario, donde, el escenario 1 se elaboró a partir de un estudio realizado por ENDESA Chile. Los escenarios 2 y 3 fueron creados de acuerdo a las desviaciones inferiores y superiores obtenidas, referentes al estudio mencionado.

De los resultados de la evaluación el escenario 1 es rentable, siempre y cuando la biomasa sea regalada o recolección de la acumulada en los distintos aserraderos existentes en la región, el escenario 2 no es rentable bajo ningún punto de vista y el escenario 3 es el más rentable, incluso considerando la compra de biomasa para el funcionamiento de la central termoeléctrica.

Summary

This assessment was conducted for the Region of Rivers, by reference for purposes of calculating the prices of energy and power that correspond to the area.

The purpose of the evaluation consisted of the analysis by a technical study of the economic return that is to use biomass for power generation, through the operation of a thermal power station.

This will determine the availability and types of feedstock (biomass), from different sectors in the Forest Region. Estimated consumption of biomass (chipping) 3MWatts to generate power for the selection of chips and splinters feeder. Then he described the potential impacts of the plant and its mitigation measures.

To determine the profitability of the economic criteria were used for evaluation: NPV, IRR and PRI for the plant, operating with 39% and 43% return for evaluation at each stage, where stage 1 was derived from A study by ENDESA Chile. The stage 2 and 3 were created according to deviations from lower and higher, the study said.

From the results of the evaluation scenario 1 is profitable, provided that the biomass is given or gained in the collection of the various mills in the region, scenario 2 is not profitable for any viewpoint and stage 3 is the more profitable, even considering the purchase of biomass for the operation of thermal power.

Introducción

Motivación

Actualmente el país importa casi las tres cuartas partes de la energía que consume, lo que lo hace vulnerable a condiciones externas. Es por ello que Chile hoy en día está buscando nuevas formas de aprovechar los recursos naturales que posee ya que el crecimiento de la población humana y desarrollo industrial a nivel mundial han generado una demanda creciente de energía eléctrica y térmica, de hecho para el año 2025 se estima un consumo de (23.072 billones de Kwh.) casi el doble de lo que se consume actualmente aproximadamente (13.290 billones de Kwh.), [3].

A lo anterior se suma la preocupación por el agotamiento de los recursos y, sobre todo, los problemas de contaminación planteados por el uso masivo de los combustibles fósiles, con el riesgo de un posible cambio climático, dan lugar al empleo creciente de las energías renovables para sustituirlos, y surgen entonces las cuestiones del grado de eficacia que podrán aportar sin riesgo y si serán capaces de hacer frente a las necesidades de la sociedad actual y futura.

En Chile las distintas industrias como la de celulosa y alimenticia, utilizan biomasa como combustible en la técnica de cogeneración para autoabastecerse de energía eléctrica y vapor para sus procesos productivos. Sin embargo no hay referencia en el SIC de la existencia de una planta dedicada sólo a la producción de energía eléctrica a partir de biomasa. Si bien en otros países, por nombrar algunos Portugal y España, existen plantas dedicadas a la producción de energía eléctrica a partir de biomasa.

Entonces surge la siguiente pregunta ¿por qué en la Región de los Ríos no existe una planta dedicada a la producción de energía a partir de biomasa, aun cuando ésta es una zona rica en biomasa?.

Para poder responder se hace necesario una evaluación técnico económica de una central termoeléctrica en la región de los Ríos.

Problema

La mayor fuente de energía utilizada para la generación de energía eléctrica proviene de los combustibles tal como el petróleo y el gas natural (recursos no renovables). La dependencia de estas fuentes de energía pueden traer los siguientes problemas como: el alza de los combustibles o simplemente que en un futuro no muy lejano se agoten estos recursos. Esto hace necesario buscar nuevas alternativas de combustibles para la generación de energía eléctrica tal como el aprovechamiento de los recursos forestales.

Alcance

El presente trabajo se focaliza en determinar la rentabilidad de una central termoeléctrica en la Región de los Ríos.

Para ello, se realizó un estudio de prefactibilidad de una central de 3MW, el cual contempla la inversión inicial a nivel macro, costos de biomasa y costos asociados tales como transporte, operación y mantenimiento. Información esencial para poder elaborar los escenarios de evaluación en donde se aplican los criterios económicos VAN y TIR.

Objetivo general

Analizar mediante un estudio técnico - económico la rentabilidad que existe al utilizar la biomasa para la generación de energía eléctrica, mediante el funcionamiento de una central termoeléctrica.

Objetivos específicos

- Determinar el volumen de biomasa para la generación de 2 o más MWatts de potencia.
- Describir la tecnología (a nivel macro) para el funcionamiento de la central termoeléctrica.

- Determinar la localización de la central termoeléctrica, en base a la cercanía de ésta a la línea del sistema interconectado central (SIC) y a la disponibilidad de recursos.
- Estudiar las restricciones ambientales de operación de la central termoeléctrica.
- Determinar la rentabilidad que se obtiene al generar energía por medio de una central termoeléctrica.

Metodología de trabajo

- Recopilar información: Obtención de la mayor cantidad de información posible de diversas fuentes; tanto teórica como información específica.
- Analizar la información obtenida: Estudio detallado de información recopilada con el fin de extraer lo que realmente aporta a este trabajo.
- Descripción de las partes principales (a nivel macro) para generar 2 MWatts o más.
- Estudiar las normativas que rigen en el sector eléctrico de Chile: determinar el o los reguladores y fiscalizadores, para el cumplimiento de leyes, reglamentos y normas técnicas sector eléctrico.
- Investigar el volumen de consumo anual de biomasa de la central termoeléctrica: determinar el consumo de combustible.
- Determinar la localización de la central termoeléctrica: para realizar un estudio de disponibilidad de biomasa en la zona.
- Determinar las normativas ambientales que regulan las materias relacionadas con la protección del medio ambiente en Chile: investigar las principales regulaciones nacionales para determinar los posibles impactos y alteraciones al medio ambiente.
- Cotizar precios generales para la central: investigar el costo por MW instalado, el costo promedio de un terreno en la Región, el costo de un metro cúbico de biomasa, todo lo necesario para determinar el costo operacional de la central.
- Investigar el precio nudo de compra de energía eléctrica: precio potencia y energía en Saesa.

- Utilizar los distintos criterios económicos para determinar la rentabilidad del proyecto: análisis económico de los costos asociados a la central utilizando el VAN y TIR.

CAPÍTULO I

El sector eléctrico en Chile

1.1 Sistemas eléctricos

Un sistema eléctrico es un conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permiten generar, transportar y distribuir energía eléctrica [2].

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 30,17% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 69,01% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,28% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,54% de la capacidad instalada en el país[15].

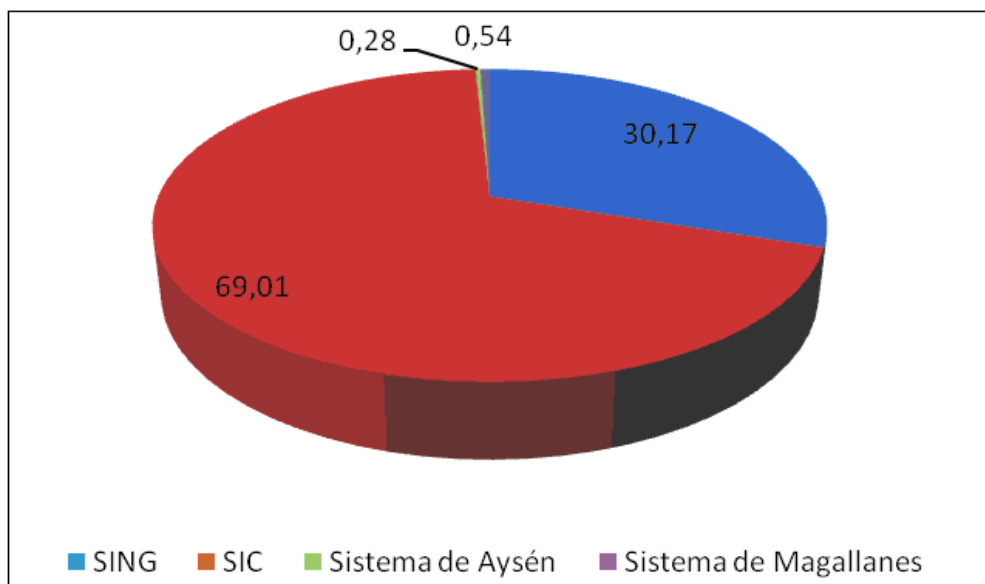


GRÁFICO N° 1: Capacidad de generación instalada en el país

1.2 El sistema interconectado central SIC

Este Sistema eléctrico es el mayor de los cuatro sistemas eléctricos que suministran energía al territorio chileno, cuenta con una potencia instalada al 31 de diciembre de 2006, que alcanza a los 8.273,6 MW, y una cobertura de abastecimiento que alcanza a cerca del 92,3% de la población.

CUADRO N° 1: Generación y Potencia en el SIC

Fuente de electricidad	Generación Bruta (GWh)	Potencia Instalada Total (MW)
Térmico	12.276,5	3.575,0
Hidráulico	28.063,2	4.698,6
TOTAL	40.339,7	8.273,6

Fuente: CDEC-SIC [14], elaboración propia.

Del total de la potencia instalada en el SIC, el 55% corresponde a energía hidráulica como fuente de producción de electricidad y un 45% a energía térmica [14].

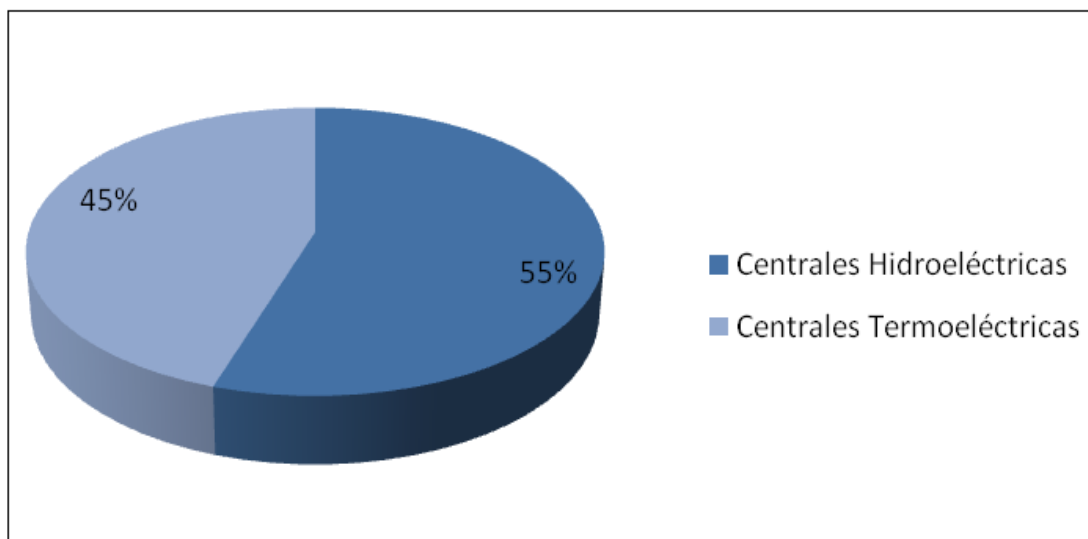


GRÁFICO N° 2 : Potencia instalada en el SIC

1.3 Marco regulatorio e institucional.

En el país, las actividades de generación, transmisión y distribución son desarrolladas fundamentalmente por el sector privado. El estado sólo participa como ente regulador y fiscalizador, resguardando que se cumplan las leyes, reglamentos y normas técnicas que constituyen el marco regulatorio del sector eléctrico. Los organismos del Estado que destacan en la regulación del sector eléctrico son fundamentalmente: la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de Economía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Adicionalmente, la coordinación de la operación de las centrales generadoras es efectuada, en cada sistema eléctrico, por un Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismo formado por las principales empresas de generación y transmisión.

1.4 El mercado eléctrico

A continuación se presenta una breve descripción de los distintos participantes del Mercado Eléctrico.

- **Generación:** Este segmento está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo, en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.
- **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. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

- **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.

1.4.1 Métodos de tarificación y precios

Según el marco regulatorio e institucional vigente, los precios a los cuales se valorizan la energía y potencia en el mercado eléctrico presentan cuatro modalidades [3].

- **Precios spot o marginales:** Calculados de forma horaria por cada CDEC, con criterio económico marginalista que rigen el mercado mayorista. Sirven para valorizar las transacciones entre generadores y las inyecciones que los generadores hacen al sistema.
- **Precios libres:** Son los precios libremente acordados entre generadores y clientes libres.
- **Precios de nudo:** Son precios definidos por la CNE conforme a un plan de obras indicativo. Representa el valor esperado de los costos marginales del Sistema, en un horizonte mínimo de 36 meses. El precio resultante de este proceso se compara con los precios libres y se ajustan a una banda de más / menos 5%.
- **Precios de distribución:** Son los precios a los cuales las empresas distribuidoras venden la energía y potencia a sus clientes regulados. Estos precios presentan dos componentes: el “precio de nudo” (precio de licitaciones), que refleja el precio medio al cual las distribuidoras compran la energía y potencia, y el Valor Agregado de Distribución (VAD) que refleja los costos de distribución de una empresa modelo eficiente.

Respecto a la fijación de precios, los productores de energía eléctrica que participan en el mercado tienen al menos tres opciones para vender la energía y potencia generadas:

- **Costos marginales o precios spot:** Que corresponde al costo marginal de la central menos eficiente en producción en el momento de la medición [3].
- **Precios de nudo o precios de licitación para suministro a distribuidoras:** Corresponde al precio de largo plazo de producir electricidad dentro del sistema [3].
- **Precios estabilizados:** Cuando se trata de centrales inferiores a 9 MW [3].

1.4.2 Ley Corta I y II

Se considera dentro de los medios de generación renovables no convencionales aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos [9].

Las nuevas condiciones para el desarrollo de proyectos en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) se establecen en la Ley 19.940 del 2004 (Ley Corta I) y las indicaciones que realiza la Ley 20.018 [1] .

Beneficios Ley Corta I

- Garantía de venta de energía en el mercado spot al costo marginal instantáneo y de los excedentes de potencia al precio nudo de potencia [9].

- Condiciones no discriminatorias para los pequeños generadores (menores a 9 MW) que participen en ese mercado, permitiéndoles un tratamiento comercial simplificado. Esto significa la posibilidad de vender energía a precio de nudo [9].
- Certeza jurídica de acceso a las redes de distribución para evacuar la energía generada para generadores menores a 9 MW [9].
- Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecida en la Ley general de servicios eléctricos (capítulos 35 y siguientes) [9].
- Liberación total o parcial del pago de peajes de transmisión troncal para fuentes no convencionales menores a 20 MW. En el gráfico N° 3 se muestra el Factor de pago en peajes de transmisión para generadores ERNC [12].

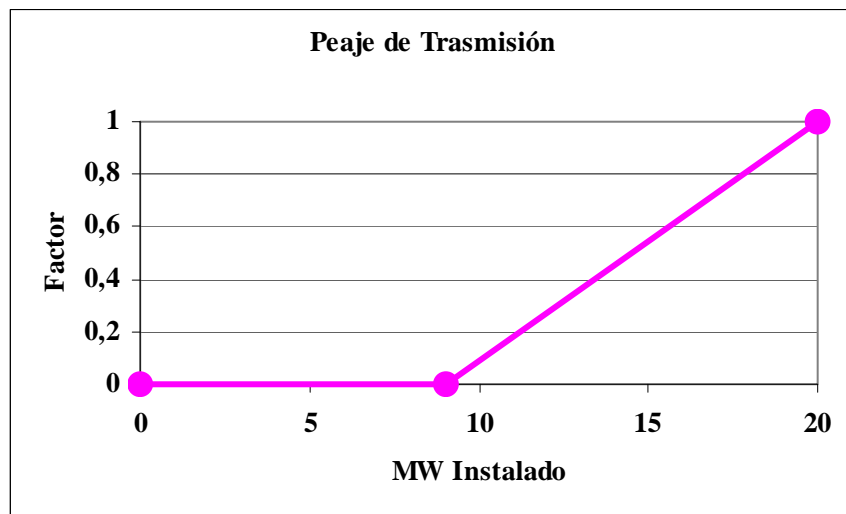


GRÁFICO N° 3: Pago de peajes por concepto de potencia

Además de la Ley Corta I existen otros incentivos económicos que subsidian parcial o totalmente estudios de factibilidad y prefactibilidad de proyectos de generación con energías renovables siempre menores a 20 MW [1], distinguiendo los siguientes casos:

- Para inversiones iguales o superiores a US\$400.000 e inferiores a US\$2.000.000, será de hasta 50% de su costo, con un tope máximo de \$5.000.000 por empresa.
- Si la inversión es igual o superior a US\$2.000.000, el subsidio será de hasta un 50% del costo del estudio, con un tope máximo de US\$50.000 por empresa.

Beneficios Ley Corta II

Otra modificación a la normativa eléctrica es la Ley Corta II (Ley 20.018) que entró en vigencia en mayo del 2005. El principal objetivo de esta ley es enfrentar de mejor manera el efecto de los cortes de gas argentinos, estableciendo mecanismos que permitan asegurar la continuidad del suministro. Los aspectos centrales de la ley son:

- Introducción de un nuevo mecanismo de licitación de contratos de suministro por parte de las distribuidoras, para consumos de clientes regulados a partir de 2009, con condiciones de largo plazo y precio fijo. Para la primera licitación, el precio tendrá un límite máximo de 20% sobre el precio de nudo vigente. Si dicha licitación no es exitosa, el precio máximo puede ampliarse hasta 35% [9].
- Cambio en el mecanismo de ajuste del precio medio teórico estimado en el proceso de fijación de precios de nudo, ampliando la banda con que se ajusta el precio medio teórico respecto del precio medio de mercado. Esta banda se amplió desde $\pm 5\%$ a un rango variable, con un máximo de $\pm 30\%$, esperando que con esto el sistema de precios tenga mayor flexibilidad y pueda reflejar los cambios en el mercado [9].
- Se elimina la falta de abastecimiento de gas natural importado como fuerza mayor y se imponen derechos de compensación [9].
- Permite a los generadores tomar medidas para reducir consumos de sus clientes de manera directa o a través de los distribuidores [9].

Resumiendo estas disposiciones, tienen como objetivo asegurar el derecho de cualquier propietario de medios de generación de vender su energía en el mercado spot, al costo marginal instantáneo y, sus excedentes de potencia al precio de nudo de potencia. Además, de establecer la obligación a las empresas distribuidoras de permitir la conexión de pequeñas centrales a sus redes de distribución.

CAPÍTULO II

Centrales termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas son fábricas de energía eléctrica a partir de carbón, derivados del petróleo o biomasa. Éstas constan de una gran caldera que lleva el agua a temperatura de ebullición, moviendo una turbina y generando electricidad [12].

2.1 Principio de funcionamiento de una central termoeléctrica

Si bien existen diferentes tipos de centrales termoeléctricas clasificadas de acuerdo al tipo de combustible, el fluido a calentar (agua o gas), el tipo de generador de vapor, etc, el funcionamiento de todas las centrales térmicas, o termoeléctricas, es similar. El combustible es suministrado por medio de una correa transportadora que la lleva hasta la caldera en donde se provoca la combustión. Ésta se emplea para calentar el agua que pasa por la caldera produciendo vapor, el cual está a una alta presión. Éste provoca que giren los álabes de una turbina, cuyo eje rotor esta solidariamente conectado a un generador que produce la energía eléctrica, la cual es inyectada a la red eléctrica.

2.2 Centrales termoeléctricas que operan en Chile

En Chile, la cogeneración como tecnología de generación de energía eléctrica, corresponde aproximadamente a un 2,6% de la capacidad instalada del país. Sin embargo, se utiliza sólo a gran escala, es decir, sobre los 9 MW. Esto se debe principalmente a la falta de una legislación clara en cuanto a la participación de los pequeños generadores en el mercado eléctrico nacional. Actualmente, se están realizando esfuerzos para revertir esta situación y, posicionar a las tecnologías de generación no convencionales como una opción económica de generación de energía eléctrica [14]. El cuadro N° 2, muestra las unidades de cogeneración que actualmente operan en Chile.

CUADRO N°2: Centrales generadoras a biomasa instaladas en el SIC al 2007

CAPACIDAD INSTALADA EN EL SIC AL 2007					
Central	Empresa	En Servicio	Combustible	Unidades	[MW]
Arauco	ARAUCO GENERACION S.A.	1996	vapor-licor negro	5	33
Celco	ARAUCO GENERACION S.A.	1996	vapor-licor negro	2	20
Cholguán	ARAUCO GENERACION S.A.	2003	vapor-des.forest.	1	9
Valdivia	ARAUCO GENERACION S.A.	2004	vapor-des.forest.	1	61
Laja	E. VERDE S.A.	1995	vapor-des.forest.	1	8,7
Constitución	E. VERDE S.A.	1995	vapor-des.forest.	1	8,7
Licantén	ARAUCO GENERACION S.A.	2004	vapor-des.forest.	1	5,5
Nueva Aldea I	ARAUCO GENERACION S.A.	2005	vapor-des.forest.	1	13
Nueva Aldea III	CENELCA	2006	vapor-licor negro	1	20
FPC	Forestal y Pap. Concepción	2007	vapor-des.forest.	1	12
TOTAL [MW] INSTALADOS EN EL SIC					190,9

Fuente: Comisión Nacional de Energía CNE. [15].

Se puede observar que 117,9 MW (61,8%) de capacidad instalada en el SIC al 2007, corresponde a vapor – desechos forestales, con unidades de generación cuya capacidad instalada se sitúa entre 5.5 a 61 MW. Las otras unidades corresponden a desechos de la industria de la Celulosa (Arauco, Celco, FPC).

2.3 Descripción de la central termoeléctrica a base de biomasa

El tamaño de la caldera, es una de las diferencias que hay entre las plantas termoeléctricas que usan desechos forestales y las que utilizan carbón o petróleo. Las calderas de mayor tamaño, son usadas cuando se emplea biomasa como combustible [13].

La principal exigencia de una central termoeléctrica es su maniobrabilidad, o sea, una rápida puesta en marcha a partir del estado no operacional y su rápida parada. Es por ello que la caldera debe ser acuotubular, ya que pueden ser puestas en marcha

rápidamente (20 minutos), son pequeñas y eficientes (combustión de alto rendimiento) [10].

El fluido a calentar debe ser agua, ya que las turbinas de vapor se fabrican de grandes potencias, de acuerdo con los requerimientos de los proyectos; tienen un mayor rendimiento; y además permiten el uso de toda especie de combustible orgánico (carbón, biomasa, gas), en cambio las calderas a gas funcionan principalmente con combustible líquido y gaseoso [10]. Para centrales de estas características, se utiliza agua en un ciclo cerrado (siempre es la misma agua), y como es de más de 1 MW se deben hacer extracciones de vapor para calentamiento de agua.

Otro de los contrastes que se puede hacer, tiene que ver con los tipos de filtros utilizados para purificar los gases de escape; el tamaño de las partículas y la concentración de sustancias que se producen al quemar petróleo, carbón o leña son distintas [13].

Para obtener un buen rendimiento del combustible, es vital que éste cumpla las siguientes condiciones: contenido de humedad menor al 35%, tamaño reducido y homogéneo. Es por esto que, generalmente, las plantas alimentadas con desechos de madera aprovechan parte del calor de los gases de escape para secar el combustible. Para lograr la condición de tamaño a veces es necesario astillar el combustible y/o prensarlo formando así briquetas o pellets, los que pueden llegar a tener un poder calorífico de hasta 4.000 Kcal/kg [13]. Para el astillado, se recomienda una astilladora de disco, ya que están diseñadas para producir astillas de alto rendimiento.

De acuerdo al funcionamiento y las partes principales de la central se tendría el esquema térmico mostrado en la figura N° 1.

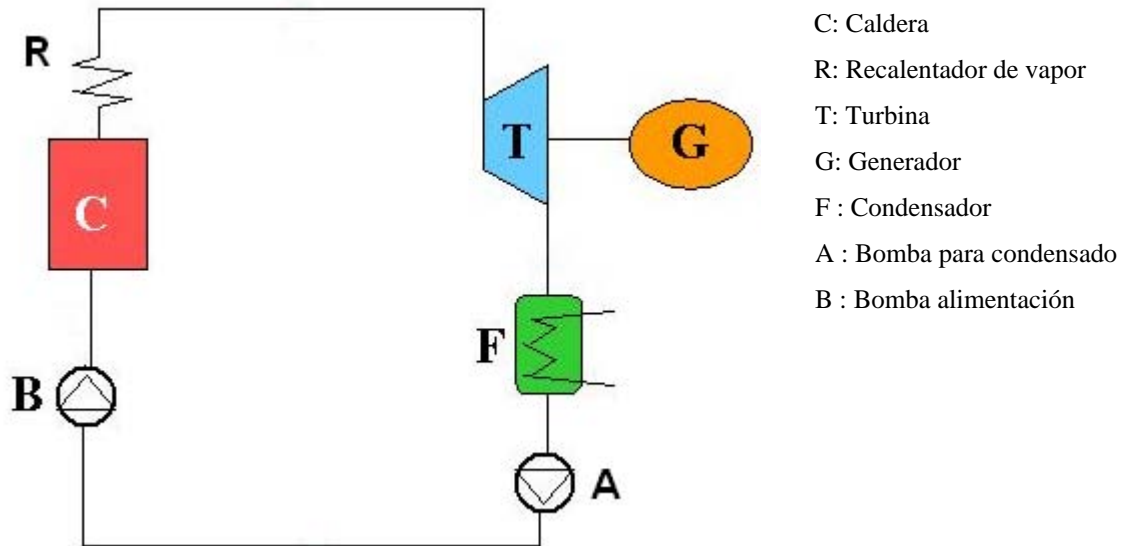


FIGURA N° 1: Esquema térmico de la central

El esquema térmico de la figura N°1, fue utilizado para determinar la ecuación general de balance térmico y, así poder calcular el consumo de combustible, esto se desarrolla en el capítulo V.

2.4 Localización de la central termoeléctrica

Es de gran importancia determinar la zona de localización de la central, para así poder determinar la disponibilidad de residuos generados por los aserraderos, ya que la cantidad varía por región. También es importante, porque los precios nudos de energía y potencia también varían por zona, estos se determinan en el capítulo IV.

Se determinó la Región de los Ríos, ya que en conjunto con la Región de los Lagos, concentran el 26,3 % de los aserraderos a nivel nacional. En los aserraderos, se generan residuos madereros con potencial energético, tales como aserrín, lampazos, virutas, despuntes, astillas, etc.; por lo tanto una gran disponibilidad de combustible.

El alto porcentaje de aserraderos se debe a que entre la XIV y X regiones, se concentran 3.819.139 ha de la superficie de bosques naturales.

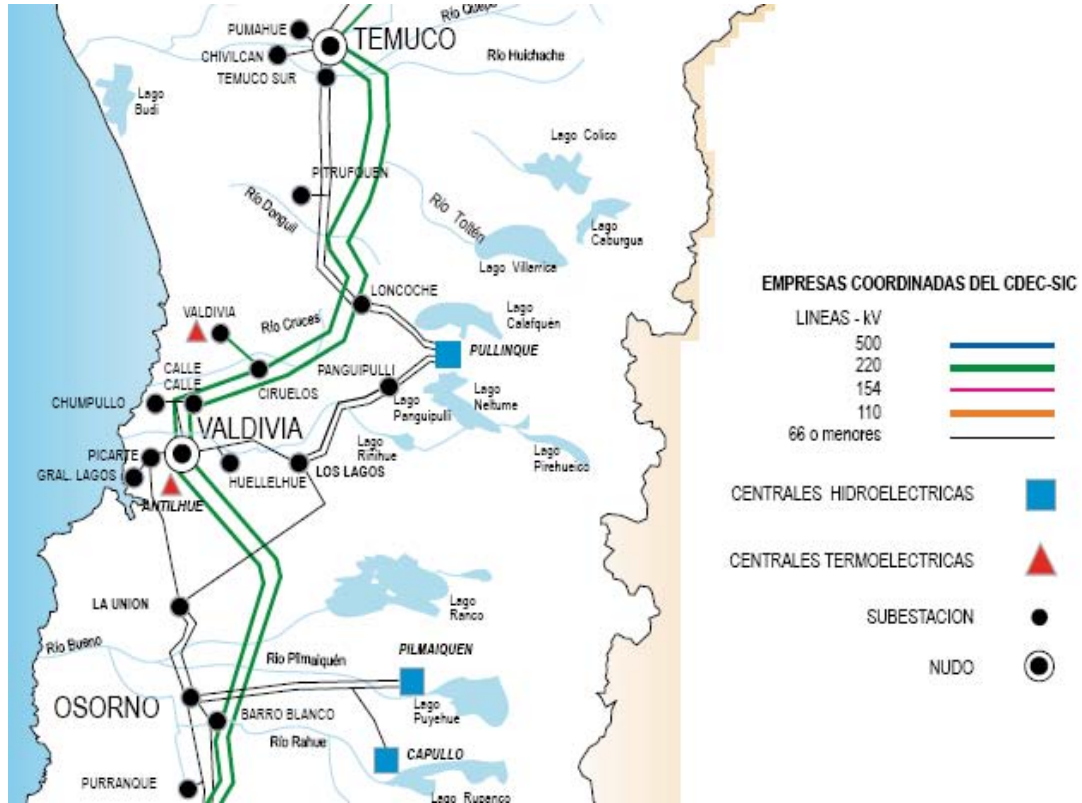


FIGURA N° 2 : Sistema interconectado central

Es de importancia destacar que, expertos de O.D Ingeniería recomiendan que el emplazamiento de la central no deba superar una distancia de 4 Km a alguna línea principal del SIC, ya que el costo de tendido de cables y torres implicaría una gran inversión (anexo 3).

CAPÍTULO III

Biomasa residual en la región de los Ríos

3.1 Estimación de Residuos Aprovechables Energéticamente (RAE)

Para efectos del estudio, se define RAE como residuos con potencial de utilización energética (Residuos Aprovechables Energéticamente, RAE), son aquellos que quedan disponibles luego que de la materia prima (trozas con corteza en aserraderos; o madera aserrada en establecimientos elaboradores) se ha procesado para la obtención del producto principal y los subproductos, los cuales pueden ser aprovechados energéticamente [18].

El cuadro N° 3, muestra la cantidad de RAE producido anualmente que es de un total 3.253.724 toneladas aproximadamente. También se asume una densidad aparente (Da) de 650 kg/m³ para los residuos generados, excepto la corteza, cuyo peso es de 380 kg/m³, valores promedios que representan más del 95% del volumen total de residuos con un contenido de humedad media de 40% [18].

CUADRO N° 3: Tonelada de RAE por región

Región	Tipo de aserradero					Total (Ton)	Total (m ³)
	Móvil portátil	Móvil tradicional	Permanente tradicional	Permanente con remanufactura	Permanente con elaboración		
IV	0	0	51	0	0	51	83
V	0	2.633	9.947	724	7.245	20.549	33.491
VI	959	41.236	22.733	28.429	16.230	109.588	178.696
VII	4.888	48.311	143.387	153.344	185.003	534.934	902.145
VIII	4.593	60.214	813.038	585.730	362.697	1.826.272	3.153.400
IX	8.419	31.509	116.273	119.835	95.010	371.045	618.560
X	12.658	17.749	9.429	126.023	168.333	334.192	562.750
XI	6.443	857	1.736	1.442	0	10.478	17.234
XII	98	339	40.064	367	5.561	46.428	75.982
RM	0	189	0	0	0	189	307
Total	38.059	203.036	1.156.657	1.015.893	840.078	3.253.724	5.542.649

Fuente: Boletín estadístico INFOR-2003,[6].

Del cuadro se puede extraer, que la cosecha anual de Pino y Eucaliptus equivalen aproximadamente a **3.253.724** toneladas en el país, sin contar las otras especies que también se aprovechan para los distintos sectores madereros que existen. Sin duda esta cifra sería superior a la calculada, lo cual nos indica que existe una gran cantidad de materia prima para ser utilizada como fuente de energía.

3.2 Toneladas según tipo de residuos producido en los Aserraderos

El cuadro N° 4, muestra las toneladas anuales de RAE que se generan en los distintos tipo se aserraderos.

CUADRO N° 4: Tipos de residuos por Aserradero

Tipo de aserradero	Tipo de residuo (Ton /año)						Total	%
	Lampazo	Aserrín aserradero	Aserrín aserradero	Despunte	Viruta	Corteza		
Móvil portátil	27.852	6.359	0	0	0	3.847	38.059	1,2
Móvil tradicional	97.721	88.776	0	0	0	16.539	203.036	6,2
Subtotal móviles	125.574	95.135	0	0	0	20.386	241.095	7,4
Permanente tradicional	126.414	815.824	0	0	0	214.419	1.156.657	35,5
Permanente c/remanufact.	7.037	516.355	53.027	176.758	123.730	138.987	1.015.893	31,2
Permanente c/elaboración	138.675	399.604	61.470	24.302	98.638	117.389	840.078	25,8
Subtotal permanentes	272.125	1.731.783	114.498	201.060	222.369	470.795	3.012.629	92,6
Total	397.699	1.826.918	114.498	201.060	222.369	491.182	3.253.724	100
%	12,2	56,1	3,5	6,2	6,8	15,1	100	

Fuente: Boletín estadístico INFOR 2003, [6].

3.3 Destino de los residuos aprovechables energéticamente según su tipo

El cuadro N° 5, muestra la distribución de las toneladas de RAE que se producen anualmente, a la vez se ilustra el destino generado por los aserraderos.

CUADRO N° 5: Volumen de los RAE según tipo

Tipo de residuo	Destino (Ton/año)				Total	%
	Comercializa	Regala	Autoconsumo	Acumula		
Lampazo	298.660	29.690	59.477	9.872	397.699	12,2
Aserrín aserradero	967.150	125.117	634.570	100.081	1.826.918	56,1
Aserrín elaboración	61.626	6.614	43.119	3.138	114.498	3,5
Despunte	77.621	3.262	120.146	31	201.060	6,2
Viruta	75.066	8.847	136.751	1.704	222.369	6,8
Corteza	327.415	21.739	129.725	12.302	491.182	15,1
Total	1.807.538	195.270	1.123.788	127.129	3.253.724	100
%	55,6	6	34,5	3,9	100	

Fuente: Boletín estadístico INFOR, 2003 [6].

Como se puede apreciar, las toneladas de residuos que se generan anualmente en Chile, son aproximadamente de 3.253.724 Ton/año, de los cuales un 6% son regalados y un 3.9% son acumulados arrojando un total de 322.399 Ton/año. De este valor, se puede señalar que existe un gran porcentaje de RAE que se podría utilizar para la generación de energía eléctrica, tan solo con los residuos regalados y acumulados que se producen anualmente en nuestro País.

3.4 Residuos producidos en la Región de los Ríos y de los Lagos

Según lo señalado, Chile es riqueza significativa en lo que es recurso forestales, sin embargo, gran cantidad de este recurso no es utilizado como combustible para la generación de energía eléctrica, a continuación se detalla en el cuadro N° 6, el destino de los residuos aprovechables energéticamente, que se generan en la Regiones de Los Ríos y de Los Lagos.

CUADRO N° 6: Destino de los residuos en las Regiones de los Lagos y los Ríos

Tipo de residuo	Destino (m ³ /año)				Total	%
	Comercializada	Regalada	Autoconsumo	Acumulada		
Lampazo	53.522	8.626	27.560	3.099	92.807	16,5
Aserrín aserradero	91.659	15.568	99.645	13.091	219.963	39,1
Aserrín elaboración	10.952	384	34.732	0	46.069	8,2
Despunte	11.932	1.370	43.234	248	56.784	10,1
Viruta	12.949	1.504	15.016	637	30.106	5,3
Corteza	45.179	2.349	64.106	5.387	117.022	20,8
Total	226.194	29.802	284.292	22.462	562.750	100
%	40,2	5,3	50,5	4	100	

Fuente: Boletín estadístico INFOR, 2003 [6].

Del cuadro se puede extraer, que existe un gran potencial energético solo contemplando los RAE que se regalan y se acumulan provenientes de los aserraderos en las regiones, es de un volumen aproximado de 314.094 m³/año, considerando un porcentaje de humedad del 40% [8].

3.5 Poder calorífico de los residuos utilizados como combustible

Los antecedentes del poder calorífico de la madera, son indispensables cuando se quieren optimizar su aprovechamiento como combustible. A continuación, se da a conocer el poder calorífico de la madera según la humedad que tenga para utilizarla como combustible.

CUADRO N° 7: Poder calorífico de Los Residuos de Madera

Humedad madera	Poder calorífico Superior	Poder calorífico Inferior
%	(kcal/kg)	(kcal/kg)
0	4811	4470
10	4330	3964
20	3849	3459
30	3368	2964
40	2887	2449
50	2406	1944
60	1924	1438
70	1443	932

Fuente: INFOR, 1984 [5].

3.6 Potencial de los RAE generados en la X y XIV regiones

La energía de los residuos depende de un factor fundamental, el cual es el porcentaje de humedad, que contenga la biomasa para generar energía eléctrica, para ello se realizó un balance promedio de energía, que se podría obtener de la biomasa considerando las toneladas anuales que se producen a partir de RAE en la Región.

CUADRO N° 8: Balance energético Teórico residuos de la X y XIV Región

Potencial en base a la humedad de la biomasa	Poder calorífico Inferior (kcal/kg)	1 kcal = 0,001163 kWh	Potencial biomasa Total (ton)	MWh/ año
Potencia (0% humedad)	4470	0,001163	204.161	1061353,9
Potencia (10% humedad)	3964	0,001163	204.161	941209,6
Potencia (20% humedad)	3459	0,001163	204.161	821302,7
Potencia (30% humedad)	2964	0,001163	204.161	703770,3
Potencia (40% humedad)	2449	0,001163	204.161	581489,0
Potencia (50% humedad)	1944	0,001163	204.161	461582,1
Potencia (60% humedad)	1438	0,001163	204.161	341437,8
Potencia (70% humedad)	932	0,001163	204.161	221293,5
PROMEDIO ANUAL (MWh)				641.679,9

Fuente: INFOR, 1984 [5] y elaboración Propia

Como se apreciar en el cuadro, se podría generar un potencial teórico de 192.503,9MWh. Equivalente a una central de potencia aproximada 27MW, considerando que la planta tenga un rendimiento de 30%, utilizando únicamente los residuos regalados y acumulados, provenientes de los aserraderos de la Región de Los Ríos y Los Lagos, como fuente de energía.

CAPÍTULO IV

Precios nudo de energía y potencia

4.1 Precios Básicos de la Potencia de Punta

Los Precios Básicos de la Potencia de Punta, se derivan del costo de ampliar la capacidad instalada en turbinas a gas diesel. Conforme a lo establecido en el artículo 162º, N° 3 DFL N° 4/2006, se identifican dos precios básicos de potencia [3].

- El precio básico de la potencia de punta en el nudo Básico de Potencia Polpaico 220 kV resulta igual a 4.531,47 \$/Kw/mes.
- El precio básico de la potencia de punta en el nudo Básico de Potencia Valdivia 220 kV resulta igual a 4.363,56 \$/Kw/mes.

4.2 Precio Básico de la Energía

El Precio Básico de la Energía se calcula en base al Nudo Troncal Quillota 220 kV a partir de la asociación de consumos aguas abajo de esta barra. Para esto, se consideró los costos marginales esperados y energías mensuales tanto en esta barra como en las barras de consumo asociadas a está [3].

El Precio Básico de la Energía es de 72,568 \$/Kwh. para el Nudo Básico de referencia [17].

4.3 Precios mercado de Energía y Potencia en el SIC

El los siguientes cuadros se aprecian los precios máximos y mínimos de Energía y Potencia que han alcanzado en el mercado, en los últimos 26 años hasta la actualidad (anexo 11).

CUADRO N° 9: Precio Energía

MES/AÑO	PRECIO DE ENERGIA (\$/KWh)
Abr-99	19,66
Abr-08	52,49

Fuente: SAESA y elaboración propia.

CUADRO N° 10: Precio Potencia

MES/AÑO	PRECIO DE POTENCIA (\$/KW/mes)
Oct-00	3.486,1
Abr-08	3.746,32

Fuente: SAESA y elaboración propia.

4.4 Precios mercados de Energía y Potencia actuales

Los precios del mercado, corresponden al valor de licitación (o compra) por las empresas distribuidoras de energía y potencia, estos valores cambian según la Región donde se deseé vender la energía y potencia, en este caso, se tomo como referencia el valor corresponde al precio de nudo de Valdivia ajustado a banda de precios de mercado (anexo 11).

CUADRO N° 11: Precio mercado

PRECIO MERCADO	
Precio Energía[\$/kWh]	50,231
Precio Potencia[\$/kWh]	4363,56

Fuente: SAESA y elaboración propia

4.5. Precio de nudo de potencia para la evaluación

El comportamiento de los Precios Nudo de Potencia en el transcurso de 26 años han sido muy variables, lo que hace imposible hacer una proyección futura del precio nudo, ya que depende de muchas de variables tales como: el precio del petróleo (WTI), carbón, precio dólar etc. [15] (anexo 1).

El precio de potencia a utilizar en la evaluación es el promedio de los datos históricos detallados en el anexo 1, el cual asciende a **101,9 US\$/ KW año**.

4.6 Variación del precio de energía

A Continuación se muestran los datos y resultados obtenidos a partir de los Precios Promedio de Energía fueron calculados respecto a los Precios Nudos históricos del Sistema (SIC) del anexo 1. Estos datos determinarán la variación del precio de energía en el futuro.

CUADRO N°12: Precios promedio de energía

PRECIOS PROMEDIO DE ENERGIA	
AÑOS	mills/KWh
1998	32,8
1999	29
2000	31,5
2001	34,5
2002	31,9
2003	33,7
2004	41,9
2005	56,1
2006	62,9
2007	88,0
2008	109,2

Fuente: Elaboración Propia

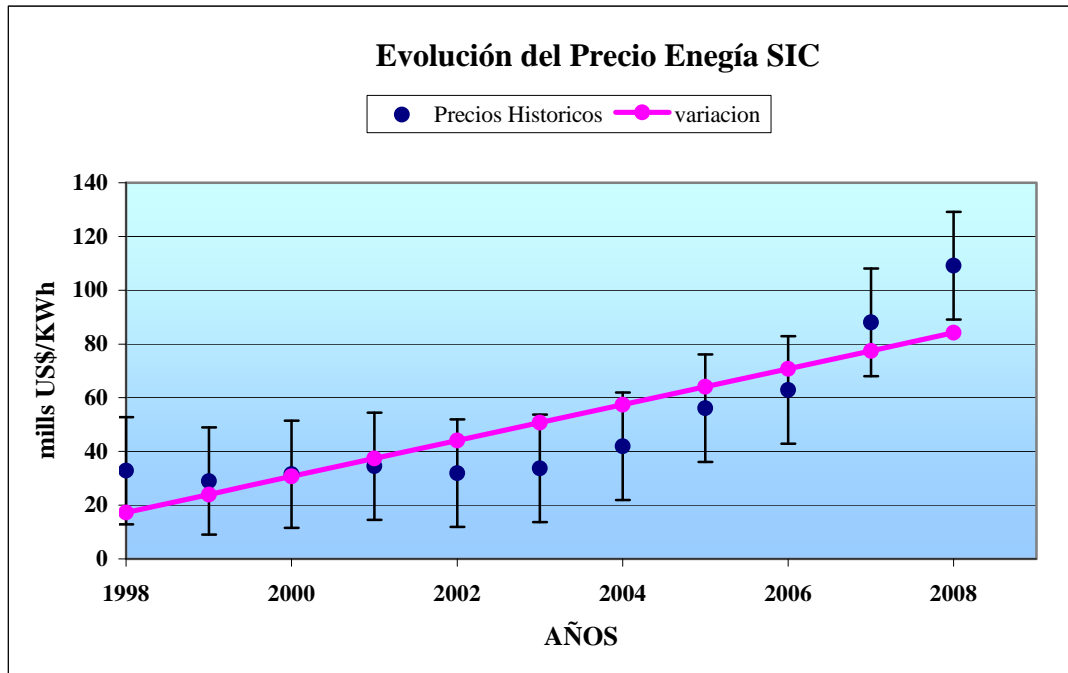


GRÁFICO N°4: Evolución del precio de energía

De la Figura podemos concluir que los datos obtenidos son representativos, ya que el Coef. de Correlación esta entre los valores (-1,1) el cual indica que la recta tiene una relación casi perfecta con la dispersión de datos, curva en la cual se muestra una desviación de **25,4 mills US\$/KWh** por año, expresión que permitirá establecer otros costos de energía.

4.7 Precio de nudo de energía para la evaluación

Las proyecciones de mercado spot o costos marginales esperados en el SIC (2008-2020) de los precios de energía realizada por Endesa Chile son:

CUADRO N°13: Costos marginales esperados

Costo Marginal esperados	
Año	CMg [mills US\$/KWh]
2008	145
2009	151
2010	123
2011	100
2012	80
2013	70
2014	56
2015	63
2016	66
2017	69
2018	65
2019	69
2020	68

Fuente: ENDESA, Chile [17].

Utilizando la desviación de 25,4 mills US\$/KWh, se determinan los costos marginales de desvío inferior y superior, ya que se pueden ajustar a los precios reales de energía.

CUADRO N°14: Costos marginales desvío inferior

Costo Marginal Desvío Inferior en el SIC, 2008 – 2020.	
AÑO	CMg [millsUS\$/KWh]
2008	145
2009	125,6
2010	97,6
2011	74,6
2012	54,6
2013	44,6
2014	30,6
2015	37,6
2016	40,6
2017	43,6
2018	39,6
2019	43,6
2020	42,6

Fuente: Elaboración Propia

CUADRO N°15: Costos marginales desvío superior

Costo Marginal Desvío Superior en el SIC, 2008 – 2020.	
AÑO	CMg [millsUS\$/KWh]
2008	145
2009	176,4
2010	148,4
2011	125,4
2012	105,4
2013	95,4
2014	81,4
2015	88,4
2016	91,4
2017	94,4
2018	90,4
2019	94,4
2020	100,6

Fuente: Elaboración Propia.

4.8 Proyección del consumo de Energía y Potencia en el SIC

Estudios demuestran que la demanda de energía aumentaría para el SIC en los próximos diez años (anexo 2) con una tasa de crecimiento aproximado de un 4,7% y 5,8%. Actualmente el consumo en el SIC es de 39.964 GWh, para el año 2018 se espera una proyección de 67.107 GWh, lo mismo se espera para la Potencia [3].

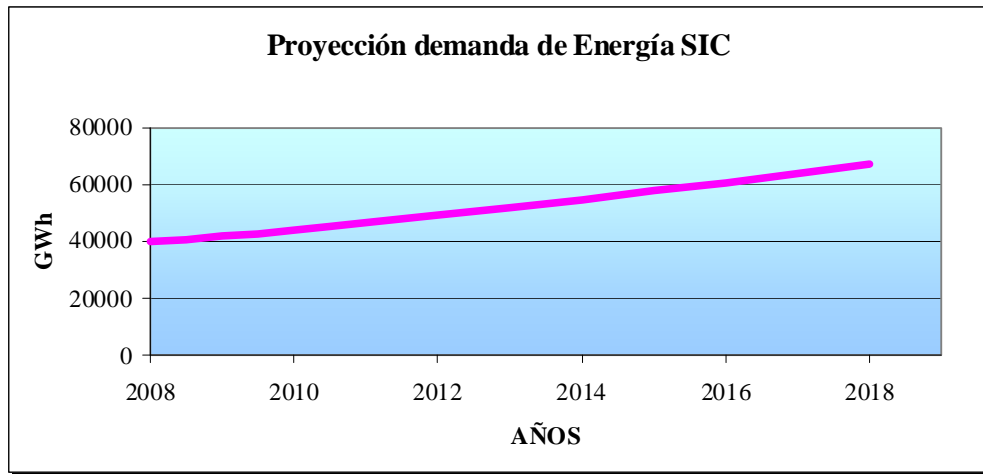


GRÁFICO N° 5: Proyección demanda de energía en el SIC

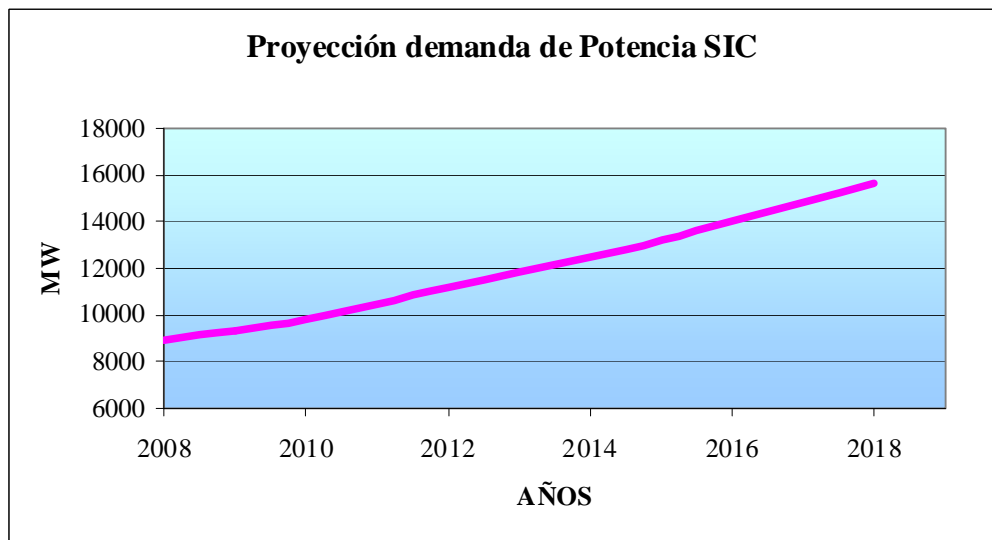


GRÁFICO N° 6: Proyección demanda de potencia en el SIC

Estas proyecciones de la demanda servirán para establecer un escenario base al cual referir la futura participación de los distintos sectores consumidores; y para obtener el aporte porcentual que podría representar las ERNC.

Por otra parte, es importante mencionar que la tendencia actual de los precios de la energía se mantengan y que el mercado deba enfrentar, en el corto plazo, precios del petróleo cercanos a 200 US\$/barril. Esto considerando que el precio actual del petróleo es de 100 US\$/barril, valor detectado el primer semestre de 2008 [4].

Como el precio de la potencia es fijo, la capacidad firme de todas las unidades se ajusta proporcionalmente hasta igualarse a la demanda máxima de potencia. De este modo, los ingresos por capacidad firme disminuyen en caso de sobre instalación del parque, ocurriendo lo inverso en situaciones de estrechez de potencia instalada. En términos generales, el ingreso por venta de capacidad firme representa entre un 70% y un 80% de los ingresos totales que una unidad generadora percibe por su participación en el mercado spot. El Precio de la Potencia de Punta se ubica actualmente en torno a los 98 US\$ por kilowatt por año [17].

4.9 Proyección del precio de energía en el SIC

A continuación se muestran las estimaciones, de los costo marginales del SIC los cuales debieran caer desde un promedio de 145 mills US\$/KWh en lo que va de 2008, a niveles cercanos a 68 mills US\$/KWh en el largo plazo estudio realizado por Endesa Chile [17].

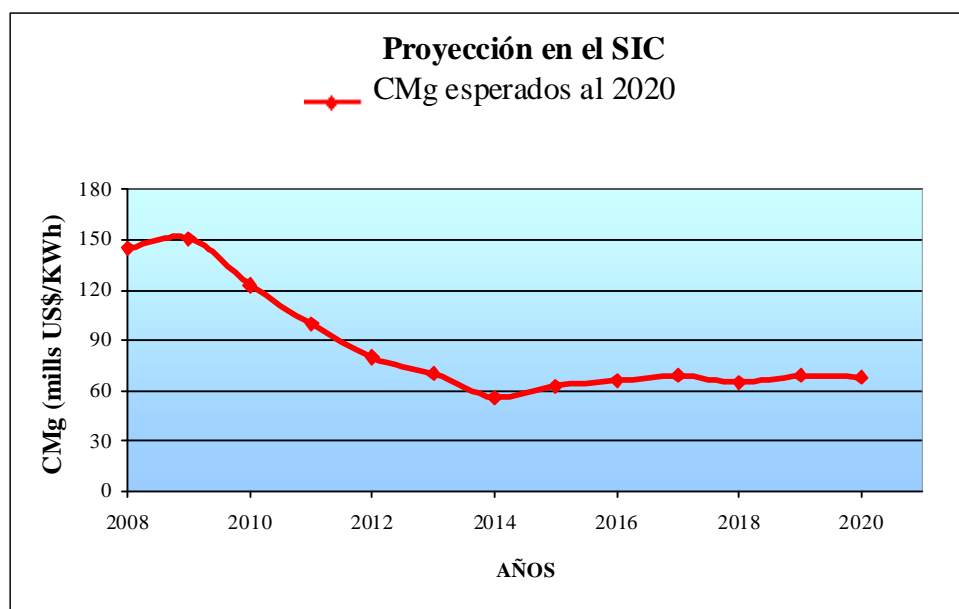


GRÁFICO N° 7: Proyección demanda de potencia en el SIC [14].

La fuerte reducción en los costos marginales, está impulsada por los planes de expansión, que se basan en centrales de menor costo, como son las hidroeléctricas y las térmicas a carbón.

CAPÍTULO V

Desarrollo del proyecto

5.1 Descripción general del proyecto

Para el estudio de este proyecto, se contempla una central termoeléctrica de 3 MW que opera con biomasa como combustible, ubicada en la Región de los Ríos.

La potencia se determinó de 3MW ya que en la LEY de Bases del Medio Ambiente N° 19.300, Artículo 10 establece que los proyectos de centrales generadoras de energía mayores a 3MW deben presentar un informe de Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

El proyecto contempla el estudio de factibilidad entre al usar combustible comprado y regalado, entre otros escenarios.

5.2 Consumo de Biomasa de las Centrales Termoeléctricas

En el gráfico se muestran los distintos niveles de consumo promedio de biomasa, la cual depende de diferentes factores tales como: el contenido de humedad de la biomasa, la potencia requerida y las horas de funcionamiento anual.

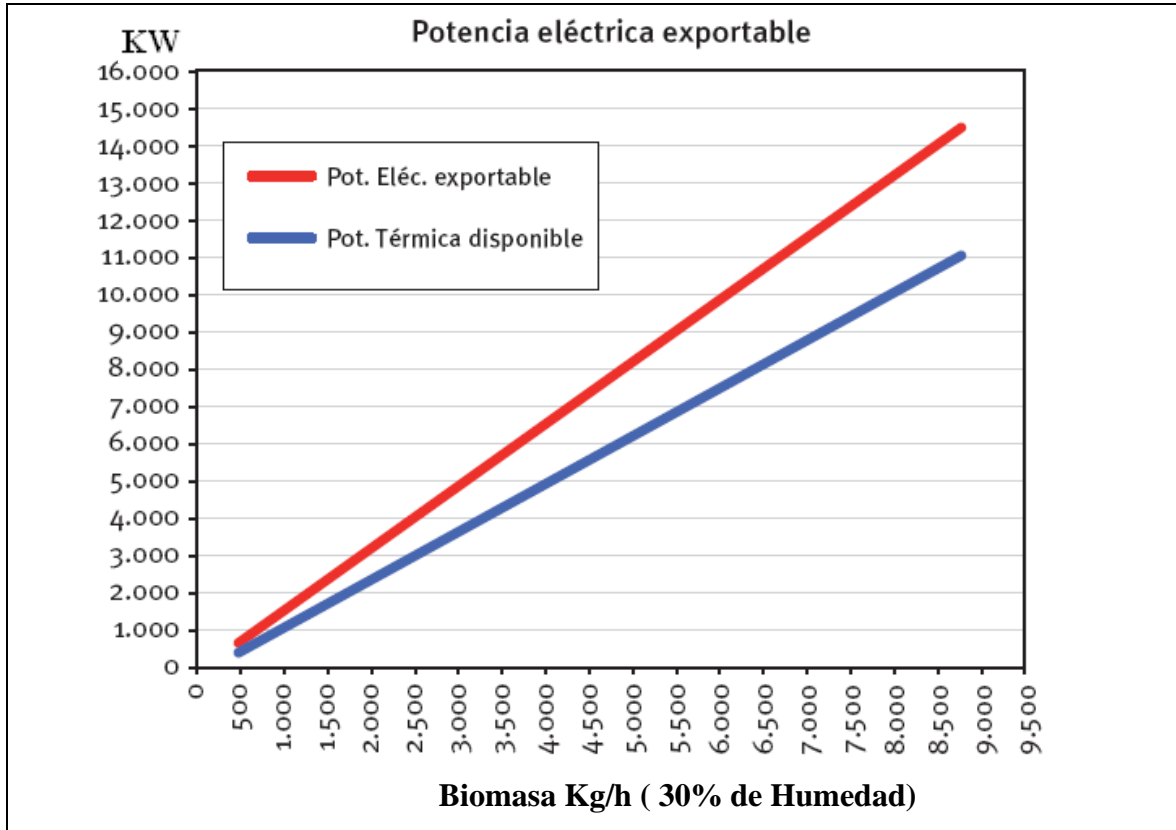


GRÁFICO N° 8: Consumo de Biomasa [19].

Como se puede apreciar, para generar 3.000 KW de potencia eléctrica exportable, se necesitan aproximadamente 4.6 Ton/día de biomasa, esto depende del rendimiento que posea cada Central, y del contenido de humedad en el combustible.

5.3 Consumo de combustible

El rendimiento de la central eléctrica, depende directamente del rendimiento del generador de vapor, de las tuberías y de la instalación de la turbina. El que más influencia ejerce sobre el rendimiento de la central eléctrica, es el rendimiento de la instalación de la turbina, en lo fundamental, las pérdidas de calor con el agua refrigerante del condensador de la turbina, que alcanza aproximadamente la mitad (45%-50%) del calor gastado. Las demás pérdidas de calor en la central son considerablemente menores. De acuerdo a lo anterior el rendimiento de la central se encuentra entre un 39% y 43%, [10].

El consumo de combustible, se determinará para diferentes rendimientos y con un poder calorífico inferior utilizando la ecuación general de balance térmico (adaptación de Rizhkin).

$$C_c * Q_i = W_e * q_c$$

Ecuación 5.1: Ecuación general de balance térmico

$$W_e = 3000 \text{ (KW)}$$

$$q_c = 3600 / \eta \text{ (KJ/KWh)}$$

Para un contenido de humedad de un 30%, despejando y reemplazando en la ecuación 5.1, se obtienen los consumos de combustible indicados en el siguiente cuadro.

CUADRO N° 16: Consumos de combustible

Rendimiento Central	Qc	Qi	Cc
%	(KJ/KWh)	(KJ/Kg)	(Kg/h)
39	9230,77	12407,304	2231,94
43	8372,09	12407,304	2024,31

Fuente: Elaboración propia

5.4 Inversiones

5.4.1 Potencia instalada

La información recolectada en OD INGENIERÍA, ubicada en Santiago de Chile, (anexo 3), para la central de las características y tamaño que se evalúa en este estudio, la capacidad de potencia instalada sería 1.2 MMUS\$ / Kw., este valor se descompone aproximadamente de la siguiente manera:

- Obras civiles y montaje estructural: correspondiente aproximadamente al 15% de la inversión total.
- Suministro mecánico: corresponde al 54% de la inversión total. Este valor incluye:

Caldera
Turbina
Generador eléctrico
Equipos auxiliares de la central termoeléctrica

- Suministro eléctrico y sistemas de control e instrumentación: corresponden aproximadamente al 14% de la inversión total. Este valor incluye:

Transformador
Sistemas eléctricos auxiliares
Sistemas de control

- Costos indirectos: se estiman en un 5% del valor de la inversión total. Estos costos incluyen:

Fletes
Seguros
Construcción
Administración

- Derechos de internación: corresponde al 7% de la inversión total.
- Imprevistos: corresponde al 5% de la inversión total

Por lo tanto, implica una inversión inicial por potencia instalada de 3.600.000US\$ para la central de 3 MW que en el cuadro siguiente se ilustra.

CUADRO N° 17: Costo por potencia instalada

PRESUPUESTO	PRECIO US\$
Suministro mecánico	1.944.000
Obras civiles y montaje estructural	540.000
Derechos de internación	252.000
Costos indirectos	180.000
Imprevistos	180.000
Suministro eléctrico y sistemas de control	504.000
TOTAL	3.600.000

Fuente: OD ingeniería y elaboración propia

5.4.2 Terreno

Los valores de los terrenos, varían de acuerdo al tipo de suelo, ubicación, superficie y el fin a utilizarlo. Un terreno cercano al SIC, corresponde a una propiedad urbana o semi-urbana (rural y urbano). Así, una propiedad con borde de carretera su valor oscila entre 30 y 50 millones la media hectárea según expertos del tema.

Para el emplazamiento de la central de estas características, según O.D Ingeniería, se necesitan 4 hectáreas, y considerando el valor más alto, se tiene una inversión de 400 millones, que según el tipo de cambio promedio del mes de septiembre del año 2008 asciende a **754.474,98 US\$**.

5.4.3 Astillado

En el proceso de astillado, se utilizara un astillador de disco y un alimentador de astillas recomendados, el cual implica un costo de **26.660 US\$** (anexo 4).

CUADRO N° 18: Inversión

Tipo inversión	US\$
Potencia instalada	3.600.000,00
Terreno	754.474,98
Astillado	26.660,00
Inversión total	4.381.134,98

Fuente: Elaboración propia

5.5 Costos de operación y mantenimiento

A continuación, se determinaran los costos de operación y mantenimiento tanto para la planta operando con desechos forestales.

Para determinar la generación máxima se considera un factor de planta de 97%, 8.500 horas del año y la potencia neta, obteniéndose lo indicado en el siguiente cuadro (anexo 5).

CUADRO N° 19: Generación máxima

Potencia neta	Generación máxima	
	MW	GWh/año
3	24,735	8,23

Fuente: Elaboración propia

A continuación se determinará el consumo específico de combustible para poder determinar su costo.

CUADRO N° 20: Consumos máximo y consumos específicos

Rendimiento central	Consumo máximo de Combustible		Consumo específico
	%	Ton/Año	Ton/Trimestre
39	19.551,76	4.887,94	0,7904
43	17.732,99	4.433,25	0,7169

Fuente: Elaboración propia

5.5.1 Costos variables

5.5.1.1 Costos variables combustible

Si bien, el costo de combustible tiene como valor promedio 6,03 US\$/ton, se considera el mayor valor, el cual es de 12,83 US\$/ton para el primer año y que presentará un aumento de un 3% anual (anexo 6).

El costo variable combustible, corresponde al producto entre el precio de la biomasa y el consumo específico de la unidad.

CUADRO N° 21: Costo variable combustible 39% Rendimiento Central

Año	Costo variable combustible (US\$/MWh)
2009	9,84
2010	10,13
2011	10,44
2012	10,75
2013	11,07
2014	11,41
2015	11,75
2016	12,10
2017	12,46
2018	12,84

Fuente: Elaboración propia

CUADRO N° 22: Costo variable combustible 43% Rendimiento Central

Año	Costo variable combustible (US\$/MW h)
2009	8,92
2010	9,19
2011	9,47
2012	9,75
2013	10,04
2014	10,35
2015	10,66
2016	10,98
2017	11,31
2018	11,64

Fuente: Elaboración propia

5.5.1.2 Costos variables no combustible

Los costos variables no combustible incluyen: repuestos, materiales y otros elementos de consumo. El costo asciende a 1 US\$/ MWh. según información de expertos de OD Ingeniería.

5.5.2 Costos fijos de operación y mantención

Dado los procesos involucrados y a su mayor o menor grado de automatización, se hace imprescindible contar con personal técnico en las distintas áreas de trabajo relacionadas como: operación, mantenimiento y personal administrativo, para realizar la gestión correspondiente en cada una de estas (anexo 7).

También existen actividades y servicios necesarios los cuales son realizados por personal de contratistas como: transporte, servicio de casino y servicio de vigilancia (anexo 8).

El costo de transporte de combustible a la planta, se estima para un radio de 80 Km. (anexo 9).

Para el costo que significa el acanche ver anexo 10.

CUADRO N° 23: Costos fijos de O & M

Rendimiento central	39%	43%
Costos	US\$/año	US\$/año
Costos fijos planta	657.993,2	657.993,2
Costos fijos contratistas	179.783,8	179.783,8
Costos transporte biomasa	661.088,0	661.088,0
Costos acanche	35.779,7	32.451,4
Costo fijo O & M	1.534.644,7	1.531.316,4

Fuente: Elaboración propia

Capítulo VI

Análisis de rentabilidad del proyecto

6.1 Antecedentes generales de la evaluación

Para el cálculo de los índices de rentabilidad es necesario conocer el concepto de flujo de caja. Éste comprende la suma de todos los Ingresos y Costos efectuados durante el período de evaluación del proyecto desde la inversión.

Dada las características del proyecto este se evaluará desde el punto de vista privado. Los criterios económicos de evaluación que se utilizarán son:

- VAN: Valor Actual Neto.
- TIR: Tasa Interna de Retorno.
- PRI: Período de Recuperación de la Inversión.

En el cuadro N° 24, se muestran los datos más representativos para la evaluación económica de la Central Termoeléctrica.

CUADRO N° 24: Datos técnicos para la evaluación

PLANTA		
Rendimiento	39%	43%
Potencia instalada(MW)	3	3
Energía generada(MWh)	24.735	24.735
Horas funcionamiento	8500	8500
Factor planta (%)	97	97
Inversión inicial(MMUS\$)	3,6	3,6
BIOMASA		
PCI biomasa 30% humedad(Kcal/Kg)	3.459	3.459
Densidad aparente(Kg/m ³)	650	650
Consumo de combustible(Ton/año)	19.551,8	17.733,0
Clasificación	astilla	astilla
Radio de Recolección (Km.)	40	40

Fuente: Elaboración propia

Supuestos

- | | |
|--|----------|
| • Vida útil de la Central Termoeléctrica | 25 años. |
| • Período de Evaluación del proyecto | 11 años. |
| • Año de puesta en marcha de la planta | 2010 |
| • Tasa Costo Capital | 10% |
| • Tasa de Impuesto | 17% |

Se asume la rentabilidad mínima exigida por los inversionistas de un 10%.

6.2 Descripción de los escenarios a evaluar

6.2.1 Precios de Energía estimado

Para la evaluación del proyecto, se realizó un análisis de regresión lineal simple, a partir de los Precios de Energía que han alcanzando en los últimos once años desde 1998 hasta el 2008 (ver anexo 1), en dicho estudio, se obtuvo una desviación de 25,4 valor fundamental para la creación de los escenarios a evaluar tomado como escenario modelo el estudio realizado por Endesa Chile, que corresponde a los Costos Marginales (CMg) esperados por el SIC, que se representa en el Gráfico correspondiente al Escenario 1, a partir del cual se formularon los otros dos Escenarios 2 y 3.

En resumen, en el siguiente gráfico se muestran los Precios de Energía Proyectados para los tres escenarios a evaluar.

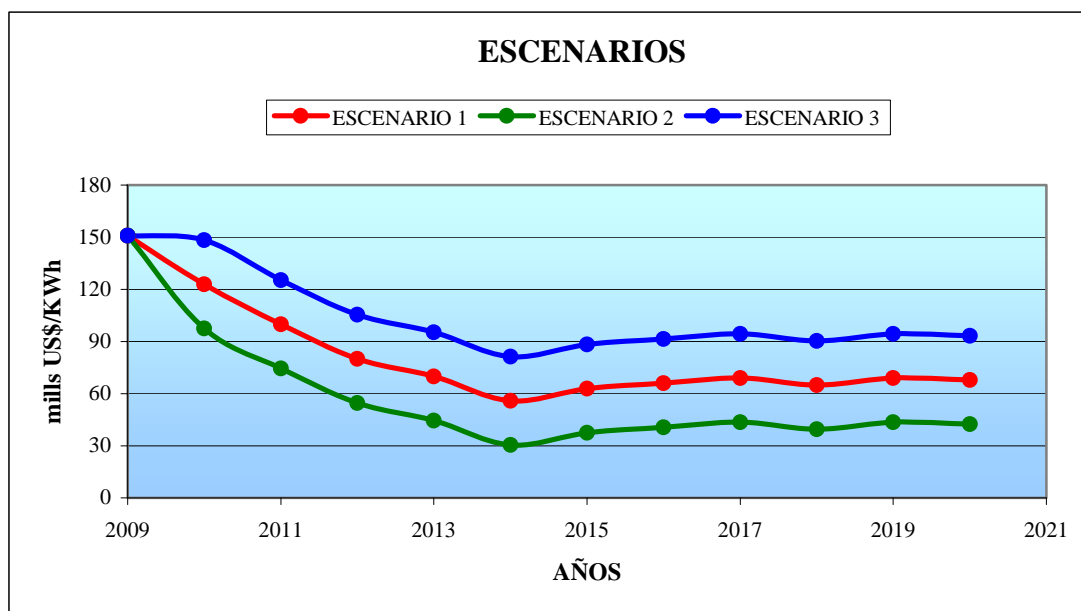


GRÁFICO N° 9: Precios de energía proyectados

Las referencias para los precios de energía fueron consultadas al grupo de empresas SAESA, (anexo 11).

CUADRO N° 25: Escenarios de Precio de Energía

ESCENARIOS	Precio de Energía
	(mills US\$/KWh)
ESCENARIO 1	(CMg) Esperado
ESCENARIO 2	(CMg) Desviación Inferior
ESCENARIO 3	(CMg) Desviación Superior

Fuente: Elaboración Propia.

6.2.2 Precio de Potencia estimado

El Precio medio de Potencia, estimado para los tres Escenarios es de 101.9 (US\$/KWaño) valor que fue calculado referente a los datos históricos del precio Potencia del SIC, que se detalla en el anexo 1. Sin embargo, las empresas distribuidoras reconocen una potencia efectiva entregada a la red, que es aproximadamente de un 80% de la potencia instalada por las empresas generadoras.

6.2.3 Recolección de Biomasa a Utilizar

Por otra parte, se plantea dos alternativas de adquisición de la biomasa para cada Escenario a evaluar, que a continuación se describen:

- Recolección de la biomasa regalada y/o acumulada por los aserraderos existentes en la Región.
- Compra de la biomasa la cual tendrá un valor inicial de 12 US\$/Ton con un incremento anual del 3% en su precio a partir del año 2010. (anexo 6).

6.2.4 Rendimientos de la Central Termoeléctrica

A la vez, se contempla para cada escenario los rendimientos máximo y mínimo (39% y 43%) que puede alcanzar la Central Termoeléctrica.

6.2.5 Resumen de los Escenarios a Evaluar

A continuación, se presentan los parámetros determinados para cada escenario en estudio, los cuales se muestran en los siguientes cuadros.

ESCENARIO 1

El siguiente escenario se realizó con los costos marginales (CMg) esperados, que a continuación se describen:

CUADRO N° 26: Escenario 1

Escenario	Biomasa	Pecio Energía	Precio Potencia	Rendimiento de la Central
		mills US\$/KWh	US\$/KWaño	
1A	Comprada	(CMg) Esperado	101.9	39%
1B	regalada	(CMg) Esperado	101.9	39%
1C	Comprada	(CMg) Esperado	101.9	43%
1D	Regalada	(CMg) Esperado	101.9	43%

Fuente: Elaboración propia

ESCENARIO 2

El siguiente escenario, se realizo con la desviación estándar Inferior Precios de Energía que continuación se muestran en el cuadro.

CUADRO N° 27: Escenario 2

Escenario	Biomasa	Pecio Energía	Precio Potencia	Rendimiento de la Central
		mills US\$/KWh	US\$/KWaño	
2A	Comprada	(CMg) Desv. Inferior	101.9	39%
2B	regalada	(CMg) Desv. Inferior	101.9	39%
2C	Comprada	(CMg) Desv. Inferior	101.9	43%
2D	Regalada	(CMg) Desv. Inferior	101.9	43%

Fuente: Elaboración propia

ESCENARIO 3

El siguiente escenario, se realizó con la desviación estándar superior de los (CMg) esperados que a continuación se muestran en el cuadro.

CUADRO N° 28: Escenario 3

Escenario	Biomasa	Pecio Energía	Precio Potencia	Rendimiento de la Central
		mills US\$/KWh	US\$/KWaño	
3A	Comprada	(CMg) Desv. Superior	101.9	39%
3B	regalada	(CMg) Desv. Superior	101.9	39%
3C	Comprada	(CMg) Desv. Superior	101.9	43%
3D	Regalada	(CMg) Desv. Superior	101.9	43%

Fuente: Elaboración propia

6.3 Resultados de la evaluación económica

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de los flujos de caja correspondiente a los tres escenarios analizados, según los criterios económicos utilizados.

Los cálculos efectuados en la evaluación del proyecto, se realizaron con el precio dólar observado el mes de Septiembre de 2008 publicado por el Banco Central.

6.3.1 ESCENARIO 1

El escenario 1A, comprende a la central con 39% rendimiento y con compra de combustible, ver anexos 12 y 13.

CUADRO N° 29: Resumen evaluación escenario 1A

ESCENARIO (1A)	
VAN	-798.238,6
TIR	4,8%
PRI	-

Fuente: Elaboración propia

El escenario 1B, comprende a la central con 39% rendimiento y combustible regalado, ver anexos 12 y 13.

CUADRO N° 30: Resumen evaluación escenario 1B

ESCENARIO (1B)	
VAN	631.010,7
TIR	13,9%
PRI	-

Fuente: Elaboración propia

El escenario 1C, comprende a la central operando con un 43% de rendimiento y con compra de combustible, ver anexos 12 y 13.

CUADRO N° 31: Resumen evaluación escenario 1C

ESCENARIO (1C)	
VAN	-665.358,9
TIR	5,7%
PRI	-

Fuente: Elaboración propia

El escenario 1D, comprende a la central con 43% rendimiento y combustible regalado, ver anexos 12 y 13.

CUADRO N° 32: Resumen evaluación escenario 1D

ESCENARIO (1D)	
VAN	631.010,7
TIR	13,9%
PRI	-

Fuente: Elaboración propia

6.3.2 ESCENARIO 2

El escenario 2A, comprende a la central con 39% rendimiento y con compra de combustible, ver anexos 12 y 14.

CUADRO N° 33: Resumen evaluación escenario 2A

ESCENARIO (2A)	
VAN	-4.114.984,6
TIR	-
PRI	-

Fuente: Elaboración propia

El escenario 2B, comprende a la central con 39% rendimiento y combustible regalado, ver anexos 12 y 14.

CUADRO N° 34: Resumen evaluación escenario 2B

ESCENARIO (2B)	
VAN	-2.685.735,3
TIR	-
PRI	-

Fuente: Elaboración propia

El escenario 2C, comprende a la central operando con un 43% de rendimiento y con compra de combustible, ver anexos 12 y 14.

CUADRO N° 35: Resumen evaluación escenario 2C

ESCENARIO (2C)	
VAN	-3.982.104,8
TIR	-
PRI	-

Fuente: Elaboración propia

El escenario 2D, comprende a la central con 43% rendimiento y combustible regalado, ver anexos 12 y 14.

CUADRO N° 36: Resumen evaluación escenario 2D

ESCENARIO (2D)	
VAN	-2.685.735,3
TIR	-
PRI	-

Fuente: Elaboración propia

6.3.3 ESCENARIO 3

El escenario 3A, comprende a la central con 39% rendimiento y con compra de combustible, ver anexos 12 y 15.

CUADRO N° 37: Resumen evaluación escenario 3A

ESCENARIO (3A)	
VAN	2.569.067,6
TIR	25,4%
PRI	2016

Fuente: Elaboración propia

El escenario 3B, comprende a la central con 39% rendimiento y combustible regalado, ver anexos 12 y 15.

CUADRO N° 38: Resumen evaluación escenario 3B

ESCENARIO (3B)	
VAN	3.998.316,9
TIR	33,1%
PRI	2014

Fuente: Elaboración propia

El escenario 3C, comprende a la central operando con un 43% de rendimiento y con compra de combustible, ver anexos 12 y 15.

CUADRO N° 39: Resumen evaluación escenario 3C

ESCENARIO (3C)	
VAN	3.591.567,0
TIR	31,33%
PRI	2014

Fuente: Elaboración propia

El escenario 3D, comprende a la central con 43% rendimiento y combustible regalado, ver anexos 12 y 15.

CUADRO N° 40: Resumen evaluación escenario 3D

ESCENARIO (3D)	
VAN	4.887.936,5
TIR	38,1%
PRI	2013

Fuente: Elaboración propia

6.4 Análisis de resultados

En este capítulo, se analiza la evaluación económica del proyecto realizada anteriormente para cada escenario y criterio económico, sin embargo, será el VAN el que determinará la factibilidad económica del proyecto.

6.4.1 Escenario 1

- **Escenario 1A**

Considerando que el proyecto arroja un VAN de -798.238,6 US\$, se concluye que no es un proyecto rentable, si es ejecutado o puesto en marcha arrojará pérdidas, por lo tanto debe ser rechazado.

El proyecto arroja un TIR de 4,77%, significa que el proyecto tiene una rentabilidad asociada menor que la tasa de costo capital (tasa de descuento), hay que considerar el riesgo que implica realizar la inversión. En este escenario, no se recupera la inversión durante el período evaluado.

- **Escenario 1B**

Este escenario arroja un VAN positivo de 631.010,7 US\$, el proyecto es rentable. La TIR es de 13,9 % mayor a la rentabilidad exigida, significa que no es riesgoso realizar la inversión. Durante el período evaluado no hay recuperación de la inversión.

- **Escenario 1C**

Este escenario arroja un VAN negativo de -665.358,9 US\$, una TIR de 5,7% y no hay período de recuperación de la inversión, por lo tanto este proyecto debe ser rechazado.

- **Escenario 1D**

Este escenario arroja un VAN positivo de 631.010,7 US\$, el proyecto es rentable proyecto. La TIR es de 13,9 % mayor a la rentabilidad exigida, significa que no es riesgoso realizar la inversión. Durante el período evaluado no hay recuperación de la inversión.

6.4.2 Escenario 2

- **Escenario 2A**

Este escenario arroja un VAN de -4.114.984,6 US\$, no arroja valores para la TIR, debido a las pérdidas del proyecto y a los distintos signos arrojados durante el período evaluado. No hay período de recuperación de la inversión, por lo tanto este proyecto debe ser rechazado.

- **Escenario 2B**

Este escenario arroja un VAN de -2.685.735,3 US\$, no arroja valores para la TIR, debido a las pérdidas del proyecto y a los distintos signos arrojados durante el período evaluado. No hay período de recuperación de la inversión, por lo tanto este proyecto debe ser rechazado.

- **Escenario 2C**

Este escenario arroja un VAN de -3.982.104,8 US\$, no arroja valores para la TIR, debido a las pérdidas del proyecto y a los distintos signos arrojados durante el período evaluado. No hay período de recuperación de la inversión, por lo tanto este proyecto debe ser rechazado.

- **Escenario 2D**

Este escenario arroja un VAN de -2.685.735,3 US\$, no arroja valores para la TIR, debido a las pérdidas del proyecto y a los distintos signos arrojados durante el período evaluado. No hay período de recuperación de la inversión, por lo tanto este proyecto debe ser rechazado.

6.4.3 ESCENARIO 3

- **Escenario 3A**

Este escenario arroja un VAN positivo de 2.569.067,6 US\$, el proyecto es rentable. La TIR es de 25,4 % mayor a la rentabilidad exigida, significa que no es riesgoso realizar la inversión. Hay período de recuperación de la inversión, esto ocurre al séptimo año de funcionamiento de la planta.

- **Escenario 3B**

Este escenario arroja un VAN positivo de 3.998.316,9 US\$, el proyecto es rentable. La TIR es de 33,1 % mayor a la rentabilidad exigida, significa que no es riesgoso realizar la inversión. Hay período de recuperación de la inversión, esto ocurre al quinto año de funcionamiento de la planta.

- **Escenario 3C**

Este escenario arroja un VAN positivo de 3.591.567,0 US\$, el proyecto es rentable. La TIR es de 31,3 % mayor a la rentabilidad exigida, significa que no es riesgoso realizar la inversión. Hay período de recuperación de la inversión, esto ocurre al quinto año de funcionamiento de la planta.

- **Escenario 3D**

Este escenario arroja un VAN positivo de 4.887.936,5 US\$, el proyecto es rentable. La TIR es de 38,1 % mayor a la rentabilidad exigida, significa que no es riesgoso realizar la inversión. Hay período de recuperación de la inversión, esto ocurre al cuarto año de funcionamiento de la planta.

Capítulo VII **Normativas ambientales**

7.1 Restricciones medioambientales

La realización del proyecto, se puede ver afectada por la acción de grupos medioambientalistas y dirigentes políticos. Sin embargo, es beneficioso generar nuevos puestos de empleo, a partir de la producción de energías renovables (anexo 17).

7.2 Potenciales impactos de la central y medidas de mitigación

La generación de electricidad mediante centrales termoeléctricas convencionales, produce contaminación fundamentalmente de las siguientes formas: emisión de gases y partículas contaminantes, vertimientos de aguas contaminadas y emisión de desechos sólidos.

7.2.1 Residuos líquidos

En este caso, las principales fuentes de polución son:

- Aguas de refrigeración: Dichas aguas provienen del sistema de refrigeración de los condensadores de vapor.
- Limpieza de equipos: Los metales que están en contacto con el fuego o los gases del horno, deben ser limpiados periódicamente para eliminar el hollín acumulado. Esta limpieza puede realizarse con vapor de alta presión o con chorros de agua.

Los residuos generados tendrán una alta carga de sólidos, fácilmente sedimentables. Por otra parte, el lavado de los calentadores de aire debe hacerse con cierta frecuencia, durante cualquier parada relativamente larga o cuando exista obstrucción de los calentadores. Los residuos resultantes de esta limpieza, contendrán elevadas cantidades de hollín, cenizas, aceite y aditivos.

Para mitigar el impacto ambiental, los residuos del lavado interno de la planta deberán ser debidamente tratados y evacuados hacia lugares de decantación y depósito.

7.2.2 Residuos sólidos

La ceniza comprende a los residuos sólidos no quemados resultantes de la combustión completa del combustible. Producen escorias y depósitos en los refractarios y disminuyen el poder calorífico del combustible, pues además de no aportar calor, absorben calor sensible en el hogar.

Para mitigar este impacto, la escoria o cenizas será regalada, ya que es utilizada para rellenar caminos para evitar la formación de barro.

7.2.3 Emisiones atmosféricas

Al quemar desechos forestales se liberan partículas, a la atmósfera, a través de los gases de escape; y una pequeña porción de óxidos de nitrógeno y azufre, porque la madera contiene pequeñas cantidades de estos elementos.

Para mitigar el impacto ambiental, se contara con un equipo de reducción de emisiones para captar los contaminantes generados en la combustión. Además de asegurar un sistema eficiente de combustión y óptimas condiciones de operación para disminuir la cantidad de partículas contaminantes. Lo anterior se logra con un diseño adecuado del hogar de la caldera, acertada selección de los quemadores, y método de combustión adecuado, es posible disminuir significativamente las emisiones.

CONCLUSIÓN

De acuerdo a la información obtenida se concluye, que existe un gran volumen de biomasa, proveniente de los distintos aserraderos existentes en la región, la cual podría ser utilizada como combustible para la generación de energía eléctrica.

Respecto a los resultados obtenidos en la evaluación, se concluye que al evaluar el proyecto con los costos marginales esperados, es decir, el precio esperado de compra de la energía y rendimiento de la central 39% o 43% , es rentable siempre y cuando sea con la recolección y no con compra del combustible. Otra condición, es que los parámetros establecidos para este escenario tales como, el precio de energía se mantengan y que el radio de recolección de la biomasa no sea superior a lo establecido, y que las características físicas de ésta sean similares. Para ambos rendimientos arrojaron un VAN de 631.010,7 US\$ para la central operando a un 39% y 43% de rendimiento.

Al sensibilizar el proyecto, para comparar los resultados al determinar la rentabilidad con la desviación de 25,4 mills US\$/KWh, se concluye:

- Al utilizarla como desviación inferior en los ingresos por energía, no es rentable bajo ningún punto de vista, ya que los costos superan los ingresos obtenidos por concepto de energía y potencia instalada. Por otra parte, cabe señalar que es muy difícil que los precios lleguen a estos límites, por las distintas variables que pueden afectar directamente a los precios de energía tales como: el alza del precio del barril de petróleo y la situación inestable del suministro de gas, principales fuentes de combustibles para la generación de energía eléctrica. Esto para todos los escenarios arrojó un VAN negativo.
- Al utilizarla como desviación superior en los ingresos por energía, es el más rentable, aun considerando la compra de biomasa para el funcionamiento de la central. Los beneficios del proyecto son positivos fundamentalmente a los altos

ingresos que el proyecto percibe por concepto de energía. Esto es más probable a que el precio de energía baje debido a lo descrito en el párrafo anterior.

Por lo tanto, el proyecto es rentable asumiendo que el consumo y la demanda mantendrán el actual ritmo de crecimiento.

Para la realización de un proyecto de similares características, se presentan diversas dificultades tales como:

La inversión, a medida que las Centrales sean de menor potencia, los costos por Kilowatt instalado aumentan considerablemente, contrarió a lo que sucede cuando las centrales son de mayor potencia.

Respecto a la recolección de la biomasa, el costo de la logística de adquisición del recurso y de su transporte, limita el tamaño y rentabilidad de la planta.

Gran dispersión de las fuentes. La geografía longitudinal del país y la estructura del SIC no favorece la incorporación de mini/micro-centrales al SIC, ya que en general, los recursos energéticos están ubicados lejos de los centros de consumo y la infraestructura del sistema troncal de transmisión del SIC tiene limitaciones.

Ausencia de incentivos. El sistema regulatorio actual, es imperfecto, porque no son adecuados para estimular la inversión en ERNC

Algunas de las recomendaciones para fomentar la utilización de la ERNC son:

- Desarrollar de una red logística de biomasa, para obtener una mayor disponibilidad de la materia prima en todas las zonas geográficas y, por lo tanto, disminuya en parte su alto costo.

- Aumentar el costo medioambiental a la producción de energía con combustibles fósiles u otros métodos. Así los inversores y las empresas se interesarían más por los proyectos de energías limpias.

Por último, comentar, que resulta paradójico que Chile siendo un País que tiene un consumo anual aproximado de 50 Mill. KW/h, la producción de energía proveniente de la biomasa solo alcance el 1% del total producido. Por otra parte, cabe destacar que Austria tiene un consumo anual de 60 Mill. Kwh., la producción de energía proveniente de la biomasa alcanza el 8% del total, aun cuando los habitantes corresponden al 50% de nuestra población y que los recursos forestales son menores que en nuestro País.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] CORFO ; Evaluación Económica de los Beneficios de las Modificaciones a la Ley de Servicios Eléctricos para Proyectos de Generación Con Fuentes de ERNC; Gerencia de Inversión y Desarrollo; 2006.
- [2] D.F.L. N°1/82. ; Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía. Ministerio de Minería.D.O. N°31.366-13 de septiembre de 1982.
- [3] FERNÁNDEZ H., RODRIGO A.; Comportamiento de planta de cogeneración frente a perturbaciones eléctricas; Santiago; Universidad de Chile; 2005.
- [4] FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (SIC) ; Informe Técnico Definitivo octubre de 2008 Santiago, Chile
- [5] INFOR 1984; Utilización industrial de desecho de madera. Cuantificación y alternativas de utilización de residuos forestales. Santiago Chile.
- [6] INFOR 2003; Boletín estadístico N° 96 “La industria del aserrío”. Instituto Forestal. Santiago, Chile.
- [7] INFOR 2007; Residuos de la Industria primaria de la madera disponibilidad para uso Energético. Santiago de Chile.
- [8] LESME JAÉN R.; OLIVA RUIZ L.; Evaluación del potencial de residuos de la Industria Forestal Gran Piedra Baconao . I Convención Internacional de Energía y Medio Ambiente. Universidad de Oriente, 2003. ISBN: 959-207-096-2.

- [9] LEY N° 20.257; Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales. Ministerio de Economía. Publicado en El Diario Oficial del 1 abril de 2008.
- [10] RIZHKIN V.; Centrales termoeléctricas; URSS; Editorial Mir Moscú; 1979.
- [11] SAMIELSON P., DORFMAN R., SOLOW R. ; Programación Lineal y Análisis Económico; Madrid; Editorial Aguilar; 1964.
- [12] SAMPEDRO, YOLANDA, COORD. ; La energía en Castilla y León, España; Junta de Castilla y León; 2000.
- [13] VALENCIA, JUAN PABLO; Evaluación económica de la instalación de una planta termoeléctrica basada en desechos leñosos; Santiago; Universidad de Chile; 1996.

SITIOS WEB VISITADOS

- [14] CENTRO DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL (CDEC-SIC); Santiago, Chile. (Disponible en: <https://www.cdec-sic.cl/> Consultada el: 5 de Septiembre de 2008).
- [15] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE); Santiago, Chile. (Disponible en: <http://www.cne.cl/> Consultada el: 24 de Septiembre de 2008).
- [16] COMISIÓN NACIONAL DEL MEDIO AMBIENTE (CONAMA); (Disponible en: <http://www.conama.cl/> Consultada el: 13 de Enero de 2008).

- [17] ENDESA ; Santiago, Chile. (Disponible en: <http://www.endesa.cl/> Consultada el: 10 de Enero de 2009).
- [18] ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES: Santiago, Chile. (Disponible en: <http://www.ernc.cl/> Consultada el: 5 de Septiembre de 2008).
- [19] INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y EL AHORRO DE LA ENERGÍA (IDEA): Madrid, España (Disponible en: <http://www.idae.es> Consultada el: 3 de Noviembre de 2008).

ANEXOS

ANEXO 1

Datos históricos de precios de nudo

Datos históricos de precios de nudo de los sistemas eléctricos chilenos correspondiente al Sistema Interconectado Central SIC.

FECHA FIJACION	POTENCIA			ENERGIA		
	(US\$/KW/mes)	(\$/KW/mes)	VAR \$ (%)	(mills/KWh)	(\$/KWh)	VAR \$ (%)
oct-82	5,89	5402,13		39,52	36,24	
INDEX. A NOV-82	5,85	5844,72	0,082	39,24	39,21	0,082
abr-83	5,79	5515,18	-0,056	35,42	33,75	-0,139
oct-83	5,64	5304,35	-0,038	35,02	32,95	-0,024
abr-84	5,88	5583,90	0,053	33,65	31,95	-0,030
oct-84	5,38	6179,65	0,107	31,68	36,41	0,140
abr-85	4,80	5884,36	-0,048	28,85	35,36	-0,029
oct-85	4,32	5547,20	-0,057	27,03	34,71	-0,018
abr-86	4,12	5132,75	-0,075	28,14	35,07	0,010
oct-86	3,94	4814,60	-0,062	27,14	33,16	-0,054
abr-87	3,96	4749,00	-0,014	28,28	33,93	0,023
oct-87	4,05	4745,51	-0,001	31,13	36,51	0,076
abr-88	3,76	4425,50	-0,067	32,84	38,65	0,059
oct-88	3,83	4345,03	-0,018	35,67	40,42	0,046
abr-89	3,87	4162,11	-0,042	38,64	41,57	0,029
oct-89	4,47	4659,18	0,119	40,51	42,20	0,015
abr-90	4,84	4950,86	0,063	43,12	44,11	0,045
oct-90	5,15	5170,08	0,044	38,29	38,48	-0,128
abr-91	5,17	5114,30	-0,011	38,44	38,05	-0,011
oct-91	5,27	4986,35	-0,025	34,82	32,97	-0,134
abr-92	5,17	4592,96	-0,079	34,67	30,78	-0,067
oct-92	4,66	3978,72	-0,134	36,41	31,06	0,009
abr-93	4,90	4263,19	0,071	38,52	33,50	0,078
oct-93	5,75	4856,52	0,139	40,47	34,18	0,020
abr-94	5,83	4884,78	0,006	40,62	34,01	-0,005
oct-94	6,05	4395,81	-0,100	46,88	34,05	0,001
abr-95	6,25	4347,70	-0,011	47,62	33,12	-0,027
oct-95	6,40	4090,89	-0,059	46,78	29,89	-0,098
abr-96	6,53	4226,24	0,033	46,03	29,79	-0,003
oct-96	7,01	4381,10	0,037	42,22	26,37	-0,115
abr-97	6,74	4099,37	-0,064	43,56	26,50	0,005
oct-97	7,50	4476,51	0,092	38,77	23,14	-0,127
abr-98	7,36	4645,81	0,038	34,35	21,69	-0,063
oct-98	6,99	4503,69	-0,031	31,31	20,18	-0,070
abr-99	5,59	3705,68	-0,177	29,66	19,66	-0,026
oct-99	5,24	3643,91	-0,017	28,35	19,72	0,003

abr-00	5,34	3506,25	-0,038	31,10	20,44	0,036
INDEX. A OCT-00	5,07	3660,08	0,044	30,28	21,86	0,070
oct-00	4,83	3486,10	-0,048	33,21	23,98	0,097
abr-01	5,19	3825,96	0,097	35,57	26,20	0,093
INDEX. A SEP-01	4,88	4068,69	0,063	33,97	28,32	0,081
oct-01	5,30	4450,81	0,094	34,46	28,93	0,021
INDEX. A DIC-01	5,24	4403,90	-0,011	34,06	28,63	-0,011
abr-02	5,50	4466,83	0,014	33,30	27,03	-0,056
INDEX. A OCT-02	5,02	4396,97	-0,016	30,38	26,61	-0,016
oct-02	5,39	4720,15	0,074	32,12	28,13	0,057
INDEX A FEB-03	5,42	4653,22	-0,014	32,32	27,73	-0,014
abr-03	5,10	4472,84	-0,052	33,25	29,19	0,038
oct-03	5,29	4178,33	-0,066	35,54	28,08	-0,038
INDEX. A ENE-04	5,92	4184,76	0,002	39,81	28,12	0,002
abr-04	5,59	3980,42	-0,049	42,18	30,02	0,068
INDEX. A SEPT-04	5,96	4383,12	0,101	43,42	31,95	0,064
oct-04	6,19	4400,91	0,004	42,30	30,07	-0,059
abr-05	6,51	4403,75	0,001	45,60	30,82	0,025
MOD JUNIO 2005	6,61	4351,00	-0,012	56,42	37,16	0,205
oct-05	6,77	4067,86	-0,065	63,55	38,16	0,027
INDEX. A DIC-05	6,66	3891,37	-0,043	58,81	34,37	-0,099
abr-06	7,97	4663,99	0,199	62,58	36,61	0,065
INDEX. A JUN-06	8,09	4617,88	-0,010	63,54	36,25	-0,010
INDEX. A AGO-06	7,80	4581,17	-0,008	61,21	35,96	-0,008
INDEX. A SEPT-06	7,83	4557,06	-0,005	61,45	35,77	-0,005
INDEX. A OCT-06	7,83	4541,39	-0,003	61,43	35,65	-0,003
oct-06	8,07	4680,81	0,031	67,50	39,17	0,099
abr-07	8,58	4987,17	0,065	73,37	42,62	0,088
INDEX A JUL-07	8,68	4868,55	-0,024	82,09	46,03	0,080
INDEX A SEP-07	8,98	4911,65	0,009	92,39	50,51	0,097
oct-07	8,71	4658,10	-0,052	104,26	55,74	0,104
INDEX A FEB-2008	9,16	4522,90	-0,029	109,66	54,13	-0,029
abr-08	8,46	3746,32	-0,172	118,50	52,49	-0,030

Fuente: CNE, [15].

EL precio medio estimado potencia es de 8.49 US\$KW/mes

ANEXO 2

Proyección de la demanda en el SIC

Proyección de Demanda de Energía SIC [GWh]											
SISTEMA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
SIC Norte	4.279	4.584	5.067	5.907	6.683	7.068	7.431	7.801	8.214	8.633	9.057
SIC Centro	22.824	23.885	25.036	26.230	27.458	29.022	30.561	32.201	33.894	35.663	37.451
SIC Itahue	3.298	3.462	3.608	3.765	3.945	4.174	4.405	4.661	4.912	5.184	5.459
SIC Concepción	3.723	3.845	3.947	4.067	4.266	4.542	4.808	5.084	5.386	5.695	6.004
SIC Sur	2.981	3.061	3.165	3.249	3.388	3.587	3.772	3.953	4.167	4.370	4.575
SIC Austral	2.858	3.006	3.153	3.309	3.473	3.640	3.814	3.994	4.180	4.367	4.560
TOTAL	39.964	41.842	43.976	46.527	49.214	52.033	54.791	57.694	60.752	63.911	67.107
Proyección de Demanda de Energía SIC [%]											
SISTEMA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
SIC Norte	2,90%	7,10%	10,50%	16,60%	13,10%	5,70%	5,10%	5,00%	5,30%	5,10%	4,90%
SIC Centro	-0,20%	4,60%	4,80%	4,80%	4,70%	5,70%	5,30%	5,40%	5,30%	5,20%	5,00%
SIC Itahue	-1,30%	5,00%	4,20%	4,40%	4,80%	5,80%	5,50%	5,80%	5,40%	5,50%	5,30%
SIC Concepción	0,50%	3,30%	2,70%	3,00%	4,90%	6,50%	5,80%	5,70%	5,90%	5,70%	5,40%
SIC Sur	-1,10%	2,70%	3,40%	2,70%	4,30%	5,90%	5,20%	4,80%	5,40%	4,90%	4,70%
SIC Austral	-0,40%	5,20%	4,90%	4,90%	5,00%	4,80%	4,80%	4,70%	4,70%	4,50%	4,40%
TOTAL	0,00%	4,70%	5,10%	5,80%	5,80%	5,70%	5,30%	5,30%	5,30%	5,20%	5,00%
Proyección de Demanda de Potencia SIC [MW]											
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
8931	9321	9809	10467	11183	11819	12481	13181	13990	14789	15630	

Fuente: CDEC-SIC, [13].

ANEXO 3**O.D. INGENIERÍA LTD.**

Empresa dedicada a la prestación de servicios eléctricos; instalaciones eléctricas, transformadores, puestas en marcha, ensayos de pruebas y servicios de mantenimiento en general.

Gerente general: Olegario Díaz Urriaga.

Rut de la empresa: 4743888-8

Dirección: Ejercito 557 Oficina 104. Santiago, Chile

Fono: 2 - 6970384



Las consultas fueron realizadas personalmente a:

Nombre : Galo Díaz G.
Correo : gdg@odingeneria.cl
Puesto de trabajo: Ingeniero Civil Eléctrico.
Cargo : Jefe de Proyecto.

ANEXO 4**Astillado**

Se consulto a manufacturas ECASO por un astillador que produzca 60 Ton/día, como respuesta enviaron una cotización, sugiriendo lo siguiente:

ASTILLADORA DE DISCO

Marca	: Ecaso
Modelo	: IE 1200V-3KP
Diámetro del disco	: 1200 mm
Espesor del disco	: 75 mm
Placa de desgaste	: 10 mm
Material placa de desgaste	: Acero T1
Número de cuchillos	: 3
Tipo de fijación de cuchillos	: Porta cuchillos – Prensas
Velocidad del disco	: 750 rpm aprox.
Capacidad de producción	: 15 a 30 mts ³ St. Hr. (según alimentación)
Potencia requerida	: 75 a 100 hp. (No incluido)
Tablero de comando	: No incluido
Transmisión	: Poleas en V – correas en V
Diámetro máximo admisible	: 10”
Alimentación	: Horizontal (sin asistencia)
Descarga	: Por impulsión neumática
Incluye	: Base, poleas y correa de transmisión
VALOR EXW	: US \$ 20.290

ALIMENTADOR ASTILLADOR

Marca : Ecaso
 Modelo : IE AL 6*12
 Tipo : De cinta
 Largo : 6 metros
 Ancho : 12 pulgadas
 Velocidad de alimentación : 25 mts/min. Aprox.
 Motor : 3 hp.
 Tipo de construcción : Canoa tipo omega
 Cinta : Pylon 220 o similar
 VALOR EXW : US \$ 6.370.-

Plazo de entrega : 6 A 8 semanas.
 Forma de pago : 40% con la orden, saldo previo al despacho.
 Garantía : Un año.

Fernando Díaz A.
 Cel.: 56 99 873 5960

MANUFACTURAS ECASO S.A.**Rut: 96.904.480- 3*****PLANTA INDUSTRIAL
COMERCIAL******OFICINA***

LONG. SUR Km. 255 TALCA - CHILE

AV. Juan de la Fuente 027-A

LAMPA

FONOS (071) 20 8611-20 8611 FAX 20 8617
5754

FONOS (02) 738 5363 FAX 738

e-mail: ventas@ecaso.cle-mail: fdiaz@ecaso.cl

ANEXO 5

Factor de capacidad (factor de planta)

El factor de capacidad, o de planta, es un indicador para medir la productividad de una planta de generación eléctrica como, por ejemplo, una turbina eólica o un sistema termoeléctrico. Este indicador compara su producción real, durante un período dado, con la cantidad que se habría producido si hubiese funcionado a plena capacidad en el mismo tiempo. En fórmula:

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{producción real}}{\text{producción teórica}} \times 100\%$$

Por ejemplo, un sistema de 1 Kw., teóricamente, podría generar 8.760 Kwh. en un año. Sin embargo, la planta no puede funcionar el 100% del tiempo, por razones de mantenimiento periódico, fallas técnicas o falta de combustible ó recurso renovable. Si la producción real de esta planta en un año dado fue de 6.000 Kwh.; entonces, el factor de capacidad para ese período sería de 68,5%.

Potencia	Rendimiento	Energía	Biomasa
MW	%	KJ	T
2	23	5,04E+10	15.418,69
3	25	7,56E+10	21.277,79
4	26	1,01E+11	27.279,22
5	27	1,26E+11	32.836,10
6	27	1,51E+11	39.403,32
7	28	1,76E+11	44.328,74
8	29	2,02E+11	48.914,47
9	30	2,27E+12	53.194,48
Horas al año:7.000 = 14,212 MJ/Kg = 3.400 Kcal/Kg			

Fuente: [19] y elaboración propia

ANEXO 6

Costos combustibles

Tipo	Metro estereo ¹	Factor	Volumen	Masa	Costo	Costo
			m ³	ton	\$/ metro estereo	US\$/ ton
Aserrín	1	0,31	3,23	2,10	2.300	2,07
Viruta	1	0,31	3,23	2,10	1.900	1,71
Corteza	1	0,66	1,52	0,98	2.388	4,57
Astilla sin corteza	1	0,43	2,33	1,51	3.325	4,15
Lampazos	1	0,68	1,47	0,96	5.500	10,85
Despunte	1	0,68	1,47	0,96	6.500	12,83
Biomasa promedio	1	0,51	2,21	1,43	3652	6,03

Fuente: Elaboración propia y [7].

¹ Metro estereo : 1x1x1

ANEXO 7

Costo fijo planta

En el cuadro se aprecia la estructura organizacional y sus respectivos sueldos, los cuales se obtuvieron del Instituto Nacional de Estadísticas.

Cargo	Cantidad	Suelto mensual US\$	Total mensual US\$	Total anual US\$
Jefe Central	1	3339,2	3339,2	40069,9
ADMINISTRACIÓN				
Administrativos	2	737,0	1474,0	17688,2
Secretaria	1	737,0	737,0	8844,1
Almacén	1	737,0	737,0	8844,1
MANTENCIÓN				
Jefe mantenimiento	1	1739,3	1739,3	20871,0
Supervisor de planificación (IC)	1	1739,3	1739,3	20871,0
Supervisor mecánico (IE)	1	1739,3	1739,3	20871,0
Supervisor eléctrico (IE)	1	1739,3	1739,3	20871,0
Supervisor sistemas de control (IE)	1	1739,3	1739,3	20871,0
Jefe técnico mecánico (IE/T)	2	971,9	1943,8	23325,0
Jefe técnico eléctrico (IE)	1	1739,3	1739,3	20871,0
Ayudante mantenimiento	4	971,9	3887,5	46650,1
Jefes brigada	2	594,6	1189,3	14271,3
Secretario técnico	1	737,0	737,0	8844,1
Electromecánicos	10	971,9	9718,8	116625,2
OPERACIÓN				
Jefe operación	1	1739,3	1739,3	20871,0
Supervisor de resultado (IC)	1	1739,3	1739,3	20871,0
Supervisor de operación (IE)	2	1739,3	3478,5	41742,0
Supervisor químico (IE)	1	1739,3	1739,3	20871,0
Operadores térmicos (T)	2	971,9	1943,8	23325,0
Analistas químicos (T)	1	971,9	971,9	11662,5
Jefe combustible	1	971,9	971,9	11662,5
Ayudante combustible	3	594,6	1783,9	21407,0
Ayudante de operación	4	783,3	3133,0	37596,4
Asistentes de operación	4	783,3	3133,0	37596,4
Total personal	50	Costo fijo planta		657993,2

Fuente: INE y elaboración propia.

ANEXO 8**Costos fijo contratista**

Para el servicio de transporte y alimentación se consulto por la cantidad de personal planta, y para el servicio vigilancia se consulto por dos guardias las 24 horas arrojando los costos indicados en el siguiente cuadro.

Tipo servicio	Empresa	Costo mensual US\$	Costo anual US\$
Casino	Central de alimentos Ltda.	6422,5	77069,6
Vigilancia	Seguridad y Custodia Ltda.	3580,0	42959,8
Transporte personal	Texel Ltda.	4979,5	59754,4
TOTAL		14982,0	179783,8

ANEXO 9

Costo transporte combustible

El costo de transporte de combustible fue consultado en TRANSPORTES KLENNER LTDA., el cual asciende a 2,83 US\$/Km. El combustible llegará a la planta por medio de camiones tolvas, los cuales tienen una capacidad de 32 m³.

En el capítulo VIII, se determinó el consumo de combustible en Kg/hr para cada rendimiento de la central.

Considerando que la densidad de los desechos forestales con una humedad aproximada de 30 % es de 0,65 ton/m³, se determinará el volumen de combustible consumido diariamente.

Rendimiento central	Consumo combustible	Consumo combustible	Volumen
%	Kg/hr	Ton/ día	m ³ /día
39	2231,94	53,57	82,41
43	2024,31	48,58	74,74

Para poder determinar la cantidad de camiones, se supone que el tiempo entre carga, transporte y descarga del combustible es de 4 hr y un turno de 8 hr por camión.

$$\frac{32}{4} \frac{\text{m}^3}{\text{hr x camión}} \times 8 \frac{\text{Hr}}{\text{Turno}} = 64 \frac{\text{m}^3}{\text{camión turno}}$$

Por lo tanto, un camión transporta 64m³ por turno y para satisfacer el volumen requerido, se necesitan para cada rendimiento la siguiente cantidad de camiones.

Rendimiento central	Volumen	Camiones	Camiones
%	m ³ /turno		
39	82,41	1,29	2
43	74,74	1,17	2

Cada camión entre cada carga y descarga recorre 80 Km., por lo tanto se tienen los siguientes costos de transporte.

Rendimiento central	Total camiones	Recorrido por camión	Costo transporte	Costo diario total	Costo total transporte
%		Km/día	US\$/Km	US\$/día	US\$/año
39	2	160	2,83	905,6	3330544
43	2	160	2,83	905,6	330544

ANEXO 10**Costos fijos acanche**

Costo de Acanche(US\$/año)			
Rendimiento	(Ton/Año)	(US\$/Ton)	(US\$/año)
39%	19.552	1,83	35779,7
43%	17.733	1,83	32451,4

Fuente:O.D Ingeniería y elaboración propia

ANEXO 11

Las consultas pertinentes respecto a los precio de energía y potencia fueron hechas a las siguientes personas:

Jefe Comercial:

Pedro Carcomo Landa

Correo: pedro.carcamo@saesa.cl

Área estudio Comercial

Héctor Aviles

hector.aviles@saesa.cl

Área estudio Comercial

Nidia Arancibia

nidia.arancibia@saesa.cl

Oficina Comercial

Juan Mackenna 962 .Osorno X Región

Fono: 56- 64-206165

Oficina Administrativa.

Edificio Horizonte, O'HIGGINS 485, 8º piso. Osorno X Región

Fono: 56- 64-206300

ANEXO 12 : Período de recuperación de la inversión (PRI)**ESCENARIO 1****Escenario 1A**

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-4381134,98	-3528407,85	-3491295,01	-3450470,90	-3612062,70	-4076637,76	-4453941,93	-4815585,08	-5160202,56	-5626546,74	-6066721,17	-4430073,20

Escenario 1B

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-4381134,98	-3330570,96	-3068846,76	-2780950,13	-2664617,35	-2817146,19	-2844680,46	-2814862,11	-2721955,87	-2699900,41	-2595498,00	-352258,13

Escenario 1C

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-4381134,98	-3510014,61	-3452019,28	-3388224,41	-3523977,09	-3959540,68	-4304326,15	-4629574,46	-4933514,61	-5354451,44	-5743995,64	-4050951,78

Escenario 1D

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-4381134,98	-3330570,96	-3068846,76	-2780950,13	-2664617,35	-2817146,19	-2844680,46	-2814862,11	-2721955,87	-2699900,41	-2595498,00	-352258,13

ESCENARIO 2**Escenario 2A**

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-4381134,98	-4049871,12	-4573802,50	-5150127,03	-5990582,33	-7201907,24	-8400636,25	-9665846,72	-11004388,26	-12564048,89	-14206871,43	-13893136,37

Escenario 2B

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-4381134,98	-3852034,23	-4151354,24	-4480606,26	-5043136,98	-5942415,67	-6791374,78	-7665123,75	-8566141,56	-9637402,56	-10735648,26	-9815321,31

Escenario 2C

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-4381134,98	-4031477,88	-4534526,77	-5087880,54	-5902496,72	-7084810,17	-8251020,47	-9479836,10	-10777700,31	-12291953,59	-13884145,90	-13514014,96

Escenario 2D

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-4381134,98	-3852034,23	-4151354,24	-4480606,26	-5043136,98	-5942415,67	-6791374,78	-7665123,75	-8566141,56	-9637402,56	-10735648,26	-9815321,31

ESCENARIO 3**Escenario 3A**

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-4381134,98	-3006944,58	-2408787,53	-1750814,77	-1233543,07	-951368,28	-507247,61	34676,56	683983,13	1310955,42	2073429,09	5177244,50

Escenario 3B

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-4381134,98	-2809107,69	-1986339,27	-1081294,01	-286097,72	308123,29	1102013,86	2035399,53	3122229,83	4237601,75	5544652,26	9255059,57

Escenario 3C

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-4381135,00	-2840735,01	-2062659,30	-1206776,03	-471231,46	51631,92	761116,13	1595564,46	2567290,61	3549586,71	4703598,74	8094554,44

Escenario 3D

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
-4381134,98	-2661291,33	-1679486,75	-599501,72	388128,31	1194026,45	2220761,86	3410276,85	4778849,39	6204137,79	7852096,43	11793248,15

ANEXO 13: Flujos de caja escenario 1

Flujo caja escenario 1A

PERIODO EN AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INGRESO												
Generación energía anual en (MWh/Anual)		24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00
Precio energía de venta en (mills US\$/KWh)		123,00	100,00	80,00	70,00	56,00	63,00	66,00	69,00	65,00	69,00	68,00
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA US\$ (E)		3042405,00	2473500,00	1978800,00	1731450,00	1385160,00	1558305,00	1632510,00	1706715,00	1607775,00	1706715,00	1681980,00
Potencia Firme KW		3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Precio de Potencia firme en US\$/KW año		101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90
Potencia Efectiva %		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
INGRESO POTENCIA FIRME US\$(P)		244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00
INGRESOS TOTALES (E + P) US\$ Anual		3286965,00	2718060,00	2223360,00	1976010,00	1629720,00	1802865,00	1877070,00	1951275,00	1852335,00	1951275,00	1926540,00
COSTOS												
Costo variable combustible(US\$/MWh)		9,84	10,13	10,44	10,75	11,07	11,41	11,75	12,10	12,46	12,84	13,22
Costo variable combustible anual (US\$)		238357,70	245508,43	252873,68	260459,89	268273,69	276321,90	284611,55	293149,90	301944,40	311002,73	320332,81
Costo variable no combustible(US\$/MWh)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Costo variable no combustible anual (US\$)		24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00
Costos fijos de operación y mantención (US\$)		1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	1,00
COSTOS TOTALES ANTES DE IMPUESTO US\$		1906514,12	1913664,85	1921030,10	1928616,31	1936430,11	1944478,32	1952767,98	1961306,32	1970100,82	1979159,15	1843423,84
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO EN US\$		1380450,88	302329,90	302329,90	47393,69	-306710,11	-141613,32	-75697,98	-10031,32	-117765,82	-27884,15	83116,16
IMPUESTO		234676,65	57442,68	57442,68	9004,80	-58274,92	-26906,53	-14382,62	-1905,95	-22375,51	-5297,99	15792,07
UTILIDAD NETA		1145774,23	244887,22	244887,22	38388,89	-248435,19	-114706,79	-61315,36	-8125,37	-95390,32	-22586,16	67324,09
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40
Inversión Total	4381134,98											
Inversión excluyendo terreno	3626660,00											
Valor residual												2030929,60
FLUJO DE CAJA	-3626660,00	1290840,63	389953,62	389953,62	183455,29	-103368,79	30359,61	83751,04	136941,03	49676,08	122480,24	2243320,09
VAN (10%)	-798238,65											
TIR	4,8%											

Flujo caja escenario 1B

PERIODO EN AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INGRESO												
Generación energía anual en (MWh/Anual)		24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00
Precio energía de venta en (mills US\$/KWh)		123,00	100,00	80,00	70,00	56,00	63,00	66,00	69,00	65,00	69,00	68,00
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA US\$ (E)		3042405,00	2473500,00	1978800,00	1731450,00	1385160,00	1558305,00	1632510,00	1706715,00	1607775,00	1706715,00	1681980,00
Potencia Firme KW		3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Precio de Potencia firme en US\$ /KW año		101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90
Potencia Efectiva %		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
INGRESO POTENCIA FIRME US\$(P)		244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00
INGRESOS TOTALES (E + P) US\$ Anual		3286965,00	2718060,00	2223360,00	1976010,00	1629720,00	1802865,00	1877070,00	1951275,00	1852335,00	1951275,00	1926540,00
COSTOS												
Costo variable combustible(US\$/MW h)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo variable combustible anual (US\$)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo variable no combustible(US\$/MW h)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Costo variable no combustible anual (US\$)		24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00
Costos fijos de operación y mantención (US\$)		1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	1,00
COSTOS TOTALES ANTES DE IMPUESTO US\$		1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1523091,02
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO EN US\$		1618808,58	555203,58	555203,58	307853,58	-38436,42	134708,58	208913,58	283118,58	184178,58	283118,58	403448,98
IMPUESTO		275197,46	105488,68	105488,68	58492,18	-7302,92	25594,63	39693,58	53792,53	34993,93	53792,53	76655,31
UTILIDAD NETA		1343611,12	449714,90	449714,90	249361,40	-31133,50	109113,95	169220,00	229326,05	149184,65	229326,05	326793,67
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40
Inversión Total	4381134,98											
Inversión excluyendo terreno	3626660,00											
Valor residual												2030929,60
FLUJO DE CAJA	-3626660,00	1488677,52	594781,30	594781,30	394427,80	113932,90	254180,35	314286,40	374392,45	294251,05	374392,45	2502789,67
VAN (10%)	631010,65											
TIR	13,9%											

Flujo caja escenario 1C

PERIODO EN AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INGRESO												
Generación energía anual en (MWh/Anual)		24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00
Precio Energía de venta en (mills US\$/KWh)		123,00	100,00	80,00	70,00	56,00	63,00	66,00	69,00	65,00	69,00	68,00
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA US\$ (E)		3042405,00	2473500,00	1978800,00	1731450,00	1385160,00	1558305,00	1632510,00	1706715,00	1607775,00	1706715,00	1681980,00
Potencia Firme KW		3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Precio de Potencia firme en US\$/KW año		101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90
Potencia Efectiva %		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
INGRESO POTENCIA FIRME US\$(P)		244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00
INGRESOS TOTALES (E + P) US\$ Anual		3286965,00	2718060,00	2223360,00	1976010,00	1629720,00	1802865,00	1877070,00	1951275,00	1852335,00	1951275,00	1926540,00
COSTOS												
Costo variable combustible(US\$/MW h)		8,92	9,19	9,47	9,75	10,04	10,35	10,66	10,98	11,31	11,64	11,99
Costo variable combustible anual (US\$)		216197,18	222683,09	229363,58	236244,49	243331,83	250631,78	258150,73	265895,26	273872,11	282088,28	290550,93
Costo variable no combustible(US\$/MW h)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Costo variable no combustible anual (US\$)		24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00
Costos fijos de operación y mantención (US\$)		1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	1,00
COSTOS TOTALES ANTES DE IMPUESTO US\$		1884353,60	1890839,51	1897520,01	1904400,91	1911488,25	1918788,20	1926307,16	1934051,68	1942028,54	1950244,70	1813641,95
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO EN US\$		1402611,40	325839,99	325839,99	71609,09	-281768,25	-115923,20	-49237,16	17223,32	-89693,54	1030,30	112898,05
IMPUESTO		238443,94	61909,60	61909,60	13605,73	-53535,97	-22025,41	-9355,06	3272,43	-17041,77	195,76	21450,63
UTILIDAD NETA		1164167,46	263930,40	263930,40	58003,36	-228232,28	-93897,79	-39882,10	13950,89	-72651,76	834,54	91447,42
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40
Inversión Total	4381134,98											
Inversión excluyendo terreno	3626660,00											
Valor residual												2030929,60
FLUJO DE CAJA	-3626660,00	1309233,86	408996,80	408996,80	203069,76	-83165,88	51168,61	105184,30	159017,29	72414,64	145900,94	2267443,42
VAN (10%)	-665358,91											
TIR	5,7%											

Flujo caja escenario 1D

PERIODO EN AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INGRESO												
Generación energía anual en (MWh/Anual)		24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00
Precio energía de venta en (mills US\$/KWh)		123,00	100,00	80,00	70,00	56,00	63,00	66,00	69,00	65,00	69,00	68,00
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA US\$ (E)		3042405,00	2473500,00	1978800,00	1731450,00	1385160,00	1558305,00	1632510,00	1706715,00	1607775,00	1706715,00	1681980,00
Potencia Firme KW		3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Precio de Potencia firme en US\$ /KW año		101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90
Potencia Efectiva %		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
INGRESO POTENCIA FIRME US\$(P)		244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00
INGRESOS TOTALES (E + P) US\$ Anual		3286965,00	2718060,00	2223360,00	1976010,00	1629720,00	1802865,00	1877070,00	1951275,00	1852335,00	1951275,00	1926540,00
COSTOS												
Costo variable combustible(US\$/MW h)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo variable combustible anual (US\$)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo variable no combustible(US\$/MW h)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Costo variable no combustible anual (US\$)		24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00
Costos fijos de operación y mantención (US\$)		1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	1,00
COSTOS TOTALES ANTES DE IMPUESTO US\$		1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1523091,02
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO EN US\$		1618808,58	555203,58	555203,58	307853,58	-38436,42	134708,58	208913,58	283118,58	184178,58	283118,58	403448,98
IMPUESTO		275197,46	105488,68	105488,68	58492,18	-7302,92	25594,63	39693,58	53792,53	34993,93	53792,53	76655,31
UTILIDAD NETA		1343611,12	449714,90	449714,90	249361,40	-31133,50	109113,95	169220,00	229326,05	149184,65	229326,05	326793,67
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40
Inversión Total	4381134,98											
Inversión excluyendo terreno	3626660,00											
Valor residual												2030929,60
FLUJO DE CAJA	-3626660,00	1488677,52	594781,30	594781,30	394427,80	113932,90	254180,35	314286,40	374392,45	294251,05	374392,45	2502789,67
VAN (10%)	631010,65											
TIR	13,9											

ANEXO 14: Flujos de caja escenario 2

Flujo caja escenario 2A

PERIODO EN AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INGRESO												
Generación energía anual en (MWh/Anual)		24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00
Precio energía de venta en (mills US\$/KWh)		97,60	74,60	54,60	44,60	30,60	37,60	40,60	43,60	39,60	43,60	42,60
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA US\$ (E)		2414136,00	1845231,00	1350531,00	1103181,00	756891,00	930036,00	1004241,00	1078446,00	979506,00	1078446,00	1053711,00
Potencia Firme KW		3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Precio de Potencia firme en US\$ /KW año		101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90
Potencia Efectiva %		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
INGRESO POTENCIA FIRME US\$(P)		244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00
INGRESOS TOTALES (E + P) US\$ Anual		2658696,00	2089791,00	1595091,00	1347741,00	1001451,00	1174596,00	1248801,00	1323006,00	1224066,00	1323006,00	1298271,00
COSTOS												
Costo variable combustible(US\$/MW h)		9,84	10,13	10,44	10,75	11,07	11,41	11,75	12,10	12,46	12,84	13,22
Costo variable combustible anual (US\$)		238357,70	245508,43	252873,68	260459,89	268273,69	276321,90	284611,55	293149,90	301944,40	311002,73	320332,81
Costo variable no combustible(US\$/MW h)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Costo variable no combustible anual (US\$)		24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00
Costos fijos de operación y mantención (US\$)		1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	1,00
COSTOS TOTALES ANTES DE IMPUESTO US\$		1906514,12	1913664,85	1921030,10	1928616,31	1936430,11	1944478,32	1952767,98	1961306,32	1970100,82	1979159,15	1843423,84
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO EN US\$		752181,88	-325939,10	-325939,10	-580875,31	-934979,11	-769882,32	-703966,98	-638300,32	-746034,82	-656153,15	-545152,84
IMPUESTO		127870,92	-61928,43	-61928,43	-110366,31	-177646,03	-146277,64	-133753,73	-121277,06	-141746,62	-124669,10	-103579,04
UTILIDAD NETA		624310,96	-264010,67	-264010,67	-470509,00	-757333,08	-623604,68	-570213,25	-517023,26	-604288,21	-531484,05	-441573,80
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40
Inversión Total	4381134,98											
Inversión excluyendo terreno	3626660,00											
Valor residual												2030929,60
FLUJO DE CAJA	-3626660,00	769377,36	-118944,27	-118944,27	-325442,60	-612266,68	-478538,28	-425146,85	-371956,86	-459221,81	-386417,65	1734422,20
VAN (10%)	-4114984,56											
TIR												

Flujo caja escenario 2B

PERIODO EN AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INGRESO												
Generación energía anual en (MWh/Anual)		24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00
Precio Energía de venta en (mills US\$/KWh)		97,60	74,60	54,60	44,60	30,60	37,60	40,60	43,60	39,60	43,60	42,60
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA US\$ (E)		2414136,00	1845231,00	1350531,00	1103181,00	756891,00	930036,00	1004241,00	1078446,00	979506,00	1078446,00	1053711,00
Potencia Firme KW		3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Precio de Potencia firme en US\$ /KW año		101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90
Potencia Efectiva %		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
INGRESO POTENCIA FIRME US\$(P)		244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00
INGRESOS TOTALES (E + P) US\$ Anual		2658696,00	2089791,00	1595091,00	1347741,00	1001451,00	1174596,00	1248801,00	1323006,00	1224066,00	1323006,00	1298271,00
COSTOS												
Costo variable combustible(US\$/MWh)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo variable combustible anual (US\$)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo variable no combustible(US\$/MWh)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Costo variable no combustible anual (US\$)		24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00
Costos fijos de operación y mantención (US\$)		1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	1,00
COSTOS TOTALES ANTES DE IMPUESTO US\$		1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1523091,02
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO EN US\$		990539,58	-73065,42	-73065,42	-320415,42	-666705,42	-493560,42	-419355,42	-345150,42	-444090,42	-345150,42	-224820,02
IMPUESTO		168391,73	-13882,43	-13882,43	-60878,93	-126674,03	-93776,48	-79677,53	-65578,58	-84377,18	-65578,58	-42715,80
UTILIDAD NETA		822147,85	-59182,99	-59182,99	-259536,49	-540031,39	-399783,94	-339677,89	-279571,84	-359713,24	-279571,84	-182104,22
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40
Inversión Total	4381134,98											
Inversión excluyendo terreno	3626660,00											
Valor residual												2030929,60
FLUJO DE CAJA	-3626660,00	967214,25	85883,41	85883,41	-114470,09	-394964,99	-254717,54	-194611,49	-134505,44	-214646,84	-134505,44	1993891,78
VAN (10%)	-2685735,26											
TIR												

Flujo caja escenario 2C

PERIODO EN AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INGRESO												
Generación energía anual en (MWh/Anual)		24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00
Precio Energía de venta en (mills US\$/KWh)		97,60	74,60	54,60	44,60	30,60	37,60	40,60	43,60	39,60	43,60	42,60
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA US\$ (E)		2414136,00	1845231,00	1350531,00	1103181,00	756891,00	930036,00	1004241,00	1078446,00	979506,00	1078446,00	1053711,00
Potencia Firme KW		3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Precio de Potencia firme en US\$ /KW año		101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90
Potencia Efectiva %		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
INGRESO POTENCIA FIRME US\$(P)		244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00
INGRESOS TOTALES (E + P) US\$ Anual		2658696,00	2089791,00	1595091,00	1347741,00	1001451,00	1174596,00	1248801,00	1323006,00	1224066,00	1323006,00	1298271,00
COSTOS												
Costo variable combustible(US\$/MW*h)		8,92	9,19	9,47	9,75	10,04	10,35	10,66	10,98	11,31	11,64	11,99
Costo variable combustible anual (US\$)		216197,18	222683,09	229363,58	236244,49	243331,83	250631,78	258150,73	265895,26	273872,11	282088,28	290550,93
Costo variable no combustible(US\$/MW h)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Costo variable no combustible anual (US\$)		24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00
Costos fijos de operación y mantención (US\$)		1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	1,00
COSTOS TOTALES ANTES DE IMPUESTO US\$		1884353,60	1890839,51	1897520,01	1904400,91	1911488,25	1918788,20	1926307,16	1934051,68	1942028,54	1950244,70	1813641,95
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO EN US\$		774342,40	-302429,01	-302429,01	-556659,91	-910037,25	-744192,20	-677506,16	-611045,68	-717962,54	-627238,70	-515370,95
IMPUESTO		131638,21	-57461,51	-57461,51	-105765,38	-172907,08	-141396,52	-128726,17	-116098,68	-136412,88	-119175,35	-97920,48
UTILIDAD NETA		642704,19	-244967,49	-244967,49	-450894,53	-737130,17	-602795,68	-548779,99	-494947,00	-581549,65	-508063,35	-417450,47
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40
Inversión Total	4381134,98											
Inversión excluyendo terreno	3626660,00											
Valor residual												2030929,60
FLUJO DE CAJA	-3626660,00	787770,59	-99901,09	-99901,09	-305828,13	-592063,77	-457729,28	-403713,59	-349880,60	-436483,25	-362996,95	1758545,53
VAN (10%)	-3982104,82											
TIR												

Flujo caja escenario 2D

PERIODO EN AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INGRESO												
Generación energía anual en (MWh/Anual)		24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00
Precio Energía de venta en (mills US\$/KWh)		97,60	74,60	54,60	44,60	30,60	37,60	40,60	43,60	39,60	43,60	42,60
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA US\$ (E)		2414136,00	1845231,00	1350531,00	1103181,00	756891,00	930036,00	1004241,00	1078446,00	979506,00	1078446,00	1053711,00
Potencia Firme KW		3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Precio de Potencia firme en US\$ /KW año		101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90
Potencia Efectiva %		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
INGRESO POTENCIA FIRME US\$(P)		244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00
INGRESOS TOTALES (E + P) US\$ Anual		2658696,00	2089791,00	1595091,00	1347741,00	1001451,00	1174596,00	1248801,00	1323006,00	1224066,00	1323006,00	1298271,00
COSTOS												
Costo variable combustible(US\$/MW h)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo variable combustible anual (US\$)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo variable no combustible(US\$/MW*h)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Costo variable no combustible anual (US\$)		24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00
Costos fijos de operación y mantención (US\$)		1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	1,00
COSTOS TOTALES ANTES DE IMPUESTO US\$		1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1523091,02
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO EN US\$		990539,58	-73065,42	-73065,42	-320415,42	-666705,42	-493560,42	-419355,42	-345150,42	-444090,42	-345150,42	-224820,02
IMPUESTO		168391,73	-13882,43	-13882,43	-60878,93	-126674,03	-93776,48	-79677,53	-65578,58	-84377,18	-65578,58	-42715,80
UTILIDAD NETA		822147,85	-59182,99	-59182,99	-259536,49	-540031,39	-399783,94	-339677,89	-279571,84	-359713,24	-279571,84	-182104,22
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40
Inversión Total	4381134,98											
Inversión excluyendo terreno	3626660,00											
Valor residual												2030929,60
FLUJO DE CAJA	-3626660,00	967214,25	85883,41	85883,41	-114470,09	-394964,99	-254717,54	-194611,49	-134505,44	-214646,84	-134505,44	1993891,78
VAN (10%)	-2685735,26											
TIR												

ANEXO 15: Flujos de caja escenario 3

Flujo caja escenario 3A

PERIODO EN AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INGRESO												
Generación energía anual en (MWh/Anual)		24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00
Precio energía de venta en (mills US\$/KWh)		148,40	125,40	105,40	95,40	81,40	88,40	91,40	94,40	90,40	94,40	100,60
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA US\$ (E)		3670674,00	3101769,00	2607069,00	2359719,00	2013429,00	2186574,00	2260779,00	2334984,00	2236044,00	2334984,00	2488341,00
Potencia Firme KW		3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Precio de Potencia firme en US\$ /KW año		101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90
Potencia Efectiva %		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
INGRESO POTENCIA FIRME US\$(P)		244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00
INGRESOS TOTALES (E + P) US\$ Anual		3915234,00	3346329,00	2851629,00	2604279,00	2257989,00	2431134,00	2505339,00	2579544,00	2480604,00	2579544,00	2732901,00
COSTOS												
Costo variable combustible(US\$/MWh)		9,84	10,13	10,44	10,75	11,07	11,41	11,75	12,10	12,46	12,84	13,22
Costo variable combustible anual (US\$)		238357,70	245508,43	252873,68	260459,89	268273,69	276321,90	284611,55	293149,90	301944,40	311002,73	320332,81
Costo variable no combustible(US\$/MW h)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Costo variable no combustible anual (US\$)		24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00
Costos fijos de operación y mantención (US\$)		1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	1,00
COSTOS TOTALES ANTES DE IMPUESTO US\$		1906514,12	1913664,85	1921030,10	1928616,31	1936430,11	1944478,32	1952767,98	1961306,32	1970100,82	1979159,15	1843423,84
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO EN US\$		2008719,88	930598,90	930598,90	675662,69	321558,89	486655,68	552571,02	618237,68	510503,18	600384,85	889477,16
IMPUESTO		341482,38	176813,79	176813,79	128375,91	61096,19	92464,58	104988,49	117465,16	96995,60	114073,12	169000,66
UTILIDAD NETA		1667237,50	753785,11	753785,11	547286,78	260462,70	394191,10	447582,53	500772,52	413507,57	486311,73	720476,50
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40
Inversión Total	4381134,98											
Inversión excluyendo terreno	3626660,00											
Valor residual												2030929,60
FLUJO DE CAJA	-3626660,00	1812303,90	898851,51	898851,51	692353,18	405529,10	539257,50	592648,93	645838,92	558573,97	631378,13	2896472,50
VAN (10%)	2569067,59											
TIR	25,4%											

Flujo caja escenario 3B

PERIODO EN AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INGRESO												
Generación energía anual en (MWh/Anual)		24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00
Precio energía de venta en (mills US\$/KWh)		148,40	125,40	105,40	95,40	81,40	88,40	91,40	94,40	90,40	94,40	100,60
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA US\$ (E)		3670674,00	3101769,00	2607069,00	2359719,00	2013429,00	2186574,00	2260779,00	2334984,00	2236044,00	2334984,00	2488341,00
Potencia Firme KW		3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Precio de Potencia firme en US\$/KW año		101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90
Potencia Efectiva %		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
INGRESO POTENCIA FIRME US\$(P)		244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00
INGRESOS TOTALES (E + P) US\$ Anual		3915234,00	3346329,00	2851629,00	2604279,00	2257989,00	2431134,00	2505339,00	2579544,00	2480604,00	2579544,00	2732901,00
COSTOS												
Costo variable combustible(US\$/MWh)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo variable combustible anual (US\$)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo variable no combustible(US\$/MWh)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Costo variable no combustible anual (US\$)		24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00
Costos fijos de operación y mantención (US\$)		1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	1,00
COSTOS TOTALES ANTES DE IMPUESTO US\$		1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1523091,02
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO EN US\$		2247077,58	1183472,58	1183472,58	936122,58	589832,58	762977,58	837182,58	911387,58	812447,58	911387,58	1209809,98
IMPUESTO		382003,19	224859,79	224859,79	177863,29	112068,19	144965,74	159064,69	173163,64	154365,04	173163,64	229863,90
UTILIDAD NETA		1865074,39	958612,79	958612,79	758259,29	477764,39	618011,84	678117,89	738223,94	658082,54	738223,94	979946,08
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40
Inversión Total	4381134,98											
Inversión excluyendo terreno	3626660,00											
Valor residual												2030929,60
FLUJO DE CAJA	-3626660,00	2010140,79	1103679,19	1103679,19	903325,69	622830,79	763078,24	823184,29	883290,34	803148,94	883290,34	3155942,08
VAN (10%)	3998316,90											
TIR	33,1%											

Flujo caja escenario 3C

PERIODO EN AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INGRESO												
Generación energía anual en (MWh/Anual)		24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00
Precio energía de venta en (mills US\$/KWh)		155,60	132,60	112,60	102,60	88,60	95,60	98,60	101,60	97,60	101,60	100,60
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA US\$ (E)		3848766,00	3279861,00	2785161,00	2537811,00	2191521,00	2364666,00	2438871,00	2513076,00	2414136,00	2513076,00	2488341,00
Potencia Firme KW		3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Precio de Potencia firme en US\$/KW año		101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90
Potencia Efectiva %		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
INGRESO POTENCIA FIRME US\$(P)		244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00
INGRESOS TOTALES (E + P) US\$ Anual		4093326,00	3524421,00	3029721,00	2782371,00	2436081,00	2609226,00	2683431,00	2757636,00	2658696,00	2757636,00	2732901,00
COSTOS												
Costo variable combustible(US\$/MWh)		8,92	9,19	9,47	9,75	10,04	10,35	10,66	10,98	11,31	11,64	11,99
Costo variable combustible anual (US\$)		216197,18	222683,09	229363,58	236244,49	243331,83	250631,78	258150,73	265895,26	273872,11	282088,28	290550,93
Costo variable no combustible(US\$/MW h)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Costo variable no combustible anual (US\$)		24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00
Costos fijos de operación y mantención (US\$)		1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	1,00
COSTOS TOTALES ANTES DE IMPUESTO US\$		1884353,60	1890839,51	1897520,01	1904400,91	1911488,25	1918788,20	1926307,16	1934051,68	1942028,54	1950244,70	1813641,95
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO EN US\$		2208972,40	1132200,99	1132200,99	877970,09	524592,75	690437,80	757123,84	823584,32	716667,46	807391,30	919259,05
IMPUESTO		375525,31	215118,19	215118,19	166814,32	99672,62	131183,18	143853,53	156481,02	136166,82	153404,35	174659,22
UTILIDAD NETA		1833447,09	917082,81	917082,81	711155,77	424920,13	559254,62	613270,31	667103,30	580500,65	653986,95	744599,83
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40
Inversión Total	4381134,98											
Inversión excluyendo terreno	3626660,00											
Valor residual												2030929,60
FLUJO DE CAJA	-3626660,00	1978513,49	1062149,21	1062149,21	856222,17	569986,53	704321,02	758336,71	812169,70	725567,05	799053,35	2920595,83
VAN (10%)	3591566,95											
TIR	31,33%											

Flujo caja escenario 3D

PERIODO EN AÑO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INGRESO												
Generación energía anual en (MWh/Anual)		24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00	24735,00
Precio Energía de venta en (mills US\$/KWh)		155,60	132,60	112,60	102,60	88,60	95,60	98,60	101,60	97,60	101,60	100,60
INGRESO POR VENTA DE ENERGIA US\$ (E)		3848766,00	3279861,00	2785161,00	2537811,00	2191521,00	2364666,00	2438871,00	2513076,00	2414136,00	2513076,00	2488341,00
Potencia Firme KW		3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00	3000,00
Precio de Potencia firme en US\$ /KW año		101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90	101,90
Potencia Efectiva %		0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
INGRESO POTENCIA FIRME US\$(P)		244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00	244560,00
INGRESOS TOTALES (E + P) US\$ Anual		4093326,00	3524421,00	3029721,00	2782371,00	2436081,00	2609226,00	2683431,00	2757636,00	2658696,00	2757636,00	2732901,00
COSTOS												
Costo variable combustible(US\$/MW h)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo variable combustible anual (US\$)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costo variable no combustible(US\$/MW h)		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Costo variable no combustible anual (US\$)		24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00	24225,00
Costos fijos de operación y mantención (US\$)		1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02	1498865,02
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	1,00
COSTOS TOTALES ANTES DE IMPUESTO US\$		1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1668156,42	1523091,02
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO EN US\$		2425169,58	1361564,58	1361564,58	1114214,58	767924,58	941069,58	1015274,58	1089479,58	990539,58	1089479,58	1209809,98
IMPUESTO		412278,83	258697,27	258697,27	211700,77	145905,67	178803,22	192902,17	207001,12	188202,52	207001,12	229863,90
UTILIDAD NETA		2012890,75	1102867,31	1102867,31	902513,81	622018,91	762266,36	822372,41	882478,46	802337,06	882478,46	979946,08
Depreciación		145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40	145066,40
Inversión Total	4381134,98											
Inversión excluyendo terreno	3626660,00											
Valor residual												2030929,60
FLUJO DE CAJA	-3626660,00	2157957,15	1247933,71	1247933,71	1047580,21	767085,31	907332,76	967438,81	1027544,86	947403,46	1027544,86	3155942,08
VAN (10%)	4887936,51											
TIR	38,1%											

ANEXO 16

Desviación estándar

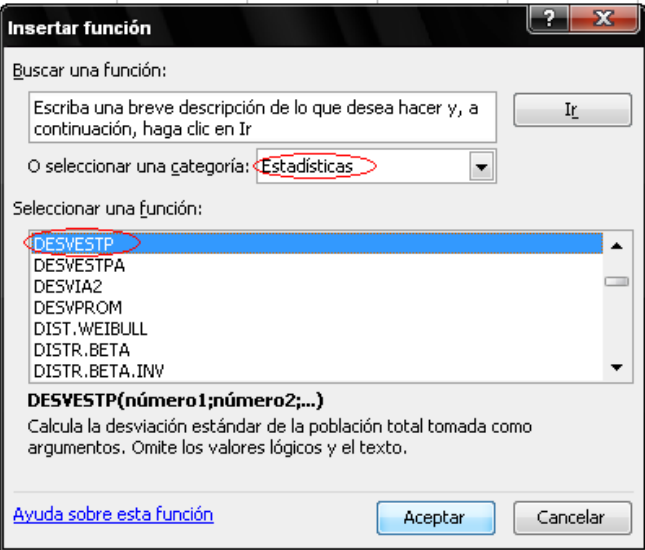
Los Precios Promedio de Energía (cuadro N° 12), calculados respecto a los Precio Nudos históricos del Sistemas (SIC) del anexo 1, se utilizaran para determinar la desviación estándar y el coeficiente de correlación lineal.

- **Desviación Estándar**

La desviación estándar, es una medida de dispersión para variables de razón y de intervalo. Es una medida (cuadrática) que informa la media de distancias que tienen los datos respecto de su media aritmética, expresada en las mismas unidades que la variable [11].

En las siguientes figuras, se aprecia el cálculo de la desviación estándar a partir de los precios promedio de energía.

PRECIOS PROMEDIO DE ENERGIA	
AÑOS	mills/KWh
1998	32,8
1999	29
2000	31,5
2001	34,5
2002	31,9
2003	33,7
2004	41,9
2005	56,1
2006	62,9
2007	88
2008	109,2
Desviación	=



Insertar función

Buscar una función:

Escriba una breve descripción de lo que desea hacer y, a continuación, haga clic en Ir

O seleccionar una categoría: **Estadísticas**

Seleccionar una función:

DESVESTP

DESVESTPA
DESVIA2
DESVPROM
DIST.WEIBULL
DISTR.BETA
DISTR.BETA.INV

DESVESTP(número1;número2;...)

Calcula la desviación estándar de la población total tomada como argumentos. Omite los valores lógicos y el texto.

[Ayuda sobre esta función](#)

PRECIO PROMEDIO DE ENERGIA	
mills/KWh	
32,8	
29	
31,5	
34,5	
31,9	
33,7	
41,9	
56,1	
62,9	
88	
109,2	
ESTP(E27:E37)	

Argumentos de función

DESVESTP

Número1: E27:E37 = {32,8|29|31,5|34,5|...}

Número2: = número

= 25,45996046

Calcula la desviación estándar de la población total tomada como argumentos. Omite los valores lógicos y el texto.

Número1: número1;número2;... son de 1 a 30 argumentos numéricos que corresponden a una población y que pueden ser números o referencias que contienen números.

Resultado de la fórmula = 25,45996046

[Ayuda sobre esta función](#)

Aceptar Cancelar

Se obtuvo una desviación de 25,4 (mills/KWh).

- **Coefficiente de Correlación lineal.**

Es una medida de asociación lineal independiente de las unidades de medida, es igual a la covarianza dividida por las desviaciones estándar. Cuanto más cerca esté *corr* de +1 o -1, mejor será el grado de relación lineal [11].

PRECIOS PROMEDIO DE ENERGIA	
AÑOS	mills/KWh
1	32,8
2	29
3	31,5
4	34,5
5	31,9
6	33,7
7	41,9
8	56,1
9	62,9
10	88
11	109,2
Cef. Correlación	(D37;E27:E37)

Argumentos de función

COEF.DE.CORREL

Matriz1: D27:D37 = {1|2|3|4|5|6|7|8|9|1}

Matriz2: E27:E37 = {32,8|29|31,5|34,5|...}

= 0,864247333

Devuelve el coeficiente de correlación de dos conjuntos de datos.

Matriz2 es un segundo rango de celdas de valores. Los valores deben ser números, nombres, matrices o referencias que contengan números.

Resultado de la fórmula = 0,864247333

[Ayuda sobre esta función](#)

Aceptar Cancelar

ANEXO 17

Reglamentación vigente en Chile

La legislación ambiental de Chile regula las materias relacionadas con la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza, la conservación del patrimonio medio ambiental y el derecho a vivir en un ambiente libre de contaminación. A continuación se presentan las principales regulaciones nacionales relacionadas con el control de los impactos y alteraciones al medio ambiente [16].

Ley Base de Medio Ambiente

La Ley Base del Medio Ambiente N°19.300, establece las exigencias ambientales a los proyectos de inversión en el sector eléctrico. En efecto, el Artículo 10 de la Ley establece que los proyectos de centrales generadoras de energía mayores a 3 MW, para ser llevados a cabo, deberán presentar previamente un informe de Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Por otra parte, el Artículo 11, establece criterios para determinar cuando un proyecto requiere de un EIA y define los roles y responsabilidades de las Comisiones Regionales del Medio Ambiente (COREMAS) y la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) [16].

Decreto Supremo N°185/91 del Ministerio de Minería

El decreto establece las normas primarias de calidad de aire aplicables a todo el territorio nacional y rige para todos los establecimientos que emitan cantidades mayores o iguales a tres toneladas diarias de anhídrido sulfuroso o una tonelada diaria de material particulado, medido en la chimenea de descarga.