

**UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO**  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA CALDERAS AUXILIARES Y DE BIOMASA CMPC  
PACÍFICO.”**

Informe de Habilitación Profesional  
presentado en conformidad a los requisitos  
para optar al Título de Ingeniero Civil Mecánico

Profesor Guía:

**Sr. Juan Carlos Martín Hardessen**

**CARLOS EDUARDO ESCOBAR BRANDELL**

**CONCEPCIÓN – CHILE**

**2013**

## RESUMEN

El presente proyecto evalúa técnica y económicamente dos calderas de vapor auxiliares y la posible instalación de una caldera de biomasa en planta CMPC Pacífico. Lo que permite analizar la situación actual de la planta en cuanto a generación de vapor, estado de calderas auxiliares y generación de energía eléctrica. Actualmente se presenta un déficit de vapor y es debido principalmente a la distribución de vapor a CMPC Plywood, ya que en el corto plazo se debe aumentar la cantidad de vapor entregada a Plywood en 50 t/h. Para esto se presentan cuatro alternativas las cuales son; reparación de calderas auxiliares, cambio calderas auxiliares por dos de similares características a las actuales, cambio de calderas auxiliares por una de la misma capacidad de las actuales y cambio de calderas auxiliares por una caldera de biomasa.

El proyecto se realiza utilizando la información existente en la planta. Para las calderas auxiliares se utiliza manuales, informes técnicos, inspecciones, y cotizaciones de calderas. Para seleccionar la caldera de biomasa se utilizan manuales, modelos de cálculo, bases de la caldera de biomasa actual en la planta, y cotizaciones de calderas.

Una vez realizada la parte técnica, se elabora la viabilidad de las alternativas planteadas.

Para esto se determina el valor de cada alternativa de las cuales solo la caldera de biomasa tiene ingresos por venta de energía eléctrica, las calderas auxiliares no tienen ingresos ya que son para arranques de planta, soporte en caso de emergencia y cubren déficit de vapor temporalmente.

Para el estudio de la caldera de biomasa se tomó en cuenta precios para proyectos en la planta, con lo cual se obtuvo indicadores económicos.

Luego del análisis técnico económico se determina que la mejor opción es instalar una caldera de biomasa de ciento veinte toneladas por hora la cual generara vapor a 60 bar y a una temperatura de 450°C. Producirá el vapor a proceso necesario para la planta y para cubrir la entrega de vapor a CMPC Plywood, además los turbogeneradores serán utilizados para generar mayor cantidad de energía eléctrica.

Según los indicadores económicos VAN, TIR y PRI, esta alternativa sería rentable para la planta, además esta alternativa es sustentable.

Se evaluó las tres primeras alternativas independientemente, que equivalen a la evaluación de las calderas auxiliares, de las cuales se determina que la mejor alternativa es cambiar las calderas

auxiliares por dos unidades de similares características, esto en caso de que en el corto plazo no se concrete el proyecto de instalar una nueva caldera de biomasa.

## CONTENIDOS

<b>1 ANTECEDENTES GENERALES.....</b>	<b>12</b>
1.1 INTRODUCCIÓN.....	12
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	14
1.3 OBJETIVO GENERAL.....	15
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
1.5 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PLANTEADAS POR CMPC PACÍFICO.....	15
1.6 LIMITACIONES.....	16
<b>2 CALDERAS AUXILIARES A PETRÓLEO.....</b>	<b>17</b>
2.1 VISIÓN GENERAL.....	17
2.2 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE LAS CALDERAS AUXILIARES.....	17
2.3 PARTES PRINCIPALES DE LA CALDERA BABCOCK BRIONES.....	18
2.3.1 Quemador.....	18
2.3.2 Hogar.....	19
2.3.3 Ventilador aire combustión.....	19
2.3.4 Domo.....	19
2.3.5 Banco Generador.....	20
2.3.6 Colector.....	20
2.3.7 Puertas de acceso (Manhole).....	20
2.3.8 Acabados exteriores.....	21
2.4 CAUSAS CARACTERÍSTICAS DE FALLAS EN EQUIPOS DE VAPOR.....	22
2.4.1 Clasificación de las causas.....	22
2.4.2 Fallas que involucran ruptura de tuberías.....	22
2.5 ANTECEDENTES CMPC PACÍFICO.....	23
2.5.1 Ruptura de tubos.....	23
2.5.2 Taponeo de tubos.....	24
2.5.3 Desprendimiento de refractario.....	24
2.5.4 Rotura de las paredes exteriores.....	24
2.5.5 Condición actual de las calderas auxiliares.....	25
2.5.6 Caldera N°1.....	25

2.5.7	<i>Caldera N°2</i> .....	26
2.6	<b>CÁLCULO DE DURACIÓN CALDERAS AUXILIARES SEGÚN ESPESOR DE TUBOS.</b> ....	29
2.6.1	<i>Límite de retiro</i> .....	30
2.6.2	<i>Determinación del promedio de milímetros de desgaste al año.</i> .....	31
2.6.3	<i>Duración de los tubos calderas auxiliares</i> .....	32
<b>3</b>	<b>CALDERA DE BIOMASA</b> .....	<b>33</b>
3.1	<b>CALDERAS DE LECHO FLUIDO</b> .....	34
3.1.1	<i>Fundamentos de fluidización.</i> .....	35
3.1.2	<i>Proceso de fluidización</i> .....	35
3.1.3	<i>Ventajas del lecho fluido</i> .....	36
3.2	<b>CALDERAS DE LECHO FLUIDO BURBUJEANTE</b> .....	37
3.2.1	<i>Descripción del proceso</i> .....	37
3.2.2	<i>Características principales.</i> .....	38
3.2.3	<i>Hogar.</i> .....	39
3.2.4	<i>Sistema de alimentación de combustible.</i> .....	40
3.2.5	<i>Rejilla distribuidora de aire.</i> .....	40
3.2.6	<i>Plenum</i> .....	40
3.2.7	<i>Sistema de encendido</i> .....	41
3.2.8	<i>Sistema de extracción del material.</i> .....	41
3.2.9	<i>Domo.</i> .....	42
3.2.10	<i>Sobrecalentadores.</i> .....	42
3.2.11	<i>Precipitador electrostático.</i> .....	43
3.2.12	<i>Economizadores</i> .....	46
3.2.13	<i>Deshollinado.</i> .....	46
3.3	<b>CAPACIDAD DE LA CALDERA.</b> .....	47
3.3.1	<i>Modelo de cálculo.</i> .....	47
3.3.2	<i>Fase y configuración de funciones.</i> .....	48
3.3.3	<i>Fase estrategia.</i> .....	48
3.3.4	<i>Resultados SDV.</i> .....	49
3.3.5	<i>Casos analizados.</i> .....	49

3.3.6	<i>Descripción casos analizados.....</i>	50
3.4	<b>MATERIA PRIMA.....</b>	53
3.4.1	<i>Disponibilidad del recurso industria forestal.....</i>	54
<b>4</b>	<b>ESTUDIO ECONÓMICO.....</b>	<b>56</b>
4.1	VAN .....	56
4.2	TIR.....	56
4.3	PERIODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN.....	57
4.4	COSTOS CALDERAS AUXILIARES.....	57
4.4.1	<i>Costos, Alternativa N°1.....</i>	58
4.4.2	<i>Costos, Alternativa N°2.....</i>	59
4.4.3	<i>Costos, alternativa N°3.....</i>	60
4.5	ESTUDIO ECONÓMICO CALDERA DE BIOMASA.....	62
4.5.1	<i>Modelo económico.....</i>	62
4.5.2	<i>Condiciones generales para el estudio económico.....</i>	62
4.5.3	<i>Inversiones del proyecto.....</i>	63
4.5.4	<i>Análisis del estudio económico.....</i>	66
4.5.5	<i>Análisis de sensibilidad del proyecto.....</i>	66
4.5.6	<i>Sensibilidad del costo de PDM.....</i>	67
<b>5</b>	<b>ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS EN BASE A LOS DATOS OBTENIDOS.....</b>	<b>68</b>
5.1.1	<i>Alternativa N° 1.....</i>	68
5.1.2	<i>Alternativa N° 2.....</i>	69
5.1.3	<i>Alternativa N° 3.....</i>	70
5.1.4	<i>Alternativa N° 4.....</i>	71
5.2	RESULTADO DEL ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS.....	73
5.2.1	<i>Justificación caldera de biomasa.....</i>	74
5.2.2	<i>Estudio de la ubicación.....</i>	77
5.2.3	<i>Elección de la ubicación dentro de la planta CMPC Pacífico.....</i>	77
5.2.4	<i>Método de jerarquización analítica.....</i>	78
5.2.5	<i>Razonamiento de criterios utilizados.....</i>	79
5.2.6	<i>Tablas desarrolladas para la toma de decisiones.....</i>	80

5.2.7	<i>Resultado del análisis</i> .....	81
5.3	<b>ELECCIÓN DE ALTERNATIVAS CALDERAS AUXILIARES</b> .....	82
5.3.1	<i>Razonamiento de criterios utilizados</i> .....	82
5.3.2	<i>Tablas desarrolladas para la toma de decisiones</i> .....	83
5.3.3	<i>Resultado del análisis</i> .....	84
<b>6</b>	<b>ESTUDIO DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA DE PDM, CMPC PACÍFICO</b> .....	<b>85</b>
6.1	LÍNEA ALIMENTACIÓN DE PDM A CALDERAS BIOMASA .....	85
6.2	ESPECIFICACIONES DEL ÁREA DE PDM.....	85
6.2.1	<i>Correa N° 1</i> .....	86
6.2.2	<i>Piso Móvil</i> .....	86
6.2.3	<i>Correa N° 2</i> .....	87
6.2.4	<i>Correa N° 3</i> .....	87
6.2.5	<i>Picador</i> .....	88
6.2.6	<i>Correa N° 4</i> .....	88
6.2.7	<i>Correa N° 5</i> .....	89
6.2.8	<i>Silos de corteza</i> .....	89
6.3	PUNTOS CRÍTICOS .....	90
6.3.1	<i>Picador de martillo</i> .....	90
6.3.2	<i>Correa N°5</i> .....	91
6.4	CORREAS UBICADAS DESPUÉS DE LOS SILOS.....	91
6.4.1	<i>Correa N°6</i> .....	91
6.4.2	<i>Correa N°7 y 8</i> .....	91
<b>7</b>	<b>CONCLUSIÓN</b> .....	<b>92</b>
<b>8</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>94</b>
<b>9</b>	<b>ANEXO A</b> .....	<b>95</b>
<b>10</b>	<b>ANEXO B</b> .....	<b>109</b>
<b>11</b>	<b>ANEXO C</b> .....	<b>112</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema caldera acuotubular.....	18
Figura 2. Paredes de tubos hogar. ....	19
Figura 3. Vista interior domo .....	20
Figura 4. Niveles de medición en el hogar. ....	25
Figura 5. Ladrillos refractarios zona del piso fuera de posición. ....	26
Figura 6. Rotura en membrana inferior del manhole. ....	27
Figura 7. Deformación más relevante.....	27
Figura 8. Tubos de la pared derecha cortados.....	27
Figura 9. Detalle del desnivel y desprendimiento de refractario en zona del piso.....	28
Figura 10. Vista general interior colector inferior tubos taponeados. ....	28
Figura 11. Esquema tubos, caldera auxiliar. ....	29
Figura 12. Esquema tubos, caldera auxiliar .....	30
Figura 13. Esquema caldera de biomasa.....	33
Figura 14. Esquema básico de una planta de generación eléctrica con biomasa. ....	33
Figura 15. Esquema de una caldera de lecho fluido burbujeante.....	38
Figura 16. Perspectiva de una caldera de lecho fluido burbujeante. ....	39
Figura 17. Diagrama de sobrecalentador. ....	43
Figura 18. Precipitador electrostático .....	44
Figura 19. Retención de partículas debido al campo eléctrico. ....	45
Figura 20. Economizadores .....	46
Figura 23. Sistema de distribución de vapor.....	47
Figura 24. Cuaderno SDV de Excel. ....	49
Figura 25. Excedente generación energía eléctrica. ....	52
Figura 26. Tipos de combustible para biomasa.....	53
Figura 27. Distribución plantaciones de Pinus Radiata por región y propietario. INFOR.....	54
Figura 28. Distribución plantaciones de Eucalyptus por región y propietario. INFOR. ....	55
Figura 30. Sensibilidad del costo del PDM en base del VAN. ....	67
Figura 31. Sensibilidad del costo del PDM en base del TIR. ....	67
Figura 21. Estructura de la producción eléctrica total en Chile. INE.....	75



Figura 22. Distribución de energía eléctrica por sectores. INE .....	75
Figura 29. Plano planta CMPC Pacífico.....	77
Figura 32. Correa N°1. ....	86
Figura 33. Piso móvil.....	86
Figura 34. Correa N°2. ....	87
Figura 35. Correa N°3 .....	87
Figura 36. Picador. ....	88
Figura 37. Correa N°4. ....	88
Figura 38. Correa N°5. ....	89
Figura 39. Silos de corteza.....	89
Figura 40. Esquema área 25, PDM, indicando puntos críticos. ....	90

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de servicio .....	17
Tabla 2. Espesores de los tubos, hogar y banco generador.....	25
Tabla 3. Espesores de los tubos, hogar y banco generador.....	26
Tabla 5. Casos analizados, en SDV.....	50
Tabla 6. Resumen casos analizados.....	51
Tabla 10. Alternativa N°1, costo anual mantenimiento y combustible. ....	58
Tabla 11. Alternativa N°1, costos. ....	58
Tabla 12. Alternativa N°2, costo anual mantenimiento y combustible .....	59
Tabla 13. Alternativa N°2, costos. ....	59
Tabla 14. Alternativa N°3, costo anual mantenimiento y combustible .....	60
Tabla 15. Alternativa N°3, costos. ....	60
Tabla 16. Inversión caldera de 90 t/h. ....	64
Tabla 17. Inversión caldera de 120 t/h. ....	65
Tabla 18. VAN, TIR, PRI proyecto puro, caldera 90 t/h.....	66
Tabla 19. VAN, TIR, PRI proyecto puro, caldera 120 t/h.....	66
Tabla 20. Características de las alternativas 1, 2, 3 y 4.....	72
Tabla 4. Potencial bruto energético biomasa en Chile. ....	76
Tabla 7. Valorización de las alternativas. ....	80
Tabla 8. Asignación de peso a los criterios.....	80
Tabla 9. Determinación de la función criterio. ....	81
Tabla 21. Valorización de las alternativas. ....	83
Tabla 22. Asignación de peso a los criterios.....	83
Tabla 23. Determinación de la función criterio. ....	83
Tabla 24. Capacidad equipos línea PDM.....	85

## NOMENCLATURA

- CMPC Compañía manufacturera de papeles y cartones.
- PDM Partículas de madera.
- SDV Sistema de distribución de vapor
- SIC Sistema interconectado central.
- SAP Sistema computacional “Sistemas, aplicaciones y productos en procesamiento”.
- BFB Lecho fluidizado burbujeante, por sus siglas en ingles.
- MCR Máxima cantidad de vapor por hora que puede generar la caldera en forma continua.
- PPT Precipitador electrostático.
- VAP Vapor de alta presión alrededor de 60 bar manométrica.
- VMP Vapor de media presión alrededor de 11 bar manométrica.
- VBP Vapor de baja presión alrededor de 4 bar manométrica.

## **1 ANTECEDENTES GENERALES.**

### **1.1 INTRODUCCIÓN.**

CMPC celulosa forma parte de uno de los mayores grupos forestales de Latinoamérica. Desde sus plantas ubicadas en Chile y Brasil, produce alrededor de 2,8 millones de toneladas de celulosa anualmente, sus plantas son abastecidas principalmente por bosques cultivados propios, libres de controversias y perfectamente trazables hasta el destino final, según confirman las certificaciones de cadena de custodia CERTFOR-PEFC en Chile.

CMPC celulosa produce celulosa kraft blanca, tanto de fibra larga, de pino radiata, como de fibra corta, de eucalipto. Ambas son elaboradas, exclusivamente, a partir de madera proveniente de bosques cultivados, lo cual garantiza una pulpa con propiedades físicas y mecánicas consistentes y estables. Adicionalmente, las plantas Laja, en Chile, y Guiaba, en Brasil, producen papel.

Planta PACÍFICO se ha posicionado como líder en costos en la industria mundial de la celulosa. Tiene una capacidad anual de 500.000 toneladas de celulosa kraft blanca de fibra larga (bskp), la cual produce a partir de madera de pino radiata, especie de rápido crecimiento que es provista por bosques ubicados a un promedio de 93 km de sus instalaciones. El proceso de fabricación de celulosa en esta planta se autoabastece de energía y produce excedentes que son vendidos al principal sistema de interconexión eléctrica de Chile (SIC).

Planta PACÍFICO, situada a 600 km de Santiago, en la región de la Araucanía, comenzó a operar en 1992. En 2010 concluye un proyecto de inversión por US\$55 millones que le permite anticiparse a futuras exigencias medioambientales y alcanzar estándares BAT (Best Available Technologies) de la industria. La celulosa producida en esta planta cuenta con la certificación de cadena de custodia CERTFOR-PEFC y desde septiembre de 2010, también con certificación de cadena de custodia FSC.

La mayoría de las plantas de celulosa necesitan de calderas auxiliares para utilización en arranques de planta y para uso especial donde las calderas principales quedan fuera de servicio por fallas o mantenimiento programado. Planta Pacífico dispone desde su arranque en 1992, de dos de estas calderas auxiliares, de 45 t/h cada una, de vapor saturado a 13 bar. Ambas diseñadas para

mantenerse temperadas y listas para generar e inyectar vapor en la red. Normalmente son las primeras en encender y/o las últimas en quedar fuera de servicio.

Las calderas auxiliares utilizan como combustible petróleo N°6, el cual está permanentemente acondicionado y disponible para ser utilizado en una partida rápida de estas calderas. Tanto por la calidad como por la cantidad del vapor generado, estas calderas cumplen una función principalmente de apoyo en satisfacer los requerimientos de vapor en los procesos, necesarias en los arranques de la fábrica y de apoyo cuando las calderas principales fallan y debe ser cubierto el déficit de vapor temporalmente.

La planta dispone de dos calderas generadoras de vapor sobrecalentado de 60 bar y una temperatura de operación después del sobrecalentador de 450°C. Una caldera recuperadora, ligada al proceso de fabricación de celulosa y una caldera de biomasa, que utiliza como combustible el producto de madera (PDM) generado en la misma planta.

Ambas calderas de 60 bar no poseen las condiciones para remplazar en su función a las calderas auxiliares.

El vapor sobrecalentado de 60 bar generado por estas calderas se utiliza para generar energía eléctrica en tres turbo generadores que posee la planta.

Las presiones indicadas en el proyecto son manométricas, las cuales fueron obtenidas en CMPC Pacífico.

## 1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La empresa CMPC Pacífico requiere aumentar su producción de vapor.

La planta cuenta con una caldera de biomasa y una caldera recuperadora de 60 bar que suministra vapor a tres turbo generadores, cuya capacidad de generación está limitada por la capacidad de generación de vapor de las calderas de alta presión.

Cuenta además con 2 calderas auxiliares de 13 bar, las cuales deben ser evaluadas, ya que se encuentran en mal estado.

Adicional a lo anterior se debe evaluar la opción de remplazar las dos calderas auxiliares por una caldera de biomasa que permita ocupar la capacidad máxima de los turbo generadores instalados, permitiendo suministrar vapor a proceso y aumentar la generación de energía eléctrica.

La planta de celulosa CMPC Pacífico presenta la siguiente situación, sus dos calderas auxiliares Babcock Wilcox, que forman parte del sistema generador de vapor presentan dificultades para su funcionamiento:

- Las dos calderas auxiliares instaladas en 1992, disponibles están llegando al término de su vida útil.
- El estado de las mismas está significando un aumento continuo de las fallas, elevando el costo de mantenerlas operando.
- Junto con lo anterior ha ido en aumento la incertidumbre de contar con ellas bajo las condiciones requeridas por la fábrica (rapidez y confiabilidad).

### **1.3 OBJETIVO GENERAL.**

Evaluación técnico económico de calderas auxiliares en CMPC Pacífico.

Evaluación técnico económico caldera de biomasa en CMPC Pacífico.

### **1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

1. Revisión bibliográfica calderas auxiliares y caldera de biomasa, utilizadas en CMPC Pacífico.
2. Evaluación técnica de calderas auxiliares, diésel de media presión existentes para determinar su reacondicionamiento o remplazo.
3. Evaluar instalación y capacidad de una caldera de biomasa de 60 bar para satisfacer mayores demandas de vapor y posible remplazo a las calderas auxiliares.
4. Estimación de costos de los cambios a efectuar.

### **1.5 ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PLANTEADAS POR CMPC PACÍFICO.**

Se plantean las siguientes alternativas técnicamente factibles pero de costos e ingresos diferentes:

- a. **Alternativa N°1:** Reparar calderas auxiliares.
- b. **Alternativa N°2:** Reemplazar las calderas auxiliares por dos nuevas unidades de 13 bar, vapor saturado y capacidad de 45 t/h cada una.
- c. **Alternativa N°3:** Reemplazar calderas auxiliares por una unidad de 13 bar, vapor saturado y capacidad igual a 90 t/h.
- d. **Alternativa N°4:** Reemplazarlas por una caldera biomasa de 60 bar y temperatura de operación después del condensador de 450°C.

## 1.6 LIMITACIONES

- Inexistencia de la información parcial sobre las fallas y paradas no programadas que han presentado los equipos involucrados desde el inicio de sus operaciones, debido a que las averías se vienen reportando como datos duros desde que la empresa adquirió e implementó la herramienta SAP, el cual es un software informático donde propiamente se tiene información de las órdenes de mantenimientos realizadas y no de un historial de falla como tal.
- El estudio para la caldera de biomasa no comprende el estudio en profundidad del área de combustible (PDM), solamente se determinará si la línea actual es capaz de alimentar la cantidad extra de combustible a la nueva caldera de biomasa, y evaluar las capacidades técnicas de los equipos.



## 2 CALDERAS AUXILIARES A PETRÓLEO.

### 2.1 VISIÓN GENERAL

Las calderas Babcock Briones, modelo DS 175-1, se fabrican bajo la licencia Babcock Energy, en el año 1992, en Planta Pacífico y están diseñadas para producción de vapor saturado a 13 bar con alimentación de agua a 80 ° C. Las calderas en estudio, son acuotubulares con un domo y un colector.

Las características de servicio son las siguientes:

Tabla 1. Características de servicio

Presión de trabajo	13 bar
Presión de prueba hidráulica	20 bar
Presión de diseño	13,79 bar
Producción de vapor nominal	45 t/h
Combustible	Petróleo #6
Consumo de combustible máximo	3750 L/h

### 2.2 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE LAS CALDERAS AUXILIARES

Las calderas auxiliares son para el arranque de la planta, son las primeras que entran en funcionamiento, ya que son necesarias para generar vapor de media presión y de esta manera poder precalentar todas las líneas y equipos que trabajan presurizados y con altas temperaturas, se incluyen las calderas de alta presión. Una vez terminada la etapa de precalentamiento entran en funcionamiento las calderas de alta presión y vapor sobrecalentado. Con estas calderas y mediante los sistemas de distribución de vapor se comienzan a operar los turbogeneradores, se abastece con vapor de media presión al área de procesos.

El resto del tiempo las calderas permanecen embancadas, es decir con sus quemadores apagados, pero quedan presurizadas y temperadas, sin generación de vapor.

## 2.3 PARTES PRINCIPALES DE LA CALDERA BABCOCK BRIONES

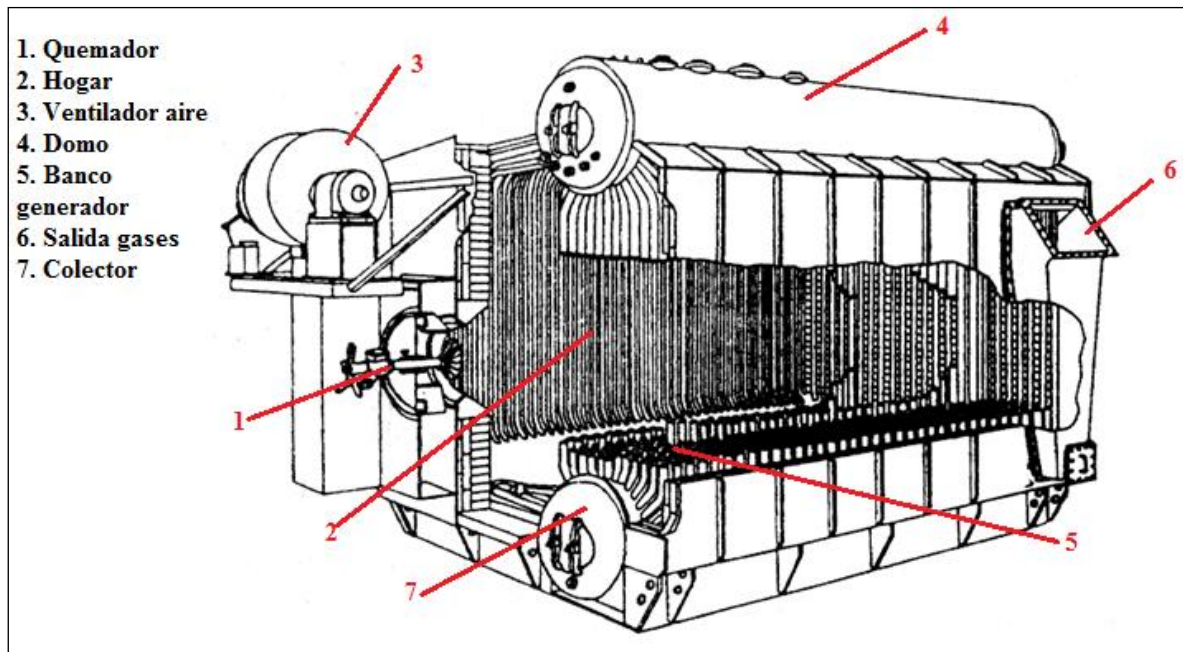


Figura 1. Esquema caldera acuotubular.

### 2.3.1 Quemador

Es un quemador Credefeld duplex, equipado con un piloto de gas. El encendido de la caldera es automático controlado por un sistema de vigila llama.

Los quemadores de petróleo diésel atomizan el combustible a fin de ofrecer la mayor superficie de contacto con el aire de combustión, que a la vez dispersa las partículas convenientemente dentro del hogar, para formar una mezcla aire/combustible de rápida ignición. Los procedimientos más difundidos son la atomización mecánica, con vapor o con aire.

Para que la atomización sea la correcta, se debe reducir la viscosidad del combustible a valores convenientes, para lo que resulta necesario el calentamiento previo del mismo a 120°C.

### 2.3.2 Hogar

Es el espacio donde se quema el combustible. Se le conoce también con el nombre de "Cámara de Combustión", se construye de acuerdo a la capacidad requerida, a partir de tubos de membrana, lo cual implica un mínimo empleo de materiales refractarios, todo el perímetro del hogar está rodeado por una columna de tubos que conectan el domo con el colector de la caldera.

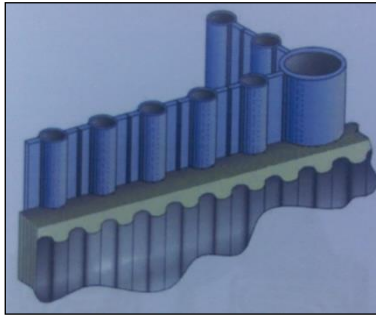


Figura 2. Paredes de tubos hogar.

### 2.3.3 Ventilador aire combustión

El aire de combustión es proporcionado por un ventilador de tiro forzado, ubicado en la parte posterior superior de la caldera y conectado a la caja de distribución de aire del quemador a través de un ducto de aire en el que está ubicado el venturi para la medición del caudal de aire. El ajuste del aire de combustión se obtiene por un dámper con accionamiento neumático, ubicado en la entrada del ventilador.

### 2.3.4 Domo

Es una cámara donde se separa el vapor del agua. Dentro de este cuerpo están los ciclones y las instalaciones purificadores de vapor, que garantizan la calidad del vapor, incluso en las condiciones más severas.

En el interior del domo están los separadores ciclónicos de vapor, los efectos de rotación y la gravedad son usados para separar mezclas de sólidos y fluidos. En la parte superior exterior del domo está la válvula de salida de vapor a la red y dos válvulas de seguridad.

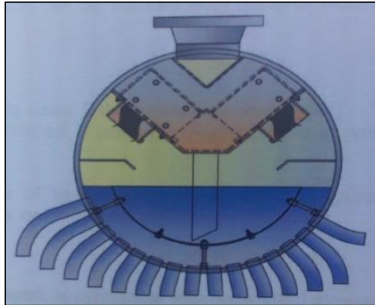


Figura 3. Vista interior domo

### **2.3.5 Banco Generador**

Es el área de la caldera donde se encuentra la mayor cantidad de tubos, los cuales interconectan el domo y el colector.

### **2.3.6 Colector**

Es un tambor cilíndrico ubicado en la parte inferior de la caldera. Por él circula agua líquida, desde y hacia el domo, los tubos que los unen son las vías por donde fluye el agua.

### **2.3.7 Puertas de acceso (Manhole)**

Son puertas de acceso para realizar inspecciones y reparaciones al interior de la caldera. Estas puertas se encuentran en la pared frontal, y otra puerta en la caja de humo permite la inspección general del banco.

### **2.3.8 Acabados exteriores**

La caldera está cubierta con una carcasa de 50 mm de lana mineral grueso semi-rígido que se utiliza como un aislante. Este recinto está enfundado en un revestimiento metálico de 0,8 mm de espesor, Insta panel, remachadas y atornilladas con las cintas de soporte

## **2.4 CAUSAS CARACTERÍSTICAS DE FALLAS EN EQUIPOS DE VAPOR.**

Las calderas y otros tipos de equipos de plantas de vapor están sujetos a una variedad de fallas que envuelven uno o más mecanismos severos. Los más prominentes de estos mecanismos son la corrosión, la cual incluye también a la erosión; los procesos mecánicos ambientales, incluyendo a la corrosión bajo esfuerzo, fracturas por fatiga térmica, ruptura por esfuerzos, distorsión, especialmente la distorsión que envuelve la expansión térmica o creep y la calidad de agua de alimentación.

### **2.4.1 Clasificación de las causas.**

Estas pueden generalmente clasificarse como defectos de diseño, defectos de fabricación, operaciones indebidas y un inadecuado tratamiento del agua. La mayoría de las fallas en generadores de vapor ocurren en componentes presurizados, que son las tuberías y recipientes a presión que constituyen una buena porción del sistema de generación de vapor. Con pocas excepciones, las fallas en los componentes presurizados están confinadas relativamente a componentes de pequeño diámetro utilizados para la transferencia de calor en las calderas.

### **2.4.2 Fallas que involucran ruptura de tuberías**

En el diseño de las calderas, el calor suministrado por la combustión esta balanceado por la formación de vapor en el domo y el calentamiento del vapor.

Un desbalance del flujo de calor provoca una ruptura súbita de los tubos. La ruptura de los tubos de las calderas es una falla muy seria, porque en las calderas puede causar un inmediato aumento en la erosión de tubos adyacentes y provocar escapes de vapor en los lados de las paredes del horno, el sobrecalentamiento de otros tubos puede causar la pérdida de la circulación en la caldera y dañar otros componentes del sistema, lo que resulta en una pérdida del fluido de trabajo. La ruptura de tubos (excluyendo a la causada por esfuerzos de corrosión o fatiga, los cuales usualmente son el resultado de la operación del equipo que de una fractura súbita) pueden clasificarse como rupturas causadas por sobrecalentamiento y rupturas causadas por fragilización. ( H. BRIONES LTDA 1992).

## 2.5 ANTECEDENTES CMPC PACÍFICO.

Las calderas auxiliares en estudio ya están cerca del término de su vida útil, además están presentando reiteradas fallas, conllevando un aumento en el costo de mantenimiento y disminución de su confiabilidad.

Entre las fallas más recurrentes y que provocan tiempos fuera de servicio prolongados, están:

- La ruptura de tubos.
- Taponeo de tubos.
- Desprendimiento de refractario.
- Rotura en las paredes exteriores.

### 2.5.1 Ruptura de tubos

Las calderas auxiliares de la planta CMPC Pacífico se encuentran la mayor parte del tiempo “embancadas”, es decir, están condicionadas para permanecer presurizadas y con temperatura. Diariamente se les debe realizar una prueba de encendido durante cada turno y de esta manera comprobar que estarán disponibles para cuando se les requiera.

Estas pruebas de encendido se realizan durante un rango de tiempo determinado, con ello se lleva la caldera a condiciones de presión y temperatura de trabajo, las que son superiores a las del estado “embancada”, pero inferiores a las condiciones de trabajo ideal. Terminada la prueba de encendido vuelven a la condición anterior, embancada. Estas situaciones provocan que los tubos y la mayoría de las partes de la caldera sufran cambios térmicos y físicos considerables; se expande y contrae el acero de los tubos frecuentemente. Esta situación es una causa de la ruptura de los tubos por fatiga de material.

Otra situación que causa este problema son los gases de combustión. Las calderas auxiliares al usar petróleo N°6 como combustible, el azufre del combustible al entrar en contacto con la humedad que existe al interior de la caldera y estar bajo cierta temperatura (132 °C), se convierte en ácido sulfúrico, esto sucede porque las calderas están la mayor parte del tiempo a una temperatura inferior

a la de trabajo. El ácido sulfúrico es un compuesto químico altamente corrosivo, este compuesto provoca corrosión y con el tiempo ruptura de los tubos.

### **2.5.2 Taponeo de tubos**

Muchas veces cuando se rompe un tubo y su ubicación dentro de la caldera hace imposible su reparación, la alternativa que representa más rápida solución de manera que el tiempo fuera de servicio de la caldera sea lo más breve posible, es el taponeo, es decir, cortar y tapan ese tubo en ambos extremos, de esta manera se deja el tubo inoperativo, es decir, fuera de servicio. Cuando se realiza este tipo de reparación se está disminuyendo la capacidad de generación de vapor de la caldera, debido a la menor superficie de calefacción.

Además las calderas en su estructura tienen incorporado unos dispositivos llamados “deshollinadores”, los cuales están inoperativos, estos dispositivos se encargan de limpiar los tubos que se encuentran al interior de la caldera mediante el soplado con vapor de media presión (13 bar). Este soplado retira el material particulado que se almacenado sobre los tubos durante el funcionamiento de la caldera. Al no realizar esta limpieza, sobre los tubos quedan almacenados los componentes de la combustión, con lo cual genera una pérdida de eficiencia de las calderas.

### **2.5.3 Desprendimiento de refractario**

Las paredes de las calderas en la parte interna están recubiertas por cemento refractario, el cemento en algunas partes de las paredes se desprende con el tiempo, y deja al descubierto el metal de la pared, cuando esto ocurre esa sección sin refractario se calienta en demasía, condición que se repite cada vez que se pone en servicio la caldera, lo que provoca en el tiempo la ruptura de la pared en la zona sin aislación refractaria.

### **2.5.4 Rotura de las paredes exteriores**

Las roturas de las paredes exteriores se provocan por el desprendimiento del cemento refractario, lo que produce un sobrecalentamiento en el material de las paredes que con el tiempo se rompen.



### 2.5.5 Condición actual de las calderas auxiliares

Actualmente ambas calderas presentan fallas en los deshollinadores.

#### 2.5.6 Caldera N°1.

La caldera no posee tubos taponeados, y de acuerdo a las últimas inspecciones se han realizado las siguientes reparaciones (Turbomecánica LTDA. 2009):

**Hogar:** Se presenta un fuerte desgaste en los tubos y principalmente en los del banco generador, los espesores de los tubos son:

Tabla 2. Espesores de los tubos, hogar y banco generador.

Sector	Valor nominal (mm)	Año 2010		Año 2011	
		Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
Hogar	3,6 - 4,5	3,8	3,5	3,8	3,3
Banco	3,6 - 4,5	3,0	2,6	3,0	2,5

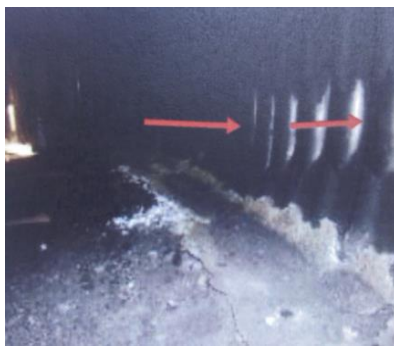


Figura 4. Niveles de medición en el hogar.

**Piso hogar:** Desprendimiento y soltura de refractario unión piso-pared. También se observa ladrillos refractarios sueltos y fuera de posición siendo más severo el deterioro en pared frontal y pared trasera.



Figura 5. Ladrillos refractarios zona del piso fuera de posición.

**Colector inferior banco generador:** Se inspecciona tubos llegada a colector zona interior, estando todos los tubos operativos y conectados.

### 2.5.7 Caldera N°2

De acuerdo a las últimas inspecciones se han realizado las siguientes reparaciones:

**Hogar:** Al igual que la caldera N° 1, se presenta un fuerte desgaste en los tubos y principalmente en los del banco generador, los espesores de los tubos son:

Tabla 3. Espesores de los tubos, hogar y banco generador.

Sector	Valor nominal	Año 2010		Año 2011	
		Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
Hogar	3,6 - 4,5	4,1	3,5	4,1	3,3
Banco	3,6 - 4,5	3,8	3,3	2,7	2,5

**Pared Frontal:** Se detectó rotura con pérdida de material en membrana inferior del manhole.



Figura 6. Rotura en membrana inferior del manhole.

**Pared trasera, pared izquierda:** Pared trasera se observó tubo N° 27 deformado y taponeado debido a fallas anteriores, en pared izquierda no se detectaron fallas relevantes.

**Pared derecha:** Se observa deformaciones de carácter medio en tubos pared N° 8, 9 y 10, siendo el más relevante el tubo N° 8, en el cual se recomienda mantener en observación la evolución y comportamiento de la indicación detectada.

Los tubos N°22 y 53, se encuentran cortados y taponeados en domo de vapor y colector inferior, debido a fallas anteriores.



Figura 7. Deformación más relevante.



Figura 8. Tubos de la pared derecha cortados.

**Piso hogar:** Desprendimiento y soltura de refractario unión piso-pared en su totalidad. También se observa ladrillos refractarios sueltos y fuera de posición y piso del hogar desnivelado.



Figura 9. Detalle del desnivel y desprendimiento de refractario en zona del piso.

**Colector inferior banco generador:** Se inspeccionó tubos llegada a colector zona interior para verificar y realizar levantamiento de tubos taponeados, registrándose 22 tubos en esta condición correspondiente a 2 de ellos del hogar pared derecha y 20 tubos al banco generador.

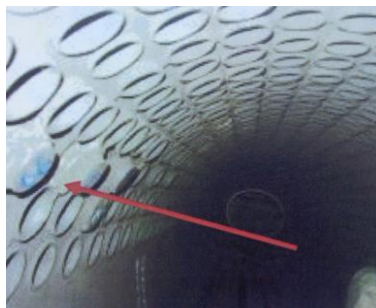


Figura 10. Vista general interior colector inferior tubos taponeados.



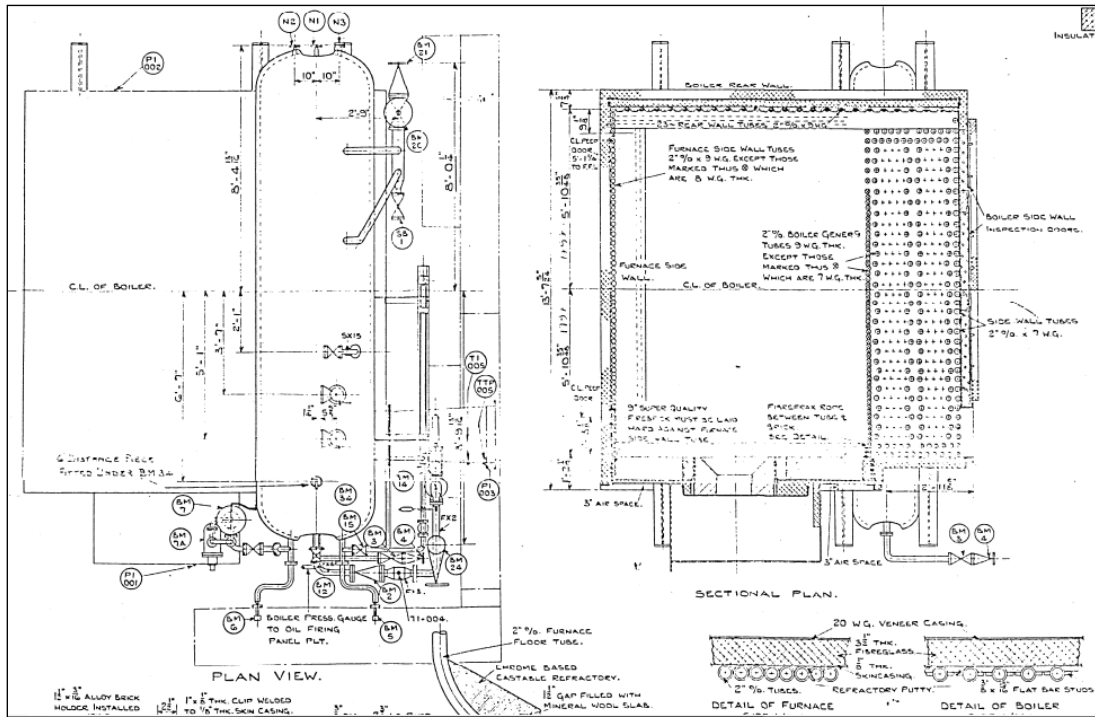


Figura 12. Esquema tubos, caldera auxiliar

### 2.6.1 Límite de retiro

La fórmula para determinar el espesor de retiro de tubos ferrosos hasta e inclusive de 127 mm de diámetro exterior (5 pulgadas) es la siguiente:

$$t = \frac{P * D}{2 * S}$$

Dónde:

t = Espesor de retiro, en mm.

P = Presión de trabajo máxima permisible manométrica en bar.

D = Diámetro exterior del tubo en mm.

S = Esfuerzo máximo permisible a la temperatura de diseño en bar.

Datos:

P=13 bar

Diámetro tubo exterior banco generador= 51 mm

Diámetro tubo exterior hogar= 63,5 mm

S=320 bar

Para banco generador D=51 mm, espesor= 3,6 mm

$$t = \frac{13 * 51}{2 * 320}$$

t=1,04 mm

Para hogar D=63,5 mm, espesor 4,5 mm

$$t = \frac{13 * 63,5}{2 * 320}$$

t=1,29 mm

### 2.6.2 Determinación del promedio de milímetros de desgaste al año.

$$mm \text{ desgaste anual} = \frac{\text{Espesor original} - \text{espesor actual}}{\text{número años}}$$

#### **Banco generador**

Espesor original= 3,6 mm

Espesor actual= 2,5 mm

Número años= 19 años (desde el inicio de la planta 1992 hasta el año 2011)

$$mm \text{ desgaste anual} = \frac{3,6 - 2,5}{19} = 0,0579 \text{ mm anuales}$$

**Hogar**

Espesor original= 4,5 mm

Espesor actual= 3,3 mm

Número años= 19 años (desde el inicio de la planta 1992 hasta el año 2011)

$$mm \text{ desgaste anual} = \frac{4,5 - 3,3}{19} = 0,0632 \text{ mm anuales}$$

**2.6.3 Duración de los tubos calderas auxiliares**

$$duración = \frac{\text{Espesor actual} - \text{Espesor cambio}}{mm \text{ desgaste anual}}$$

**Banco generador**

$$duración = \frac{2,5 - 0,0579}{1,04} = 2,3 \text{ años}$$

**Hogar**

$$duración = \frac{3,3 - 0,0632}{1,29} = 2,5 \text{ años}$$

Los tubos de las calderas auxiliares han reducido su espesor y según cálculos realizados los tubos del banco generador deberán ser cambiados en 2,3 años y los del hogar en 2,5 años. A pesar de esto como el desgaste en los tubos no es homogéneo se recomienda anticipar su cambio en caso de conservar las calderas auxiliares.



### 3 CALDERA DE BIOMASA

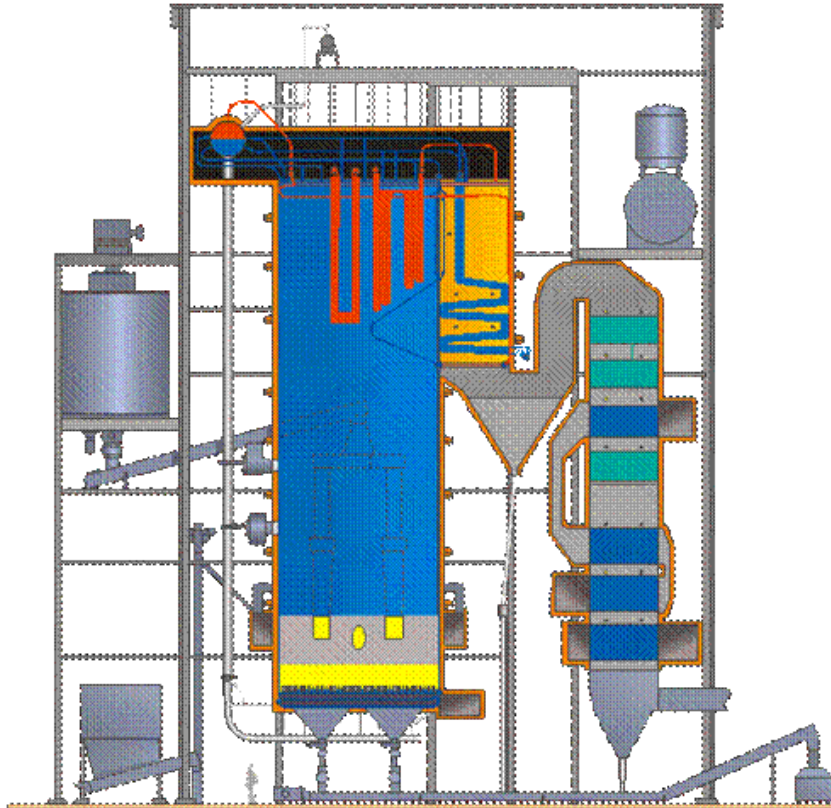


Figura 13. Esquema caldera de biomasa.

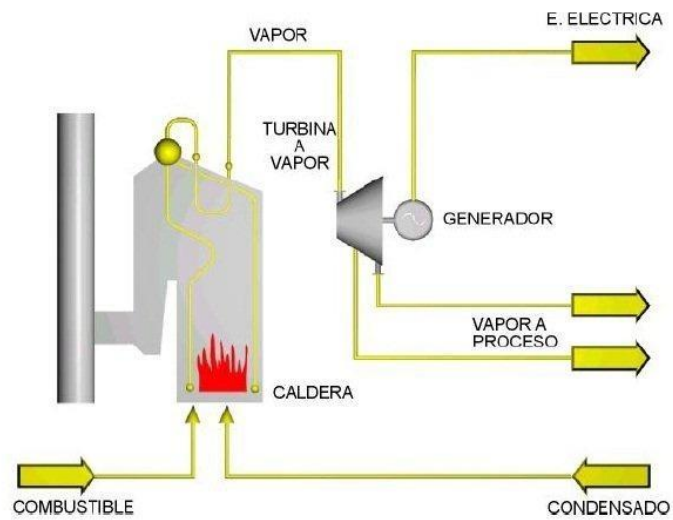


Figura 14. Esquema básico de una planta de generación eléctrica con biomasa.

### 3.1 CALDERAS DE LECHO FLUIDO

La combustión en lecho fluido (CLF), aunque conocida desde hace tiempo, solo se ha aplicado a la producción de vapor en las últimas tres décadas, desarrollándose dos familias de lechos, según la combustión tenga lugar a presión atmosférica (lecho fluido burbujeante y lecho fluido circulante) o a presión superior a la atmosférica (lecho fluido presurizado).

El resultado es una gama completa de calderas de lecho fluido probadas, fiables y eficientes, que compite con éxito frente a otras tecnologías.

En las calderas de lecho fluido, la combustión se produce de forma controlada en todo el hogar y sistema de recirculación (ciclones) de forma que el tiempo de residencia de las partículas en ignición es muy superior al de las calderas convencionales de carbón pulverizado, con temperaturas que no suelen superar los 850 °C, mucho más bajas que las que se dan en el interior del hogar de las calderas convencionales. Al no alcanzarse las temperaturas de ablandamiento y fusión de cenizas, no se producen fenómenos de formación de escorias en el hogar. Esto permite la utilización de combustibles pobres de bajo poder calorífico y asegura una gran flexibilidad desde el punto de vista de utilización de otros combustibles distintos del de diseño.

Además, la temperatura de combustión se encuentra por debajo de la formación de óxidos de nitrógeno de origen térmico, lo que limita la producción de este agente contaminante, conocido como NO<sub>x</sub> que es uno de los responsables de la lluvia ácida.

En el proceso de combustión, el azufre presente en el combustible se oxida para producir SO<sub>2</sub>, que en las calderas convencionales se escapa con los humos, siendo otro de los gases culpables del fenómeno de la lluvia ácida.

Esta es la tecnología actual en CMPC Pacífico, en su caldera de biomasa que es de lecho fluidizado burbujeante.

Actualmente se dispone de la tecnología y experiencia necesarias para poder asegurar la utilización de estas fuentes de energía de forma eficiente y respetuosa con el medio ambiente.

### 3.1.1 Fundamentos de fluidización.

La combustión en lecho fluido (CLF) de combustibles sólidos triturados es una alternativa en auge en todo el mundo, dada su capacidad para la reducción "in situ" de los óxidos de azufre y para quemar combustibles pobres sin el apoyo de hidrocarburos. (Prieto s.f.)

La combustión del carbón, desechos de madera, (u otros combustibles sólidos) en lecho fluido permite alcanzar fundamentalmente dos objetivos primordiales desde el punto de vista medio-ambiental:

1. Alto grado de retención de azufre en las cenizas, reduciendo las emisiones de óxidos de azufre en un 90 %, o incluso más, en comparación con las unidades convencionales de carbón pulverizado o de parrilla.
2. Baja emisión de óxidos de nitrógeno, aproximadamente la mitad (o menos) que en el caso de unidades convencionales.

Además, las unidades de lecho fluido presentan, entre otras, las siguientes ventajas:

1. Admiten combustibles de bajo poder calorífico, con alto contenido en cenizas, sin que sea un problema la presencia de azufre.
2. Tienen gran flexibilidad a la hora de consumir combustibles distintos del de diseño.
3. Tienen un buen índice de utilización del solvente, habitualmente caliza triturada.
4. Son simples en cuanto a diseño y operación.
5. Alcanzan buenas disponibilidades, superiores al 90 %.
6. El costo de primera inversión es moderado, y tienen buena eficiencia energética.
7. Las necesidades de mantenimiento son bajas.

### 3.1.2 Proceso de fluidización

El término fluidización, se emplea para describir un tipo de proceso o fenómeno, consistente en el contacto entre sólidos (granos) y fluidos, de modo que las partículas sólidas aparecen suspendidas en el fluido, que se mueve a través del lecho formado por dichas partículas, en dirección vertical y sentido ascendente. En el estado descrito el lecho fluido se comporta de modo similar a un líquido.

Un ejemplo de esto es un cilindro vertical que contiene un lecho poroso formado por un material granular, por ejemplo arena, que se encuentra apoyada sobre una placa perforada y por él puede circular un fluido en sentido ascendente.

### 3.1.3 Ventajas del lecho fluido

La combustión en lecho fluido ofrece ventajas en comparación con las técnicas de combustión convencionales, como son el contacto íntimo entre sólidos y gases, la uniformidad de la mezcla y el tiempo de residencia del combustible. Se pueden afirmar las siguientes ventajas:

1. Flexibilidad en la utilización de combustibles diversos; todo tipo de carbones, coque de petróleo, madera, residuos industriales combustibles, entre otros.
2. Permite la eliminación de desechos combustibles, en el caso de la celulosa, evitando los gastos y riesgos de vertidos o almacenamiento de los mismos.
3. Permite la utilización de combustibles de baja calidad, de alto contenido en cenizas y azufre y combustibles pobres.
4. No necesita de un combustible muy selectivo, aceptando todo tipo de tamaños, hasta 50 mm.
5. Baja temperatura de combustión, reduciéndose sus efectos sobre los materiales y la operación de la caldera (aproximadamente 850 °C, 900 °C).
6. Debido a la baja temperatura de combustión, no se funden las cenizas, facilitándose su evacuación y manejo.
7. Las cenizas pueden extraerse por la base del lecho (cenizas de fondo), en los ciclones y en los filtros de limpieza de los gases.
8. Mejora de la transferencia de calor, al poder disponer de tubos vaporizadores en el lecho y/o en las paredes de la cámara de combustión.
9. Se logra una buena homogeneización de temperatura del lecho, por la rapidez de la mezcla. Es casi isotérmico, lo que optimiza la eficiencia térmica.
10. Alta eficiencia de combustión y alto rendimiento de la caldera.
11. Reducción de la incidencia sobre el medio ambiente. Reducción de la contaminación, en general.
12. Elimina o reduce los problemas de corrosión en el sistema.
13. Operación sencilla, flexible y estable, fácilmente controlable.
14. Rápida respuesta a la demanda de carga.

15. Reducción de los choques térmicos, debido a la baja temperatura.
17. Fácil preparación del combustible, pues acepta tamaños heterogéneos y combustibles heterogéneos.
18. Bajo costo de operación, debido a la utilización de combustibles pobres y a la facilidad de automatización.
20. Alta disponibilidad de utilización.
21. Posibilidad de reconversión a lecho fluido de las calderas existentes de carbón pulverizado y de parrilla, optimizando su funcionamiento.

### **3.2 Calderas de lecho fluido burbujeante**

En este tipo de calderas, el lecho se mantiene fluido, en suspensión en una corriente de aire inyectado en el fondo del hogar a través de una rejilla provista de boquillas orientadas. Las burbujas de aire ascienden a través del lecho, provocando en el mismo un movimiento turbulento similar al de un líquido en ebullición, de aquí la denominación "lecho fluido burbujeante".

#### **3.2.1 Descripción del proceso**

Cuando se alimenta poco a poco el combustible sólido en un lecho fluido y caliente de partículas sólidas de material inerte, el combustible se seca y entra casi instantáneamente en ignición porque se alcanza rápidamente la temperatura suficiente (alrededor de 550 °C).

Como el lecho está fluido, el combustible se distribuye en el mismo uniformemente, y se quema eficientemente y por completo al combinarse con el oxígeno del aire a lo largo del tiempo de residencia relativamente largo del que dispone. Es decir, en este tipo de calderas pueden utilizarse incluso combustibles de baja calidad, cuya utilización no sería posible mediante métodos clásicos.

### 3.2.2 Características principales

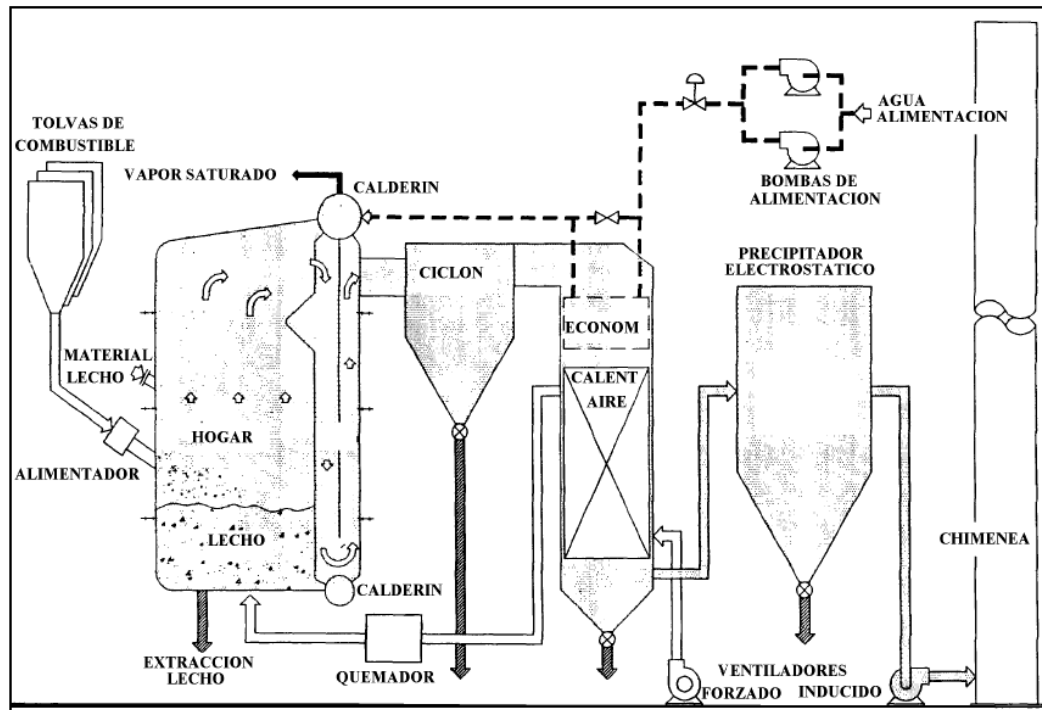


Figura 15. Esquema de una caldera de lecho fluido burbujeante

La superficie de intercambio de calor está constituida por las paredes que constituyen la caldera y confinan el lecho, y por serpentinas inmersos en el mismo, que se benefician del alto coeficiente de transferencia de calor propio de los lechos fluidos.

Dado que el tiempo de residencia del combustible en el lecho, es relativamente grande comparado con los tiempos propios de otros sistemas convencionales, es posible operar con temperaturas de combustión relativamente bajas (en torno a 850 °C),

La figura 15 y 16 representa una caldera de lecho fluido, donde se aprecian sus componentes principales.

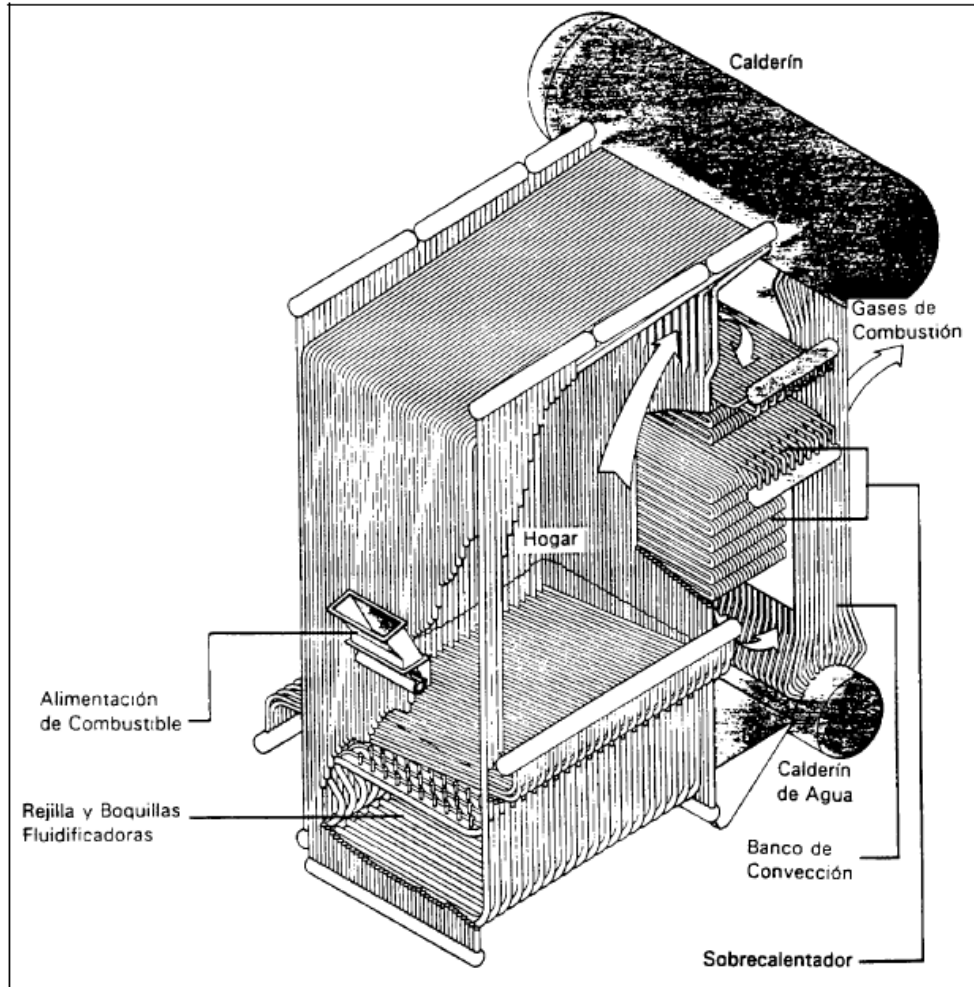


Figura 16. Perspectiva de una caldera de lecho fluido burbujeante.

### 3.2.3 Hogar

El hogar es de sección rectangular, constituido por paredes de tubos soldados entre sí mediante platinas longitudinales. Se obtiene así un recinto estanco, totalmente cerrado por paredes vaporizadoras.

Las paredes forman la sección de evaporación de la caldera, donde la transferencia de calor ocurre principalmente por radiación.

### **3.2.4 Sistema de alimentación de combustible.**

El sistema de alimentación de sólidos que se utiliza normalmente en este tipo de unidades es de alimentadores de dispersión, son del tipo mecánicos o asistidos neumáticamente. Este tipo de alimentadores, que inyectan por encima del lecho, presenta ventajas sobre la alimentación por inyección debajo del lecho, reduciendo considerablemente el número de puntos de alimentación. Otra ventaja de estos alimentadores es su fiabilidad.

Los tamaños de alimentación del combustible suelen ser menores de 5 mm.

### **3.2.5 Rejilla distribuidora de aire.**

La rejilla distribuidora de aire está dotada de boquillas direccionales para dirigir las partículas de cenizas, material gastado, piedras alimentadas con el combustible, etc. hacia el drenaje del lecho. Es necesario ir eliminando estos materiales para evitar su acumulación en el fondo del lecho, lo que conduciría a la defluidización del mismo o formación de aglomeraciones en el fondo del hogar.

### **3.2.6 Plenum**

El plenum o caja de aire, situado bajo el hogar, es una cámara formada por paredes de tubos de agua conformados, presurizada con el aire de fluidificación. Esta cámara se comunica con el hogar a través de las boquillas de fluidización, y recibe el aire del calentador de aire a través de un conducto donde se sitúa el quemador de arranque.

El agua que circula por los tubos del hogar no es, por supuesto, el único fluido capaz de absorber el calor que se produce en el lecho durante el proceso de combustión. Los gases calientes que ascienden hacia la parte superior del hogar, hacia la zona de convección, transportan aproximadamente la mitad del calor generado. Para mantener la temperatura del hogar en el punto de consigna (entre 850 °C y 900 °C), es necesario absorber el exceso de calor producido. Esto se puede lograr aumentando la cantidad de aire de fluidificación (y la sección del hogar, para mantener la velocidad y evitar el arrastre del lecho), y situando serpentines del sobrecalentador en el seno del lecho. Estos tubos se benefician del excelente coeficiente de transmisión de calor propio de los lechos fluidos, pero son, sin embargo, susceptibles a la erosión.



No obstante, con una selección adecuada de materiales y con ciertos sistemas de protección puede conseguirse un alto número de horas de funcionamiento sin problemas aparentes.

En la zona de convección entre el hogar y la salida de caldera se sitúan los serpentines del economizador y el banco de tubos de convección.

### **3.2.7 Sistema de encendido**

Es necesario un sistema de arranque para elevar la temperatura del lecho hasta los 550°C o 600°C, que garantizan la ignición inicial del combustible, cuando comience su inyección.

Esto se consigue mediante un quemador situado en el conducto de aire de fluidificación que va desde el calentador de aire hasta el plenum. La velocidad se mantiene por debajo de la velocidad de fluidificación, hasta que la temperatura del lecho alcanza los 400°C o 500°C. Algunas veces, también se utilizan, quemadores sobre el lecho que trabajan en combinación con el quemador, calentando la superficie del lecho.

Una vez alcanzada la temperatura de ignición del combustible, se inicia su alimentación, poco a poco, monitorizando cuidadosamente la temperatura del lecho y el exceso de oxígeno.

Se van aumentando los caudales de combustible y aire, y, simultáneamente bajando potencia en el quemador hasta apagarlo, se sigue subiendo carga en caldera hasta alcanzar las condiciones de régimen. El control de carga se consigue actuando simultáneamente sobre la alimentación de combustible y sobre la velocidad de fluidificación pudiendo conseguirse, en calderas de lechos múltiples, una amplia gama de regulación.

### **3.2.8 Sistema de extracción del material.**

El sistema de extracción del material agotado del lecho se realiza por medio de varios conductos de drenaje situados lateralmente a nivel de la parrilla de fluidificación.

A veces, dependiendo del combustible usado, la aglomeración o acumulación de partículas gruesas constituye un problema potencial. Estas partículas pueden ser cenizas aglomeradas, no quemadas, inertes introducidas con el combustible, etc. Es deseable la eliminación selectiva de las partículas más grandes, ya que puede contener combustible sin quemar.

### **3.2.9 Domo.**

El propósito del domo es operar como un separador en la circulación de agua.

Los accesorios internos del domo consisten en una cañería de distribución de agua de alimentación, equipo de limpieza de vapor incluyendo ciclones y separadores de gota lamella.

En las calderas con circulación natural, la circulación de agua y mezcla líquido/vapor se basa en el cambio de densidad específica, es decir, mientras más presión a la columna de agua sin vapor en los tubos descendentes, más liviana es la mezcla de líquido/vapor desde las tuberías generadoras de vapor dentro del domo.

A través de los tubos descendentes que se originan desde el fondo del domo, se introduce agua en el generador de vapor. La mezcla de líquido/vapor que viene desde los tubos evaporadores, es transferida vía tubos ascendentes desde los cabezales colectores del hogar. Desde el colector, la mezcla es introducida a los ciclones donde el vapor es separado del líquido. Sobre cada ciclón hay un separador lamella en la salida, de modo que el vapor ascendente tenga que pasar por éste, al mismo tiempo que es limpiado de gotas residuales. El vapor que sale del ciclón fluye a través del llamado separador de gotas lamella de modo que cuando llega dentro de las tuberías de vapor, está seco y limpio.

El nivel de agua en el domo es controlado por tres mediciones de nivel basado en diferencias de presión.

### **3.2.10 Sobrecalentadores.**

Su función es llevar el vapor desde su estado de saturación a vapor sobrecalentado, utilizando el calor transferido desde los gases de combustión.

El propósito de los atemperadores de vapor es regular la temperatura del vapor de modo que sea adecuada para la siguiente etapa del sobrecalentador. Estos son llamados atemperadores pulverizadores donde el agua pulverizada es inyectada en el flujo. Mientras es vaporizada y sobrecalentada, recoge calor, mientras que la temperatura de vapor que sale del atemperador baja.

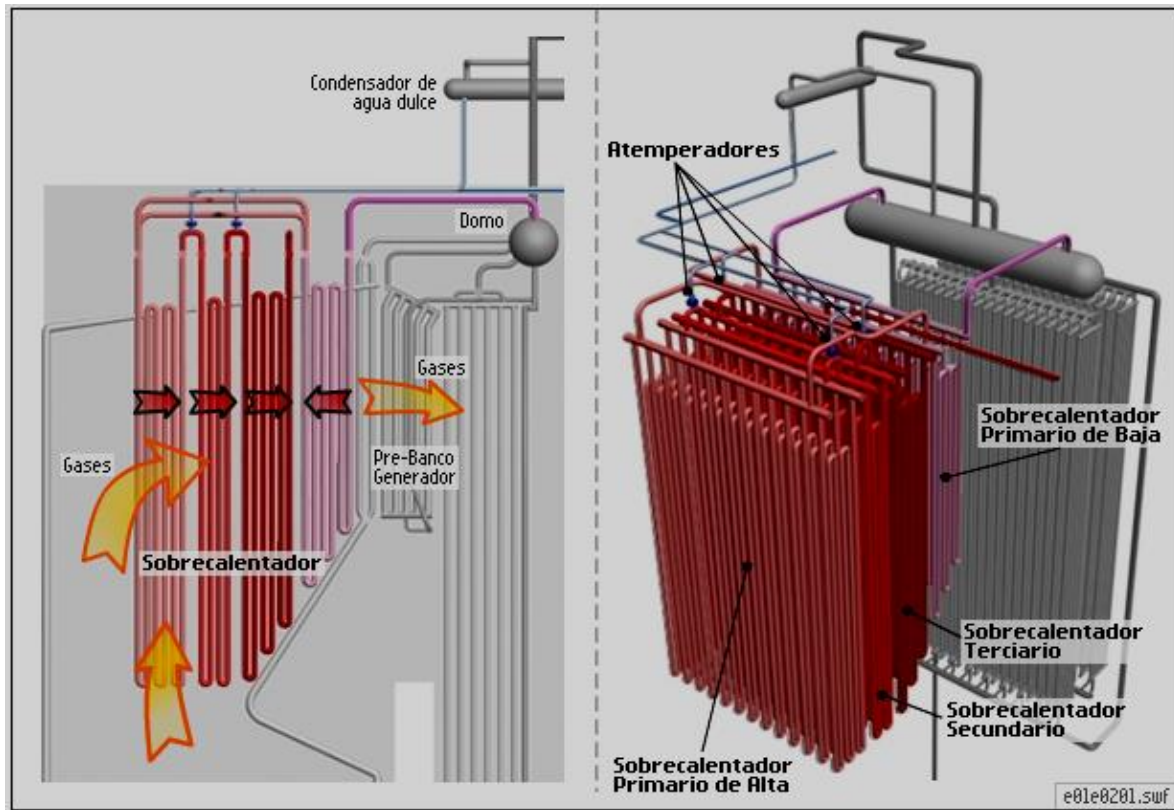


Figura 17. Diagrama de sobrecalentador.

### 3.2.11 Precipitador electrostático.

Los precipitadores electrostáticos son dispositivos que se utilizan para atrapar partículas mediante su ionización, atrayéndolas por una carga electrostática inducida. Se emplean para reducir la contaminación atmosférica producida por humos y otros desechos industriales gaseosos, especialmente en las fábricas que funcionan con combustibles fósiles.

Los precipitadores electrostáticos son dispositivos de filtración altamente eficientes, que mínimamente impiden el flujo de los gases a través del dispositivo, y pueden eliminar fácilmente finas partículas como polvo y humo de la corriente de aire.

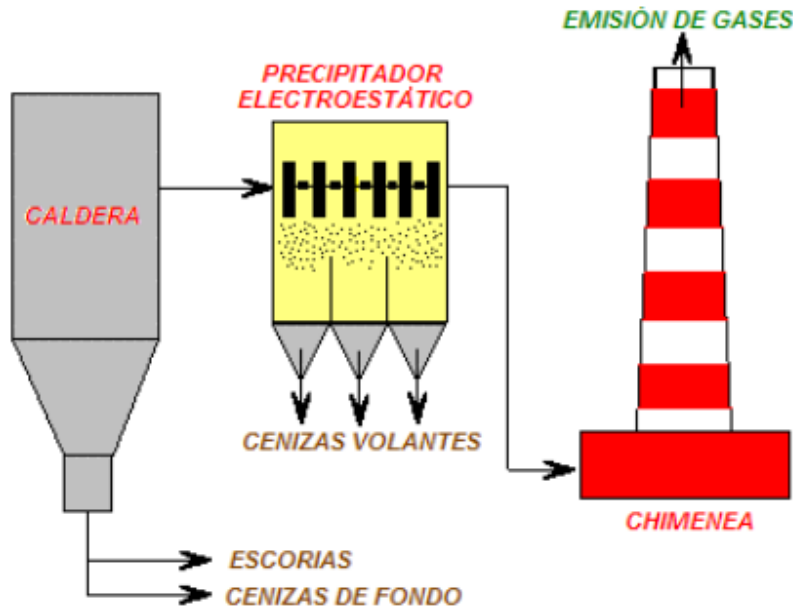


Figura 18. Precipitador electrostático

Un precipitador electrostático es un dispositivo utilizado para el control de partículas basado en fuerzas eléctricas.

Un alto voltaje (45.000 a 70.000 V) es aplicado a un alambre ubicado en el centro del precipitador. La pared externa del precipitador se conecta a tierra a potencial cero.

Al alambre en el centro del precipitador se lo denomina electrodo de descarga y a la pared externa electrodo colector. El electrodo de descarga mantiene un potencial negativo respecto del electrodo colector y así el campo eléctrico está dirigido hacia el alambre. El campo eléctrico cerca del alambre alcanza valores suficientemente altos como para provocar una corona de descarga en torno a él y la formación de electrones e iones negativos como por ejemplo los del O<sub>2</sub>. A medida que los electrones y los iones negativos son acelerados hacia el electrodo colector por las líneas del campo eléctrico no uniforme las partículas que se encuentran suspendidas en la corriente de gas ingresante, que fluye horizontalmente y paralelo a las placas verticales, se cargan por las colisiones y la captura de iones y llegan a depositarse en la superficie de los electrodos colectores.

De este modo el gas sale del precipitador prácticamente libre de impurezas. Puesto que las partículas mayores de 10 $\mu$  de diámetro absorben varias veces más iones que las menores de 1  $\mu$  de diámetro, las fuerzas eléctricas son mucho más fuertes en las partículas mayores.

Debido al espacio libre necesario en la parte superior del precipitador electrostático una fracción del gas se desvía alrededor de las zonas de carga. A este fenómeno se lo llama “fuga furtiva” e impone un límite máximo a la eficiencia de recolección.

A medida que las partículas comienzan a depositarse sobre la superficie colectora, el espesor de la capa de material particulado se incrementa. Como consecuencia de esto el campo eléctrico va disminuyendo por lo que es necesario golpear periódicamente las superficies colectoras, el material cae y se recoge en el fondo, en tolvas de recolección. Sin este golpe periódico y la consecuente disminución en la recolección, la eficiencia del precipitador electrostático se ve disminuida.

(Universidad Tecnológica Nacional 2006)

Todo lo dicho anteriormente puede visualizarse en la siguiente figura:

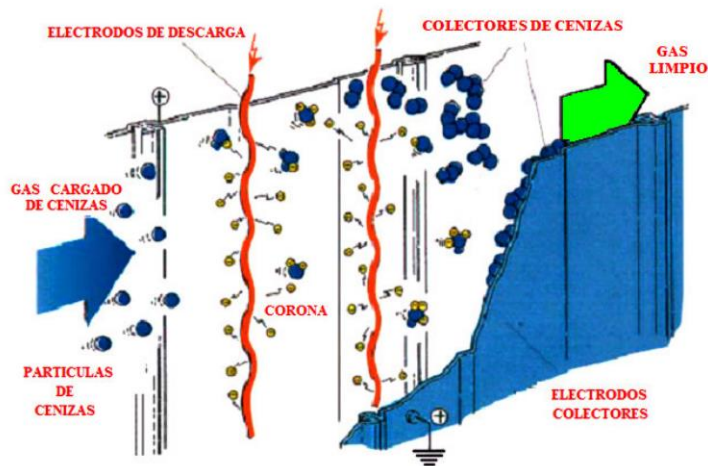


Figura 19. Retención de partículas debido al campo eléctrico.

### 3.2.12 Economizadores

Su función es elevar la temperatura del agua de alimentación que circula por los tubos, utilizando el calor entregado por los gases de combustión.

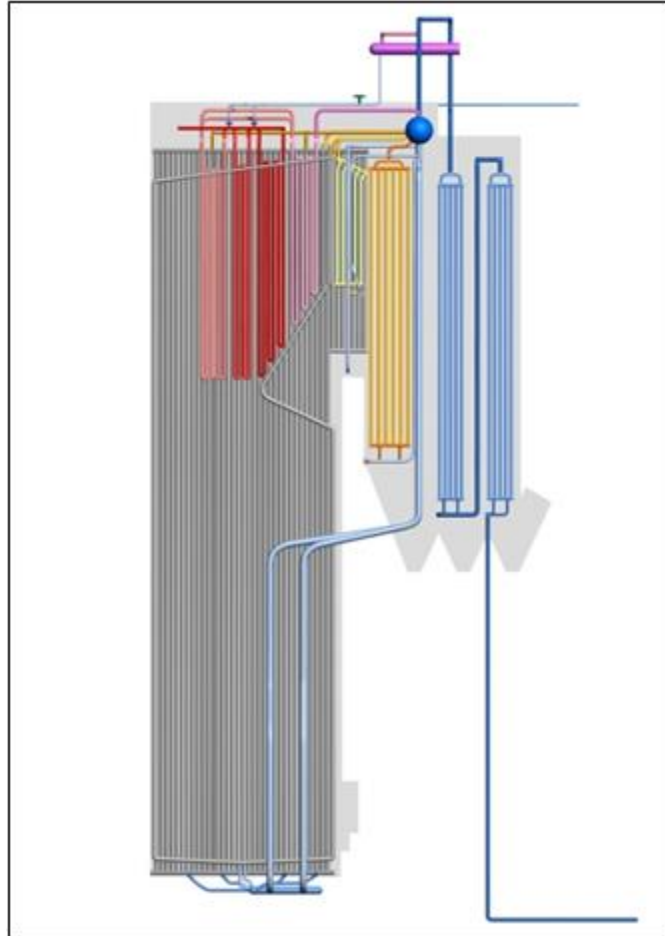


Figura 20. Economizadores

### 3.2.13 Deshollinado.

El propósito del sistema de deshollinado es limpiar las superficies calientes de la caldera (sobrecalentadores, banco generador, economizadores y precalentadores de aire). El diseño se basa en la remoción de depósitos de ceniza desde las superficies de transferencia calórica, al estar sucias reducen la transferencia de calor y pueden causar problemas de obstrucción

### 3.3 CAPACIDAD DE LA CALDERA.

#### 3.3.1 Modelo de cálculo.

La capacidad de la caldera fue obtenida mediante un modelo de cálculo para simular condiciones diversas de manejo del vapor y generación de energía eléctrica en CMPC Pacífico.

El modelo entre otros permite:

- Simular distintos escenarios del SDV, permitiendo visualizar mejores condiciones de cogeneración vapor y energía eléctrica.
- Determinar costos marginales de generación de vapor y energía eléctrica.
- Mejorar conocimiento de supervisores y operadores en el tema.

Este modelo está disponible en la planta Pacífico, el cual fue utilizado para determinar la capacidad de una nueva caldera de biomasa.

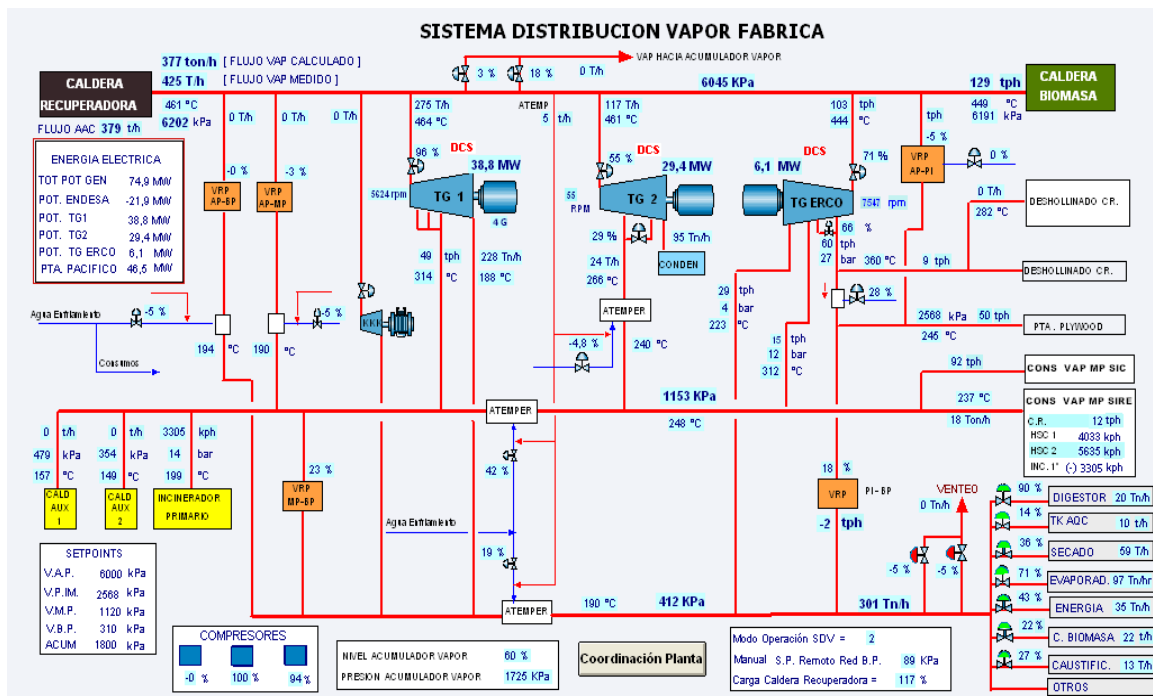


Figura 21. Sistema de distribución de vapor.

### 3.3.2 Fase y configuración de funciones.

Primeramente en un programa de Microsoft, Excel se configura el sistema SDV, mostrando los componentes principales y las líneas de vapor y condensado. Se fijan y disponen los parámetros de proceso que servirán para calcular las variables termodinámicas. Se establecen las ecuaciones y balances, utilizando las variables entregadas por las funciones termodinámicas. Para la solución de algunas ecuaciones y balances se utiliza procesos de iteración configurados en macro de Excel.

Una vez realizados los siguientes pasos:

- Definidos los valores en función de las variables termodinámicas.
- Definidos los datos de ingreso directo por pantalla.
- Se continúa con la siguiente fase correspondiente a la estrategia.

### 3.3.3 Fase estrategia

La estrategia de cálculo de las variables del SDV se realiza de acuerdo a la forma de operar del mismo, ajustando gradualmente los valores de los diferentes componentes, mediante iteración, hasta llegar a una condición de equilibrio total del mismo.

La estrategia de control del SDV que está configurada en la planta está hecha para asegurar primeramente el suministro de vapor (en cantidad y calidad) a los procesos de la fábrica. En una segunda instancia se optimiza la generación de energía eléctrica de los turbo generadores.

En el cuaderno SDV de Excel, hay valores que son fijos, que se asignan previamente, y otros variables, que se calculan en base a las fórmulas asignadas o estrategia de cálculo desarrollada en un macro en Excel. En los cuadros blancos son ingresados los valores externos, cambiados según sea el escenario que se desea simular. En el mismo archivo se muestra la operatoria de manejo del sistema y listado de chequeo de las variables que deben ser ingresadas.



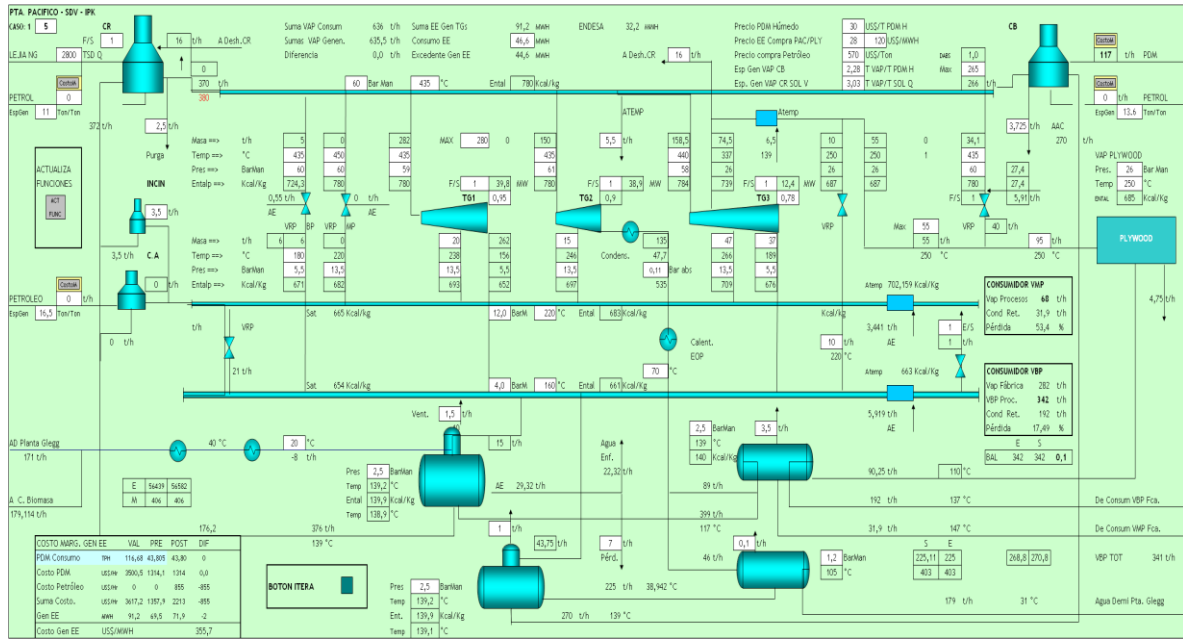


Figura 22. Cuaderno SDV de Excel.

### 3.3.4 Resultados SDV.

Los resultados de los cálculos efectuados se muestran en la misma planilla (Cuaderno SDV), y en el cuadro resumen, “Casos Analizados”, asignando un número y caracterizando al caso analizado. Los resultados deben interpretarse en función de las limitaciones del modelo de cálculo.

### 3.3.5 Casos analizados.

Se analizan tres casos para determinar la capacidad de la caldera de biomasa. Primero se analiza la planta con la ampliación de Plywood, aumentado el vapor a proceso en 50 t/h. Segundo se analiza la planta con la ampliación de Plywood, aumentado el vapor a proceso en 50 t/h y con una nueva caldera de biomasa de 90 t/h. Tercero se analiza la planta con la ampliación de Plywood, aumentado el vapor a proceso en 50 t/h y los turbogeneradores TG1 y TG2, trabajando a su máxima capacidad.

### 3.3.6 Descripción casos analizados.

Tabla 4. Casos analizados, en SDV.

<b>CASO</b>	<b>DESCRIPCION CASO ANALIZADO</b>
<b>CASO 1:</b>	Fábrica normal verano. TG ERCO Max. Plywood 95 t/h (sin venteo vapor)
<b>CASO 2:</b>	Fábrica normal invierno. TG ERCO Max Plywood 95 t/h (sin venteo vapor)
<b>CASO 3:</b>	Fábrica normal verano. TG ERCO Max. Plywood 95 t/h Nueva caldera biomasa de 90 t/h (con venteo vapor)
<b>CASO 4:</b>	Fábrica normal invierno. TG ERCO Max. Plywood 95 t/h Nueva caldera biomasa de 90 t/h (sin venteo vapor)
<b>CASO 5:</b>	Fábrica normal verano. TG ERCO Max. Plywood 95 t/h Con caldera biomasa de 103 t/h capacidad máxima de las turbinas (con venteo vapor)
<b>CASO 6:</b>	Fábrica normal invierno. TG ERCO Max. Plywood 95 t/h Nueva caldera biomasa de 123 t/h capacidad máxima de las turbinas (sin venteo vapor)

En base a los casos analizados se evaluarán económicamente las calderas de 90 t/h y 120 t/h, con lo cual se llegará a determinar cuál es más rentable.

Tabla 5. Resumen casos analizados.

RESUMEN DE CASOS ANALIZADOS							
		CASOS ANALIZADOS					
ITEM	UNIDAD	1	2	3	4	5	6
<b>Generación VAP</b>							
- Caldera recuperadora	t/h	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8	374,8
- Caldera biomasa	t/h	150	150	241	241	253	273
-Total gen VAP	t/h	525,1	524,8	616,1	615,5	628,1	648,1
<b>Generación EE por TG</b>							
- Generación TG1	MWh	27,0	37,2	35,6	37,2	37,2	37,2
- Generación TG2	MWh	30,6	11,9	37,9	30,4	37,9	37,9
- Generación TG ERCO	MWh	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
<b>Consumos Vapor Procesos</b>							
- Consumo MP	t/h	66,2	76,1	66,2	76,1	66,2	76,1
- Consumo BP	t/h	257,3	309,2	320,2	339,3	332,1	343,9
- Consumo Plywood MP2	t/h	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
<b>Generación y Consumo EE</b>							
- Generación total	MWh	69,9	61,4	85,8	79,8	87,4	87,4
- Consumo fábrica	MWh	46,0	46,0	47,0	47,0	48,0	48,0
- Excedente	MWh	23,9	15,4	39,8	33,8	41,4	41,4
- Transferencia ENDESA	MWh	11,6	3,1	27,5	21,6	29,2	29,2
<b>Varios Relevantes</b>							
Consumo agua desmineralizada.	t/h	165,7	189,4	216,0	198,0	226,1	198,8
Venteo vapor BP	t/h	0,0	0,0	49,0	0,0	59,0	0,0
Vapor a condensación TG2	t/h	108,0	44,0	135,0	107,0	135,0	135,0
VRP AP - MP2 Plywood	t/h	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
VRP MP2 - VBP	t/h	15	15	15	15	15	15
Consumo PDM	t/h	65	66	103	106	110	120

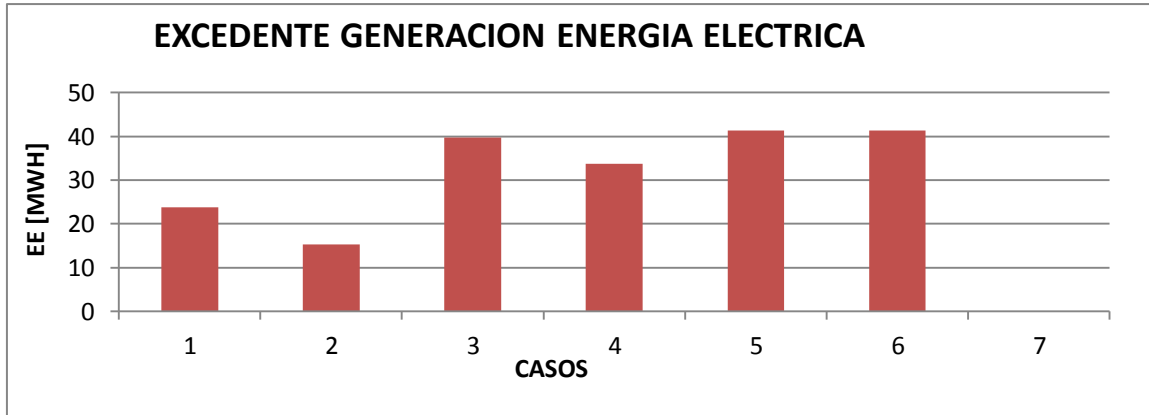


Figura 23. Excedente generación energía eléctrica.

### 3.4 MATERIA PRIMA.

La biomasa es materia orgánica originada en un proceso biológico que se incorpora a unos procedimientos artificiales que utiliza el hombre para obtener bienes de consumo, como combustible o energía. Por lo tanto se llama así al combustible energético que se obtiene directa o indirectamente de los recursos biológicos. La energía de biomasa procede de la madera, residuos agrícolas y estiércol. Esta energía es renovable continuamente. Al contrario de las energías eólica y solar, el combustible de la biomasa es fácil de almacenar. En cambio, maneja enormes volúmenes de combustible que hacen que su transporte sea costoso y constituye una prueba a favor de su utilización local y sobre todo rural.

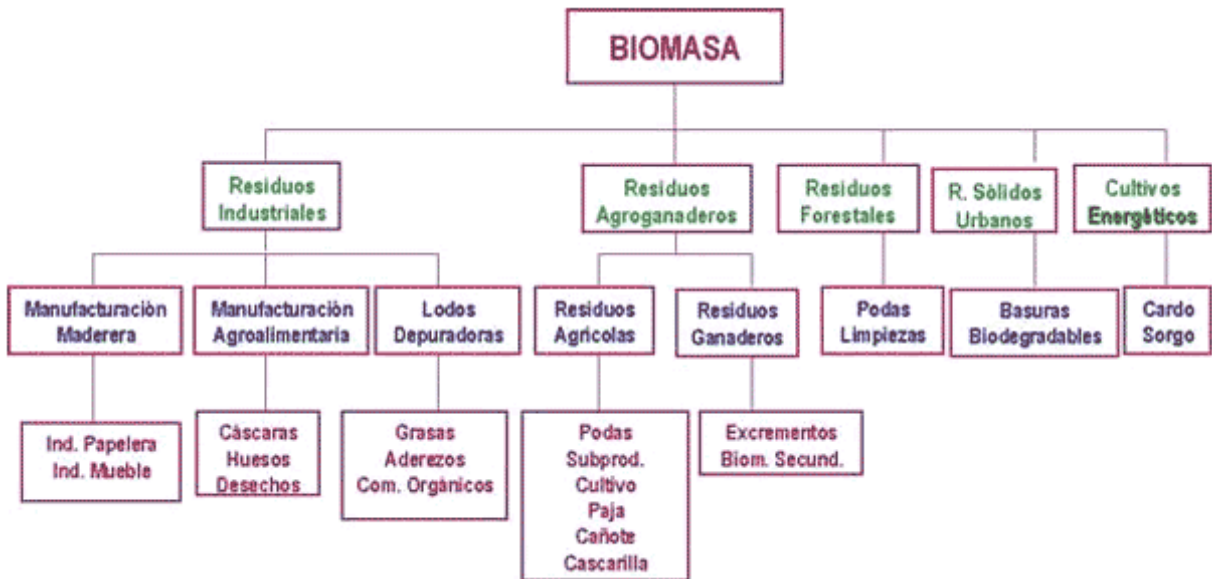


Figura 24. Tipos de combustible para biomasa.

### 3.4.1 Disponibilidad del recurso industria forestal.

En términos de superficie, las principales especies plantadas corresponden a Pinus Radiata (64,6%), Eucalyptus Globulus (20,3%) y Eucalyptus Nitens (7,4%). En estas tres especies se concentran 2.083.727 ha, es decir, el 92% de la superficie total. El 77% de la superficie de plantaciones se concentra en las regiones del Maule (439 M ha), Bio Bio (861 M ha) y Araucanía (434 M ha).

La figura N° 25 se muestra la distribución de las plantaciones de Pinus Radiata, por región y tipo de propietario; por ser la especie mayormente plantada marca la tendencia en las regiones mencionadas anteriormente.

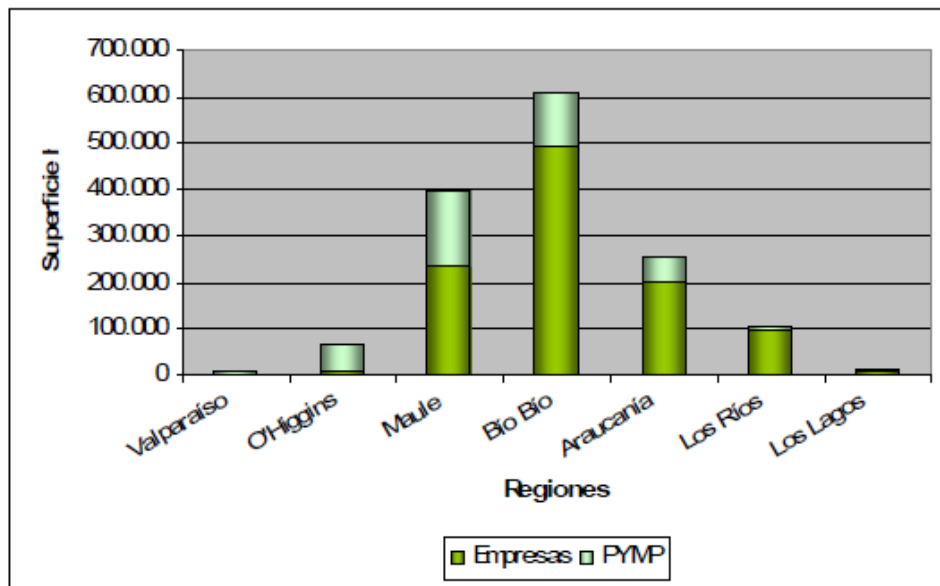


Figura 25. Distribución plantaciones de Pinus Radiata por región y propietario. INFOR.

La situación con las plantaciones del género Eucalyptus se aprecia en la figura; éstas se concentran principalmente en las regiones del Bio Bio al sur; a diferencia de las plantaciones de Pino Radiata, las de Eucalyptus se distribuyen casi en forma equitativa.

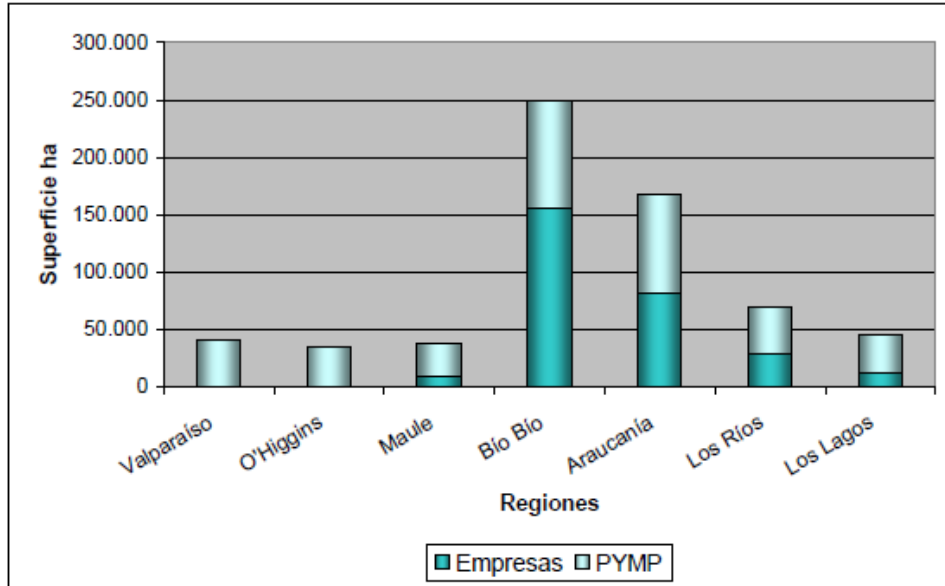


Figura 26. Distribución plantaciones de Eucalyptus por región y propietario. INFOR.

En base a la información previa en 3.5, la planta CMPC Pacífico tiene materia prima disponible para el proceso de celulosa, ya sea de pino o eucaliptus, el cual genera desechos, con lo cual se realiza el PDM (producto de madera) estos se usan como materia prima para la caldera de biomasa existente, además parte del PDM es adquirido de Plywood, que debido al aumento de vapor a proceso entregado, ésta deberá entregar una mayor cantidad de PDM a Pacífico.

Para la generación de vapor en la nueva caldera de biomasa se utilizará como combustible principal el PDM, y como combustible auxiliar petróleo N° 6.

La importancia de generar vapor con PDM, es por el menor costo de este y por el alto costo que tienen los combustibles auxiliares, de ahí que es necesario una continua alimentación de PDM al hogar de la caldera.

## **4 ESTUDIO ECONÓMICO**

Para el cálculo de los siguientes índices de inversiones es necesario conocer el concepto de flujo neto de caja. Éste comprende la suma de todos los ingresos menos todos los costos efectuados durante la vida útil del proyecto de la inversión. El respaldo de cifras se encuentra en los anexos A, B y C.

### **4.1 VAN**

El valor actual neto de una inversión, VAN, se entiende la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial.

Si un proyecto de inversión tiene un VAN positivo, el proyecto es rentable.

Entre dos o más proyectos, el más rentable es el que tenga un VAN más alto. Un VAN nulo significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él, invertidos en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.

### **4.2 TIR**

Se denomina tasa interna de rentabilidad, a partir de ahora TIR, a la tasa de descuento que hace que el valor actual neto de una inversión sea igual a cero.

Este método considera que una inversión es aconsejable si el TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca un TIR mayor.

El TIR es un indicador de rentabilidad relativa del proyecto, por lo cual cuando se hace una comparación de tasas de rentabilidad interna de dos proyectos no tiene en cuenta la posible diferencia en las dimensiones de los mismos. Una gran inversión con un TIR bajo puede tener un VAN superior a un proyecto con una inversión pequeña con un TIR elevado.



### **4.3 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN.**

El plazo de recuperación de la inversión, PRI permite seleccionar aquellos proyectos cuyos beneficios permiten recuperar más rápidamente la inversión debido a que se calcula el número de años que la empresa tarda en recobrar su dinero. Es decir, es el período de tiempo que necesita una inversión para que el valor actualizado de los flujos netos de caja iguale al capital invertido.

### **4.4 COSTOS CALDERAS AUXILIARES.**

Esta parte del estudio está relacionada con las calderas auxiliares, se incluyó los costos directos e indirectos de tres alternativas; alternativa 1, reparar calderas actuales; alternativa 2, dos calderas de 45 t/h; alternativa 3, caldera de 90 t/h.

Estas calderas no tienen ingresos ya que se utilizan para poner en marcha la planta y calentamiento de la misma, son de soporte en caso de emergencia y cubren déficit de vapor temporalmente.

Los costos para cada alternativa serán reflejados en tablas, los cuales se obtuvieron mediante cotizaciones, tendrá un periodo de vida útil de 10 años los cuales incluirán los costos de inversión, mantención y combustible.

Para realizar el estudio del costo de las calderas se consideró la adquisición de equipos, traslado e instalación de la caldera.

#### 4.4.1 Costos, alternativa N°1

Los siguientes datos se obtuvieron de las bitácoras de mantenimiento de las calderas auxiliares y el consumo de combustible se obtuvo de la sala de operaciones de CMPC Pacífico.

Tabla 6. Alternativa N°1, costo anual mantenimiento y combustible.

<b>Costo</b>	<b>Promedio anual US\$</b>
Mantenimiento	US\$ 69.423
Combustible	US\$ 1.114.219
<b>Total</b>	<b>US\$ 1.178.197</b>

Tabla 7. Alternativa N°1, costos.

<b>Reparación calderas</b>	<b>Costo estimado US\$</b>
<b>Costos directos</b>	
Tubos	US\$ 800.000
Mano de obra	US\$810.000
Cambio ladrillos y refractario	US \$ 15.000
Otros	US \$ 80.000
<b>Total</b>	<b>US \$ 1.705.000</b>

La alternativa N°1 tiene un gasto total en un periodo de 10 años de US\$ **13.541.419**.

**4.4.2 Costos, alternativa N°2.**

Tabla 8. Alternativa N°2, costo anual mantenimiento y combustible

<b>Costo</b>	<b>Promedio anual US\$</b>
Mantenimiento	US\$62.480
Combustible	US\$891.375
<b>Total</b>	<b>US\$ 953.855</b>

Tabla 9. Alternativa N°2, costos.

<b>Alternativa N°2. Dos calderas auxiliares de 45 t/h</b>	<b>Costo estimado US\$</b>
<b>Costos directos</b>	
2 Calderas 45 t/h	US\$ 2.550.000
Retiro equipos actuales	US \$ 100.000
Instalación	US \$ 700.000
<b>Sub total costo directo</b>	<b>US \$ 3.350.000</b>
<b>Costos indirectos</b>	
Fletes marítimos y terrestres	US \$267.824
<b>Subtotal costo indirecto</b>	<b>US \$267.824</b>
<b>Total</b>	<b>US\$ 3.617.824</b>

La alternativa N°2 tiene un gasto total en un periodo de 10 años de US \$ **13.156.374**

#### 4.4.3 Costos, alternativa N°3

Tabla 10. Alternativa N°3, costo anual mantenimiento y combustible

<b>Costo</b>	<b>Promedio anual US\$</b>
Mantenimiento	US\$ 48.596
Combustible	US\$891.375
<b>Total</b>	<b>US\$ 939.971</b>

Tabla 11. Alternativa N°3, costos.

<b>Alternativa 3. Caldera auxiliar 90 t/h</b>	<b>Costo estimado US\$</b>
<b>Costos directos</b>	
Caldera 90 t/h	US\$ 1.800.000
Retiro equipos actuales	US\$ 100.000
Instalación	US\$ 700.000
<b>Sub total costo directo</b>	<b>US\$ 2.600.000</b>
<b>Costos indirectos</b>	
Fletes marítimos y terrestres	US\$267.824
<b>Subtotal costo indirecto</b>	<b>US\$267.824</b>
<b>Total</b>	<b>US\$ 2.867.824</b>

La alternativa N°3 tiene un gasto total en un periodo de 10 años de US \$ **12.267.534**

En base a lo anterior la alternativa N° 1, tiene el costo más bajo de inversión. Las alternativas N°2 y N°3, se obtendrá una disminución en mantenimiento al ser calderas nuevas y además una disminución del consumo de combustible, al tener mejor eficiencia que las actuales.

La alternativa N°3 tiene un menor nivel de gastos en un periodo de 10 años.

Con los resultados se tiene una visión de cual alternativa es más viable a desarrollar, pero ante las alternativas que se presentan como solución, también está en juego la confiabilidad que presenta llevar a cabo el proyecto, la confiabilidad de reparación de las calderas es mucho menor que la de instalar un equipo nuevo. Por lo tanto se debe acompañar la selección de alternativas con otros parámetros para la correcta toma de decisión.

## **4.5 ESTUDIO ECONÓMICO CALDERA DE BIOMASA.**

### **4.5.1 Modelo económico.**

En este estudio, se incluyó los costos directos e indirectos de dos alternativas, caldera de 90 t/h, y caldera de 120 t/h, así como los gastos involucrados en la importación e instalación de la caldera. Además, se consideraron los niveles de generación de energía eléctrica de cada alternativa y los ingresos por venta que se generaron por la generación de energía eléctrica. Finalmente estos costos e ingresos serán reflejados en un flujo de caja, el que tendrá un periodo de vida útil de 20 años. En dicho flujo de caja se obtendrá estados de resultados anuales facilitando la obtención de los indicadores económicos, TIR, VAN y PRI.

### **4.5.2 Condiciones generales para el estudio económico**

La depreciación será de 20 años para las maquinarias y equipos en general, las construcciones temporales se depreciarán en 2 años.

La reparación y mantención de las maquinarias será de US\$ 654.752. Este valor se obtuvo sacando un promedio anual de las mantenciones de la actual caldera de biomasa de CMPC Pacífico.

Los siguientes datos para cada alternativa se obtuvieron del modelo de cálculo para simular condiciones diversas de manejo del vapor y generación de energía eléctrica explicada anteriormente, en la determinación de la capacidad de la caldera:

Toneladas anuales necesarias de PDM:

- Caldera de 90 t/h: 330.240 t/año
- Caldera de 120 t/h: 427680 t/año

Energía generada:

- Caldera de 90 t/h: 137.961 MW
- Caldera de 120 t/h: 184.447 MW

Horas anuales de funcionamiento de la planta: 8.400 h

Tasa de descuento: 12%

Impuesto: 18%

Valor energía: 120 US\$ MW/h

Costo PDM: 30 US\$/t

#### **4.5.3 Inversiones del proyecto.**

Para realizar el estudio se consideró la adquisición de equipos, maquinarias, traslado e instalación de la caldera. Se consideró como proyecto puro, es decir, se asume que la inversión que requiere el proyecto proviene de fuentes de financiamiento internas, por lo tanto, los recursos totales que necesita el proyecto provienen de la entidad ejecutora. Los costos de inversión se determinaron mediante cotizaciones y se muestran en las siguientes tablas:

Tabla 12. Inversión caldera de 90 t/h.

<b>Proyecto caldera de biomasa 90 t/h</b>	<b>Costo estimado US\$</b>
<b>Costos Directos</b>	
Puentes de cañería	\$ 333.631
Distribución energía eléctrica	\$ 243.181
Caldera de biomasa	\$ 20.537.531
Control de proceso	\$ 421.633
Camino exterior	\$ 117.994
<b>Sub total costo directo</b>	<b>\$ 21.653.970</b>
<b>Costos indirectos</b>	
Construcciones temporales	\$ 61.537
Fletes terrestres	\$ 10.964
Fletes marítimos, aéreos y seguros	\$ 211.406
Repuestos generales	\$ 46.991
Servicio de construcción	\$ 36.464
Supervisión proveedores	\$ 643
Capacitación y puesta en marcha	\$ 60.373
Seguros de construcción	\$ 176.875
Consultores de ingeniería	\$ 1.639.966
Administración	\$ 627.623
Gasto de internación y derechos de aduana	\$ 39.443
impuestos locales	\$ 6.000
<b>Subtotal costo indirecto</b>	<b>\$ 2.918.284</b>
<b>Total</b>	<b>US \$ 24.572.254</b>



Tabla 13. Inversión caldera de 120 t/h.

<b>Proyecto caldera de biomasa 120 t/h</b>	<b>Costo estimado US\$</b>
<b>Costos directos</b>	
Puentes de cañería	\$ 444.842
Distribución energía eléctrica	\$ 324.242
Caldera de biomasa	\$ 27.159.817
Control de proceso	\$ 562.178
Camino exterior	\$ 157.325
<b>Sub total costo directo</b>	<b>\$ 28.648.402</b>
<b>Costos indirectos</b>	
Construcciones temporales	\$ 82.049
Fletes terrestres	\$ 14.618
Fletes marítimos, aéreos y seguros	\$ 281.875
Repuestos generales	\$ 62.654
Servicio de construcción	\$ 48.618
Supervisión proveedores	\$ 857
Capacitación y puesta en marcha	\$ 80.497
Seguros de construcción	\$ 235.834
Consultores de ingeniería	\$ 2.186.622
Administración	\$ 836.830
Gasto de internación y derechos de aduana	\$ 52.591
impuestos locales	\$ 8.000
<b>Subtotal costo indirecto</b>	<b>\$ 3.891.046</b>
<b>Total</b>	<b>US \$ 32.539.448</b>

#### 4.5.4 Análisis del estudio económico.

El análisis de la evaluación económica del proyecto se determinó según los indicadores económicos: valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (PRI).

A continuación se muestran los resultados obtenidos de ambas alternativas, respaldada por tablas en el anexo A.

Tabla 14. VAN, TIR, PRI proyecto puro, caldera 90 t/h.

VAN	US \$ 9.892.751
TIR	18%
PRI	5,3 años

Tabla 15. VAN, TIR, PRI proyecto puro, caldera 120 t/h.

VAN	US \$ 18.637.839
TIR	21%
PRI	4,7 años

En base a los resultados del VAN, TIR y PRI resulta ser más rentable la alternativa con una caldera de biomasa de 120 t/h.

#### 4.5.5 Análisis de sensibilidad del proyecto.

El análisis de sensibilidad mostró como varían los indicadores económicos, como el valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR), cuando se modifica el valor de variables de alta incidencia en la evaluación económica. La variable a sensibilizar es el costo de la tonelada de PDM.

#### 4.5.6 Sensibilidad del costo de PDM.

Este análisis refleja cuan variable (en cuanto a indicadores de rentabilidad) es el proyecto, respecto a cambio en el costo de la materia prima de la caldera de biomasa, el PDM. Se determinó la repercusión en los indicadores económicos VAN y TIR al aplicar la variación del costo de cada tonelada de PDM.

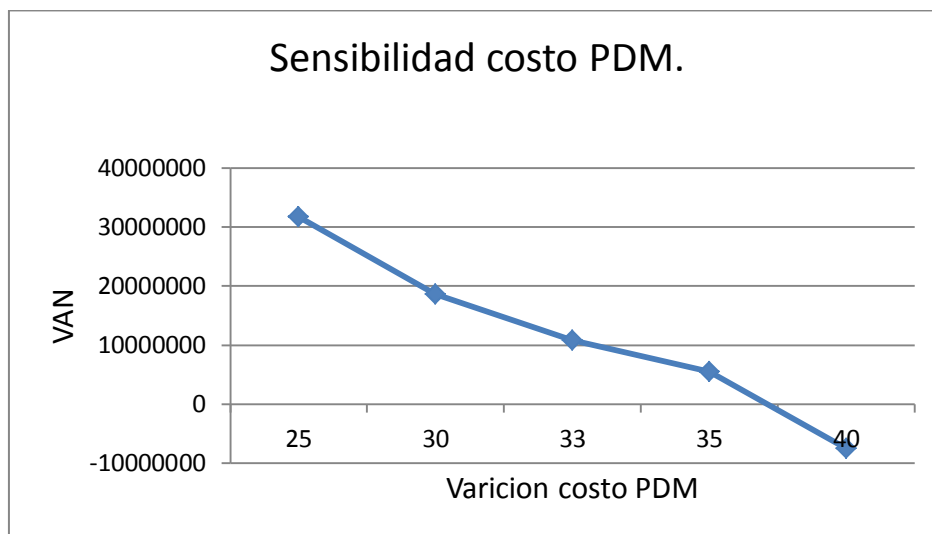


Figura 27. Sensibilidad del costo del PDM en base del VAN.

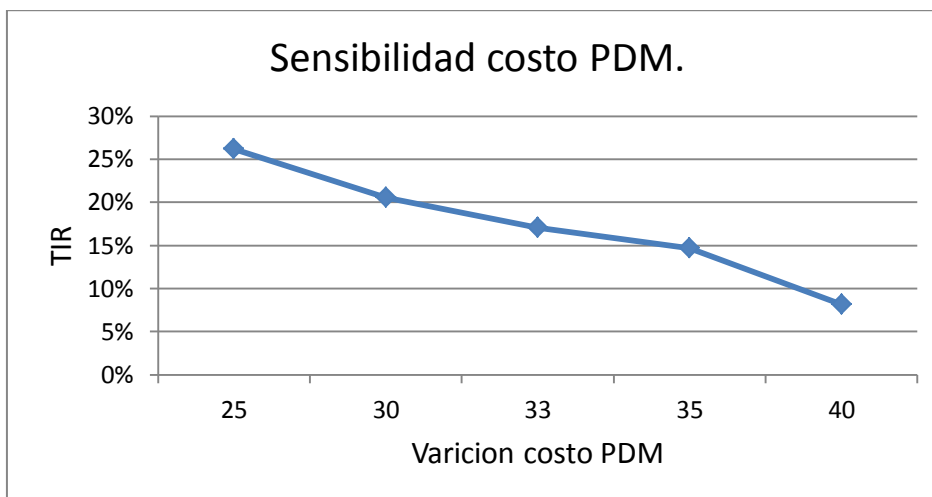


Figura 28. Sensibilidad del costo del PDM en base del TIR.

## 5 ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS EN BASE A LOS DATOS OBTENIDOS.

### 5.1.1 Alternativa N° 1

Las unidades a reparar son dos calderas acuotubulares de vapor saturado de media presión (13 bar) y capacidad de generación de (45 t/h), combustible petróleo N°6 y gas propano para el encendido.

Esta alternativa consiste en la reparación de las 2 calderas auxiliares.

La reparación de las calderas auxiliares pretende alargar la vida de operación de éstas. Las mayores reparaciones que ha sufrido durante el tiempo operativo están directamente relacionadas con la reparación de los tubos, por este motivo un punto importante a considerar al realizar esta alternativa es cambiar la totalidad de los tubos de la caldera. Además, se deben reparar los elementos deshollinadores que están inoperativos actualmente, se debe reparar todo lo relacionado con la estructura interior y exterior de la caldera.

Los beneficios obtenidos al reparar las calderas son aumentar la vida de estas, disminuyendo los altos costos de inversión al remplazarlas por unidades nuevas, también se tendrán beneficios en la disminución de los futuros costos de mantenimiento y de combustible. Pero estos beneficios no son tan justificables con los requerimientos que tiene la empresa para estos equipos, que son la confiabilidad, encendido rápido y de contar con ellas en los momentos que se les requiera.

**Forma de operar;** las calderas auxiliares se mantienen apagadas pero tienen que estar siempre disponibles para operar en forma casi instantánea, por tal motivo estas calderas se deben mantener presurizadas y con temperatura, para que su tiempo de respuesta de entrada en servicio sea lo más breve posible.

**Requerimiento especial para operar;** las calderas auxiliares no tienen requerimientos especiales para operar, se les utiliza las veces que se requiere y cuentan con servicios que se encuentran conectados a la planta, como por ejemplo; agua alimentación, petróleo N°6, energía eléctrica.

**Respuesta en arranques;** Se necesita que la respuesta en arranque de las calderas auxiliares sea lo más breve posible, ya que ante alguna dificultad de las calderas principales que conlleva a bajas de vapor en la red, se necesita suplir lo antes posible ese déficit.

**Requerimientos en operación normal;** Ante una eventual emergencia se necesita que las calderas auxiliares estén siempre disponibles, siempre operativas; por lo tanto el tener dos unidades disponibles aumenta la probabilidad de disponer de este servicio en el momento esperado.

### 5.1.2 Alternativa N° 2

La alternativa N°2 consiste en el remplazo de las dos calderas por unidades nuevas de similares características operativas que las actuales, es decir, vapor saturado de media presión (13 bar), y capacidad de generación 45 t/h cada una.

Se realizan cotizaciones con empresas extranjeras proveedoras de calderas para los fines que se requieran, como respuesta se obtiene un documento donde se detallan las condiciones de compra de la caldera y las condiciones de operación de la misma. Se indica en el documento-informe que la caldera es entregada en la fábrica en el extranjero y que todos los gastos de traslado y seguros son responsabilidad del comprador.

El beneficio que se obtiene al cambiar las calderas por dos unidades nuevas de similares características, es la disminución en los costos de mantenimiento, operación, y aumento de la confiabilidad. Los costos de mantenimiento tendrán una disminución ya que se trata de equipos nuevos y ello implica menores reparaciones por problemas técnicos, y además no se tendrá que reparar los tubos por las rupturas sufridas súbitamente como ocurrían en las actuales calderas. Los costos de operación se refieren al consumo de combustible de las calderas el cual al ser calderas nuevas y actuales ahorran más combustible.

**Forma de operar;** condiciones similares a la alternativa N°1

**Requerimiento especial para operar;** condición similar a la alternativa N°1

**Respuesta en arranques;** condición similar a la alternativa N°1

**Requerimientos en operación normal;** similar a la alternativa n°1, con la ventaja que al tratarse de equipos nuevos la probabilidad de fallar es menor a la alternativa N°1, además se dispondrá de dos equipos.

### 5.1.3 Alternativa N° 3

La alternativa 3 consiste en el remplazo de las dos calderas por una de similar diseño pero de capacidad igual a ellas en conjunto, es decir, vapor saturado de media presión (13 bar), y capacidad de generación 90 t/h.

Se realiza una cotización con una empresa extranjera proveedora de calderas, por una caldera para los fines requeridos, como respuesta se obtiene un documento donde se detallan las condiciones de compra de la caldera y las condiciones de operación de la misma. Se indica en el documento-informe que la caldera es entregada en la fábrica en el extranjero, y que todos los gastos de traslado y seguros son responsabilidad del comprador.

El beneficio que se obtiene al cambiar las calderas por una sola unidad de mayor tamaño consiste en la disminución de los costos de mantenimiento, de operación y una disminución en la inversión. Los costos de mantenimiento deberán disminuir ya que se trata de un equipo nuevo y ello implica menores reparaciones, y sobre todo por tratarse de un solo equipo a diferencia de la alternativa anterior. También se considera que funciona con combustible petróleo N°6 pero con un sistema de quemador más eficiente en el consumo de combustible, que el de las actuales calderas.

**Forma de operar;** condiciones similares a la alternativa N°1

**Requerimiento especial para operar;** condiciones similares a la alternativa N°1

**Respuesta en arranques;** condiciones similares a la alternativa N°1

**Requerimientos en operación normal;** Ante una eventual emergencia se necesita que las calderas auxiliares estén siempre disponibles, siempre operativas; por lo tanto el tener una unidad disponible existe la probabilidad que este equipo no encienda y no entre en funcionamiento cuando se requiera, por lo tanto esta alternativa tiene una mayor probabilidad de no entrar en servicio cuando se necesite.

#### 5.1.4 Alternativa N° 4

Esta alternativa consiste en remplazar ambas calderas auxiliares por una caldera de biomasa de alta presión (60 bar), de vapor sobrecalentado, con una capacidad de generación de 120 t/h.

Las características de esta nueva caldera permitirán aumentar la generación de energía eléctrica de la planta, haciendo esta alternativa rentable, además cubrirá el déficit de vapor.

**Forma de operar;** funciona en forma permanente, el vapor generado por esta caldera se utilizará para generar energía eléctrica en los turbogeneradores que actualmente no están funcionando en su máxima capacidad, además de suministrar, cuando se requiera, vapor de media o baja presión al área de proceso.

**Requerimiento especial para operar;** debe disponer de servicios autónomos, esto porque un eventual black out de la planta, este servicio siga en funcionamiento de manera independiente, y cumpla con la capacidad de remplazar las calderas auxiliares.

**Respuesta en arranques;** como esta unidad estará en funcionamiento permanente no requiere de encendido rápido como las calderas auxiliares que se encienden cuando se requiere de sus servicios, de no ser así este equipo deberá estar embancado siempre, para poder tener un encendido rápido ante cualquier imprevisto.

**Requerimientos en operación normal;** se dispondrá de solo una unidad en servicio, aumenta la probabilidad que el servicio pueda fallar en alguna ocasión, por lo tanto se debe realizar un plan de mantenimiento preventivo programado adecuado para esta unidad.

Tabla 16. Características de las alternativas 1, 2, 3 y 4.

CARACTERISTICA	ALTERNATIVAS			
	1	2	3	4
Número de Unidades.	dos	dos	una	una
Tipo Vapor.	Vapor saturado 13Bar	Vapor saturado 13Bar	Vapor saturado 13Bar	Vapor sobrecalentado 60 Bar
Capacidad Generación de Vapor t/h.	45	45	90	120
Forma Operar.	Se mantiene apagadas	Se mantiene apagadas	Se mantiene apagada	Funciona en forma permanente
Tipo Combustible.	Petróleo N°6	Petróleo N°6	Petróleo N°6	PDM y Petróleo N°6
Requerimiento Especial para Operar.	No lo tiene	No lo tiene	No lo tiene	Suministro de servicios autónomos.
Respuesta en arranques.	Requiere encendido y puesta en línea rápido	Requiere encendido y puesta en línea rápido	Requiere encendido y puesta en línea rápido	No requiere encendido rápido por permanecer siempre en funcionamiento
Requerimientos en Operación Normal	Existe respaldo de dos unidades	Existe respaldo de dos	Depende de sólo una unidad detenida	Depende de sólo una unidad en servicio



## 5.2 Resultado del análisis de las alternativas

De las cuatro alternativas planteadas en un comienzo, reparar calderas auxiliares. Reemplazar las calderas auxiliares por dos nuevas unidades de 13 bar, vapor saturado y capacidad de 45 t/h cada una. Reemplazar calderas auxiliares por una unidad de 13 bar, vapor saturado y capacidad igual a 90 t/h. Reemplazarlas por una caldera de biomasa de 60 bar y temperatura de operación después del condensador de 450°C, de las cuales la elección es reemplazar las calderas auxiliares por una caldera de biomasa. De las cuatro alternativas es la única que presenta rentabilidad por la venta de energía eléctrica, por lo tanto la única que genera ingresos. La planta ahorraría en mantención y combustible de las calderas auxiliares, además cubre el déficit de vapor presente en la empresa y el déficit de vapor presente con la ampliación de CMPC Plywood.

Esta alternativa es sustentable, para la empresa esto es muy importante ya que esta debe cumplir con normas como la ISO 14000. Se deben tomar en cuenta ciertos requisitos; fundamentales para que puedan reemplazar a las calderas auxiliares. Debe disponer de servicios autónomos, tales como electricidad, agua, petróleo diésel, esto porque en una eventual parada de planta, esta caldera quede en el estado embancado para que pueda ser puesta en marcha con combustible diésel y en 20 minutos aproximadamente generar vapor para el calentamiento de la planta y sus equipos.

### 5.2.1 Justificación caldera de biomasa.

La justificación tiene la finalidad de hacer un balance de la situación en que se encuentra el ámbito de la biomasa y su aprovechamiento energético. Es necesario señalar la dependencia energética de la sociedad y la gran correlación de ésta con la capacidad económica de cada país. Así se puede establecer una relación entre bienestar y consumo de energía, pues un alto consumo de energía significa una economía desarrollada, haciendo uso eficiente de la energía.

La implantación de nuevos recursos energéticos se fundamenta principalmente por las siguientes puntualizaciones:

- Sustituciones en el uso de energías primarias debido a la aparición de nuevas tecnologías, la disponibilidad de nuevos recursos la aparición de consumos específicos de energías más limpias y respetuosas con el medio y precios más competitivos.
- El actual crecimiento de precios de los recursos energéticos, centrándose en la crisis energética iniciada en octubre de 1973 con la subida de los precios de los crudos y con restricciones de oferta aplicadas por los países de la OPAEP (Organización de los Países Árabes Exportadores de Petróleo), y alimentada por hechos similares en los años siguientes. Todo esto hace que se resientan las grandes economías importadoras del “oro negro” y se busquen alternativas.
- Nuestro planeta cuenta todavía con recursos energéticos suficientes para continuar abasteciendo durante al menos tres cuartos de siglo consumos similares a los actuales. Aunque desde la perspectiva económica el plazo parece no preocupante para algunos, pero puede parecer demasiado breve para el futuro bienestar de la humanidad. Considerando que Chile es pobre en recursos energéticos, sobre todo en lo referente a hidrocarburos (principal recurso energético en el último cuarto de siglo), aunque dispone de abundante carbón.
- Para el mes de Diciembre 2011 la demanda de energía eléctrica en Chile muestra un incremento de 4,3% con respecto a igual mes de 2010, y con respecto de Noviembre 2011 se observa también un crecimiento de 5,0%. Los sectores que presentan variaciones positivas en doce meses: El sector Residencial con un 1,0%, el sector Comercial con un 8,6%, el sector Minero con un 2,8%, el sector Agrícola con un 12,8%, y el sector Varios con un 16,2%, con respecto al mismo período del año anterior. Mientras que el único sector que presento un decrecimiento fue: Industria con un 0,2%, con respecto al mismo período del año anterior. Asimismo la importación de energía desde Argentina, alcanzó una participación de 0,01%.

Esta energía se comercializa al sector Minero, a través del Sistema Interconectado de la segunda región de nuestro país.

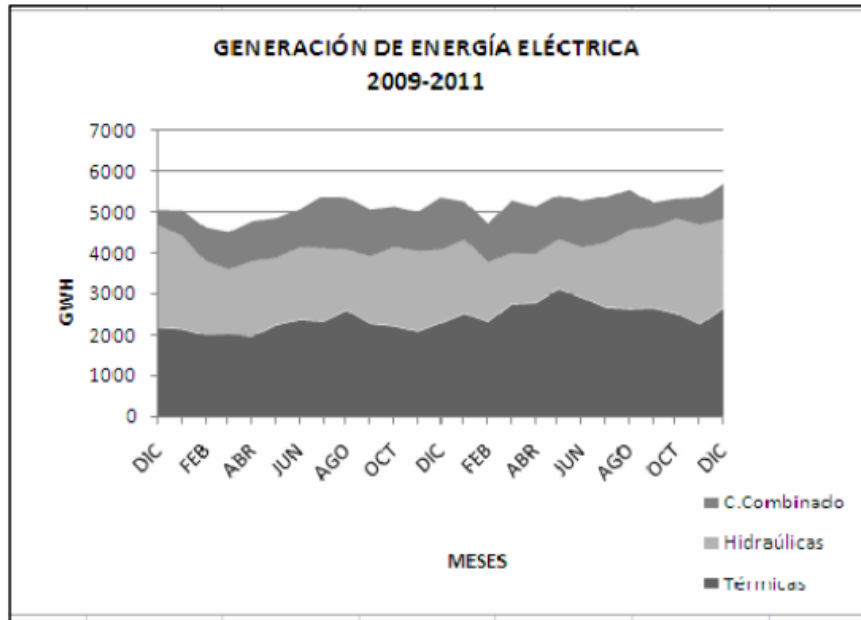


Figura 29. Estructura de la producción eléctrica total en Chile. INE

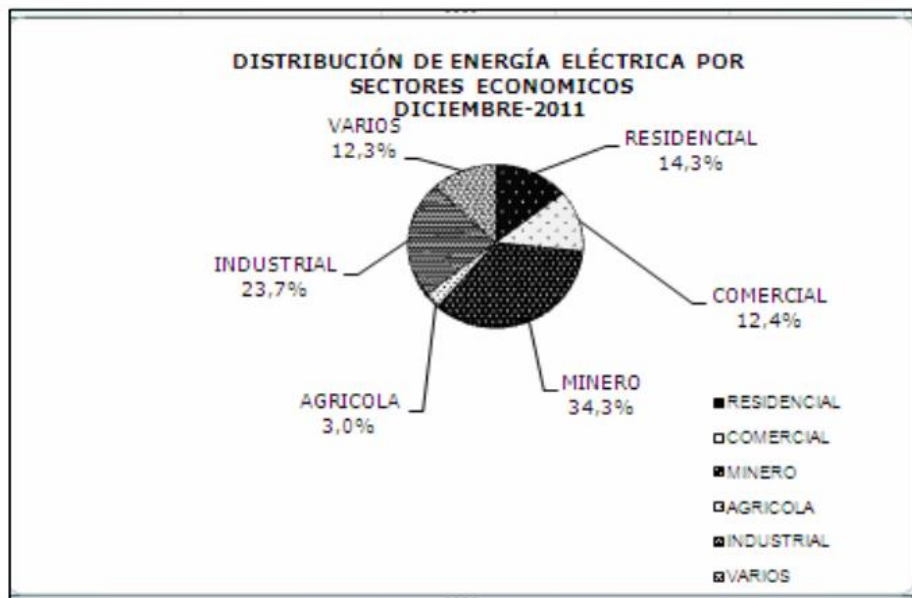


Figura 30. Distribución de energía eléctrica por sectores. INE

### Potencial energético de la biomasa

Se indica a continuación el resumen del potencial bruto estimado, el biogás tiene un potencial del 30% del total y el potencial de los residuos provenientes de la actividad forestal un 46% del potencial bruto total. El 51% del potencial se encuentra concentrado entre la RM y la VIII Región. (Comisión nacional de energía s.f.)

Tabla 17. Potencial bruto energético biomasa en Chile.

Fuente biomasa	potencial bruto (MW)		%
	Min	Max	
Biogás	2.027	4.106	30%
Desechos cereales	280	600	4%
Manejo forestal	393	523	4%
Residuos industria forestal	319	927	7%
Manejo bosque nativo	2.361	4.723	35%
Otras biomosas	1.367	2.795	20%
<b>Total</b>	<b>6.747</b>	<b>13.675</b>	<b>100%</b>

La entrada de proyectos en los escenarios de evolución de precios establecidos, permite la realización de proyectos de cogeneración y de combustión directa de desechos forestales y agrícolas. El tamaño de estos proyectos está limitado por la disponibilidad del recurso, distancia de suministro, acceso a través de topografías accidentadas e imprevisibles, lo que incide en el costo de la biomasa y condiciones del entorno donde se proyecta llevar a cabo estos proyectos.

Considerando los puntos anteriores, la instalación de una nueva caldera de biomasa en CMPC Pacífico, se hace posible, ya que en primer lugar la planta deberá aumentar en 50 t/h la entrega de vapor a proceso con lo que sumara un total de 95 t/h, este vapor se entrega a Plywood, con lo cual quedaría con un gran déficit de vapor, para generar energía eléctrica ya que la prioridad de la planta es el vapor a proceso. En segundo lugar la planta necesita más vapor de alta presión para completar la capacidad de los turbo generadores, así generar un máximo de energía eléctrica, con esto se satisface el mayor consumo de energía que se presenta en la actualidad.

### 5.2.2 Estudio de la ubicación.

La caldera de biomasa se pretende instalar en CMPC Pacífico, la cual está ubicada 30 kilómetros al norte de la ciudad de Angol, IX región de la Araucanía. Ubicada en la zona de Mininco, donde la compañía concentra plantaciones forestales.

Al estudiar la información aportada en 3.5, se deduce que las dos mejores regiones para un buen aprovechamiento de la biomasa, utilizando como combustible PDM, son la región del Bio Bio y de la Araucanía, en una de las cuales se encuentra ubicada CMPC Pacífico.

### 5.2.3 Elección de la ubicación dentro de la planta CMPC Pacífico.

El combustible utilizado en la actual caldera de biomasa, en CMPC Pacífico, es el PDM, el cual es almacenado en dos silos, y transportado mediante correas a la caldera de biomasa. Para la elección de la ubicación de la caldera de biomasa se buscarán los posibles terrenos donde sea posible ser instalada la caldera por espacio, descritos en el siguiente plano:

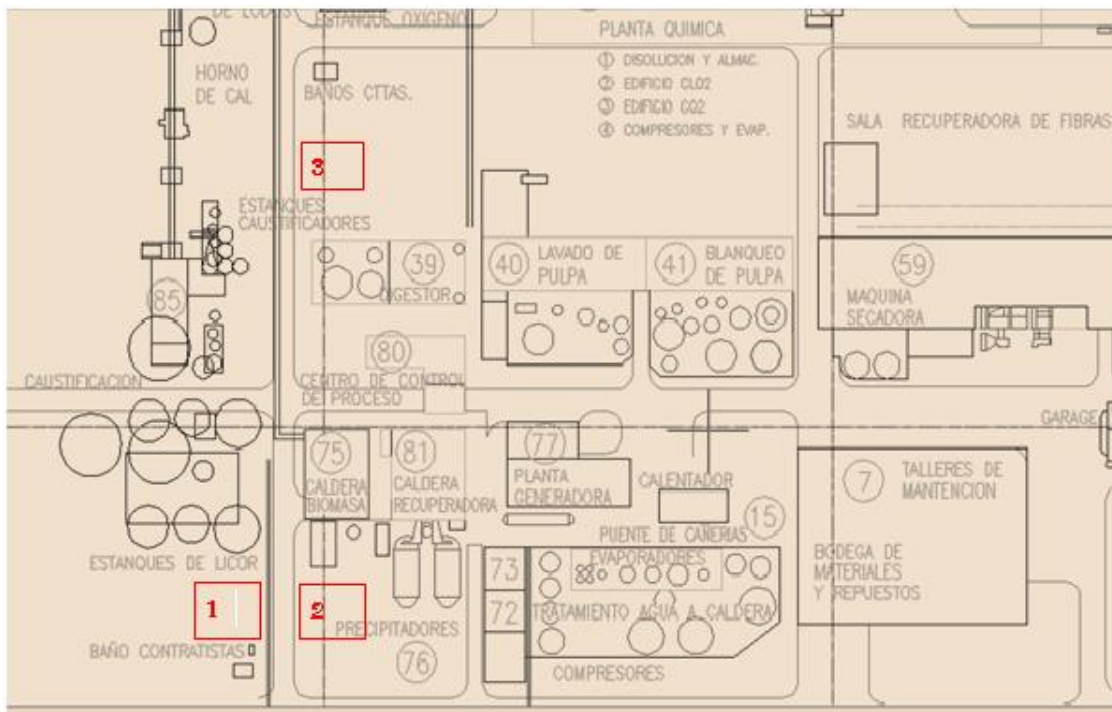


Figura 31. Plano planta CMPC Pacífico.

Como se puede ver en la figura 29 se señalan tres posibles ubicaciones para instalar la caldera de biomasa, se tomará en cuenta diferentes factores para la elección del lugar.

#### 5.2.4 Método de jerarquización analítica

El método de jerarquización analítica fue desarrollado durante los años setentas en la Universidad de Pennsylvania por el DR. Thomas L. Saaty, al buscar elaborar un instrumento formal para la evaluación y selección de alternativas que tuviera características de ser sólido en sus fundamentos matemáticos, útiles en la toma de decisiones y sencillos en su aplicación.

Saaty considera que para la solución de un problema el decisor transita por tres etapas; inicia con la formulación del problema, luego realiza una evaluación y finalmente selección al mejor curso de acción que más contribuya al logro del objetivo.

Este método puede ser realizado en grupo o de manera individual. (Guerrero 2003)

Para determinar cuál es la mejor alternativa se hará uso de tablas que permiten seleccionar la solución más adecuada, en base a criterios de funcionalidad de la solución, las tablas a utilizar son tres:

- 1- **Valorización de las alternativas**, asignar un valor a las diferentes alternativas.
- 2- **Asignación de peso a los criterios**, a cada criterio se le asigna un valor, no intervienen las alternativas.
- 3- **Determinación de la función criterio**, esta tabla entrega un resultado final de la selección que se está realizando.

Las alternativas son las siguientes:

- A1, Ubicación 1
- A2, Ubicación 2
- A3, Ubicación 3

Criterios utilizados en el análisis:

- C1, Línea conexión de vapor.
- C2, Combustibles.
- C3, Sistema cableado eléctrico.
- C4, Líneas de aguas y condensado.
- C5, insumos.
- C6, remoción de desechos.
- C7, Extensión del lugar.

### 5.2.5 Razonamiento de criterios utilizados

**C1**, Este criterio está relacionado con las líneas de conexión de vapor, asignando un valor más elevado a la alternativa más próxima a la línea de conexión de vapor de AP, actuales, y la posibilidad de acoplarse a la línea de vapor de manera más fácil.

**C2**, Este criterio está relacionado con los combustibles que alimentan la caldera, asignando un valor más elevado a la alternativa que tenga más cercanía a los combustibles PDM y Diésel, lo que implica un ahorro en la instalación, traslado y manejo de los combustibles.

**C3**, Este criterio está relacionado con el sistema de cableado eléctrico, que alimenta el conjunto de equipos eléctricos, asignando un valor más elevado a la alternativa que sea de fácil acceso al sistema eléctrico.

**C4**, Este criterio está relacionado con las líneas de agua condensada, asignando un valor más elevado a la alternativa que tenga más fácil acceso y más proximidad a las líneas actuales, y estanques.

**C5**, Este criterio está relacionado con los insumos como arena y productos de operación, asignando un valor más elevado a la alternativa que facilite el transporte de insumos, proximidad a calles de servicio.

**C6**, Este criterio está relacionado con la remoción de desechos, asignando un valor más elevado dependiendo la facilidad en la carga y el transporte para la remoción de desechos.

**C7**, Este criterio está relacionado con la cantidad de metros cuadrados disponibles, asignando un valor más elevado al que tenga mayor cantidad de metros cuadrados disponibles.

### 5.2.6 Tablas desarrolladas para la toma de decisiones.

La valorización y asignación de peso será en una escala de 1 a 100, siendo 1 la peor y 100 la mejor.

Tabla 18. Valorización de las alternativas.

Criterio	A1	A2	A3
C1	40	50	10
C2	40	30	30
C3	40	40	20
C4	40	50	10
C5	35	30	35
C6	35	30	35
C7	30	10	50

Tabla 19. Asignación de peso a los criterios.

Criterio	Peso
C1	70
C2	80
C3	35
C4	65
C5	30
C6	40
C7	50



Tabla 20. Determinación de la función criterio.

Criterio	X	A1	X*A1	A2	X*A2	A3	X*A3
C1	70	40	2800	50	3500	10	700
C2	80	40	3200	30	2400	30	2400
C3	35	40	1400	40	1400	20	700
C4	65	40	2600	50	3250	10	650
C5	30	35	1050	30	900	35	1050
C6	40	35	1400	30	1200	35	1400
C7	50	30	1500	10	500	50	2500
total			<b>13950</b>		13150		9400

### 5.2.7 Resultado del análisis

Al concluir el análisis utilizando una base de criterios para buscar cual sería la mejor solución, arrojó con mayor puntaje la ubicación 1.

La ubicación numero 2 está descartada por que el espacio es reducido y además pasaría una calle de servicio muy cerca.

Por lo tanto la elección para la instalación de la caldera de biomasa será la alternativa 1.

### **5.3 ELECCIÓN DE ALTERNATIVAS CALDERAS AUXILIARES.**

Para determinar cuál es la alternativa más conveniente, primero que nada se tomara una decisión entre las tres primeras alternativas sobre las calderas auxiliares, para luego ser comparadas con la alternativa N°4.

Para determinar cuál es la mejor alternativa haremos uso del método de jerarquización analítica expuesto anteriormente en 3.5.2 (Guerrero 2003).

Las alternativas son las siguientes:

- A1, Reparación profunda a ambas calderas auxiliares.
- A2, Reemplazar ambas calderas auxiliares por dos unidades similares.
- A3, Reemplazar ambas calderas auxiliares por una sola unidad de 90 t/h.

Los criterios utilizados en el análisis son los siguientes:

- C1, Confiabilidad.
- C2, Vida útil.
- C3, Implementación.
- C4, Evaluación económica.

#### **5.3.1 Razonamiento de criterios utilizados**

C1, Este criterio está relacionado con la confiabilidad de operación de las calderas, asignando un valor más elevado a la alternativa que presenta una mayor confiabilidad de operación.

C2, Este criterio está relacionado con la vida útil de los equipos a utilizar, se da mayor valor a la alternativa que representa mayor vida útil.

C3, Este criterio tiene relación con la implementación de los equipos en su remplazo por nuevos, o por la reparación de los actuales. Se requiere de una implementación que no demande mucho tiempo.

C4, Este criterio relacionado con los costos de las calderas auxiliares (alternativa 1,2 y 3) realizada en 4.4.

**5.3.2 Tablas desarrolladas para la toma de decisiones.**

La valorización y asignación de peso será en una escala de 1 a 100, siendo 1 la peor y 100 la mejor.

Tabla 21. Valorización de las alternativas.

criterio	alternativas		
	A1	A2	A3
<b>C1</b>	15	45	40
<b>C2</b>	20	42	38
<b>C3</b>	30	40	30
<b>C4</b>	25	35	40

Tabla 22. Asignación de peso a los criterios.

criterios		peso xi
<b>C1</b>	Confiabilidad	95
<b>C2</b>	Vida útil	85
<b>C3</b>	Implementación	50
<b>C4</b>	Costos	60

Tabla 23. Determinación de la función criterio.

Criterio	xi	A1	xiA1	A2	xiA2	A3	xiA3
<b>C1</b>	95	15	1425	45	4275	40	3800
<b>C2</b>	85	20	1700	42	3570	38	3230
<b>C3</b>	50	30	1500	40	2000	30	1500
<b>C4</b>	60	25	1500	35	2100	40	2400
<b>Suma xi*Ai</b>			<b>6125</b>		<b>11945</b>		<b>10930</b>

### **5.3.3 Resultado del análisis**

Al concluir el análisis utilizando una base de criterios para buscar cual sería la solución más recomendada, dio como resultado la selección de la alternativa N° 2, “Reemplazar las dos calderas auxiliares por dos unidades de similares características”. La confiabilidad para estos equipos y la función que prestan dentro de la planta debe ser la más alta posible, por lo tanto se debe priorizar ese aspecto.

Al realizar la comparación entre las tres primeras alternativas dan como resultado la alternativa N° 1 como la más económica en cuanto a inversión inicial, pero evaluando a 10 años la alternativa N°3 es la que tiene menores costos generales en ese periodo. Cabe mencionar que existe una gran diferencia de confiabilidad operacional entre un equipo que tiene varios años de servicio y es reparado, ante otro de similares características pero de condiciones operativas actuales y además son equipos nuevos.

En conclusión de acuerdo a las tablas de criterios utilizadas, se recomienda seleccionar la alternativa N° 2, entre las primeras tres alternativas “Reemplazar las calderas auxiliares por dos unidades nuevas de similares características”, esto en caso de que el proyecto de instalar una nueva caldera de biomasa en el corto plazo no se concrete, y las calderas auxiliares queden inoperativas.

## 6 ESTUDIO DE LA CAPACIDAD DE LA LÍNEA DE PDM, CMPC PACÍFICO

### 6.1 LÍNEA ALIMENTACIÓN DE PDM A CALDERAS BIOMASA

La línea de PDM existente en la planta Pacífico abastece de combustible PDM a la caldera de biomasa. El consumo promedio de combustible PDM de la caldera biomasa es de 66 t/h. Con la instalación de una nueva caldera de biomasa la línea de PDM debiera ampliar su producción en 55 t/h más, alrededor de un 83% extra, y de esta manera alimentar las dos calderas de biomasa; la actual que es de 150 t/h de vapor sobrecalentado y la nueva caldera de 120 t/h de vapor sobrecalentado. Se debe corroborar si los equipos existentes en la línea de producción de PDM, en especial las correas transportadoras, serán capaces de absorber el aumento en el flujo de PDM.

### 6.2 ESPECIFICACIONES DEL ÁREA DE PDM.

De acuerdo a las especificaciones técnicas de las líneas de correas que componen el área PDM (área 25), se tienen los siguientes datos.

Tabla 24. Capacidad equipos línea PDM.

Línea de PDM	Capacidad			
	Máxima		Programada	
	m <sup>3</sup> /h	t/h	m <sup>3</sup> /h	t/h
correa N°1	143	57,2	110	44
correa N°2	405	162	300	120
correa N°3	300	120	150	60
correa N°4	480	192	330	132
correa N°5	-	-	330	132
correa N°6	350	140	260	104
correa N°7	350	140	260	104
Picador de martillo		65	150	60
	m <sup>3</sup>	t	m <sup>3</sup>	t
Silos de corteza	4500	1800	3700	1480
Densidad del pino	400	kg/m <sup>3</sup>		

### 6.2.1 Correa N° 1

Transporta el PDM desde las canchas de recepción de corteza hacia el piso móvil. Trabaja a un 70% de su capacidad máxima, no presentaría problemas en el futuro con el aumento en el flujo de PDM., ya que por esta correa no pasa todo el PDM, solo el que es tratado en la planta, el que es comprado se va directo de los camiones al piso móvil.



Figura 32. Correa N°1.

### 6.2.2 Piso Móvil

En esta parte descarga la correa N°1 y los camiones con material externo, este equipo está programado para trabajar a un 55% de su capacidad máxima, no presentaría problemas en el futuro con el aumento en el flujo de PDM.



Figura 33. Piso móvil.

### 6.2.3 Correa N° 2

Transporta el PDM desde el elevador de corteza al harnero de discos. Está programada para trabajar a un 75% de su capacidad, no presentaría problemas con el aumento en el flujo de PDM. Además, dispone de un swicht de velocidad.



Figura 34. Correa N°2.

### 6.2.4 Correa N° 3

Transporta el PDM desde el separador de piedras hacia el picador. Está programada para trabajar a un 50% de su capacidad máxima, no presentaría problemas con el aumento en el flujo de PDM. Además dispone de un swicht de velocidad.



Figura 35. Correa N°3

### 6.2.5 Picador

Este equipo reduce el tamaño del PDM a un tamaño de partícula óptimo para el consumo de la caldera. La salida del picador se mezcla en la correa N° 4 con corteza proveniente del ciclón. Es un equipo para una capacidad máxima de 65 t/h, condición que lo haría equipo crítico al aumentar el flujo de PDM.



Figura 36. Picador.

### 6.2.6 Correa N° 4

Transportar el PDM, desde la descarga de los Ciclones N° 1 y 2 más la descarga del picador, hacia las prensas. Está programada para trabajar a un 70% de su capacidad máxima, no presentaría problemas con el aumento en el flujo de PDM. Dispone de un swicht de velocidad.



Figura 37. Correa N°4.



### 6.2.7 Correa N° 5

Transporta la corteza de la descarga de las prensas, más la descarga del transportador de cadena de polvo de lijado, hacia los silos de corteza. Está a un 100% de capacidad. Esta correa presenta problemas en el transporte de PDM, está colapsada, provocando en reiteradas ocasiones la caída de PDM desde sus bordes. La correa 5 no presenta variadores de frecuencia, está diseñada con sistema de transmisión de potencia con poleas.



Figura 38. Correa N°5.

### 6.2.8 Silos de corteza

Los silos de corteza están para almacenar la corteza final para posteriormente ser enviada a la caldera. Están programados para almacenar un 80 % de su capacidad máxima.



Figura 39. Silos de corteza.

### 6.3 PUNTOS CRÍTICOS

Al aumentar la capacidad en las correas se presentan dos puntos críticos, que provocarían un cuello de botella en la línea; el picador de martillo y la correa N° 5.

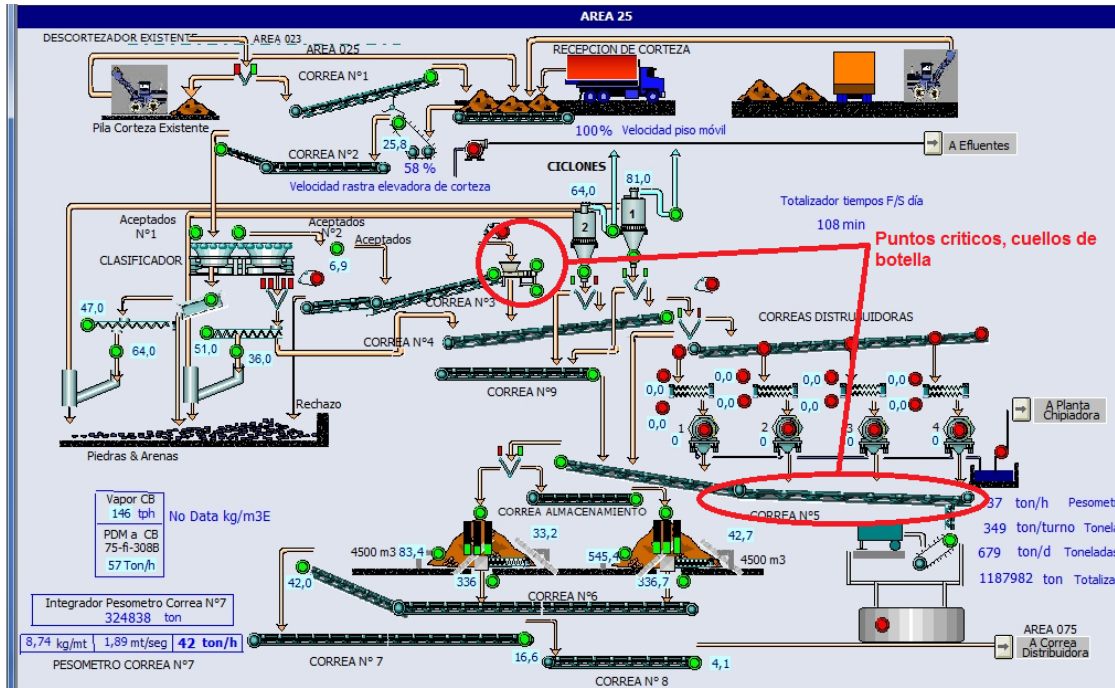


Figura 40. Esquema área 25, PDM, indicando puntos críticos.

#### 6.3.1 Picador de martillo.

El picador de martillo tiene una capacidad máxima de producción de 65 t/h. Por lo tanto el diseño del picador no permite aumentar la cantidad de PDM para alimentar la nueva caldera de biomasa. Para no generar cuello de botella en esta parte de la línea lo recomendable sería instalar un picador de mayor capacidad, aproximadamente de 120 t/h.

### **6.3.2 Correa N°5**

La correa N°5 es del mismo ancho que la correa N°4, pero trabaja a velocidad más baja que la correa N°4. Por este motivo la correa N°5 se colapsa al transportar el PDM.

Para poder dar solución en esta sección de la línea se puede dar mayor velocidad a la correa, pero presentaría problemas en la caída del PDM en la compuerta de desvío, ubicada sobre los silos, con lo cual, además, se hace necesario modificar la compuerta de los silos y aumentar el ancho de la correa.

Otro eventual solución es cambiar la correa por una nueva que tenga mayor capacidad y con variador de frecuencia, para cambiar la velocidad.

## **6.4 CORREAS UBICADAS DESPUÉS DE LOS SILOS.**

Las correas transportadoras ubicadas a continuación de los silos, son las correas N° 6,7 y 8.

### **6.4.1 Correa N°6**

Transporta el PDM que se extrae de los silos por la parte inferior, con el flujo requerido por la caldera de biomasa, esta correa está programada para trabajar a un 75% de su capacidad máxima, no presentaría problemas con el aumento en el flujo de PDM.

### **6.4.2 Correa N°7 y 8**

Transporta y eleva el PDM desde la correa N°6, hacia la correa N°8 ubicada sobre los silos diarios de la caldera de biomasa, esta correa está diseñada para una capacidad máxima de 350 m<sup>3</sup>/h, aproximadamente 130-140 t/h.

## 7 CONCLUSIÓN

- En un principio se plantearon cuatro alternativas de solución, reparar calderas auxiliares, reemplazar las calderas auxiliares por dos nuevas unidades de 13 bar, vapor saturado y capacidad de 45 t/h cada una, reemplazar calderas auxiliares por una unidad de 13 bar, vapor saturado y capacidad igual a 90 t/h, reemplazarlas por una caldera biomasa de 60 bar y temperatura de operación después del condensador de 450°C, de las cuales la elección es reemplazar las calderas auxiliares por una caldera de biomasa. De las cuatro alternativas es la única que presenta rentabilidad por la venta de energía eléctrica, por lo tanto la única que genera ingresos, además cubre el déficit de vapor presente en la empresa y el déficit de vapor presente con la ampliación de CMPC Plywood, además ésta alternativa es sustentable, para la empresa esto es muy importante ya que esta debe cumplir con normas como la ISO 14000, 9000 por lo tanto ésta alternativa es la elegida. Se deben tomar en cuenta ciertos requisitos; debe disponer de servicios autónomos, esto porque un eventual parada de la planta, este servicio siga en funcionamiento de manera independiente, y cumpla con la capacidad de reemplazar las calderas auxiliares.
- La factibilidad económica del proyecto caldera de biomasa se determina en base a un proyecto puro, la evaluación económica y financiera del proyecto se basó en el análisis de dos calderas de biomasa de distinta capacidad el cual dio con mejores índices la evaluación a una caldera de 120 t/h, en ambas situaciones del análisis se obtuvieron valores positivos, por lo tanto, el proyecto es factible de implementar. Además si el proyecto se evaluara financiado en un cierto porcentaje seguramente los índices de TIR, VAN y PRI mejorarían favorablemente.
- El análisis de sensibilidad del proyecto caldera de biomasa incluyó la variación del costo del PDM entre 25 y 40 US\$/t. Con la evaluación económica aplicada en el análisis de la sensibilidad del proyecto se obtienen índices económicos en valores si el precio del PDM disminuye, y si el precio de venta de energía se mantiene y sube el costo del PDM a 40 US\$/t el proyecto tiene valores no aceptables para concretarse.

- Se debe considerar que para la implantación de una nueva caldera de biomasa se debe tomar en cuenta el área 25 de PDM, la cual tiene elementos críticos, el picador de martillo y la correa transportadora número 5, los cuales deben aumentar su capacidad para alimentar la nueva caldera de biomasa, además se debe considerar la implementación de los equipos necesarios para a futuro implementar el PDM de eucaliptus.
- Las calderas auxiliares se encuentran en un estado crítico, los refractarios tienen que ser cambiados prontamente ya que las paredes de las calderas se están debilitando en demasía, el cambio de tubos debe realizarse en 2 años aproximadamente, les queda poca vida útil, además las mantenciones tienen cada vez mayores costos. está disminuyendo su confiabilidad, que es el principal argumento de las calderas auxiliares para estar presente en la empresa ya que solamente se usan en casos de emergencia y para encendido cuando se tienen paradas de planta. De las cuatro alternativas planteadas en un principio las tres primeras tienen que ver con las calderas auxiliares, se ocupó el método de jerarquización analítica, para obtener un resultado sobre las calderas auxiliares, el cual fue cambiar por dos unidades nuevas de similares características, las cual si bien tiene un mayor costo de inversión, tienen más confiabilidad, por supuesto esta alternativa no es rentable por eso no fue elegida como resultado final, sin embargo esta alternativa debe considerar ser aplicada en caso que la instalación de una caldera de biomasa no se realice en el corto plazo.

## 8 BIBLIOGRAFÍA

1. H. BRIONES LTDA. *Boiler handbook*. Santiago, 1992.
2. AF-Engeieneering AB. *Manual de operaciones sistema de distribución de vapor*. stockholm, 2004.
3. ASME. *ASME Code for Pressure Piping, B3*. 2006.
4. CMPC Celulosa S.A. s.f. [www.cmpccelulosa.cl](http://www.cmpccelulosa.cl).
5. *Comisión nacional de energía*. s.f. <http://www.cne.cl/>.
6. Diaz P, Juan. Mininco, (2013).
7. Duhart Ballesteros, Jean Paul. «COMBUSTIÓN DEL PETCOKE CON ADICIÓN DE CALIZA EN UN HOGAR DE LECHO FLUIDIZADO CIRCULANTE.» Concepción: Universidad del Bío-Bío, 2008.
8. Gobierno de Chile. *Instituto forestal*. s.f. <http://www.infor.cl/>.
9. —. *Instituto nacional de estadísticas*. s.f. [www.ine.cl](http://www.ine.cl).
10. Guerrero, Gabriel Sánchez. *Técnicas participativas para la planeación*. México: Fundación ICA, 2003.
11. Intranet CMPC Pacífico. *Manual capacitación calderas auxiliares*. s.f. <http://cesf06iis:8030/webadm/modulos/visor/visor.aspx?pgaIdPagina=407#>.
12. Key to metals S.A. s.f. <http://www.keytometals.com>.
13. KVAERNER POWER OY. *Manual capacitación caldera de biomasa*. Tampere, 2006.
14. Lazo Carrasco, Víctor. Mininco, (2012).
15. PONTT, Carlos. «Potencial de Biomasa en Chile.» *Estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025*. Valparaíso: Universidad Técnica Federico Santa María, 2008.
16. Prieto, Ismael. *CENTRALES TÉRMICAS. SISTEMAS DE COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDO*. s.f.
17. Salazar Serantoni, Patricio. Mininco, (2012).
18. Strodthoff Raddatz, Pablo. Mininco, (2012).
19. Turbomecánica LTDA. «Informe de ensayos no destructivos.» Mininco, 2009.
20. Universidad Tecnológica Nacional. «Precipitadores Electroestáticos.» San Nicolás, 2006.

## **9 Anexo A.**

“Parámetros económicos, caldera  
biomasa.”

## Caldera 120 t/h.

## Costo caldera de biomasa.

<b>Caldera biomasa</b>	<b>Costo Estimado final</b>
<b>Hog fuel power boiler</b>	
Paquete importado	\$ 14.259.774
Paquete nacional	\$ 1.970.656
Instalación-Montaje	\$ 5.257.499
<b>Total ítem</b>	<b>\$ 21.487.929</b>
<b>Supervisión y puesta en marcha</b>	
Servicio importado	\$ 2.176.742
servicio local	\$ 171.506
<b>Total ítem</b>	<b>\$ 2.348.249</b>
<b>Fletes marinos y terrestres</b>	
Fletes	\$ 1.420.309
<b>Total ítem</b>	<b>\$ 1.420.309</b>
<b>Repuestos</b>	
Repuestos para 2 años de operación	\$ 201.119
motores	\$ 95.276
motores mv	\$ 127.964
<b>total ítem</b>	<b>\$ 424.359</b>
<b>Fundaciones y edificio caldera</b>	
Materiales	\$ 244.951
Mano obra	\$ 384.171
<b>Total ítem</b>	<b>\$ 629.122</b>
<b>Fundaciones y sala eléctrica</b>	
Materiales	\$ 28.049



Mano de obra	\$ 105.787
<b>Total ítem</b>	\$ 133.836
<b>Fundaciones y precipitador</b>	
Materiales	\$ 26.436
Mano de obra	\$ 93.612
<b>Total ítem</b>	\$ 120.048
<b>Stack, fly ash silo, &amp; id fan foundation</b>	
Materiales	\$ 98.482
Mano de obra	\$ 220.780
<b>Total ítem</b>	\$ 319.262
<b>OO.CC menores</b>	
OO.CC menores	\$ 510
<b>Total ítem</b>	\$ 510
<b>Plataformas adicionales</b>	
Acero	\$ 15.000
Instalaciones	\$ 129.296
Montaje estructuras	\$ 11.398
<b>Total ítem</b>	\$ 155.694
<b>Revestimientos</b>	
Cubierta tolva arena	\$ 3.382
<b>Total ítem</b>	\$ 3.382
<b>Eléctricos</b>	
Emergency back-up for power boiler	\$ 2.219
Material nacional	\$ 2.000
Instalación	\$ 2.641
<b>Total ítem</b>	\$ 6.860

<b>Iluminación</b>	
Iluminación externa del área	\$ 5.000
Instalación	\$ 4.090
<b>Total ítem</b>	\$ 9.090
<b>Comunicaciones</b>	
Fibra óptica - Red control	\$ 4.047
Instalación fibra óptica	\$ 40.510
Teléfonos	\$3.294
<b>Total ítem</b>	\$ 47.851
<b>Conexión a tierra caldera de poder</b>	
Materiales	\$ 7.000
Instalación	\$ 8.291
<b>Total ítem</b>	\$ 15.291
<b>Línea de vapor</b>	
Steam bolw target plates	\$ 586
<b>Total ítem</b>	\$ 586
<b>Mecánica de suelos</b>	
Topografía	\$ 5.848
Calicatas	\$ 1.202
<b>Total ítem</b>	\$ 7.050
<b>Fire protección</b>	
Extintores	\$ 1.017
<b>Total ítem</b>	\$ 1.017
<b>Contratos menores</b>	
Obras civiles	\$ 7.906
Trabajos eléctricos	\$ 498

Trabajados mecánicos 1	\$ 10.555
Oíl separador chamber	\$ 5.837
Instalaciones eléctricas	\$ 2.354
Trabajos mecánicos 2	\$ 2.223
<b>Total ítem</b>	\$ 29.373
<b>Total Calera De Biomasa</b>	<b>US\$ 27.159.817</b>

Fuente: Empresa en estudio

Costo del proyecto.

<b>Proyecto caldera de biomasa</b>	<b>Costo estimado</b>
	<b>1</b>
<b>Costos directos</b>	
Puentes de cañería	\$ 444.842
Distribución energía eléctrica	\$ 324.242
Caldera de Biomasa	\$ 27.159.817
Control de proceso	\$ 562.178
Camino exterior	\$ 157.325
<b>Sub total costo directo</b>	<b>\$ 28.648.402</b>
<b>Costos indirectos</b>	
Construcciones temporales	\$ 82.049
Fletes terrestres	\$ 14.618
Fletes marítimos, aéreos y seguros	\$ 281.875
Repuestos generales	\$ 62.654
Servicio de construcción	\$ 48.618
Supervisión proveedores	\$ 857
Capacitación y puesta en marcha	\$ 80.497
Seguros de construcción	\$ 235.834
Consultores de ingeniería	\$ 2.186.622
Administración	\$ 836.830
Gasto de internación y derechos de	\$ 52.591

aduana	
impuestos locales	\$ 8.000
<b>Subtotal costo indirecto</b>	\$ 3.891.046
<b>Total</b>	<b>US\$ 32.539.448</b>

Fuente: Empresa en estudio

Parámetros.

<b>PROYECTO Instalación caldera de biomasa</b>		
Inversión inicial	<b>US\$ 32.539.448</b>	
<b>PDM</b>		
Rendimiento invierno PDM	54	t/h
rendimiento verano PDM	45	t/h
Precio PDM	30	US\$/t
consumo PDM anual	427.680	t/año
costo anual PDM	12.830.400	US\$/año
<b>Producción adicional MW con Plywood ampliada</b>		
invierno	26	MW/h
verano	18	MW/h
total anual	184.447	MW/año
ingreso anual	22.133.698	US\$
<b>Costo de mantención</b>		
costo anual mantención	\$ 317.554.692	pesos
	\$ 654.752	US\$

<b>Costo operación</b>		
Numero operarios	8	personas
	\$ 1.000.000	pesos C/U
	\$ 593.814	US\$ año
<b>Premisas</b>		
Valor Dólar	485	\$/US\$
Valor Euro	617	\$/Euro
Valor Energía	120	US\$/MW/h

<b>Datos</b>		
días verano	120	días
días invierno	230	días
1 día	24	h
impuesto	18%	
Tasa Descuento	12%	

Fuente: Empresa en estudio

Caldera de 90 t/h

Costos caldera de biomasa.

<b>Caldera biomasa</b>	<b>Costo estimado final</b>
<b>Hog fuel power boiler</b>	
Paquete importado	\$ 10.694.830
Paquete nacional	\$ 1.477.992
Instalación-Montaje	\$ 3.943.124
<b>Total ítem</b>	<b>\$ 16.115.947</b>
<b>Supervisión y puesta en marcha</b>	
Servicio importado	\$ 1.632.557
servicio local	\$ 128.630
<b>Total ítem</b>	<b>\$ 1.761.187</b>
<b>Fletes marinos y terrestres</b>	
Fletes	\$ 1.065.232
<b>Total ítem</b>	<b>\$ 1.065.232</b>
<b>Repuestos</b>	
Repuestos para 2 años de operación	\$ 201.119
motores	\$ 95.276
motores mv	\$ 127.964
<b>total ítem</b>	<b>\$ 424.359</b>
<b>Fundaciones y edificio caldera</b>	
Materiales	\$ 183.713

Mano obra	\$ 288.128
<b>Total ítem</b>	\$ 471.842
<b>Fundaciones y sala eléctrica</b>	
Materiales	\$ 21.037
Mano de obra	\$ 79.340
<b>Total ítem</b>	\$ 100.377
<b>Fundaciones y precipitador</b>	
Materiales	\$ 19.827
Mano de obra	\$ 70.209
<b>Total ítem</b>	\$ 90.036
<b>Stack, fly ash silo, &amp; id fan foundation</b>	
Materiales	\$ 73.861
Mano de obra	\$ 165.585
<b>Total ítem</b>	\$ 239.446
<b>OO.CC menores</b>	
OO.CC menores	\$ 510
<b>Total ítem</b>	\$ 510
<b>Plataformas adicionales</b>	
Acero	\$ 15.000
Instalaciones	\$ 129.296
Montaje estructuras	\$ 11.398
<b>Total ítem</b>	\$ 155.694
<b>Revestimientos</b>	
Cubierta tolva arena	\$ 3.382

<b>Total ítem</b>	\$ 3.382
<b>Eléctricos</b>	
Emergency back-up for power boiler	\$ 2.219
Material nacional	\$ 2.000
Instalación	\$ 2.641
<b>Total ítem</b>	\$ 6.860
<b>Iluminación</b>	
Iluminación externa del área	\$ 5.000
Instalación	\$4.090
<b>Total ítem</b>	\$ 9.090
<b>Comunicaciones</b>	
Fibra óptica - Red control	\$ 4.047
Instalación fibra óptica	\$ 40.510
Teléfonos	\$ 3.294
<b>Total ítem</b>	\$ 47.851
<b>Conexión a tierra caldera de poder</b>	
Materiales	\$ 7.000
Instalación	\$ 8.291
<b>Total ítem</b>	\$ 15.291
<b>Línea de vapor</b>	
Steam bolw target plates	\$ 586
<b>Total ítem</b>	\$ 586
<b>Mecánica de suelos</b>	
Topografía	\$ 5.848



Calicatas	\$ 1.202
<b>Total ítem</b>	<b>\$ 7.050</b>
<b>Fire protección</b>	
Extintores	\$ 763
<b>Total ítem</b>	<b>\$ 763</b>
<b>Contratos menores</b>	
Obras civiles	\$ 5.929
Trabajos eléctricos	\$ 374
Trabajados mecánicos 1	\$ 7.916
Oíl separador chamber	\$ 4.378
Instalaciones eléctricas	\$ 1.765
Trabajos mecánicos 2	\$ 1.667
<b>Total ítem</b>	<b>\$ 22.030</b>
<b>Total calera de biomasa</b>	<b>US\$ 20.537.531</b>

Fuente: Empresa en estudio

## Costo del proyecto

<b>Proyecto caldera de biomasa</b>	<b>Costo estimado 1</b>
<b>Costos directos</b>	
Puentes de cañería	\$ 333.631
Distribución energía eléctrica	\$ 243.181
Caldera de biomasa	\$ 20.537.531
Control de proceso	\$ 421.633
Camino exterior	\$ 117.994
<b>Sub total costo directo</b>	<b>\$ 21.653.970</b>
<b>Costos indirectos</b>	
Construcciones temporales	\$ 61.537
Fletes terrestres	\$ 10.964
Fletes marítimos, aéreos y seguros	\$ 211.406
Repuestos generales	\$ 46.991
Servicio de construcción	\$ 36.464
Supervisión proveedores	\$ 643
Capacitación y puesta en marcha	\$ 60.373
Seguros de construcción	\$ 176.875
Consultores de ingeniería	\$ 1.639.966
Administración	\$ 627.623
Gasto de internación y derechos de aduana	\$ 39.443
impuestos locales	\$ 6.000
<b>Subtotal costo indirecto</b>	<b>\$ 2.918.284</b>
<b>Total</b>	<b>US\$ 24.572.254</b>

Fuente: Empresa en estudio

## Parámetros.

<b>PROYECTO Instalación caldera de biomasa</b>		
Inversión inicial	US\$ 24.572.254	
<b>PDM</b>		
Rendimiento invierno PDM	40	t/h
Rendimiento verano PDM	38	t/h
Precio PDM	30	US\$/t
consumo PDM anual	330.240	t/año
costo anual PDM	9.907.200	US\$/año
<b>Producción adicional MW con Plywood ampliada</b>		
Invierno	18	MW/h
Verano	16	MW/h
total anual	137.961	MW/año
ingreso anual	16.555.302	US\$
<b>Costo de mantención</b>		
costo anual mantención	\$ 317.554.692	pesos
	\$ 654.752	US\$
<b>Costo operación</b>		
	8	personas
	\$ 1.000.000	pesos C/U
	\$ 593.814	Us\$ año
<b>Premisas</b>		
Valor Dólar	485	\$/US\$

Valor Euro	617	\$/Euro
Valor Energía	120	US\$ MW/h

**Datos**

días verano	120	días
días invierno	230	días
1 día	24	h
Impuesto	18%	
Tasa Descuento	12%	

# **10 Anexo B.**

## **“Flujo de caja.”**

Flujo de caja, alternativa 4, caldera de 90 t/h.

CALDERA BIOMASA 90 T/H

Item / Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ingresos x Ventas		\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302
Costos Insumos variables		-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200
costos de mantenimiento		-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752
Depreciación		-\$ 1.059.994	-\$ 1.059.994	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226
costos de operación		-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814
UAI		\$ 4.339.541	\$ 4.339.541	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309
Impuesto a la Renta		-\$ 781.117	-\$ 781.117	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656
UDI		\$ 3.558.424	\$ 3.558.424	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654
Depreciación		\$ 1.059.994	\$ 1.059.994	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226
INVERSION INICIAL	-\$ 24.572.254									
FCN	-\$ 24.572.254	\$ 4.618.418	\$ 4.618.418	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880

VAN	\$ 9.892.751
TIR	18%
Periodo recuperacion	5,3

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302	\$ 16.555.302
-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200	-\$ 9.907.200
-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752
-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226	-\$ 1.029.226
-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814
\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309	\$ 4.370.309
-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656	-\$ 786.656
\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654	\$ 3.583.654
\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226	\$ 1.029.226
\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880	\$ 4.612.880

Los valores expuestos son en dólares.

Flujo de caja, alternativa 4, caldera de 120 t/h.

CALDERA BIOMASA 120  
T/H

Item / Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos x Ventas		\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698
Costos Insumos variables		-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400
costos de mantenimiento		-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752
Depreciación		-\$ 1.402.148	-\$ 1.402.148	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124
costos de operación		-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814
UAI		\$ 6.652.583	\$ 6.652.583	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608
Impuesto a la Renta		-\$ 1.197.465	-\$ 1.197.465	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849
UDI		\$ 5.455.118	\$ 5.455.118	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758
Depreciación		\$ 1.402.148	\$ 1.402.148	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124
INVERSION INIC	-\$ 32.539.448										
FCN	-\$ 32.539.448	\$ 6.857.266	\$ 6.857.266	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882

VAN	\$ 18.637.839
TIR	21%
Periodo recuperaci	4,7

Los valores expuestos son en dólares.

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698	\$ 22.133.698
-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400	-\$ 12.830.400
-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752	-\$ 654.752
-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124	-\$ 1.361.124
-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814	-\$ 593.814
\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608	\$ 6.693.608
-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849	-\$ 1.204.849
\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758	\$ 5.488.758
\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124	\$ 1.361.124
\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882	\$ 6.849.882

Los valores expuestos son en dólares.

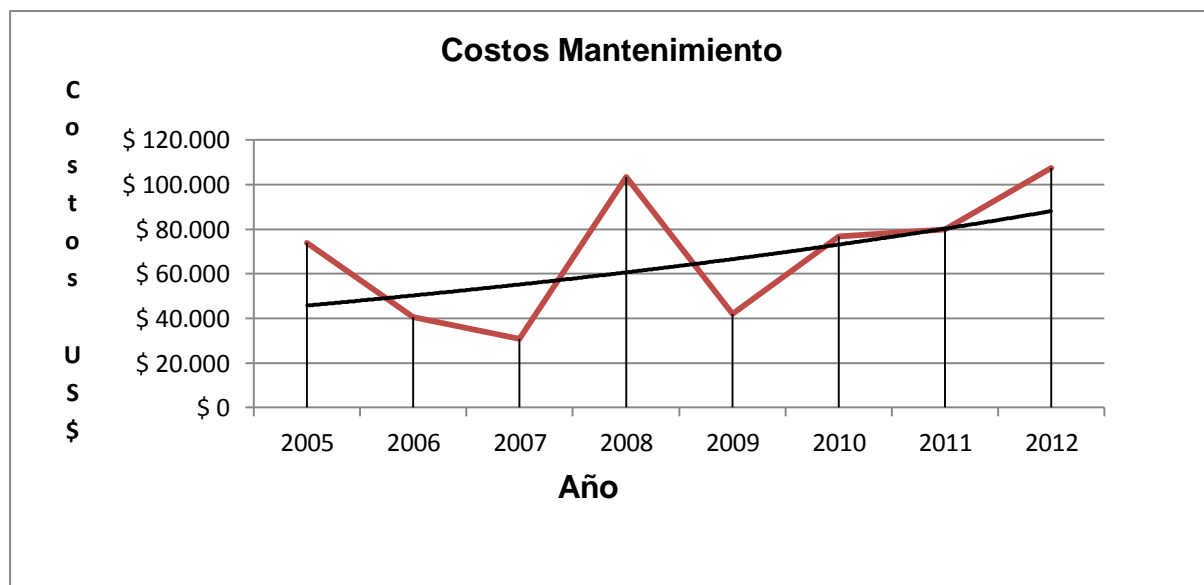
## **11 Anexo C.**

**“Costos de calderas auxiliares y  
cotizaciones”**



Costos mantenimiento, calderas auxiliares.

año	US\$
2005	\$ 73.969
2006	\$ 40.613
2007	\$ 30.847
2008	\$ 103.492
2009	\$ 42.068
2010	\$ 76.833
2011	\$ 80.028
2012	\$ 107.537
total	\$555.387
promedio anual	US\$ 69.423



Consumo combustible, calderas auxiliares.

	<b>consumo petróleo</b>		
<b>periodo</b>	cal 1	cal 2	
enero	67,3	69,2	t/mes
febrero	31,5	39,2	t/mes
marzo	129,5	93,4	t/mes
abril	104,7	92,2	t/mes
mayo	108,4	76,2	t/mes
junio	35,2	34,4	t/mes
julio	35,2	34,4	t/mes
agosto	62	60,2	t/mes
septiembre	46,1	48,36	t/mes
octubre	250,5	271,5	t/mes
noviembre	115,9	109,3	t/mes
diciembre	61,3	63,8	t/mes
	87,30	82,68	
	170		t/mes

Nº equipos:	2	
Consumo Petróleo n°6 mensual	170	t/mes
Precio petróleo	\$ 570	US\$/t
Costo mensual combustible	\$ 96.889	US\$/mes
Consumo Petróleo n°6 anual	1955	t/año
<b>Costo anual combustible</b>	\$ 1.114.219	US\$/año
<b>Costo anual combustible</b>	\$540.396.167	pesos



## Cotizaciones.

En relación a confiabilidad caldera auxiliares ,los antecedentes disponibles a la fecha indican:

1) Cambio tubos banco generador y sobrecalentador de las dos calderas,manteniendo tubos de hogar que presentan menos daños

Valor mano de obra US\$ 810.000

Valor de los tubos US\$ 800.000 Estimado

Total estimado US\$ 1.610.000

2) Fabricar dos calderas de 45 ton/hr con domo,usando todo el resto existente,ductos ventiladores,instrumentos etc

Valor equipo Ex Work US\$

Valor equipo instalado US\$

---

**De:** Pablo Strodthoff R. (Pacífico)

**Enviado el:** Miércoles, 18 de Mayo de 2011 04:38 PM

**Para:** Christian Montaner S. (Pacífico); Claudio Barrios V. (Pacífico)

**CC:** Orlando Alarcon D. (Pacífico); Fernando Diaz Z. (Pacífico); Julio Bravo (Pacífico)

**Asunto:** RV: Reemplazo calderas auxiliares.

Se están buscando antecedentes de reparación de las calderas auxiliares y como referencia el costo de reemplazo de ellas por una nueva.

Para el segundo caso adjunto cotización referencial por una caldera que reemplaza las dos existentes por un valor de US\$ 1.800.000 Ex Work, que por tamaño se puede instalar en el edificio existente previo retiro de los dos equipos antiguos.

En definitiva una opción instalada de este tipo de caldera debe costar en el rango de los US\$ 2.500.000 funcionando.

Se espera cotización de reparación de las dos calderas existentes.

Debemos agragar la opción seleccionada al plan de inversiones o reparaciones mayores año 2012.

Atte.

---

**De:** Arnulfo Oelker [mailto:aoelker@thermal.cl]

**Enviado el:** Martes, 17 de Mayo de 2011 07:23 PM

**Para:** Pablo Strodthoff R. (Pacífico)

**Asunto:** FW: CMCP Celpac

Estimado Pablo:

Adjuntamos propuesta Budget por caldera 90 tph y plano lay-out sala de calderas (incorporando este equipo).

Quedamos atentos a cualquier consulta o aclaración.

Atte.

Arnulfo Oelker Behn

**THERMAL ENGINEERING LTDA.**

Phone: +56 2 6232852

Fax: +56 2 6234051



RESUMEN DE VALORIZACION DE SERVICIOS



Planta Pacifico

<input checked="" type="checkbox"/>	COTIZACIÓN
<input type="checkbox"/>	DIFERENCIA DE \$ CON ORDEN DE SERVICIO
<input type="checkbox"/>	FORMULARIO UNICO DE EMERGENCIA

RAZON SOCIAL DE LA EMPRESA CONTRATISTA :		CODIGO SAP	OM	SOL.COT. DE SERV.	Totales pag. 1 de 1
RUDEL S.A.		25427			
Fono:	43-534220	Fax:	43-534227	e-mail:	nacimiento@ruedel.cl
Peticionario Pacifico: CHRISTIAN MONTANER					
Descripción Trabajo : CAMBIO TUBOS BANCO GENERADOR					

Item	Descripción	Mano Obra	Materiales	Eq y Serv.	O.G y Util.	TOTAL
1	PRACTICA Y CALIFICACION PROCEDIMIENTOS Y PERSONAL	\$ 6.952.050	\$ 3.776.360	\$ 3.429.500	\$ 1.738.013	\$ 15.895.923
3	RETIRO Y CAMBIO DE TUBOS	\$ 62.305.200	\$ 19.305.256	\$ 33.668.800	\$ 15.576.300	\$ 130.795.556
4	ADMINISTRACION Y DIRECCION	\$ 26.773.200	\$ 6.214.000	\$ 3.735.400	\$ 6.693.300	\$ 43.415.900
5						\$ -
6						\$ -
8						\$ -
9						\$ -
10						\$ -
11						\$ -
12						\$ -
13						\$ -
14						\$ -
15						\$ -
16						\$ -
17						\$ -
18						\$ -
19						\$ -
20						\$ -
21						\$ -
22						\$ -
23						\$ -
24						\$ -
25						\$ -
26						\$ -
27						\$ -
28						\$ -
29						\$ -
30						\$ -
31						\$ -
32						\$ -
33						\$ -
34						\$ -
35						\$ -
36						\$ -
37						\$ -
38						\$ -
39						\$ -
40						\$ -
41						\$ -
42						\$ -
43						\$ -
44						\$ -
45						\$ -
46						\$ -
47						\$ -
48						\$ -
49						\$ -
50						\$ -
51						\$ -
52						\$ -
53						\$ -
54						\$ -
55						\$ -
56						\$ -
57						\$ -
58						\$ -
TOTAL		\$ 96.030.450	\$ 29.295.616	\$ 40.773.700	\$ 24.007.613	\$ 190.107.379

NOTA:  
Valores NETOS

Alfonso Venegas P.  
RUDEL S.A. - NACIMIENTO

Nacimiento, Mayo 20 de 2011



### Informe por ítems

Filial : CMPC Celulosa S.A.

Proyecto : CALDERA BIC Area : 75 Caldera de Biomasa

CP1034

10/09/2012

Página 1 de 4

475308

Periodo : JUL-2007

Area	Item	Subít.	Descripción	Sist.	Comp.	Aporte	PIC	Presupuestado	Comprometido	Estimado para Completar	Costo Final Estimado	Desviación
75	Caldera de Biomasa											
	10	HOG FUEL POWER BOILER										
		1	Paquete importado	30	Imp.		611	18,375,700	17,824,717	0	17,824,717	-550,983
		2	Paquete nacional	30	Loc.		611	2,369,800	2,463,320	0	2,463,320	93,520
		3	Instalación - montaje	30	CyM		611	6,698,000	6,571,874	0	6,571,874	-126,126
		4	West European Precipitator Technology Cambios en el presupuesto por aumento en la capacidad de la caldera	30	Imp.		611	0	363,353	0	363,353	363,353
			<b>Total ítem :</b>		<b>10</b>			<b>27,443,500</b>	<b>27,223,264</b>	<b>0</b>	<b>27,223,264</b>	<b>-220,236</b>
20	SUPERVISIÓN, COMISIONAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA											
		1	Servicio importado	98	Imp.		611	2,720,900	2,720,928	0	2,720,928	28
		2	Servicio local	98	Loc.		611	308,300	214,383	0	214,383	-93,917
			<b>Total ítem :</b>		<b>20</b>			<b>3,029,200</b>	<b>2,935,311</b>	<b>0</b>	<b>2,935,311</b>	<b>-93,889</b>
30	FLETES MARINOS Y TERRESTRES											
		1	Fletes	30	Imp.		611	1,563,800	1,775,386	0	1,775,386	211,586
			<b>Total ítem :</b>		<b>30</b>			<b>1,563,800</b>	<b>1,775,386</b>	<b>0</b>	<b>1,775,386</b>	<b>211,586</b>
40	TRANSPORTE Y SEGUROS											
		2	Transporte y seguros Cambios en el presupuesto por aumento en la capacidad de la caldera	30	Imp.		611	0	67,343	0	67,343	67,343
			<b>Total ítem :</b>		<b>40</b>			<b>0</b>	<b>67,343</b>	<b>0</b>	<b>67,343</b>	<b>67,343</b>
50	REPUESTOS											
		1	Repuestos para dos años de operación	99	Imp.		611	201,100	201,119	0	201,119	19
		2	Motores	99	Imp.		301	0	95,276	0	95,276	95,276
		3	Motores MV	99	Imp.		302	0	127,964	0	127,964	127,964
			<b>Total ítem :</b>		<b>50</b>			<b>201,100</b>	<b>424,359</b>	<b>0</b>	<b>424,359</b>	<b>223,259</b>
55	INSTRUMENTOS											
		1	Calibrador de Gases (Creado el 08/06/2006)	30	Imp.		390	0	0	0	0	0
			<b>Total ítem :</b>		<b>55</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
60	FUNDACIONES Y OO.CC. EDIFICIO CALDERA											
		1	Materiales	71	Loc.		710	292,800	306,189	0	306,189	13,389
		2	Mano de obra	71	CyM		710	546,500	480,214	0	480,214	-66,286
			<b>Total ítem :</b>		<b>60</b>			<b>839,300</b>	<b>786,403</b>	<b>0</b>	<b>786,403</b>	<b>-62,897</b>



**Informe por ítemes**  
**Filial : CMPC Celulosa S.A.**

CP1034  
 10/09/2012  
 Página 2 de 4

**Proyecto : CALDERA BIC Area : 75 Caldera de Biomasa Período : JUL-2007**

Area	Item	Subit.	Descripción	Sist.	Comp.	Aporte	PIC	Presupuestado	Comprometido	Estimado para Completar	Costo Final Estimado	Desviación
75	Caldera de Biomasa											
	70	FUNDACIONES Y OO.CC. SALA ELECTRICA										
		1	Materiales	71	Loc.		720	34,700	35,061	0	35,061	361
		2	Mano de obra	71	CyM		720	110,400	132,234	0	132,234	21,834
			<b>Total ítem :</b>		<b>70</b>			<b>145,100</b>	<b>167,295</b>	<b>0</b>	<b>167,295</b>	<b>22,195</b>
	80	FUNDACIONES Y OO.CC. PRECIPITADOR										
		1	Materiales	71	Loc.		710	31,600	33,045	0	33,045	1,445
		2	Mano de obra	71	CyM		710	108,800	117,015	0	117,015	8,215
			<b>Total ítem :</b>		<b>80</b>			<b>140,400</b>	<b>150,060</b>	<b>0</b>	<b>150,060</b>	<b>9,660</b>
	90	STACK, FLY ASH SILO, & ID FAN FOUNDATION										
		1	Materiales	71	Loc.		710	129,200	123,102	0	123,102	-6,098
		2	Mano de obra	71	CyM		710	256,600	275,975	0	275,975	19,375
			<b>Total ítem :</b>		<b>90</b>			<b>385,800</b>	<b>399,077</b>	<b>0</b>	<b>399,077</b>	<b>13,277</b>
	92	OOCC MENORES										
		1	OOCC Menores (Cobro revertido al contrato 710)	71	CyM		916	0	510	0	510	510
			<b>Total ítem :</b>		<b>92</b>			<b>0</b>	<b>510</b>	<b>0</b>	<b>510</b>	<b>510</b>
	95	PLATAFORMAS ADICIONALES										
		1	Acero	70	Loc.		200	15,000	0	0	0	-15,000
		2	Instalación	70	CyM		720	10,000	12,296	0	12,296	2,296
		3	Montaje de estructuras en área Caldera Biomasa (pasillo comunicación caldera recuperadora a pasillo a caldera biomasa, plataforma y techo sector tolva de arena). CONSTRUCTORA LAJA (05-07-2006)	70	CyM		914	0	11,398	0	11,398	11,398
			<b>Total ítem :</b>		<b>95</b>			<b>25,000</b>	<b>23,694</b>	<b>0</b>	<b>23,694</b>	<b>-1,306</b>
	97	REVESTIMIENTOS										
		1	Cubierta Tolva Arena (S/Pto, 07-07-2006)	70	Imp.		210	0	3,382	0	3,382	3,382
			<b>Total ítem :</b>		<b>97</b>			<b>0</b>	<b>3,382</b>	<b>0</b>	<b>3,382</b>	<b>3,382</b>
	100	ELECTRICOS										
		1	Emergency back-up for power boiler	94	Imp.		315	3,500	2,219	0	2,219	-1,281
		2	Material nacional	94	Loc.		315	2,000	0	0	0	-2,000
		3	Instalación	94	CyM		751	1,100	2,641	0	2,641	1,541





**Informe por Ítemes**  
**Filial : CMPC Celulosa S.A.**

CP1034  
 10/09/2012  
 Página 3 de 4

**Proyecto : CALDERA BIC Area : 75 Caldera de Biomasa Período : JUL-2007**

Area	Item	Subit.	Descripción	Sist.	Comp.	Aporte	PIC	Presupuestado	Comprometido	Estimado para Completar	Costo Final Estimado	Desviación
75	Caldera de Biomasa											
	100	ELECTRICOS										
			Total ítem :		100			6,600	4,860	0	4,860	-1,740
	110	ILUMINACIÓN										
		1	Iluminación externa del área	89	Loc.		318	5,000	0	0	0	-5,000
		2	Instalación	89	CyM		751	2,000	4,090	0	4,090	2,090
			Total ítem :		110			7,000	4,090	0	4,090	-2,910
	115	COMUNICACIONES										
		1	Fibra optica - Red de Control	95	Loc.		307	0	4,047	0	4,047	4,047
		2	Instalacion fibra optica	95	CyM		917	0	40,510	0	40,510	40,510
		3	telefonos	88	Loc.		364	0	3,294	0	3,294	3,294
			Total ítem :		115			0	47,851	0	47,851	47,851
	120	CONEXIÓN A TIERRA CALDERA DE PODER										
		1	Materiales	94	Loc.		305	7,000	0	0	0	-7,000
		2	Instalación	94	CyM		751	5,000	8,921	0	8,921	3,921
			Total ítem :		120			12,000	8,921	0	8,921	-3,079
	125	LINEA DE VAPOR										
		1	Steam bow target plates (creado el 18/05/2006)	50	Loc.		44	0	586	0	586	586
			Total ítem :		125			0	586	0	586	586
	130	MECANICA DE SUELOS										
		1	Topografía	10	CyM		907	0	7,310	0	7,310	7,310
		2	Calicatas	10	CyM		906	0	1,502	0	1,502	1,502
			Total ítem :		130			0	8,812	0	8,812	8,812
	135	FIRE PROTECTION										
		1	Extintores (24-11-2006)	81	Loc.		21	0	1,271	0	1,271	1,271
			Total ítem :		135			0	1,271	0	1,271	1,271
	140	CONTRATOS MENORES										
		1	Obras Civiles	10	CyM		908	0	9,882	0	9,882	9,882
		2	Trabajos Eléctricos	94	CyM		910	0	623	0	623	623
		3	Trabajos Mecánicos	50	CyM		909	0	13,194	0	13,194	13,194
		4	Oil Separator Chamber	71	CyM		904	0	7,296	0	7,296	7,296

# Informe por ítems

Filial : CMPC Celulosa S.A.

Proyecto : CALDERA BIC Area : 75 Caldera de Biomasa

Periodo : JUL-2007

CP1034

10/09/2012

Página 4 de 4

Area	Item	Subit.	Descripción	Sist.	Comp.	Aporte	PIC	Presupuestado	Comprometido	Estimado para Completar	Costo Final Estimado	Desviación
75			Caldera de Biomasa									
	140		CONTRATOS MENORES									
		5	Desarmar sistema de soplado	93	CYM	924		0	8,697	0	8,697	8,697
		6	Instalaciones Electricas	94	CYM	922		0	2,942	0	2,942	2,942
		7	Trabajos Mecanicos 2	50	CYM	913		0	2,779	0	2,779	2,779
			<b>Total ítem :</b>		<b>140</b>			<b>0</b>	<b>45,413</b>	<b>0</b>	<b>45,413</b>	<b>45,413</b>
<b>Total Area :</b>	<b>75</b>							<b>33,798,800</b>	<b>34,077,888</b>	<b>0</b>	<b>34,077,888</b>	<b>279,088</b>



# Control General de Costos (US\$) por Area

Filial : CMPC Celulosa S.A.

Proyecto : CALDERA BIOMAS/

CP0134  
10/SEP/2012  
Página 1 de 8

Subproyecto	Area	Presupuesto	Compromiso	ETC	Costo Final Estimado	Variación Acumulada
<b>COSTOS DIRECTOS</b>						
Sitio Fábrica	1	482,000	660,149	0	660,149	178,149
Puentes de Cañerías	15	481,500	556,052	0	556,052	74,552
Ampliación Subestación Pacífico	18	2,293,110	1,999,274	0	1,999,274	-293,836
Distribución de Energía Eléctrica	19	345,800	405,302	0	405,302	59,502
Manejo y Almacenamiento de Corteza	25	7,726,000	10,655,576	25,000	10,680,576	2,954,576
Caldera de Biomasa	75	33,798,800	34,077,887	0	34,077,887	279,087
Control de Proceso	80	515,400	702,722	0	702,722	187,322
Camino Exterior	88	164,473	196,656	0	196,656	32,183
Servicios Planta de Clorato	98	2,145,251	1,626,510	5,000	1,631,510	-513,741
Servicios Planta de Tableros	99	1,424,481	1,936,068	0	1,936,068	511,587
<b>SUBTOTAL COSTO DIRECTO</b>		<b>49,376,815</b>	<b>52,816,196</b>	<b>30,000</b>	<b>52,846,196</b>	<b>3,469,381</b>
<b>COSTOS INDIRECTOS</b>						
Construcciones Temporales	03	29,906	102,561	0	102,561	72,655
Fletes Terrestres	100	83,000	18,273	0	18,273	-64,727
Fletes Marítimos/Aéreos y Seguros	102	264,300	352,344	0	352,344	88,044
Repuestos Generales	103	100,000	78,318	0	78,318	-21,682
Servicios de Construcción	105	120,600	56,689	4,084	60,773	-59,827
Supervisión Proveedores	106	20,000	1,071	0	1,071	-18,929
Capacitación y Puesta en Marcha	107	40,800	100,621	0	100,621	59,821
Seguros de Construcción	109	163,829	294,792	0	294,792	130,963
Consultores de Ingeniería	110	2,275,028	2,733,277	0	2,733,277	458,249
Administración	112	939,697	1,044,312	1,726	1,046,038	106,341
Gastos de Internación y Derechos de Aduana	113	10,000	65,739	0	65,739	55,739
Impuestos Locales	115	2,000	8,423	1,577	10,000	8,000
Impuesto Adicional	118	2,000	0	0	0	-2,000
<b>SUBTOTAL COSTO INDIRECTO</b>		<b>4,051,160</b>	<b>4,856,420</b>	<b>7,387</b>	<b>4,863,807</b>	<b>812,647</b>
<b>CONTINGENCIAS</b>		<b>1,699,025</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-1,699,025</b>
<b>SUBTOTAL GERENCIA DE PROYECTOS</b>		<b>55,127,000</b>	<b>57,672,616</b>	<b>37,387</b>	<b>57,710,003</b>	<b>2,583,003</b>
<b>PRESUPUESTO ADMINISTRADO POR PLANTA</b>						



# Control General de Costos (US\$) por Area

Filial : CMPC Celulosa S.A.

Proyecto : CALDERA BIOMAS/

CP0134

10/SEP/2012

Página 2 de 8

Subproyecto	Area	Presupuesto	Compromiso	ETC	Costo Final Estimado	Variación Acumulada
Sistema Recepcion y Almacenamiento Na2CIO3	942	0	1,284,135	10,337	1,294,471	1,294,471
<b>SUBTOTAL PRESUPUESTO ADMINISTRADO POR PLANTA</b>		<b>0</b>	<b>1,284,135</b>	<b>10,337</b>	<b>1,294,471</b>	<b>1,294,471</b>
<b>TOTAL PROYECTO API(13151)</b>		<b>55,127,000</b>	<b>58,956,751</b>	<b>47,724</b>	<b>59,004,474</b>	<b>3,877,474</b>
<b>FLUCTUACION TASA CAMBIO (Tasa Proyecto US\$=640)</b>		<b>6,765,218</b>				

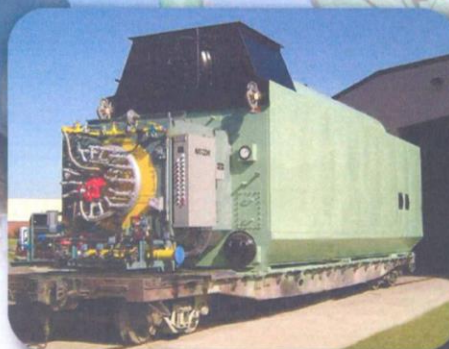
PT.



Engineered Boiler Systems

[www.CleaverBrooks.com/Engineered](http://www.CleaverBrooks.com/Engineered)  
402.434.2000, FAX 402.434.2064

Nebraska  
**A-TYPE**  
Boiler



Proposal No: 60561-DO  
Date: 04/17/11  
Prepared By: David Obrecht

<p><b>TO:</b></p> <p>CMCP - Celpac</p> <p>Angol, Chile</p>	<p><b>FOR:</b></p> <p>200,000 LB/HR</p> <p>Package A-type Boiler</p>
--	--

**TOTAL  
INTEGRATION**  
BOILERS - BURNERS - CONTROLS



## 6.0 Pricing

	Item	Qty	Total Price
Base Bid	NEBRASKA boiler model NB-300D-55, including equipment and accessories as described herein and as noted in the scope above.	2	\$1,100,000.00

*\*All pricing is in US dollars*

### 6.1 Proposal Type:

This proposal is a **BUDGET** proposal.

- A **FIRM** proposal is priced and designed such that Cleaver-Brooks would be willing to enter into a contract based off the proposal.
- A **BUDGET** proposal is priced and designed to give the Buyer a reasonable estimate of the cost and design of the equipment. Cleaver-Brooks is not obligated to enter into a contract based on a budget proposal.

### 6.2 Bid Validity:

Bid Validity is 30 days.

### 6.3 Shipping Terms:

Equipment is offered Ex-Works "Point of Manufacture" (INCOTERMS 2000). All shipments are subject to clearance availability at time of shipment. Shipping logistics shall be confirmed after award during detailed engineering upon final selection and approval of all equipment.

### 6.4 Payment Terms:

Payment terms, subject to credit approval, are as follows:

Upon Receipt of Order ..... 10%  
 Upon Drawing Submittal #1 ..... 30% (Net 30 days)  
 Upon Completion of Hydrostatic Test ..... 35% (Net 30 days)  
 Upon date of shipment or date equipment is ready to ship. .... 25% (Net 30 days)

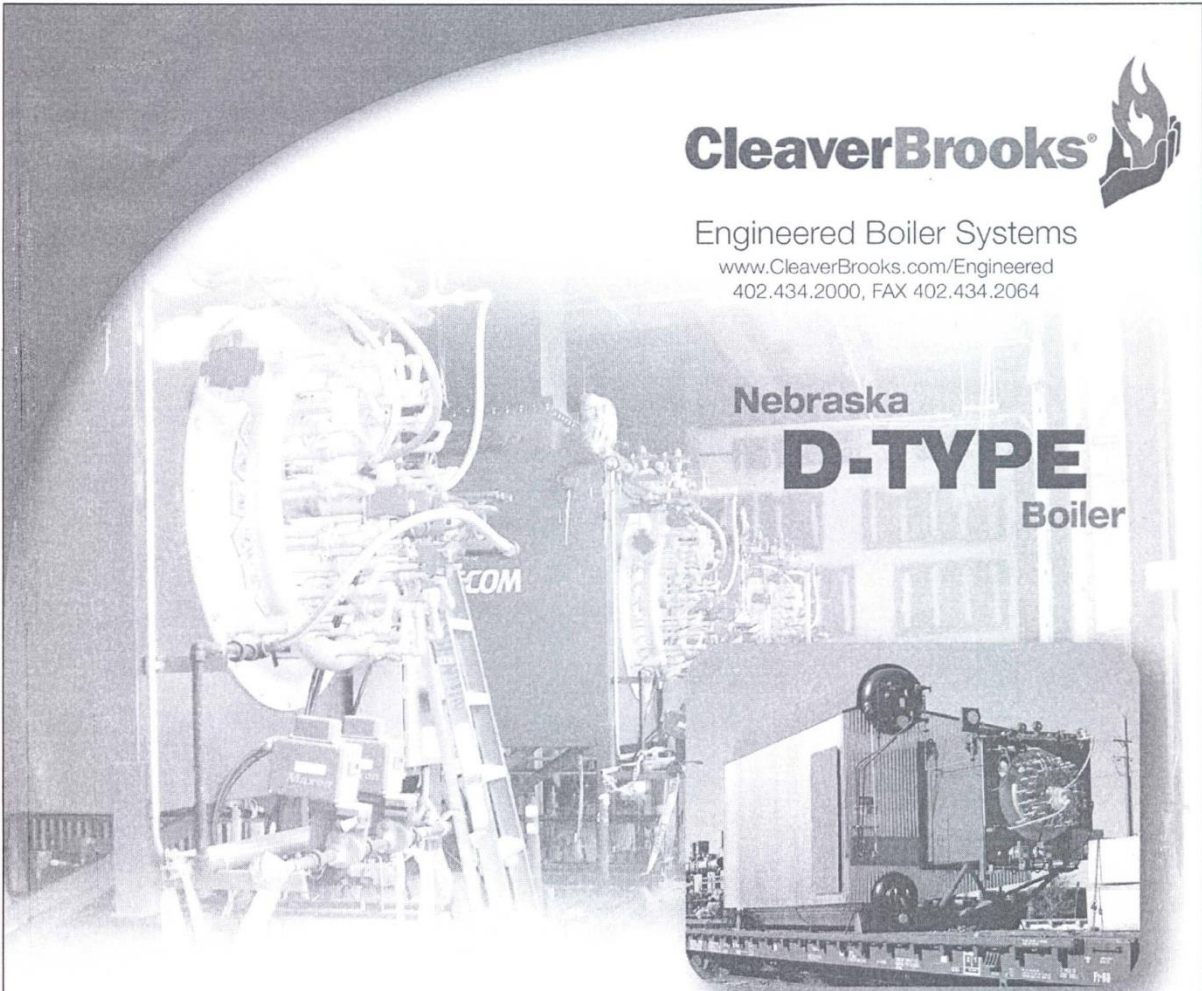
### 6.5 Cancellation Schedule:

Up to 14 days after receipt of purchase order ..... 0%  
 14 days after receipt of purchase order to drawing approval ..... 25%  
 Up to 30 days after drawing approval ..... 45%  
 31-60 days after drawing approval ..... 55%  
 61-90 days after drawing approval ..... 75%  
 Over 90 days after drawing approval ..... 100%



Engineered Boiler Systems  
www.CleaverBrooks.com/Engineered  
402.434.2000, FAX 402.434.2064

Nebraska  
**D-TYPE**  
Boiler



**Proposal No:** 10560561-DO-R1  
**Date:** 05/31/11  
**Prepared By:** David Obrecht

<b>TO:</b>  <b>CMPC Celpac Plant</b> Angol, Chile	<b>FOR:</b>  <b>Two(2) 30 T/HR</b> D-type Boilers
--	--

**TOTAL  
INTEGRATION**  
BOILERS - BURNERS - CONTROLS



## 6.0 Budget Pricing

Alternate	Item	Unit Price	Qty	Total Price
Base Bid	NEBRASKA boiler model N2S-8/S-85, including equipment and accessories as described herein and as noted in the scope above.	\$1,800,000.00	1	\$1,800,000.00

All pricing is in USD dollars.

### 6.1 Proposal Type:

This proposal is a **BUDGET** proposal.

- A **FIRM** proposal is priced and designed such that Cleaver-Brooks would be willing to enter into a contract based off the proposal.
- A **BUDGET** proposal is priced and designed to give the Buyer a reasonable estimate of the cost and design of the equipment. Cleaver-Brooks is not obligated to enter into a contract based on a budget proposal.

### 6.2 Bid Validity:

Pricing based on 3/7/2011 effective date for this proposal. Pricing valid for 30 days

### 6.3 Shipping Terms:

Equipment is offered Ex-Works (INCOTERMS 2000). All shipments are subject to clearance availability at time of shipment.

### 6.4 Payment Terms:

Payment terms, subject to credit approval, are as follows:

Upon Receipt of Order.....	10%
Upon Drawing Submittal #1.....	30% (Net 30 days)
Upon Completion of Hydrostatic Test.....	35% (Net 30 days)
Upon date of shipment or date equipment is ready to ship.....	25% (Net 30 days)

### 6.5 Cancellation Schedule:

Up to 14 days after receipt of purchase order.....	0%
14 days after receipt of purchase order to drawing approval.....	25%
Up to 30 days after drawing approval.....	45%
31-60 days after drawing approval.....	55%
61-90 days after drawing approval.....	75%
Over 90 days after drawing approval.....	100%