



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL MECÁNICA

AUDITORÍA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN PAPELES CORDILLERA S.A

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

CRISTIÁN IGNACIO DÍAZ PIERATTINI

PROFESOR GUÍA:
LEONEL NÚÑEZ LAZO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ALVARO VALENCIA MUSALEM
SEBASTIÁN FRANJOLA LARA

SANTIAGO DE CHILE

2019

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO
POR: CRISTIÁN IGNACIO DÍAZ PIERATTINI
FECHA: JUNIO 2019
PROF. GUÍA: LEONEL NÚÑEZ LAZO

AUDITORÍA DE EFICIENCIA ENRGÉTICA EN PAPELES CORDILLERA S.A.

El presente trabajo se desarrolla en una de las empresas del holding de CMPC, Papeles Cordillera S.A. cuyas instalaciones se ubican en Puente Alto. La compañía comercializa, aproximadamente, 320.000 toneladas al año de productos para la industria de papel corrugado. Para este proceso, se encuentra la máquina papelera MP20 que consume el 70% del vapor en los procesos de secado y hasta el 87% de energía eléctrica de la planta durante el periodo escogido para la Línea Base de la Energía.

El objetivo general del proyecto es realizar una auditoría de eficiencia energética en la planta productiva de Papeles Cordillera S.A, enfocada en las instalaciones de planta térmica. Para lograr este objetivo, se plantean los siguientes objetivos específicos: reconocer y evaluar el perfil de demanda y la matriz energética, identificar los sistemas energéticamente relevantes y los usos energéticos de la compañía, identificar principales consumidores y determinar: potenciales mejoras, reducción de costos, obtener el diseño general de las MEE y generar un listado priorizado, evaluar la factibilidad técnica y económica de las MEE de acuerdo a los criterios de diseño y al plan de inversiones de la compañía.

La metodología de trabajo empleada para el desarrollo del proyecto se fundamenta en lo sugerido por el pack de la norma ISO 50.00x. Lo anterior busca, principalmente, encontrar medidas de eficiencia energética que no requieren grandes inversiones.

La matriz energética de Papeles Cordillera S.A. está compuesta por energía eléctrica que suministra la Planta de Cogeneración mediante una turbina a gas, además, de gas natural para la misma turbina junto a las 3 calderas de Planta térmica y agua suministrada desde el canal Eyzaguirre.

Como Medidas de Eficiencia Energética (MEE) se establece la incorporación de un control dinámico eficiente de las cargas de las calderas para aumentar en hasta un 11% el rendimiento de estas, lo que anualmente equivale a USD\$760.000 en costo de gas natural. También se recomienda el cambio de una de las calderas por una caldera marca Babcock & Wilcox de 30 ton/h con un costo de USD\$1.953.100 junto a la actualización del P&ID del sistema de distribución de vapor y la incorporación de un control dinámico eficiente.

Este proyecto genera indicadores que, para el caso del VAN, están entre \$USD39.921 y USD\$5.022.473, con una TIR que varía entre un 13% hasta un 71%. Junto a lo anterior, el periodo de retorno de inversión para el mejor caso es de 2 años 7 meses y 2 días. A pesar de que la evaluación económica arroja que el proyecto es factible económicamente, este no cumple con los criterios entregados por Papeles Cordillera que requieren un periodo de inversión menor o igual a 2 años.

Dedicada a mis padres, hermanos, abuelos, Camila y mis amigos.

Tabla de contenido

1.	INTRODUCCIÓN	1
1.1.	ANTECEDENTES GENERALES.....	1
1.2.	MOTIVACIÓN.....	2
1.3.	OBJETIVOS	3
1.3.1.	OBJETIVOS GENERAL.....	3
1.3.2.	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.4.	ALCANCES.....	4
2.	ANTECEDENTES	5
2.1.	AUDITORÍA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	5
2.2.	METODOLOGÍA SUGERIDA POR ISO 50.002.....	7
2.2.1.	LÍNEA BASE DE LA ENERGÍA (LBE)	9
2.2.2.	INDICADOR DE DESEMPEÑO ENERGÉTICO (IDE).....	10
2.3.	CARACTERIZACIÓN DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR.....	12
2.4.	COMBUSTIBLE.....	15
2.4.1.	PODER CALORÍFICO	15
2.5.	EFICIENCIA TÉRMICA.....	16
2.5.1.	CALDERAS	16
2.5.1.1.	PIROTUBULARES O DE TUBOS DE HUMOS	16
2.5.1.2.	ACUOTUBULARES, O DE TUBOS DE AGUA	18
2.5.1.3.	CALDERAS DE LECHO FLUIDIZADO	19
2.5.2.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA EFICIENCIA TÉRMICA DE LAS CALDERAS.....	20
2.5.2.1.	MÉTODO DIRECTO.....	21
2.5.2.2.	MÉTODO INDIRECTO.....	22
2.5.3.	VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA EFICIENCIA TÉRMICA DE LAS CALDERAS.....	28
2.5.3.1.	PÉRDIDAS DE CALOR ASOCIADO AL EXCESO DE AIRE.	28
2.5.3.2.	PÉRDIDAS DE CALOR ASOCIADO A LA TEMPERATURA DE LOS PRODUCTOS DE LA COMBUSTIÓN.....	29
2.5.3.3.	PÉRDIDAS DE CALOR EN LA PURGA.....	32
2.5.3.4.	PÉRDIDAS DE CALOR POR NO CONTAR CON UN SISTEMA DE PRECALENTAMIENTO DE AIRE 34	
2.5.3.5.	PÉRDIDAS DE CALOR ASOCIADAS A LA OPERACIÓN DINÁMICA, PUNTOS DE MÁXIMA EFICIENCIA Y PÉRDIDAS DE CALOR POR RADIACIÓN EN UNA CALDERA DE 20 TON/H.	34
3.	METODOLOGÍA DE TRABAJO	37
3.1.	CONSTRUCCIÓN DE LBE.....	37
3.2.	IDENTIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS ENERGÉTICAMENTE RELEVANTES (SER) Y LOS USOS ENERGÉTICOS DE LA COMPAÑÍA.	38
3.3.	IDENTIFICACIÓN DE LAS OPORTUNIDADES DE MEJORA O MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA (MEE).....	38
3.4.	PRIORIZACIÓN Y DISEÑO BÁSICO DE LAS MEE RELEVANTES	39
4.	DIAGNÓSTICO DEL PERFIL DE DEMANDA, MATRIZ ENERGÉTICA Y SITUACIÓN DE PAPELES CORDILLERA S.A.	40
4.1.	PROCESOS EN PAPELES CORDILLERA Y MATRIZ ENERGÉTICA.....	40
4.2.	LÍNEA BASE DE LA ENERGÍA.....	41
4.2.1.	PLANTA PRODUCTIVA	43
4.2.2.	SERVICIOS INDUSTRIALES	45
4.2.2.1.	PLANTA DE AGUA	45
4.2.2.2.	SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR.	46
4.2.2.3.	PLANTA DE TRATAMIENTO DE EFLUENTES (PTE)	53
5.	RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA	56

5.1.	MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA IDENTIFICADAS	59
5.2.	DISEÑO E IMPACTO DE LAS MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	60
5.2.1.	MEDIDA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 1.....	60
5.2.2.	MEDIDA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2	65
5.3.	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LAS MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	70
5.3.1.	INDICADORES ECONÓMICOS	70
5.3.2.	INVERSIÓN INICIAL.....	71
5.3.3.	BENEFICIOS DE LAS MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	71
5.3.4.	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	72
6.	CONCLUSIONES	76
7.	BIBLIOGRAFÍA	79
8.	ANEXOS	81

Índice de tablas

TABLA 1: PODER CALORÍFICO DE COMBUSTIBLES.....	16
TABLA 2: VALORES REFERENCIALES DE EXCESO DE AIRE.....	28
TABLA 3: PUNTOS DE ROCÍO, TEMPERATURAS ADMISIBLES Y TEMPERATURAS MÍNIMAS RECOMENDADAS PARA LOS PRODUCTOS DE LA COMBUSTIÓN PARA PREVENIR CORROSIÓN.	32
TABLA 4: RELACIÓN ENTRE LOS CICLOS DE ENCENDIDO/APAGADO Y EL % DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA..	35
TABLA 5: RELACIÓN ENTRE PÉRDIDA DE CALOR POR RADIACIÓN Y CARGA DE LA CALDERA DE 20 ton/h	35
TABLA 6: USOS, CONSUMOS ENERGÉTICOS Y PRODUCTOS	41
TABLA 7: DISTRIBUCIÓN DE CONSUMO DE ENERGÉTICOS SEGÚN LBE.	42
TABLA 8: DISTRIBUCIÓN DE CONSUMO EQUIVALENTE EN GWh Y %	42
TABLA 9: CONSUMO DE MP20 POR SOBRE EL RESTO DE EQUIPOS O INSTALACIONES.....	45
TABLA 10: CONSUMOS DE AGUA INDUSTRIAL	46
TABLA 11: CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE EQUIPOS AUXILIARES VS EL TOTAL DE FÁBRICA	47
TABLA 12: GENERACIÓN Y CONSUMO DE ENERGÉTICOS DE COGENERACIÓN SEGÚN LBE, COMPARADO CON EL RESTO DE CORDILLERA.	49
TABLA 13: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS CALDERAS PLANTA TÉRMICA.	49
TABLA 14: DISTRIBUCIÓN DE CONSUMO DE CALDERAS Y DESEMPEÑO ENERGÉTICO SEGÚN LBE	52
TABLA 15: INFORMACIÓN SOPLADORES EN PTE.....	54
TABLA 16: DISTRIBUCIÓN DE CONSUMO Y PRODUCCIÓN PARA PTE EN BASE A LBE	55
TABLA 17: INDICADORES DE DESEMPEÑO PROPUESTOS.....	56
TABLA 18: SISTEMAS ENERGÉTICAMENTE RELEVANTES	57
TABLA 19: IDE FILTRADOS POR TIPO DE INSTALACIÓN	58
TABLA 20: IDE Y FACTOR DE CORRELACIÓN PARA FILTRAR LISTA	58
TABLA 21: IDEs REPRESENTATIVOS SEGÚN FACTOR DE CORRELACIÓN	58
TABLA 22: MEE IDENTIFICADAS	59
TABLA 23: LISTADO PRIORIZADO DE LAS MEE SELECCIONADAS. (1 MAYOR PRIORIDAD, 5 MENOS PRIORIDAD)	60
TABLA 24: COMPARACIÓN MEE 1 VS SITUACIÓN PREVIA.	65
TABLA 25: DEMANDA DE VAPOR MÁXIMA, MÍNIMA Y PROMEDIO.	65
TABLA 26: CONSUMOS ESPECÍFICOS GENERALES PARA CADA UNA DE LAS MEE.....	69
TABLA 27: COTIZACIÓN CALDERA.....	71
TABLA 28: GASTOS NO INCLUIDOS EN COMPRA DE EQUIPO GENERADOR DE CALOR	71
TABLA 29: AHORROS ESPERADOS SEGÚN ESCENARIOS OPTIMISTA, REALISTA Y PESIMISTA.	72
TABLA 30: EVALUACIÓN ECONÓMICA CASO REALISTA	73
TABLA 31: EVALUACIÓN ECONÓMICA ESCENARIO OPTIMISTA	73
TABLA 32: EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA ESCENARIO PESIMISTA.....	74
TABLA 33: EVALUACIÓN ECONÓMICA PARA CASO OPTIMISTA CON VARIACIÓN EN EL COSTO DEL GAS NATURAL	75

Índice de ilustraciones

FIGURA 1: SISTEMA DE CONTROL, VÁLVULA DE VENTEO AUTOMÁTICA CONTIGUA A PLANTA DE COGENERACIÓN	2
FIGURA 2: MODELO DE SISTEMA DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA	6
FIGURA 3: METODOLOGÍA DE TRABAJO AUDITORIA EFICIENCIA ENERGÉTICA	7
FIGURA 4: GRÁFICO DE TENDENCIA QUE MUESTRA ESTACIONALIDAD 8	11
FIGURA 5: CORRELACIÓN ENTRE VARIABLES. A) VARIABLE SIGNIFICATIVA. B) VARIABLE MENOS SIGNIFICATIVA. C) VARIABLE NO SIGNIFICATIVA.8	11
FIGURA 6: RELACIÓN ENTRE DESEMPEÑO ENERGÉTICO, IDEs, LBES Y METAS ENERGÉTICAS.8	12
FIGURA 7: DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE VAPOR. 13	14
FIGURA 8: VISTA LATERAL CALDERA PIROTUBULAR	17
FIGURA 9: VISTA FRONTAL CALDERA PIROTUBULAR	17
FIGURA 10: ESQUEMA EXPLICATIVO DE CALDERA ACUOTUBULAR	18
FIGURA 11: CALDERA DE LECHO FLUIDIZADO	20
FIGURA 12: BALANCE ENERGÉTICO EN CALDERA.13	23
FIGURA 13: ANALIZADOR DE HUMOS TESTO 350.	24
FIGURA 14: (A) TOMA DE MUESTRA CON ANALIZADOR DE HUMOS. (B) MONITOR DE ANALIZADOR DE HUMOS.	25
FIGURA 15: EFICIENCIA DE UNA CALDERA CON RESPECTO AL EXCESO DE AIRE PARA EL CASO DE PETRÓLEO RESIDUAL Y GAS NATURAL (CON TEMPERATURA DE SALIDA DE 220 °C).14	29
FIGURA 16: EFICIENCIA VS TEMPERATURA DE LOS PRODUCTOS DE COMBUSTIÓN.14	30
FIGURA 17: EFICIENCIA VS ESPESOR DE LA CAPA DE HOLLÍN.14	31
FIGURA 18: EFICIENCIA VS ESPESOR DE LAS INCRUSTACIONES EN SECTOR DE AGUA DE ALIMENTACIÓN.14	31
FIGURA 19: RELACIÓN ENTRE PORCENTAJE DE PURGA Y EFICIENCIA DE UNA CALDERA.	33
FIGURA 20: DIAGRAMA DE FLUJOS DE UN SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE CALOR DE LA PURGA	33
FIGURA 21: RELACIÓN ENTRE EFICIENCIA Y TEMPERATURA DEL AIRE DE COMBUSTIÓN.14	34
FIGURA 22: PÉRDIDA DE CALOR VS POTENCIA DE UNA CALDERA SEGÚN A.B.M.A14	36
FIGURA 23: METODOLOGÍA DE TRABAJO DE AUDITORIA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA. HITOS: A) GENERACIÓN PLANILLA ANUAL. B) VISITA A TERRENO Y GENERACIÓN DE LISTADO CON SEE. C) REPORTE CON MEE. D) GENERACIÓN DE PLANILLA CON PRIORIZACIÓN. E) ANÁLISIS ECONÓMICO Y CIERRE DE AUDITORIA.	37
FIGURA 25: DISTRIBUCIÓN DE CONSUMO SEGÚN LBE.	42
FIGURA 26: DISTRIBUCIÓN MENSUAL DE CONSUMO PARA LOS ENERGÉTICOS RELEVANTES	43
FIGURA 27: DIAGRAMA DE LA MÁQUINA MP-20	43
FIGURA 28: PRODUCCIÓN DE PAPEL EN MP20 SEGÚN LBE	45
FIGURA 29: ESQUEMA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE VAPOR EN PAPELES CORDILLERA.	48
FIGURA 30: AUDITORÍA A CALDERA N°1 Y SUS SISTEMAS PRINCIPALES: A) DEFORMACIÓN EN EL SISTEMA SOBRECALENTADO. B) ENSUCIAMIENTO POR RETIRO DE SOPLADORES DE HOLLÍN. C) CONO REFRACTARIO DAÑADO. D) INTERCAMBIADOR DEL PRECALENTADOR DE AIRE CON TUBOS ROTOS O TAPADOS	50
FIGURA 31: AUDITORÍA A CALDERA N°1 Y SUS SISTEMAS PRINCIPALES: E) DUCTO DE ENTRADA DE AIRE DE COMBUSTIÓN EN MAL ESTADO. F) ESTACIÓN DE PETRÓLEO EN ABANDONO. G) PITTING. H) DUCTOS DE GASES DE COMBUSTIÓN DETERIORADOS	51
FIGURA 32: CONSUMO ESPECÍFICO DE CALDERAS SEGÚN LBE	52
FIGURA 33: CARRIERS UTILIZADO POR PTE	53
FIGURA 34: COMPORTAMIENTO MENSUAL DE LOS SOPLADORES EN PTE SEGÚN LBE	54
FIGURA 35: CURVA DE EFICIENCIA CALDERA N°3	61
FIGURA 36: CURVA DE CONSUMOS ESPECÍFICOS CALDERA N°2	62
FIGURA 37: CONSUMOS ESPECÍFICOS DE COMBUSTIBLE EN LBE	64
FIGURA 38: CONSUMO ESPECÍFICO UTILIZANDO MEE1	64
FIGURA 39: CURVA CONSUMO ESPECÍFICO CALDERA NUEVA	68
FIGURA 40: CONSUMO ESPECÍFICO COMBINACIÓN CALDERA NUEVA Y CALDERA N°2	68
FIGURA 41: CONSUMO ESPECÍFICO CALDERA NUEVA Y N°3	69
FIGURA 42: COMPORTAMIENTO DEL PRECIO DEL GAS NATURAL DURANTE EL PERIODO DE LA LBE	72

FIGURA 43: EVALUACIÓN ECONÓMICA ESCENARIO REALISTA.....	73
FIGURA 44: EVALUACIÓN ECONÓMICA ESCENARIO OPTIMISTA	74
FIGURA 45: EVALUACIÓN ECONÓMICA ESCENARIO PESIMISTA	75
FIGURA 46: DIAGRAMA DE DISGREGACIÓN Y LIMPIEZA.....	86
FIGURA 47: ESQUEMA DE ETAPA DE FORMACIÓN Y PRENSAS	87
FIGURA 48: ESQUEMA DE SECADO	89
FIGURA 49: ESQUEMA DEL ACABADO DEL PAPEL	89

1. Introducción

El consumo energético es un factor muy importante a tener en cuenta en cualquier empresa, basta analizar cualquier ámbito de funcionamiento de la misma para encontrar: suministro de materias primas, alumbrado, desplazamientos, maquinaria, etc. Esta influencia no es sólo económica, sino también estratégica, debido a las existencias limitadas de determinados recursos energéticos, y sobre todo ambiental, por el impacto ecológico que, en mayor o menor medida, caracteriza a cualquiera de ellos.

Por ello, aunque una organización no tenga influencia sobre los precios de los recursos en el mercado, su disponibilidad o el impacto ambiental de su obtención, sí puede actuar sobre la demanda de los mismos. De manera que si se ejerce un control sobre el consumo que realiza, puede prescindir parcialmente de la influencia de estas variables en su actividad. Aunque “control sobre el consumo” pueda parecer un término que implica una restricción en la producción de la empresa, lejos de eso, el objetivo sería implementar eficiencia energética en la planta para reducir la demanda de energía, pero no de los objetivos a alcanzar con ella, es decir, gastar menos consiguiendo lo mismo, no conseguir menos gastando lo mismo.

1.1. Antecedentes generales

Papeles Cordillera S.A., fundada en 1920, se ubica en la ciudad de Santiago, en la comuna de Puente Alto, Avenida Eyzaguirre 1098. En la actualidad, Papeles Cordillera cuenta con tres instalaciones: planta productiva, planta de generación de energía (cogeneración y planta térmica) y planta de tratamiento de efluentes.

La planta productiva posee una máquina (MP 20) que anualmente produce 320 mil toneladas de papel destinado a diversos mercados, cuya materia prima principal es el papel reciclado (80% aprox.) y la celulosa. Dentro de los productos principales se encuentran: papel para corrugar, papel de uso industrial, papel para envolver, embalar y laminado.

Al inicio de esta auditoría, la planta de cogeneración cuenta con 1 turbina a gas, marca Rolls Royce, de una potencia máxima de operación de 50 MW. Esta planta abastece de energía eléctrica a las instalaciones de Papeles Cordillera; y el excedente se exporta al Sistema Interconectado Central (SIC). Por otro lado, el déficit se obtiene del SIC según se requiera. Junto a la turbina se encuentra la caldera recuperadora (HRSG¹) que nominalmente genera 60 ton/h de vapor, otorgando este energético a las instalaciones de Papeles Cordillera, Tissue y Chimolsa. Sin embargo, actualmente esta turbina a gas se encuentra en proceso de mantenimiento correspondiente a las 25.000 horas de operación (se le realiza un Overhaul). Esto provoca que la generación de vapor sea suministrada solo por la Planta térmica.

¹ Heat Recovery Steam Generator.

Previo al retiro de la turbina, en momentos en donde el consumo de energéticos como el vapor y el agua superan los generados en los procesos productivos, la Planta térmica supe y/o apoya la generación de vapor mediante la operación de alguna(s) de su(s) 3 calderas (2 a gas y 1 a petróleo).

1.2.Motivación

La motivación inicial para realizar una auditoría de eficiencia energética surge debido a que en ciertas circunstancias de operación (corte de hoja²) de la máquina MP20 generaba un aumento de presión del sistema, siendo urgente el control de esta variable venteando el vapor (Figura 1). Lo anterior se trató solucionar con un Sistema aerocondensador (ACC), sin embargo, este falló catastróficamente por un mal diseño inicial.

A lo anterior se agrega que no existe un sistema de gestión de energía (SGEn) basado en la norma ISO 50.001, que busca estrategias de gestión para aumentar y/o mejorar la eficiencia energética y reducir costos.

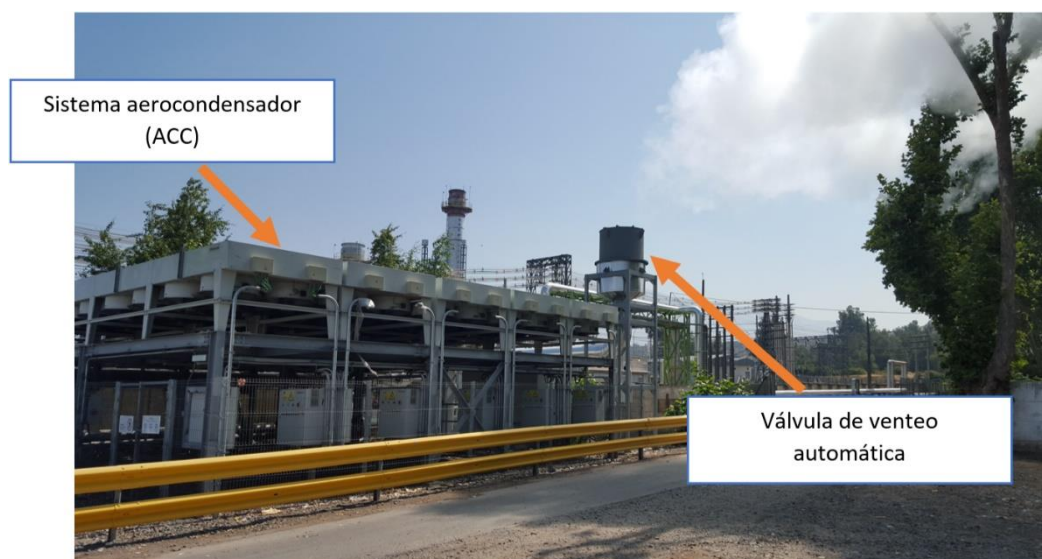


Figura 1: Sistema de control, válvula de venteo automática contigua a Planta de Cogeneración

² El corte de hoja ocurre al menos 2 o 3 veces por día, por lo que el venteo de vapor es continuo.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivos General

Realizar una auditoría de eficiencia energética en la planta productiva de Papeles Cordillera S.A, enfocada en las instalaciones de Efluentes y Planta térmica.

1.3.2. Objetivos Específicos

- i. Reconocer y evaluar el perfil de demanda y la matriz energética de la planta, incluyendo sus componentes eléctricas, térmica y otras.
- ii. Identificar los sistemas energéticamente relevantes y los usos energéticos de la compañía.
- iii. Identificar principales procesos o equipos consumidores, escoger hasta 3 y determinar: potencial mejora de operación, reducción de costos energéticos, incluyendo tecnologías blandas, tecnologías duras tales como mejoras de procesos, actualización tecnológica o incorporación de nuevas tecnologías.
- iv. Obtener el diseño general, el estimado de ahorros anuales de energía, la estructura de inversión requerida y los indicadores económicos: Período de Retorno de la Inversión (PRI), Tasa interna de retorno (TIR) y Valor Actual Neto (VAN) de cada solución propuesta.
- v. Generar un listado priorizado para consolidar el Proyecto de Inversión, en concordancia con los criterios definidos por la compañía en un horizonte de 10 años.

1.4. Alcances

Para el desarrollo de esta auditoría, se estudian los procesos dentro de los últimos dos años (2017-2018), para tener resultados representativos al funcionamiento actual de la planta. La selección de este periodo de tiempo se basa en la detención de 2 máquinas papeleras previo a dicha fecha, las cuales eran importantes consumidores de los energéticos de la planta.

Luego de tener la línea base del consumo, el estudio de mejoras por equipos excluye al mayor consumidor (máquina MP20), debido a su envergadura y a lo acotado del tiempo para desarrollar el proyecto. El número de soluciones a evaluar es limitado (máximo 3), esto último para asegurar el cumplimiento de los objetivos planteados en un marco de tiempo determinado.

Posterior a la obtención de la línea base, la metodología de trabajo se basa en lo contenido en la norma ISO 50.002:2014 y en la guía de implementación de un sistema de gestión de la energía, omitiéndose los pasos que se estimen convenientes. Esto para satisfacer tanto lo que solicita la empresa como también el proyecto de título. Cabe destacar que la evaluación técnica-económica de las medidas de mejoras y oportunidades, corresponden a estudios con un nivel de Ingeniería de perfil. Y se excluyen las oportunidades de mejoras que se escapan del área de trabajo del tutor dentro de la empresa, a causa de la dificultad de coordinar la obtención y análisis de dicha información.

2. Antecedentes

2.1. Auditoría de Eficiencia Energética

Una auditoría de eficiencia energética es un estudio sistemático mediante el cual se analizan los procesos productivos de una industria y se determinan los niveles de consumo y eficiencia energética, proponiéndose medidas rentables que permitan disminuir los consumos de energía y aumentar la eficiencia energética, sin afectar la productividad ni la calidad de los productos. La norma ISO 50.001 no exige como requisito realizar una auditoría energética. **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, pudiéndose utilizar otros procedimientos para completar la revisión energética o demostrar la mejora del desempeño energético, por ejemplo: procedimientos internos por gestores energéticos de la organización utilizando métodos de ISO 50.004, análisis de flujo para la organización seguidos del análisis de potenciales mejoras, u otras herramientas. Sin embargo, una organización puede desear efectuar una auditoría energética para proveer información para una revisión energética ISO 50.001, o demostrar mejoras del desempeño energético en determinados puntos en el tiempo, para los objetos auditados. **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Existen 4 niveles de auditorías, las cuales están relacionadas al nivel de profundidad de la recolección de información y el análisis de este mismo.[1]

- I. **Nivel 0:** Corresponde a una auditoría preliminar, en donde el proceso es simple, rápido y poco invasivo. Está enfocado en identificar rápidamente una oportunidad de mejora. Se obtienen indicadores para comparar con edificios similares o empresas pequeñas.
- II. **Nivel 1 o Walk-Through:** Las oportunidades de mejora se generan por una visita a terreno solo con inspección visual. Con esto se obtiene un panorama general del consumo de energía de un recinto. Se identifican medidas de bajo o cero costo para mejorar la eficiencia energética.
- III. **Nivel 2 o Energy Survey:** Se realiza una revisión detallada de las instalaciones, análisis de equipos, sistemas y operación. Análisis técnico-económico más preciso. Incluye visitas a terreno con desarrollo de mediciones y monitoreo de equipos.
- IV. **Nivel 3 o Detailed Analysis of Capital Intensive Modifications:** Auditoría con análisis más riguroso de las Medidas en Eficiencia Energética (MEE). El resultado es un estudio de ingeniería básica para cada una de las distintas oportunidades de mejora identificadas. Se obtiene una detallada comprensión del consumo y del uso de la energía, se identifican y analizan las oportunidades de ahorro energético (incluyendo aquéllas sin costo, de bajo costo y medidas de inversión de capital). Lo anterior para incluir beneficios energéticos y no energéticos, diseño de equipo preliminar o procesos de mejora y detallados requisitos de costo. Esta auditoría incluye visitas a terreno con desarrollo de mediciones y monitoreo de equipos, finalizando con un estudio económico más acabado para cada una de las soluciones propuestas.

El Sistema de Gestión de la Energía ISO 50.001 nace con el fin de proporcionar a las organizaciones un marco reconocido para la integración de la eficiencia energética en sus prácticas de gestión. Esto implica que se estandarizan los procedimientos y procesos que buscan reducir el consumo energético, a través de mejoras prácticas y basándose en normas internacionales.

La norma ISO 50.001 se desarrolló entre los años 2008 y 2010, publicándose el 2011. Esta permite implementar procesos necesarios para entender el uso de la energía, poner en marcha planes, objetivos e indicadores de eficiencia energética en un ciclo de mejoramiento continuo. Las características generales de este sistema de gestión se ven representadas en el siguiente diagrama.

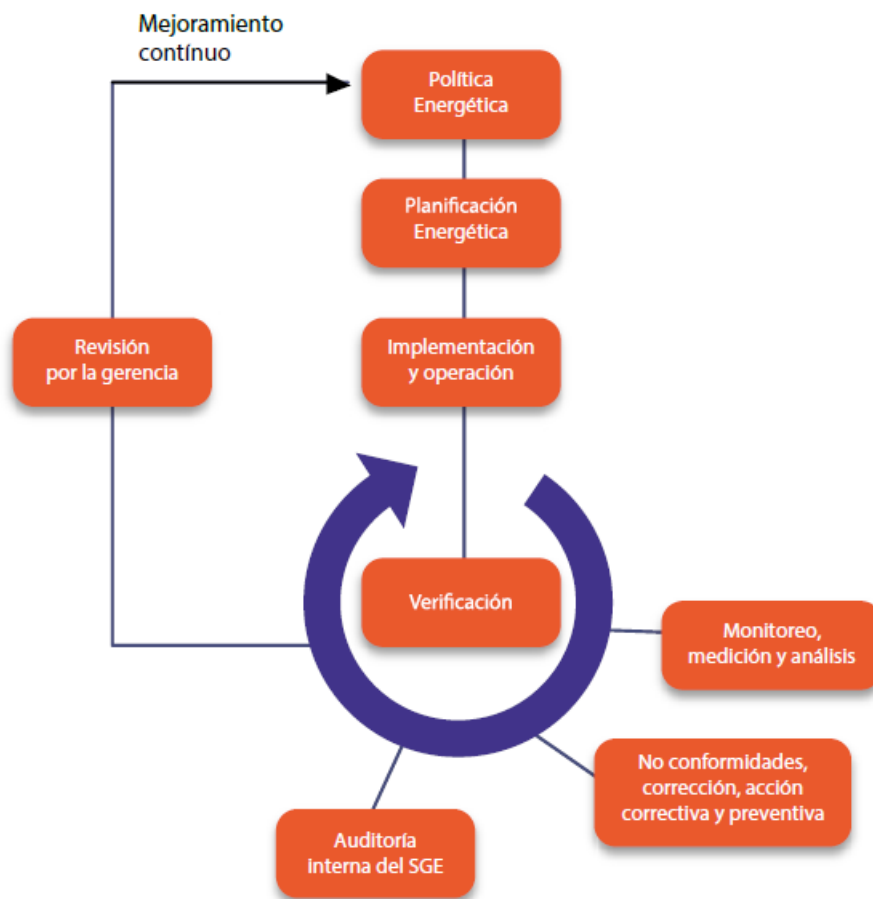


Figura 2: Modelo de Sistema de gestión de la energía[1]

La metodología de implementación de esta norma se basa en 2 tipos de requerimientos: medulares y estructurales. Los requerimientos medulares corresponden a todos aquellos procedimientos que son esenciales para observar y mejorar el desempeño energético, es decir, son aquellos centrados en la gestión misma de la energía. Por otro lado, los estructurales son aquellos requerimientos que proveen la estructura en torno a

los requerimientos medulares y que convierten a la gestión de la energía en un proceso sistemático y controlado.

2.2. Metodología sugerida por ISO 50.002

Para el desarrollo de una auditoría de eficiencia energética se sugiere seguir los siguientes pasos mostrados en el diagrama de flujo de la figura 3:

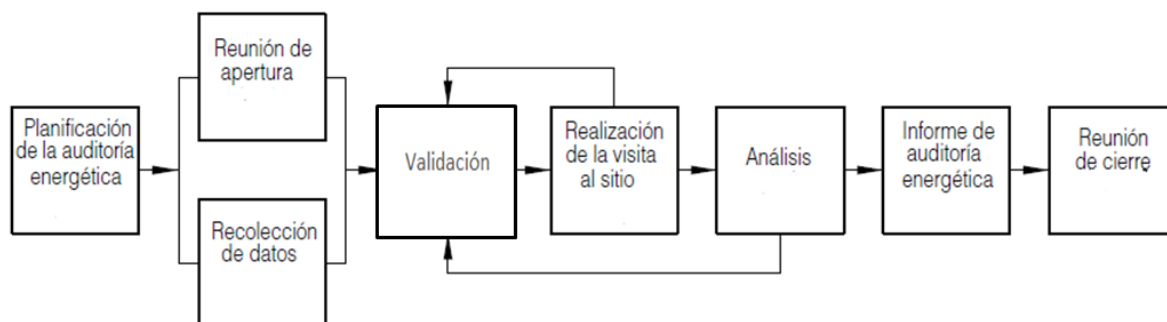


Figura 3: Metodología de trabajo de la auditoría de eficiencia energética Error! No se encuentra el origen de la referencia.

- a) Las actividades de la **Planificación de la auditoría** energética son esenciales para definir el alcance de ésta y su(s) objetivo(s), así como para reunir la información preliminar. Para asegurar que se lleve a cabo una auditoría de eficiencia energética acorde a los requerimientos de la empresa.
- b) El propósito de la **Reunión de apertura** es para informar a las partes interesadas los objetivos de la auditoría energética, el alcance definido, los límites y métodos, y para revisar los acuerdos para la auditoría energética. Esta reunión no necesariamente se realiza una vez, ya que a medida que se avanza se va retroalimentando por ambas partes el trabajo desarrollado. Para efectos del diagrama de flujo presentado previamente, se ubica según lo estipulado en la norma.
- c) La **Recolección de datos** se realiza donde haya información disponible y el auditor debe recopilar, cotejar y registrar los datos de energía apropiados que sustentan los objetivos de la auditoría, es decir, equipos, consumos, producción más relevante; historial de generación, entre otros. Esto se realiza en terreno mediante algunos software utilizados por la empresa. Considera la revisión de las facturas de energía eléctrica y energéticos empleados en la unidad (Diésel, GN y otros), en un horizonte que represente efectivamente el estado actual de la planta (cambios de equipos, actualizaciones, entre otros), generándose así una Línea Base de la Energía (LBE). Comprende el análisis de demanda mes a mes en periodos anuales, la identificación de estacionalidades y su relación con los procesos productivos y eventos atmosféricos, y en general la revisión del perfil consumidor en relación a la estructura productiva y organizacional de la planta.

- d) Para cualquier medición o recolección de datos en sitio, el auditor de energía y la organización deben validar los datos obtenidos, para eliminar inconsistencias de los medidores u otras variables asociadas. El **Plan de validación** o de medición se puede revisar en base a los hallazgos del auditor durante la auditoría energética, por ejemplo, un flujómetro mal calibrado. Para realizar esto, se contrastan medidas in-situ vs información obtenida por los software mencionados anteriormente, o por lo estipulado en las facturas, página oficial de Metrogas o del Centro de Administración de Energía (CAE) cuando corresponda. Comprende la inspección, lo más detallada posible, de las áreas administrativas, planta de proceso y sistemas e instalaciones de apoyo; identificando sus regímenes de trabajo, potencia y consumo de energía en periodos típicos de trabajo. El reconocimiento de potencias y consumos se hace a partir de datos de placa, mediciones rápidas con analizadores portátiles, consulta a operadores y estimación a partir de datos de proceso.
- e) La **Realización de la visita al sitio** o visita a terreno, es para corroborar que la información, por ejemplo: Planos, P&ID, concuerden con lo existente en la planta. Entregando una retroalimentación al proceso de validación cuando corresponda. La metodología para realizar esta etapa es con apoyo del supervisor del área para contrastar y actualizar la información presente en los planos. Incluye tanto la revisión física como el reconocimiento a partir de diagramas y planos de las instalaciones. Con esta data y lo obtenido del paso previo, se procede a generar un listado de sistemas energéticos relevantes y los usos relevantes relacionados a la planta.
- f) En el **Análisis** se encuentra la mayor cantidad de trabajo, donde a partir de los datos obtenidos, se observa el comportamiento actual de la planta (se generan IDEs³); se buscan las principales oportunidades de mejora; los estudios técnico-económicos y la priorización de las soluciones evaluadas. Se emplea la identificación del listado de la fase anterior y se evalúan las oportunidades asociadas a la reducción de costos, sin reducción de consumo de energía. Por otro lado, también se plantean y evalúan medidas de eficiencia energética ligadas al desarrollo de buenas prácticas operacionales, que requieren acciones sobre capacitación del personal y otros, tales como: control de energización, uso eficiente de agua de procesos, operación dentro de los parámetros de cada equipo, etc. Posteriormente, se aborda el planteamiento de mejoras de eficiencia energética (MEE) asociadas a una actualización de procesos e incorporación de eficiencia, incluyendo las siguientes: Mejoras al Diseño y Operación, Sistemas Motrices Eficientes (SME) (motores, partidores suaves, variadores de frecuencia, sistemas de distribución y bombeo, etc.), Iluminación Eficiente (IE), Sistemas Eficientes de Bombeo y Ventilación (SEBV), Sistemas Eficientes de Frio-Calor (SEFC), Innovaciones y Mejoras específicas en líneas y procesos. Consecutivamente, en esta parte de la

³ IDE: Indicadores de Desempeño Energético

metodología, se plantean las reducciones de consumo asociadas a: mejor eficiencia de la tecnología, reducción del tiempo de uso, reducción del costo unitario de la energía primaria, entre otros. Primero se estima el consumo de energía con la MEE propuesta y la reducción global que propicia, luego se efectúa el diseño básico para la implementación de la MEE definiendo equipos, intervenciones y actualización del sistema. Finalmente, se estima el monto de la inversión para desarrollar la MEE y se construye el flujo de ahorros anuales a partir del cual se estiman los parámetros: PRI, TIR & VAN.

- g) En última instancia se realiza el informe de cierre, que se acompaña de reuniones correctivas y el posterior cierre con una presentación en la compañía. Dentro de este informe se incluirá un listado priorizado de MEE ordenado por PRI u otro parámetro a convenir por la empresa, y en conjunto con el mandante, se seleccionan las MEE.

Dentro de la metodología sugerida, existen dos puntos sensibles que es necesario abordar con más detalle.

2.2.1. Línea Base de la Energía (LBE)

Una línea base de la energía (LBE) es un elemento que sirve para cuantificar y saber cómo se usa la energía en sus procesos, además de ser una referencia que caracteriza el desempeño energético durante un periodo determinado (generalmente 1 año). Mediante este método se evalúan los cambios, se calculan los ahorros y se definen metas para el desempeño energético como parte del proceso de planificación de la energía en un Sistema de Gestión (SGEn)⁴.

Los resultados del desempeño energético, o diagnóstico inicial se pueden expresar en unidades de consumo (GJ, kWh, Sm³, entre otros)⁵, consumo de energía específico (kWh/Sm³, etc.), potencia máxima, porcentaje de cambio en eficiencia, razones adimensionales, etc.

Antes de calcular las LBEs correspondientes, es importante revisar el conjunto de datos recolectados y las variables relevantes para así determinar la calidad de estos. Mediciones defectuosas, formularios incompletos, condiciones operacionales atípicas, entre otros, pueden producir valores atípicos significativos que pueden sesgar la auditoría de eficiencia energética.

Se deben tomar las siguientes medidas para establecer una LBE:

- Determinar el propósito específico con la LBE
- Determinar un período de datos adecuado (teniendo en cuenta la naturaleza de las operaciones de la empresa)

⁴ No necesariamente se debe contar con un SGE existente, los IDEs y LBEs se pueden usar a nivel de sistema, proceso o equipo para la evaluación de una mejora en la eficiencia.

⁵ Standard Metro Cúbico es una medida de volumen de un gas a 15°C y nivel del mar.

- Recolección de datos
- Determinar y validar la LBE

2.2.2. Indicador de Desempeño Energético (IDE)

Un IDE es un valor o medida que cuantifica los resultados relacionados con el desempeño energético y el consumo de energía en instalaciones, sistemas, procesos y equipos. Por ejemplo:

- Valor de energía medida: Consumo de energía (kWh), demanda máxima (kW)
- Razón de valores medidos: Consumo específico (kWh/ton, kWh/Sm³, %)
- Modelos estadísticos: Desempeño energético de un hotel con la tasa de ocupación y temperatura externa, etc.
- Modelos de Ingeniería: Modelos integrales de construcción, sistemas HVAC centralizados, etc.

Hay que tener especial cuidado con la relevancia de algunas variables en comparación con otras para el consumo de energía. Un método para evaluar si una variable afecta significativamente el consumo de energía es ver la dispersión o correlación de los datos recopilados como se aprecia en las figuras 4 y 5.

a. Revisar tendencias para evaluar estacionalidad

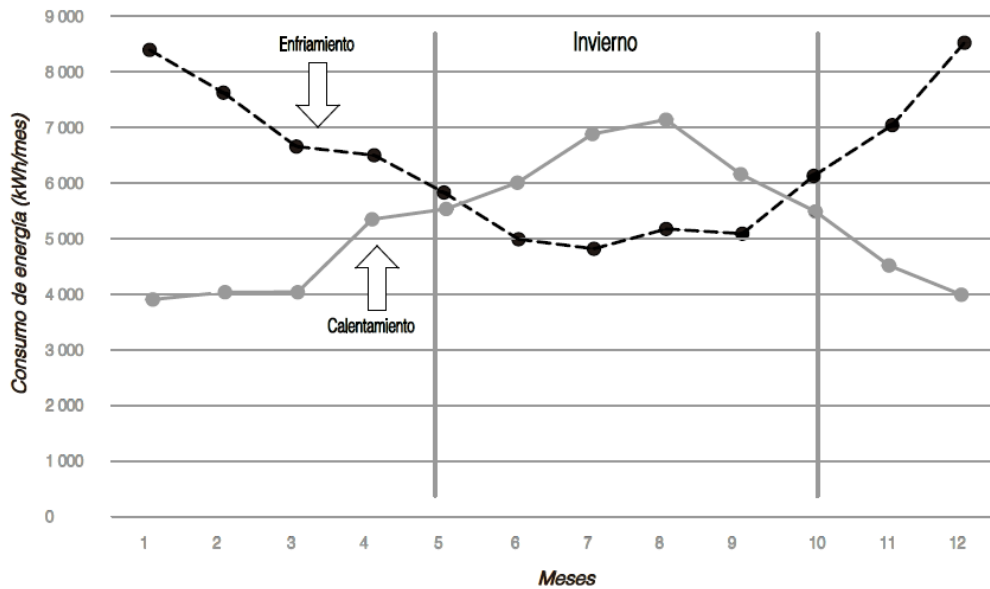


Figura 4: Gráfico de tendencia que muestra estacionalidad del consumo energético [11]

b. Correlacionar variables mediante un diagrama X-Y.

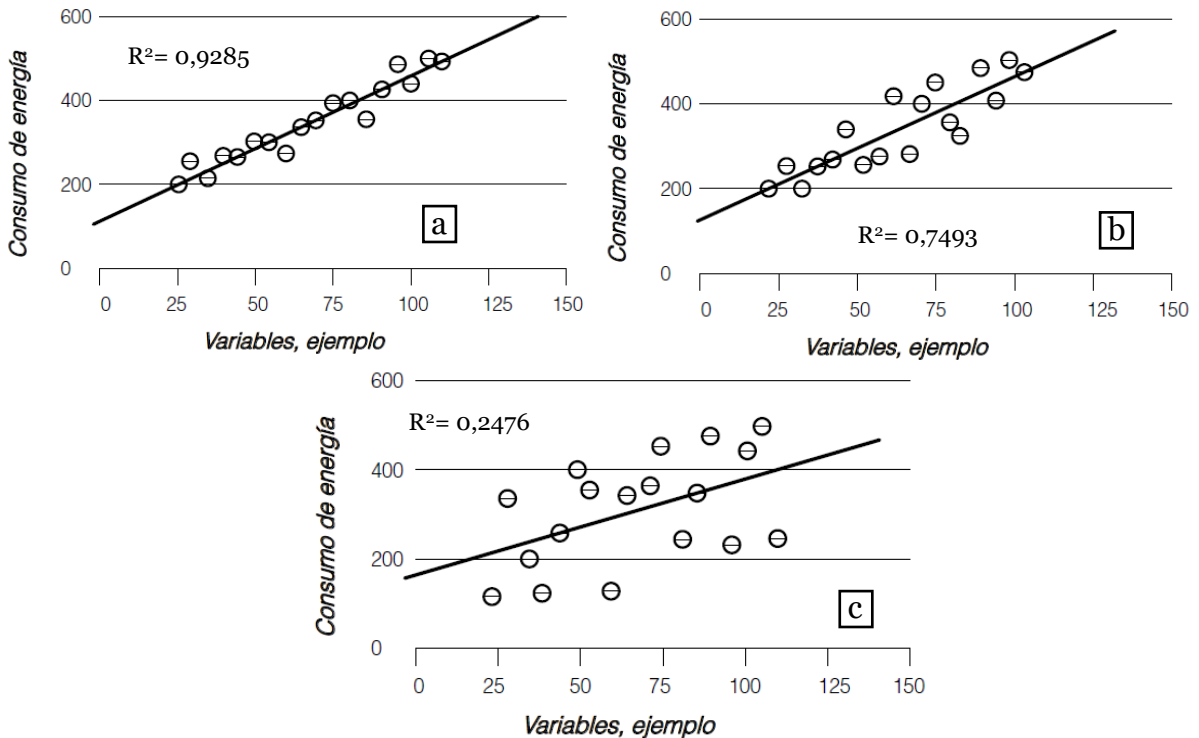


Figura 5: Correlación entre variables: a) Variable significativa, b) Variable poco significativa y c) Variable no significativa.[11]

La estrecha relación que existe entre una LBE y los IDEs se encuentra representada en la Figura 6.

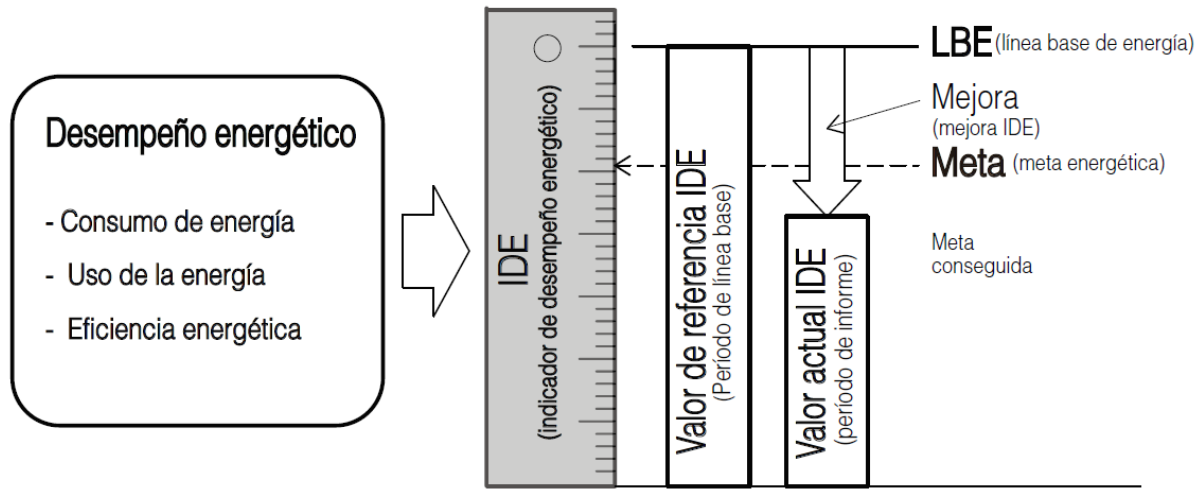


Figura 6: Relación entre desempeño energético, IDEs, LBEs y metas energéticas.[11]

2.3. Caracterización de un Sistema de Generación de Vapor.

La generación de vapor es el proceso mediante el cual se produce vapor a presión por encima de la presión atmosférica, con ayuda de la energía obtenida de un combustible o de energía eléctrica. Este vapor producido se utiliza en función de los requerimientos de la empresa. En el caso de la industria forestal y del papel, este energético es usado principalmente para el secado del papel o como aporte de calor en sus procesos.

El vapor de agua es considerado el fluido ideal para la industria ya que el alto calor latente⁶ y su baja densidad provoca que sea especialmente efectivo en los procesos químicos y de calefacción. Son destacables:

- Materia prima barata y asequible.
- Amplio rango de temperatura.
- Ininflamable y no tóxico.
- Fácilmente transportable por tubería.
- Elevado calor de condensación.
- Elevado calor específico.
- Temperatura de condensación fácilmente regulable

⁶ **Calor sensible** es el calor que se emplea para variar la temperatura de un cuerpo, en este caso agua o fluido térmico. Está relacionado con el calor específico, que en caso del agua líquida es de 1 kcal/kg °C. Mientras que el **Calor latente** es el calor empleado en producir un cambio de estado en un cuerpo, como por ejemplo la vaporización del agua, cuyo calor latente de vaporización es de 540 kcal/kg (a 100°C) y 1 atm.

Los principales componentes⁷ presentes en un sistema de generación de vapor son[16]:

- **Caldera:** Máquina térmica que transforma la energía química en energía térmica aprovechando los tres métodos de transferencia de calor: radiación, conducción y convección.
- **Economizador:** Equipo de intercambio de calor para precalentar agua con los gases aún calientes, antes de alimentar la caldera.
- **Bombas:** Máquina generadora que transforma la energía con la que es accionada (generalmente energía mecánica), en energía del fluido incompresible que mueve. Al incrementar la energía del fluido, se aumenta su presión, su velocidad o su altura.
- **Planta de Osmosis inversa y retorno de condensados:** tecnología de purificación del agua que utiliza una membrana semipermeable para eliminar iones, moléculas y partículas grandes presentes en el agua.
- **Desgasificador:** equipo que remueve oxígeno del agua de alimentación a calderas, ya que el oxígeno es altamente corrosivo en los circuitos de vapor.
- **Ventilador de tiro forzado:** Ventilador centrífugo encargado de suministrar el aire requerido para la combustión y crear el tiro necesario para la circulación de los gases hacia la chimenea. Este debe suplir las pérdidas en cada uno de los intercambiadores de calor por los que pasa el aire y los gases.
- **Precalentador de aire:** Último intercambiador que calienta el aire de la combustión que entra al hogar por medio de los gases de combustión, que salen del economizador de la caldera, según sea el caso. El precalentador de aire se emplea en generadores de gran capacidad.

En la figura 7, se presenta el diagrama de flujo que describe el recorrido del agua, el aire y los gases de escape.

⁷ Se excluyen de este listado válvulas y equipos opcionales que dependen del tipo de combustible a utilizar (por ejemplo: equipo de abatimiento de gases para una caldera a petróleo)

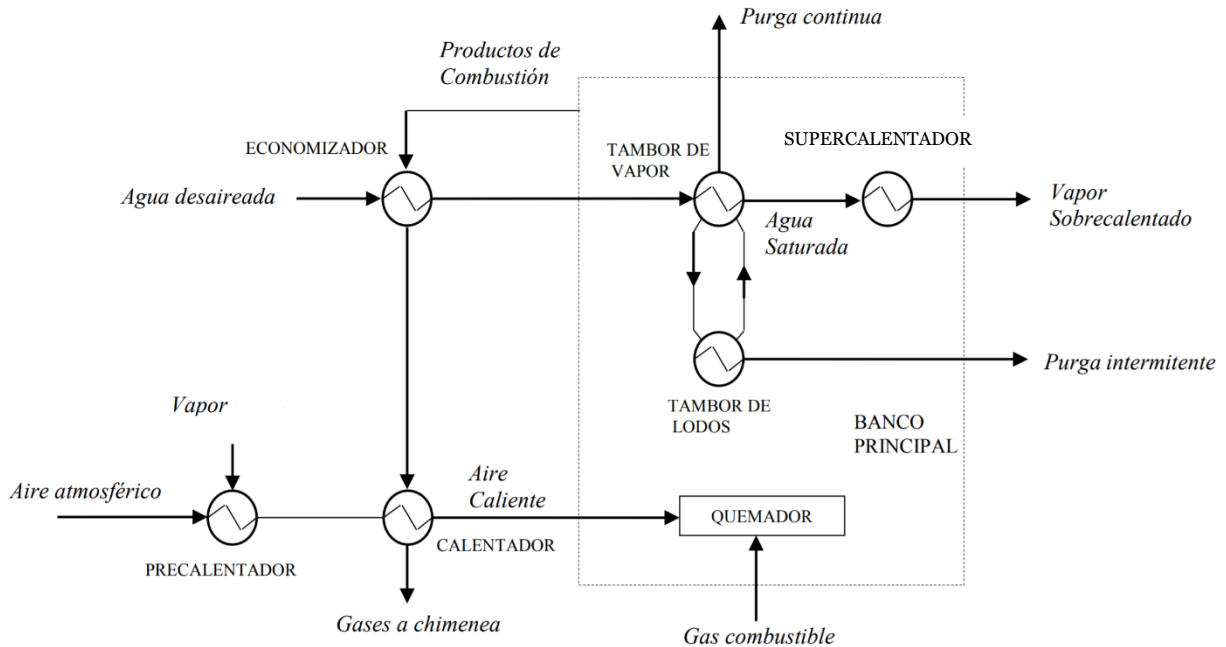


Figura 7: Diagrama de flujo del sistema de generación de vapor típico. [16]

El agua de alimentación de las calderas proviene del desgasificador, el que recibe agua de la planta de Ósmosis Inversa y retorno de condensados que se recuperan después de haber transferido calor en los procesos. En el desgasificador se retiran los gases disueltos en el agua como oxígeno y dióxido de carbono (que pueden causar corrosión en las superficies de transferencia de la caldera). Primero, mediante un proceso de desaireación mecánica, se aprovecha el principio de la disminución de la solubilidad de los gases en un líquido al aumentar la temperatura de este y, posteriormente, a través de desaireación química y la adición de un secuestrante, se eliminan las trazas de oxígeno.

Luego, el agua de alimentación es recibida por el economizador⁸ que aprovecha la temperatura de los gases de escape de la combustión para elevar la temperatura del agua casi hasta la temperatura de saturación. El principio de circulación es natural, al calentarse el agua que se encuentra en el tambor de lodos disminuye su densidad, al ser inferior que la densidad del agua de alimentación, esta tiende a subir al tambor de vapor y el agua que está entrando tiende a bajar.

Los tambores de la caldera tienen conectado un circuito de tubos en lados opuestos (uno de estos permanece a mayor temperatura que el otro). Burbujas de vapor se forman en el circuito más caliente generalmente llamado elevador o riser en inglés. La mezcla agua-vapor resultante es desplazada por la masa de agua más densa que se encuentra en el circuito menos caliente (denominado bajante o downcomers), permitiendo la circulación. El vapor saturado pasa por el sobrecalentador (si es que lo posee) el cual está dispuesto en la zona radiante del hogar elevando la temperatura del vapor por encima de

⁸ En el caso que el sistema de generación de calor no posea un Economizador, el agua de alimentación entra directamente a la caldera.

la saturación obteniéndose finalmente vapor sobrecalentado (por ejemplo, a 25 bar y 300 °C).

El aire para la combustión es tomado de la atmósfera entrando por la chimenea de succión de aire, para luego ser trasladado por un ventilador de tiro forzado, dándole al aire la energía necesaria para suplir las pérdidas y mantener una presión positiva dentro de la caldera. A la descarga del ventilador se encuentra el precalentador de aire que eleva la temperatura del mismo al intercambiar calor con el vapor que va por los tubos, con el fin de reducir su contenido de humedad. Posteriormente, pasa al calentador intercambiando calor con los gases de escape en dos pasos por el lado externo de los tubos, para finalmente, dirigirse por el ducto de aire hasta los quemadores.

2.4. Combustible

El combustible utilizado para entregar la energía térmica en el sistema de generación de vapor provoca que el sistema varíe en algunos de sus componentes o regulación⁹. Esto, ya que, dependiendo del combustible, varía la composición de los productos de la combustión. Por ejemplo, al usar combustibles con contenido de azufre (Petróleo N°6 u otros) hay que tener especial cuidado con que la disminución de la temperatura de los gases en la chimenea no se acerque demasiado al punto de rocío. El no cumplimiento de lo anterior aumenta el riesgo de que aparezca ácido sulfúrico y corrosión elevada en la caldera.[16]

El gas combustible es suministrado a cada una de las calderas a través de las válvulas principales de corte para luego dividirse en dos flujos: un flujo de gas al piloto del quemador y otro que pasa a través del controlador de flujo hacia los quemadores de cada caldera. Finalmente, este recibe la señal del máster individual para controlar el flujo de gas requerido para la combustión. En la línea de gas combustible se cuenta con la facilidad de suministrar un flujo mínimo de gas a los quemadores para los procesos de encendido.

2.4.1. Poder calorífico

El poder calorífico de un combustible es el calor liberado por este cuando es quemado completamente en un proceso de flujo estacionario y los productos de la combustión retornan al estado de los reactivos. Según el estado del agua formada en la combustión, el poder calorífico se denota como poder calorífico superior (PCS o HHV) cuando el H₂O está en estado líquido o poder calorífico inferior (PCI o LHV) cuando el H₂O está en estado de vapor. A continuación, se enlistan algunos combustibles importantes o de mayor uso y sus PCI.[16][15]

⁹ En Papeles Cordillera S.A los combustibles utilizados en las calderas son Gas natural y Petróleo N°6. En menor medida, para maquinaria y medios de transporte dentro de la planta, se utiliza gas licuado y petróleo diesel.

Tabla 1: Poder calorífico de combustibles

Combustible	PCI¹⁰
Gas natural	35.134 kJ/m ³
Petróleo N°1	40.166 kJ/kg
Petróleo N°4	41.003 kJ/kg
Petróleo N°6	40.271 kJ/kg
Carbón	21.756 kJ/kg

2.5. Eficiencia térmica

Debido a que dentro del sistema de generación de calor las calderas son los equipos principales y que, además, se llevan el mayor consumo de combustible (estas pueden consumir, anualmente, varias veces el valor o capital inicial de uno de estos equipos), se hace necesario mayor detalle sobre ellas.[9]

2.5.1. Calderas

Es un recipiente cerrado, donde el agua es llevada a su punto de ebullición para producir vapor a diferente presión y temperatura mediante una fuente de calor.

De forma general se pueden describir las partes de una caldera como sigue[7]:

- **Quemador:** Lugar donde se produce la combustión. Facilita la mezcla de un combustible y un comburente.
- **Hogar:** Alberga el quemador en su interior, por lo tanto, además de la combustión aquí se genera la producción de gases calientes.
- **Tubos de intercambio de calor:** Es el lugar donde se genera el flujo de calor desde los gases hacia el agua, que tiene lugar a través de la superficie de los tubos.
- **Separador líquido-vapor:** Es necesario para separar las gotas de agua líquida en suspensión en la corriente de vapor.
- **Economizador:** Equipo de intercambio de calor para precalentar el agua líquida y así aumentar la eficiencia de la caldera.
- **Chimenea:** Vía de escape de los humos y gases de la combustión.
- **Carcasa:** Contiene al hogar y el sistema de ductos de intercambio de calor.

No obstante, las calderas se pueden clasificar en calderas térmicas y calderas eléctricas. Las calderas térmicas pueden dividirse a su vez en tres grupos:

2.5.1.1. Pirotubulares o de tubos de humos

Estas calderas difieren según el combustible que utilicen (carbón, combustible líquido o gaseoso). En ambos tipos, los gases de combustión son obligados a transitar por

¹⁰ La unidad de medida depende del tipo de fluido que sea, es decir, Sm³ para el Gas natural (gas) y kg para el petróleo (líquido).

el interior de tubos que se encuentran sumergidos dentro de la masa de agua. Todo el conjunto, agua y tubos de gases, se encuentra rodeado por una carcasa exterior (ver figura 8 y 9).

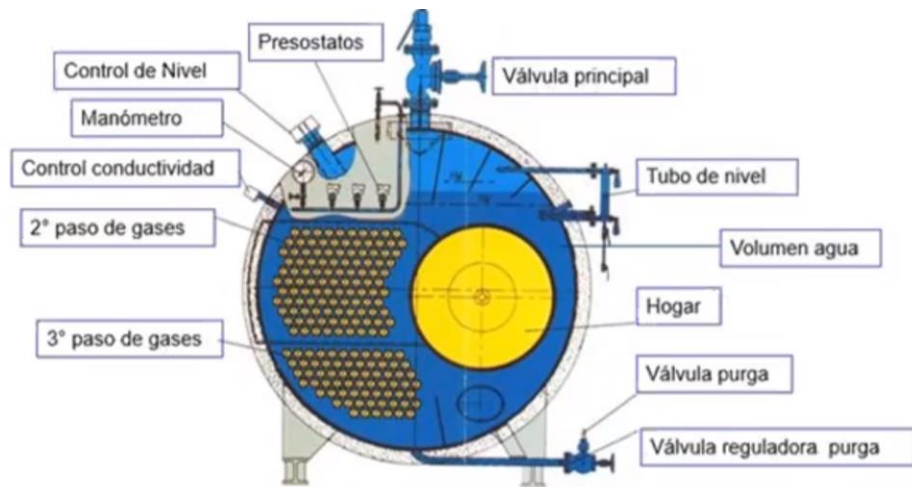


Figura 8: Vista lateral Caldera Pirotubular[7]

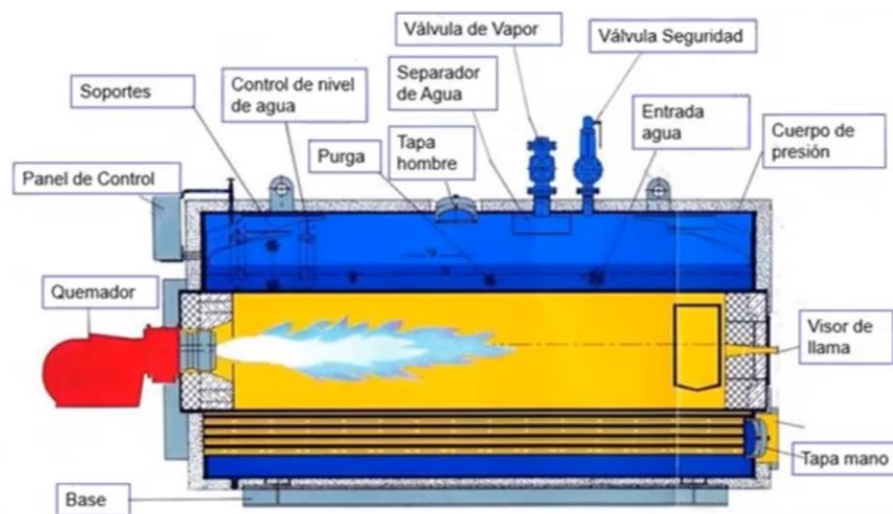


Figura 9: Vista frontal Caldera Pirotubular[7]

Al circular por los tubos, los gases calientes ceden el calor sensible transmitiéndolo al agua que se calienta, mientras se vaporiza el agua más próxima a los tubos.

La presión de trabajo no excede de 29 bar y la máxima producción de vapor suele ser del orden de 25 ton/h.[7]

En función del combustible se distinguen dos tipos de calderas pirotubulares:

a. Calderas pirotubulares de carbón. Las calderas diseñadas para quemar carbón tienen un hogar amplio provocando pérdidas importantes de calor por convección y radiación. Por lo tanto, es imprescindible un buen aislamiento en

el hogar. Estas calderas se pueden utilizar también para la combustión de otros combustibles sólidos.

b. Calderas pirotubulares para combustibles líquidos o gaseosos.

Se diferencian de la anteriores en el tamaño del hogar. A su vez pueden ser de dos tipos:

- De hogar integral: El combustible quemado es líquido o gas, por lo que se obtiene una llama alargada en la parte baja del hogar, que es mucho más pequeño que en las calderas de carbón.

- Compacta con tubo hogar: En estas calderas existe un tubo central sumergido en el agua, el cual hace de hogar. Los gases de combustión ceden calor a este tubo por radiación. Posteriormente, son obligados a pasar por el resto de los tubos menores que también están sumergidos en agua.

2.5.1.2. Acuotubulares, o de tubos de agua

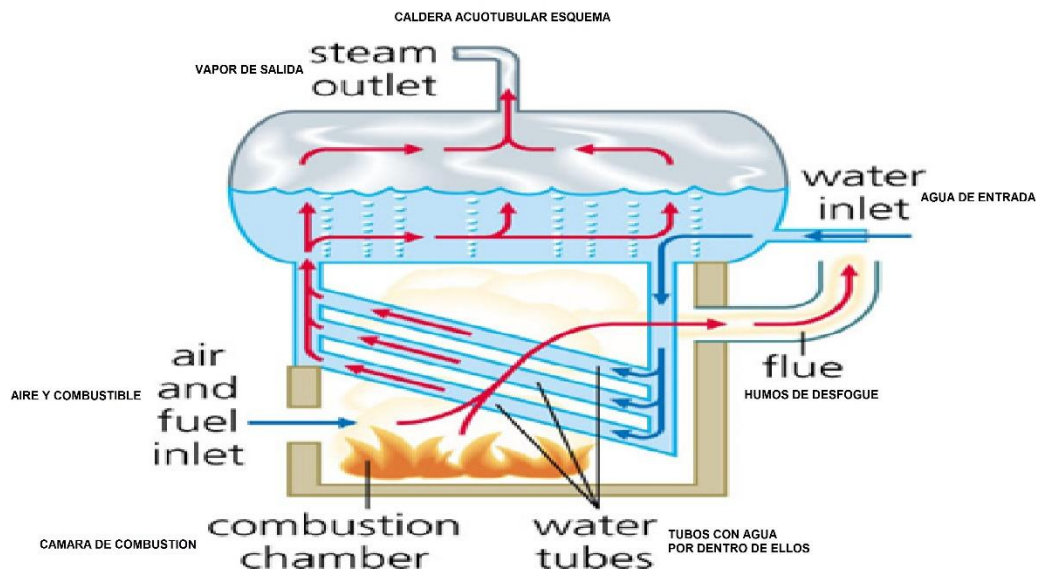


Figura 10: Esquema explicativo de Caldera Acuotubular[7]

Normalmente, las calderas a vapor acuotubulares funcionan a presiones inferiores a 63 bar y a temperaturas menores a 450°C.

La principal diferencia entre este tipo de calderas y las pirotubulares, es el modo en que los fluidos circulan por su interior. En el caso de las acuotubulares, es el agua o la mezcla agua-vapor la que circula por el interior de los tubos, mientras que los gases se desplazan entre los ductos y la carcasa. En las calderas pirotubulares ocurre lo contrario.[7]

Haciendo referencia a calderas con capacidades de vaporización entre 3 ton/h y 100 ton/h, se pueden distinguir dos tipos:

a. Calderas acuotubulares compactas. Son construidas totalmente en talleres y enviadas como un bloque al lugar de utilización. Pueden suministrarse para quemar combustibles líquidos o gaseosos. Necesitan poca albañilería y se diferencian dos tipos: De hogar integral pequeñas (hasta 60 ton/h) y de hogar integral grandes (hasta 200 ton/h).

b. Calderas acuotubulares no compactas. Estas calderas son montadas en obra. Se diferencian dos tipos: De tubos rectos y de tubos curvados.

2.5.1.3. Calderas de lecho fluidizado

En ellas el lecho de partículas de carbón y caliza se encuentra en suspensión en la corriente de gases de combustión, comportándose todo el conjunto como un fluido (figura 11) . Son capaces de reducir en un 95% las emisiones de SO₂ gracias a la caliza, y también las de NO_x, por ser la temperatura de combustión de unos 850°C. Pueden clasificarse en tres tipos[7][8]:

a. Burbujeante. Prácticamente no se produce arrastre de partículas. La velocidad máxima del gas a través del lecho es de 3,5 m/s, aproximadamente.

b. Circulante. Se produce arrastre de partículas que se recogen en ciclones especiales, devolviéndose al hogar. La velocidad del gas puede alcanzar 9 m/s.

c. Presurizado. Hogar presurizado permitiendo la mejora del rendimiento total del ciclo.

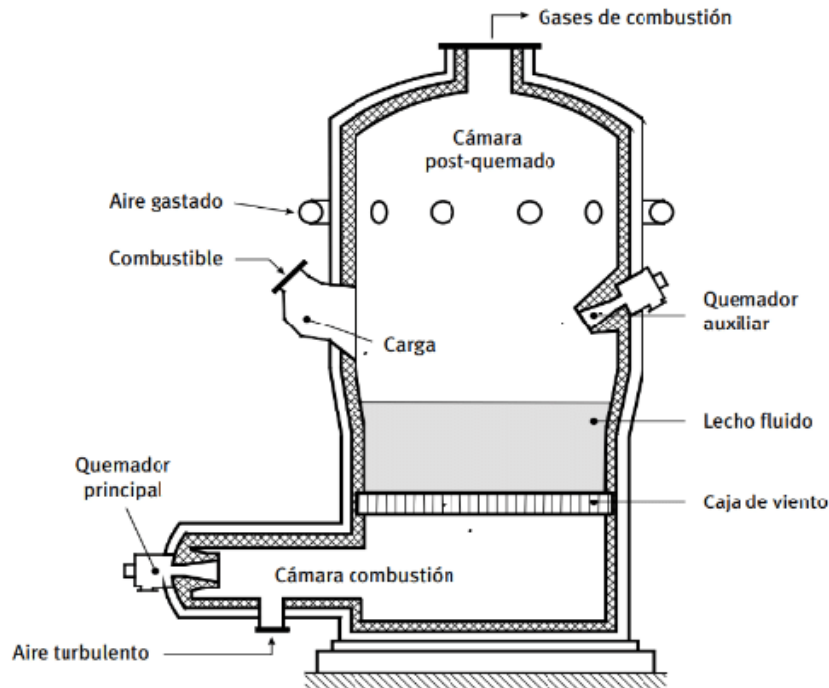


Figura 11: Caldera de Lecho Fluidizado [8]

2.5.2. Metodología de cálculo de la eficiencia térmica de las calderas

En términos simples, la eficiencia térmica de cualquier sistema generador de vapor es el cociente entre el calor absorbido por el fluido transportador (agua, vapor, fluido térmico, etc.) y el calor liberado en el equipo (ecuación (1)). La diferencia entre ambos corresponde a las pérdidas energéticas que posee el equipo o sistema (ecuación 2). Lo anterior se representa en las siguientes ecuaciones respectivamente[16].

$$\eta = 100 \cdot \frac{Q_{salida}}{Q_{entrada}} [\%] \quad (1)$$

$$Pérdidas térmicas = \Delta Q = Q_{entrada} - Q_{salida} \quad (2)$$

No obstante, existen dos maneras de efectuar el balance energético para determinar el rendimiento de una caldera. ASME (American Society of Mechanical Engineers) sugiere dos métodos: el método directo o de Entrada-Salida (Input-Output Method) y el método indirecto o de Pérdidas de calor (Heat Loss Method).

Al recurrir a esta metodología para calcular la eficiencia térmica de una caldera, se efectúa un símil de un intercambiador de calor entre dos flujos de materia:

- Flujo de entrada del combustible que reacciona en la cámara de combustión, produce calor y escapa en forma de gases calientes o humos por la chimenea.

- El otro flujo corresponde al agua que transita por los tubos de la caldera, absorbiendo el calor proveniente de la combustión y del paso de los humos, elevando su temperatura y/o cambiando de estado.

2.5.2.1. Método directo

Se obtiene a partir de la diferencia entre el calor contenido en el agua o vapor (luego de pasar por la cámara de combustión y gases calientes) y el calor contenido en el agua, previo al ingreso en la caldera. Así mismo, se considera la captación del calor generado por la combustión, dependiendo así del poder calorífico del combustible utilizado.[16]

$$\dot{Q}_{out} = \dot{m}_v \cdot (h_v - h_w) \quad (3)$$

Donde:

\dot{Q}_{out} : Calor de salida de la caldera kJ/h
 \dot{m}_v : Flujo de vapor de la caldera kg/h
 h_v : Entalpía del vapor de salida de la caldera kJ/kg
 h_w : Entalpía del agua de la caldera kJ/kg

$$\dot{Q}_{in} = \dot{m}_f \cdot PCI \quad (4)$$

Donde:

\dot{Q}_{in} : Calor de entrada de la caldera kJ/h
 \dot{m}_f : Flujo de combustible de entrada de la caldera kg/h ó Sm³/h ¹¹, dependiendo del combustible.
 PCI : Poder calorífico inferior del combustible kJ/kg ó kJ/Sm³, dependiendo del combustible.¹²

El rendimiento energético obtenido por este método y proceso de intercambio térmico es la razón entre la ecuación (3) y (4):

$$\eta = \frac{\dot{Q}_{out}}{\dot{Q}_{in}} \cdot 100 \% \quad (5)$$

Por otro lado, en vez de entalpías también se puede utilizar las temperaturas de entrada y salida del fluido térmico:

¹¹ Standard Metro Cúbico es una medida de volumen de un gas a 15°C y nivel del mar.

¹² La norma ASME PTC-4.1 sugiere el cálculo considerando el PCS del combustible, ya que a partir de este valor se estima el PCI. Sin embargo, para efectos prácticos se utiliza el valor en base a la información disponible al momento de la auditoría.

$$\eta = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T}{\dot{Q}_{in}} \cdot 100 \% \quad (6)$$

Donde:

- \dot{m} : Caudal de agua en la caldera kJ/s
 c_p : Calor específico del agua kJ/kg°C
 ΔT : Diferencia de temperatura de entrada y salida $T_{out} - T_{in}$ [°C]

La dificultad de aplicación de este método es la necesidad de tener instrumentos de medición de los caudales requeridos en la ecuación. Salvo que la caldera tenga instalado un caudalímetro, esta medición sólo podría realizarse de forma no destructiva, con equipos ultrasónicos, de alto costo y difícil utilización (es necesario aplicarse en tramos rectos de una tubería sin aislamiento térmico).

2.5.2.2. Método indirecto

Este método, se presenta por ASME en 1915. En 1936 se constituye el "Power Test Codes Committee N° 4" (PTC-4), para la revisión del mismo. La norma "ANSI-PTC-4.1-1974" es revisada en 1998, conociéndose como ASME-PTC-4-1998.

La propuesta, en lo concerniente a los rendimientos de las calderas, resulta ser una simplificación de la mencionada norma, sección 7, apartado 3: "Efficiency by Heat Loss Method", que se conoce como "Método Indirecto o de Pérdidas Separadas".[9]

Este procedimiento calcula el rendimiento de una caldera a partir de las pérdidas energéticas producidas. Un balance de energía sobre una caldera tipo (figura 12), arroja lo siguiente[16]:

Pérdidas de energía por:

- Gases de combustión secos
- Inquemados
- Humedad del combustible
- Formación de agua por combustión de H₂
- Presencia de CO en la combustión
- Calor por radiación y convección en las paredes de la caldera
- Humedad del aire
- Calor sensible de los residuos
- Formación de NO_x

Sin embargo, las pérdidas por humedad del aire, calor sensible de los residuos y formación de NO_x, entre otras, son consideradas de difícil evaluación y la baja incidencia respecto a los parámetros que interesa controlar y que son la cuantía de las distintas materias contenidas en los humos y su temperatura. En la figura 12 se representa el balance energético realizado en la caldera.

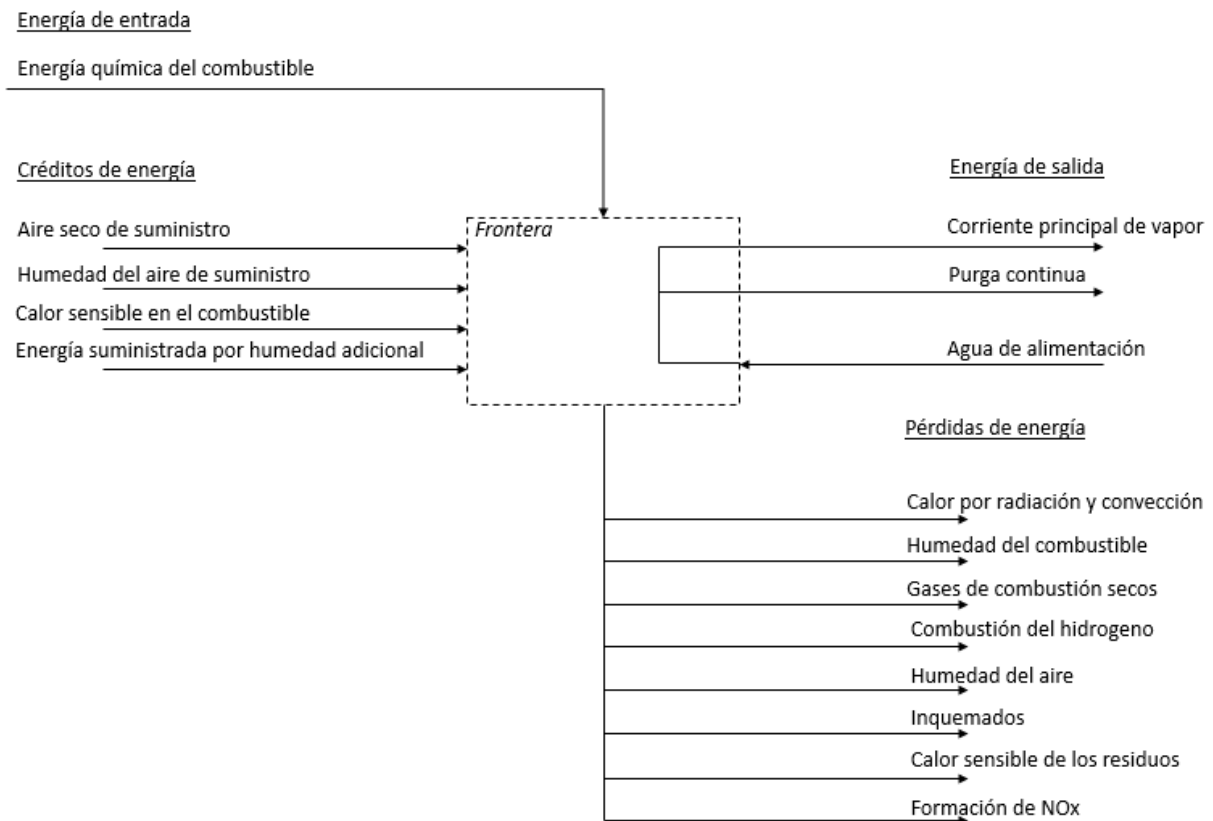


Figura 12: Balance Energético en una Caldera típica.[16]

Donde el total de pérdidas se puede evaluar según la ecuación (2). Sin embargo, las pérdidas unitarias se obtienen en base al procedimiento mencionado al comienzo de esta sección:

$$\eta_{ind}\% = 100 - p_1 - p_2 - p_3 - p_4 - p_5 - p_6 - p_7 \quad (7)$$

Donde:

- p_1 : Pérdidas por gases de combustión secos o calor de los humos %
- p_2 : Pérdidas por inquemados %
- p_3 : Pérdidas por humedad en el combustible %
- p_4 : Pérdidas por formación de agua por combustión de H₂ %
- p_5 : Pérdidas por presencia de CO en el flujo de gases %
- p_6 : Pérdidas por radiación y convección %
- p_7 : Pérdidas de difícil evaluación.

Para efectos de esta auditoría, en base a los equipos de medición disponibles, a la magnitud de las pérdidas, disponibilidad y confidencialidad en la información¹³, se consideran¹⁴:

- ✓ p_1
- ✓ p_2
- ✓ p_6

Quedando:

$$\eta_{ind}\% = 100 - p_1 - p_2 - p_6 \quad (8)$$

Pérdidas por calor en los humos:

Para cuantificar el calor presente en los humos, es necesario realizar un análisis de los mismos mediante una toma de muestra ubicada, generalmente, en la chimenea de la caldera. En algunas ocasiones ya se tiene un dispositivo en línea que debe ser verificado regularmente para estandarizar la medición. Por ejemplo, para el desarrollo de esta auditoría se utiliza un equipo marca *Testo 350* mostrado en la figura 13.



Figura 13: Analizador de humos TESTO 350.

Luego de ubicar la boquilla, como en la zona central de la Figura 14.a, se mantiene hasta que los valores en el monitor (Figura 14.b) se mantengan estables. Finalmente, se selecciona la opción de imprimir un reporte obteniéndose los valores necesarios para la cuantificación de esta pérdida.

¹³ Para la información referente al gas natural que provee Metrogas e incide en las pérdidas p_3 y p_4 . En el caso de la presencia de CO, en todas las mediciones realizadas no se evidenció su presencia.

¹⁴ Normalmente, se obvian las pérdidas por radiación y las de difícil evaluación; para dejar este término más ligado a la eficiencia en la combustión de la caldera. Quedando la Ecuación (8): $\eta_{ind}\% = 100 - p_1 - p_2$



Figura 14: (a) Toma de muestra con analizador de humos y (b) Monitor de analizador de humos.

Los valores entregados por este analizador de humos son:

- Temperatura de Gases de combustión °C
- Temperatura ambiente °C
- % de O₂ en gases de combustión
- % de CO₂ en gases de combustión
- ppm de CO
- ppm de NO, NO₂, NO_x
- ppm de SO₂
- ppm de H₂
- Punto de rocío °C
- Rendimiento energético estimado por el equipo
- Otros parámetros de medición.

A pesar de que en la inspección se ofrece un valor del rendimiento de la caldera, este valor es estimativo, ya que no necesariamente el valor del PCI del combustible seleccionado en el equipo analizador de humos (por ejemplo, gas natural) coincide con el que se utiliza en la fábrica, entre otras aproximaciones.

Las pérdidas del calor sensible de los humos se calculan mediante la siguiente expresión[9]:

$$p_1\% = 100 \cdot \frac{\dot{m}_h \cdot c_{ph} \cdot (T_{h,s} - T_{amb})}{\dot{m}_f \cdot PCI} \quad (9)$$

Donde:

- p_1 : Pérdidas por gases de combustión secos o calor de los humos %
 \dot{m}_h : Flujo de los humos de salida kg/h
 c_{ph} : Calor específico de los humos de salida a la temperatura media $\left(\frac{T_{h,s}+T_{amb}}{2}\right)$ kJ/kg°C
 $T_{h,s}$: Temperatura de salida de los humos de salida °C
 T_{amb} : Temperatura ambiente o de ingreso a la caldera °C
 \dot{m}_f : Flujo de combustible de entrada de la caldera kg/h ó Sm³/h, dependiendo del combustible.
 PCI : Poder calorífico inferior del combustible kJ/kg

Además, el flujo de humos está relacionado con el flujo másico de aire utilizado para la combustión que, a su vez, depende del exceso de aire[9].

$$\dot{m}_h = \dot{m}_f + \dot{m}_a = \dot{m}_f + n \cdot \left(\frac{A}{F}\right)_{st} \cdot \dot{m}_f \quad (10)$$

Donde:

- \dot{m}_a : Flujo de aire de la combustión kg/h
 $\left(\frac{A}{F}\right)_{st}$: Relación aire combustible estequiométrica $\left[\frac{kg \text{ aire}}{kg \text{ combustible}}\right]$ (ver Anexo B)
 n : Exceso de aire (ver Anexo B)

Reemplazando la ecuación (10) en la ecuación (9) se obtiene:

$$p_1\% = 100 \cdot \frac{\left(1 + n \cdot \left(\frac{A}{F}\right)_{st}\right) c_{ph} \cdot (T_{h,s} - T_{amb})}{PCI} \quad (11)$$

Esta expresión posibilita la obtención de las pérdidas por humos a partir de los datos entregados por el analizador e información específica del combustible, que es entregada por el proveedor de este energético.

Cabe destacar que el calor específico de los humos depende del tipo de combustible, del coeficiente de exceso de aire en el que se realiza la combustión, así como de la temperatura de los humos. Así mismo, la expresión para obtener el calor específico es la siguiente:

$$c_{ph} = M + N \cdot T_{h,M} \quad (12)$$

Donde:

- M y N : coeficientes experimentales dependientes del tipo de combustible y el % O₂ en los humos (ver Anexo C).

$T_{h,M}$: Temperatura media de los humos.

Estas constantes, junto con la de exceso de oxígeno, se deben interpolar de las columnas correspondientes, sujeto al porcentaje de Oxígeno y al combustible que corresponda.

Pérdidas por Inquemados:

Los mismos resultados obtenidos por el analizador de humos son utilizados para la estimación de estas pérdidas, presentada a continuación[4].

$$p_2\% = \frac{21}{21 - O_2} \left(\frac{CO}{3100} + \frac{CH}{1000} \right) \quad (13)$$

Donde:

O_2 : % de Oxígeno en gases de combustión

CO : ppm de CO presente en los humos

CH : ppm de CH presente en los humos, en caso de no aparecer en lector, asumir $CO=CH$

Pérdidas por convección y radiación¹⁵:

Las pérdidas de calor a través del cuerpo de la caldera se generan por conducción, convección y radiación. No obstante, las pérdidas por conducción se producen principalmente en los apoyos de la caldera, pero al ser baja su magnitud, normalmente no se consideran. Por otro lado, las pérdidas por convección y radiación se producen a través de los límites físicos constructivos de la caldera y depende de lo siguiente:

- Temperatura media del agua en la caldera
- Temperatura del aire en la sala de máquinas (convección)
- Temperatura del cierre de la sala de máquinas (radiación)
- Características físicas de la caldera, es decir, aislación, material, espesor, conductividad, superficie, etc.

La estimación de las pérdidas en las paredes se puede estimar como se muestra en la ecuación 14[4].

$$p_6 = \frac{S \cdot \alpha \cdot \Delta T}{P_c} \quad (14)$$

¹⁵ Según la calculadora de eficiencia de una caldera de Babcock & Wilcox Canadá (ver Anexo K), se estima que para una generación de 50 ton/h de vapor en la caldera N°2 de Papeles, se generan 129,661 BTU/h de energía. Lo que equivale a una disminución menor al 0,4% en la eficiencia de la caldera por conceptos de radiación.

Donde:

S : Superficie exterior de la caldera m^2 .

α : Coeficiente de global de transferencia de calor por convección (10 a 12 W/m^2K).

P_c : Potencia de funcionamiento de caldera W .

ΔT : Diferencia de temperatura entre la pared de la caldera y la temperatura de la sala de máquinas.

Para compensar la omisión de las pérdidas p_3 , p_4 , p_5 y p_7 se agrega un margen entre 1-2 % a la eficiencia obtenida.

2.5.3. Variables que influyen en la eficiencia térmica de las calderas.

A continuación, se mencionan las variables que influyen en el desempeño energético y mecanismos existentes para disminuir las pérdidas, aumentando eventuales ahorros económicos. Para ejemplificar lo anterior, se estiman ahorros económicos asociados al combustible en base a una caldera de vapor de 20 ton/h.

2.5.3.1. Pérdidas de calor asociado al exceso de aire.

Para lograr una buena mezcla aire/combustible se debe entregar una cantidad de aire superior a la relación $(A/F)_{st}$. Esta magnitud varía principalmente por el tipo de combustible utilizado y la tecnología que posee el quemador de la caldera. En la tabla 2, se presentan valores de referencia para las variables mencionadas[18]:

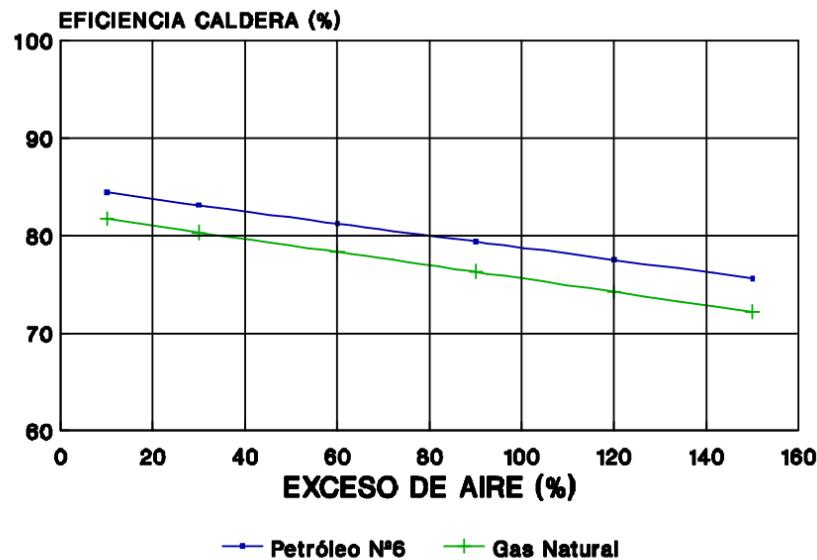
Tabla 2: Valores referenciales de exceso de aire en una caldera de 20 ton/h[18]

Combustible	Tipo de quemador	Exceso de aire mínimo %
Gas natural	Atmosférico	65
	Tipo Anillo	45
	Boquillas	10
	Bajo exceso de aire	1
Petróleo	Atomizado por presión	15
	Copa rotativa	22 – 35
	Atomizado con vapor o aire ¹⁶	8 – 15
Carbón	Parrilla móvil	36
	Parrilla fija	36
	Pulverizado	8

Para compensar problemas de combustión asociados a variaciones en las propiedades del combustible y variaciones en el aire requerido (presión y temperatura) se sugiere operar con excesos de aire superiores a los presentados anteriormente.

¹⁶ Tipo de quemador utilizado por la caldera a petróleo.

Para determinar el exceso de aire con el que está trabajando la caldera, se mide el contenido de O₂, CO₂ y CO presentes en los productos de combustión.



Temperatura productos combustión = 220°C

Figura 15: Eficiencia de una caldera con respecto al exceso de aire para el caso de petróleo residual y gas natural (con temperatura de salida de 220 °C)[18]

A modo de ejemplo, si la caldera opera con un exceso de aire de un 20% en vez de un 60%, en un periodo de 1 año, se obtendría un ahorro cercano a los US\$45.000 anuales¹⁷.

Para hacer efectivo este ahorro en una caldera se sugieren los siguientes procedimientos[7][18]:

- Ajuste de la presión de combustible
- Ajuste de la presión del hogar
- Presión de atomización
- Temperatura del combustible
- Posición del quemador
- Etc.

2.5.3.2. Pérdidas de calor asociado a la temperatura de los productos de la combustión.

Esta variable representa una de las mayores pérdidas de calor presentes en las calderas. Para una caldera a gas, este tipo de pérdida puede superar el 18%, mientras que para una caldera a petróleo se encuentra alrededor del 12% (figura 16).

¹⁷ Valor considerado como ahorro de combustible, fijando un precio de US\$150 por tonelada de petróleo residual.

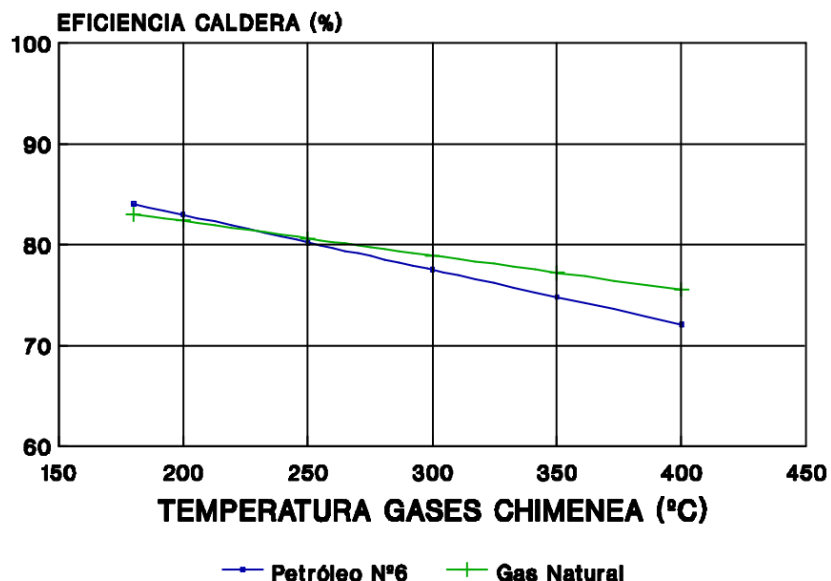


Figura 16: Eficiencia vs temperatura de los productos de combustión de una caldera de 20 ton/h Error! No se encuentra el origen de la referencia.

Realizando una analogía similar al caso anterior. Se considera el caso de una caldera de 20 ton/h que producto del ensuciamiento propio del equipo a lo largo de los años, su temperatura de salida aumenta de 220°C a 350°C (figura 17). Esto significa una reducción en la eficiencia térmica, trayendo consigo un incremento en el consumo de combustible y, por lo tanto, monetario. En función del ejemplo planteado, se eleva el gasto en US\$147.000.¹⁸

¹⁸ En el caso de Papeles Cordillera, las temperaturas de salida han llegado a estar ligeramente por sobre los 300°C al no realizarse una limpieza regular en la caldera más antigua (esto se refleja en la auditoría realizada sobre el estado de la caldera N°1).

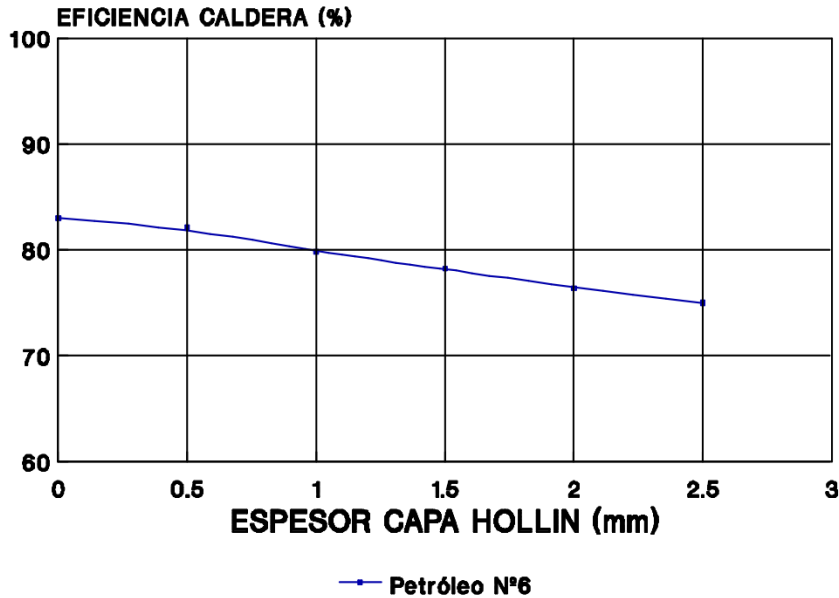


Figura 17: Eficiencia vs espesor de la capa de hollín en una caldera de 20 ton/h. No se encuentra el origen de la referencia.

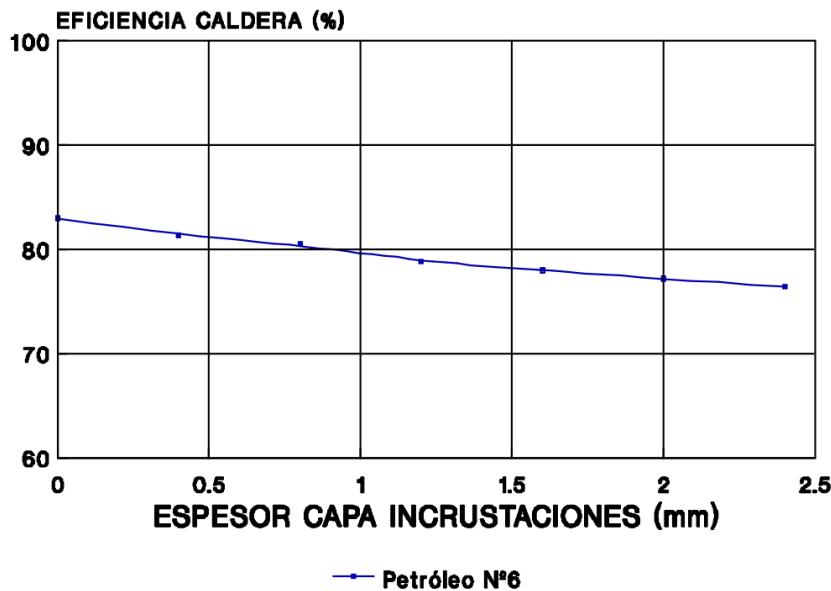


Figura 18: Eficiencia vs espesor de las incrustaciones en sector de agua de alimentación de una caldera de 20 ton/h. No se encuentra el origen de la referencia.

En las figuras 17 y 18, se evidencia la influencia que tiene el hollín, presencia de incrustaciones en la alimentación de agua o una buena mantención en la caldera con respecto a la eficiencia térmica de esta misma. Cabe destacar, que tanto el hollín como las incrustaciones actúan como aislantes, lo que interfiere en la transferencia de calor entre los productos de la combustión y el fluido de transporte térmico. Las incrustaciones no solo traen problemas de eficiencia, sino que también puede generar daños catastróficos por sobrecalentamiento[18].

Por lo tanto, es necesario tener un buen ajuste de los quemadores y una limpieza periódica en la salida de los gases para evitar la acumulación de hollín (cuando corresponda). También se debe considerar la instalación de un equipo recuperador de calor de salida de los gases (por ejemplo, un economizador o precalentador de aire), pero sobre todo tener un buen control sobre el tratamiento de agua de alimentación de la caldera. No obstante lo anterior, para la selección de un sistema recuperador de calor se deben considerar las temperaturas mínimas que admiten los humos o gases de salida, para no alcanzar el punto de rocío de estos y así evitar la condensación de los productos ácidos (corrosivos) dentro de la caldera.

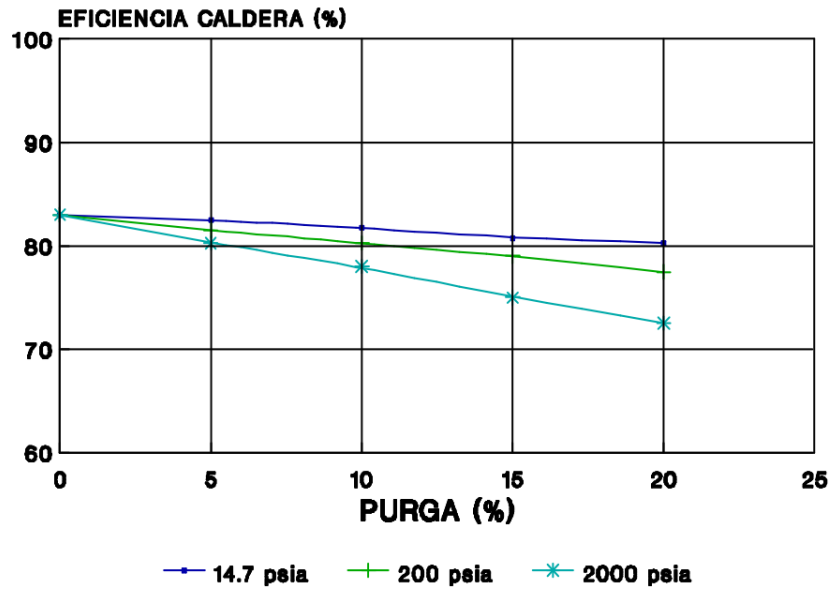
Tabla 3: Puntos de rocío, temperaturas admisibles y temperaturas mínimas recomendadas para los productos de la combustión para prevenir corrosión

Combustible	Punto de rocío °C	Temp. Mín en chimenea °C	Temp. Admisible agua alimentación °C
Gas natural	65	121	100
Petróleo liviano	82	135	100
Petróleo bajo azufre	93	148	104
Petróleo alto azufre o carbón	110	160	115

Según la Tabla 3 y retomando el ejemplo de la caldera anterior, caso de petróleo N°6 (con una temperatura de salida de 380°C), se podría disminuir la temperatura hasta unos 160°C. Por lo tanto, si se considera una reducción de la temperatura de salida a 200°C, se lograría un ahorro anual de US\$170.000 por concepto de ahorro de combustible.[7][18]

2.5.3.3. Pérdidas de calor en la purga

Para diferentes presiones de operación en una caldera, la eficiencia varía en relación al porcentaje de purga como se muestra en la figura 19:



PURGA = MASA PURGA/MASA VAPOR

Figura 19: Relación entre porcentaje de purga y eficiencia de una caldera [18]

Cada mecanismo que tienda a disminuir la cantidad de agua/vapor expulsada en la purga de la caldera, permite una reducción en las pérdidas de calor. Entre estos destacan un sistema óptimo de tratamiento de agua, el uso de purgas continuas controladas automáticamente o por un operador capacitado para mantener los parámetros del agua de la caldera. Estos mecanismos o procedimientos pueden traer ahorros de combustible cercanos al 1% (en el ejemplo mencionado, equivaldría a US\$18.000 anual). [18]

Por otro lado, se puede incluir un sistema de recuperación de calor proveniente de la purga, como también utilizar el vapor en un equipo desgasificador en el caso de que la purga sea continua (figura 20).

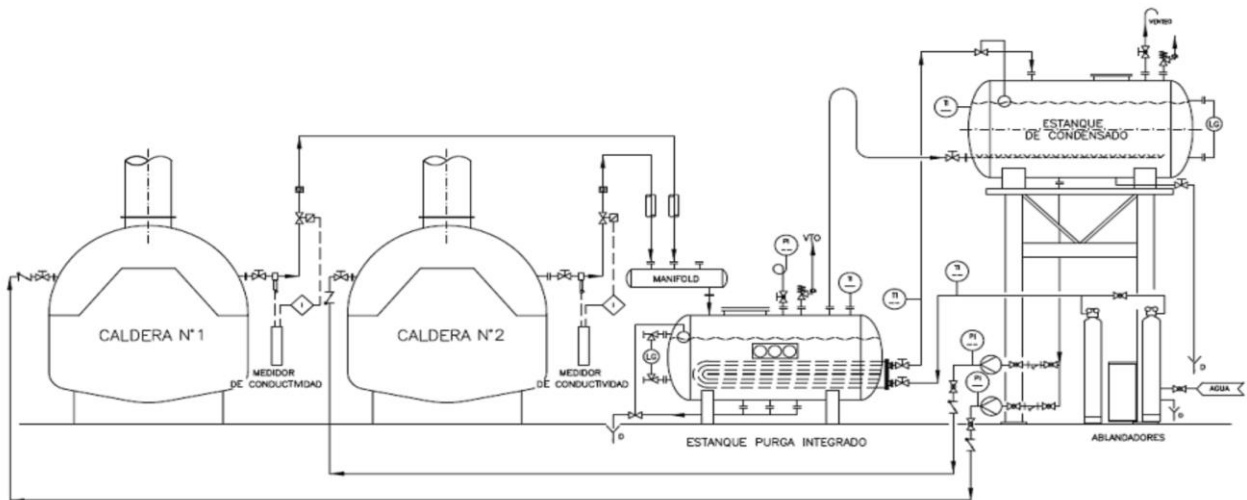
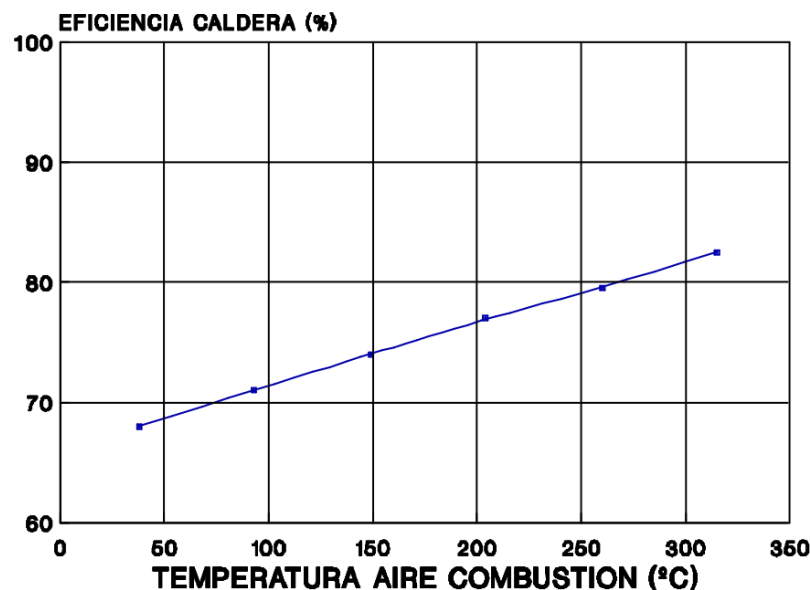


Figura 20: Diagrama de flujos de un sistema de recuperación de calor de la purga [7]

2.5.3.4. Pérdidas de calor por no contar con un sistema de precalentamiento de aire

En calderas que utilizan combustibles sólidos, el precalentamiento de aire es requerido ya que, aumentar esta temperatura permite tener una combustión más completa. Al calentar el aire hasta unos 260°C es posible lograr incrementos en la eficiencia del orden del 15%, ver Figura 21.

Por otro lado, para combustibles líquidos o gaseosos se puede aumentar el ahorro de combustible en un 1%. Sin embargo, este aumento de temperatura provoca temperaturas de llama altas y en consecuencia fomentan la formación de óxidos de nitrógeno[18].¹⁹



Combustible: Desechos de madera.

Figura 21: Relación entre eficiencia y temperatura del aire de combustión. Error! No se encuentra el origen de la referencia.

2.5.3.5. Pérdidas de calor asociadas a la operación dinámica, puntos de máxima eficiencia y pérdidas de calor por radiación en una caldera de 20 ton/h.

La operación dinámica refiere a las variaciones de carga y a los ciclos de encendido y apagado que se realizan (lo ideal es que se opere sin detenciones). Lo anterior provoca que se generen sobredimensionamientos de la caldera con respecto a la demanda del energético.

¹⁹ El sistema de la caldera N°1 tiene incorporado un sistema de precalentamiento, posee un sistema de purga automática, entre otros sistemas. Sin embargo, debido a su estado y a que esta se encuentra solo en caso de alguna contingencia no se pudo verificar el funcionamiento y ahorro que generan estos equipos.

Tabla 4: Relación entre los ciclos de encendido/apagado y el % de pérdidas de energía

Nº de ciclos/hora	Pérdida de energía %
2	2
5	8
10	30

El alto porcentaje de pérdidas por una mayor cantidad de ciclos de encendido/apagado, guarda relación con la pérdida de calor por radiación y también a la pérdida asociada al aire que pasa a través de la caldera (tabla 4). Esto ocurre de igual manera por el aire que circula por acción del tiraje natural del equipo[7].

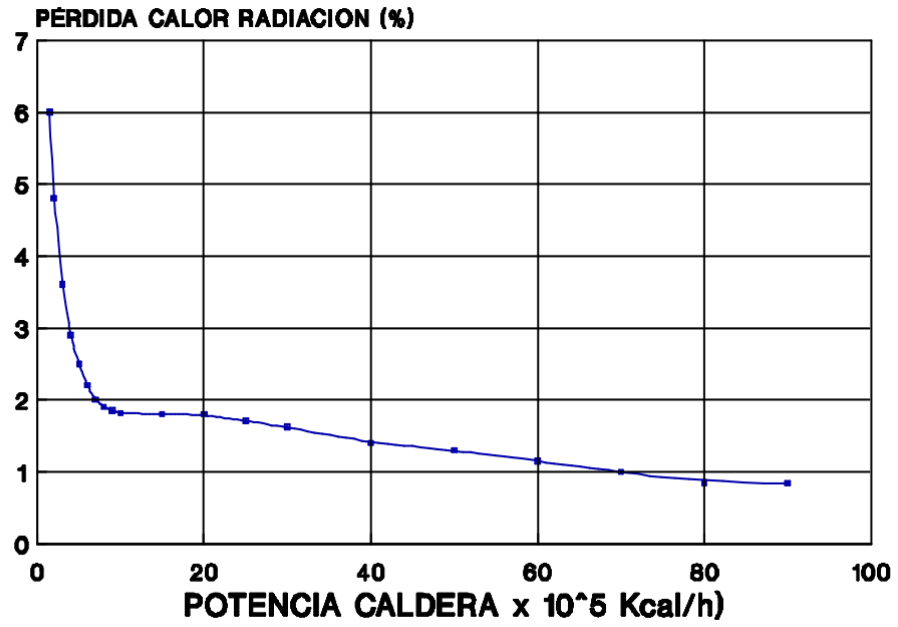
En el caso de disponer más de una caldera, es importante conocer o construir la curva de eficiencia en relación a la carga, para definir la combinación ideal de estos equipos, permitiendo la operación en los puntos de máxima eficiencia.

Tabla 5: Relación entre pérdida de calor por radiación y carga de la caldera de 20 ton/h[18]

Carga de caldera %	Pérdida por radiación kcal/h	Calor liberado kcal/h	Pérdida de calor radiación %
10	224.000	1.120.000	20
25	224.000	2.800.000	8
50	224.000	5.600.000	4
100	224.000	11.200.000	2

En relación a la pérdida de calor por radiación de una caldera, su valor es constante e independiente de la carga a la que se encuentre operando. Sin embargo, su influencia incrementa porcentualmente en relación a la eficiencia de la caldera en baja carga (ver Tabla 5). Por lo tanto, es relevante operar en los puntos de máxima eficiencia, que recurrentemente suceden para cargas superiores al 75%.

En la figura 22, se muestra la relación entre las pérdidas de calor por radiación y la capacidad de una caldera, según la American Boiler Manufacturing Association (A.B.M.A)[4].



Obs.: 1 ton/h vapor = 560.000 Kcal/h

Figura 22: Pérdida de calor vs potencia de una caldera según A.B.M. !Error! No se encuentra el origen de la referencia.

3. Metodología de trabajo

Para realizar la auditoría de eficiencia energética y determinar el desempeño energético de la compañía, se utiliza una metodología basada en la norma ISO 50.006, que se enfoca en la construcción de una línea base de energía (LBE) de la cual genera y selecciona indicadores de desempeño energético (IDE). Lo anterior se esquematiza en la Figura 23.

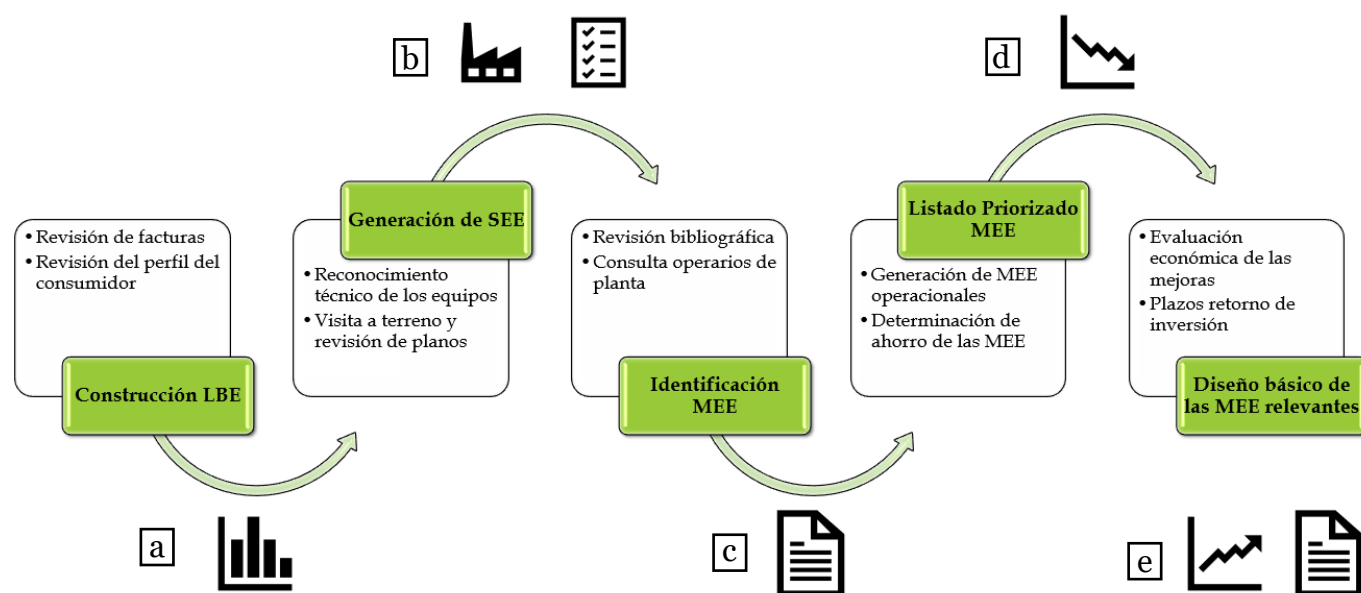


Figura 23: Metodología de trabajo de auditoría de eficiencia energética. Hitos: a) Generación planilla anual, b) Visita a terreno y generación de listado con SEE²⁰, c) Reporte con MEE, d) Generación de planilla con priorización y e) Análisis económico y cierre de la auditoría.²¹

3.1. Construcción de LBE

Para la confección de la LBE de Papeles Cordillera S.A. se recopila información de toda la fábrica desde el 2015 hasta el primer semestre del 2018. Esta recopilación incluye toma de muestras mensuales, seguimiento en línea de variables relevantes para los procesos (consumo eléctrico, consumo de combustible, producción total), antecedentes históricos, facturas energéticas e información utilizada para facturar por el departamento de Servicios Industriales²². Para esta recolección de información se consideran los siguientes ítems:

- Listado de los puntos de medición relevantes y sus procesos
- Equipos de medida adecuados

²⁰ SEE: Sistemas energéticamente relevantes

²¹ Metodología basada en Anexo D

²² Servicios Industriales, es el departamento que está a cargo de aportar los servicios industriales básicos (electricidad, vapor, agua, aire comprimido, tratamiento de riles) a la instalación de producción (Máquina Papelera 20) y la venta de estos mismos a CMPC Tissue S.A y CHIMOLSA.

- Precisión y repetitividad como también su incertidumbre
- La duración y frecuencia de cada medición
- Periodo de tiempo adecuado para que sea representativo

Luego del análisis de dicha información, se deja fuera de esta auditoría de eficiencia energética a la Máquina Papelera 20 (MP20) debido a la envergadura de esta y el tiempo disponible para realizar el estudio.

Finalmente, el periodo de la LBE está comprendido desde el segundo semestre del 2017 y primer semestre del 2018, debido a cambios importantes en la infraestructura de Papeles Cordillera y estabilidad de la MP20.

3.2. Identificación de los Sistemas Energéticamente Relevantes (SER) y los usos energéticos de la compañía.

El principal objetivo de esta etapa es validar la información obtenida en la fase previa, comparando la información recopilada con datos de placa de equipos, medidores portátiles, consulta a operadores, estudio de los P&ID, diagramas de flujo, planos, entre otros. Con esta validación, se genera un listado de los sistemas que predominan en el consumo energético total de la planta y de los cuales se estima un potencial de ahorro preliminar.

Debido a que esta etapa de la auditoría es fundamental para el desarrollo de la misma, es necesaria una inspección (lo más detallada posible) de las áreas de Cordillera y se debe incluir:

- Desglose del consumo energético por uso y fuente
- Comparaciones con valores de referencia
- Patrones históricos
- Relación entre el desempeño y las variables relevantes
- Generación y evaluación de indicadores de desempeño energético

3.3. Identificación de las oportunidades de mejora o Medidas de Eficiencia Energética (MEE)

Se emplea el listado obtenido anteriormente y se evalúan oportunidades asociadas a reducción de costos sin reducción de consumo de energía. Cuando no sea posible una reducción de este estilo, por ejemplo, tener contratos vigentes e inalterables hasta dicha fecha; se plantean y evalúan MEE ligadas al desarrollo de buenas prácticas operacionales (ver sección 2.5), que requieren acciones sobre la actitud y capacitación del personal, tales como: control de energización de equipos, operación eficiente de las calderas, control eficaz sobre el uso de agua de procesos, etc. Por último, en esta parte de la metodología se aborda el planteamiento de MEE duras asociadas a proyectos de inversión, actualización de procesos e incorporación de tecnologías eficientes.

Cada medida identificada se basa en lo siguiente:

- Competencia y experiencia del auditor, o tutor que acompañe durante el estudio.
- Opciones de configuración para abordar las necesidades del sistema
- Vida útil operacional, condición, nivel de mantenimiento, etc.
- Cambios en la operación en base a buenas prácticas

3.4. Priorización y diseño básico de las MEE relevantes

Una vez elaborado el listado de las MEE, se estima el ahorro global que podrían conseguir para concluir con una priorización de estas medidas bajo alguno(s) de los siguientes criterios²³:

- Ahorros financieros
- Menor inversión
- Retorno en corto plazo
- Facilidad de aplicación
- Proyecto de inversión o medida operacional
- Criticidad de equipo o proceso

Luego, se efectúa el diseño básico para la implementación de la MEE definiendo equipos, intervenciones y actualización del sistema. Después, se estima el monto de la inversión para desarrollar la MEE y se construye el flujo de ahorros anuales a partir del cual se estiman los parámetros: PRI, TIR & VAN. En esta fase se producen planos o diagramas de flujo preliminares y especificaciones para el desarrollo de la MEE.

²³ En la medida de lo posible, las MEE son evaluadas sobre el periodo de vida útil operativa planificado o esperado.

4. Diagnóstico del perfil de demanda, matriz energética y situación de Papeles Cordillera S.A.

La superficie en la cual se encuentra emplazada la planta de Papeles Cordillera S.A. es de 50 hectáreas, con aproximadamente 86.000 m² construidos en donde se encuentran: oficinas administrativas, edificios industriales y bodegas. El principal objetivo de estas instalaciones lograr la fabricación de papeles para:

- Corrugar
- Envolver y embalajes

A lo largo de los años se ha aumentado la producción de papel, debido a lo competitivo del mercado y exigencias de los usuarios. De pasar por 290.000 toneladas anuales, se ha incrementado a 320.000 toneladas anuales. Esta cantidad de fabricación es suministrada únicamente por la máquina papelera 20 (MP20)²⁴, la cual posee más de 200 motores registrados (además de otra lista de 600 ítems de los que no se encontró información) que van desde 0,062 kW hasta los 900 kW de potencia.

Próximo a las instalaciones de Papeles Cordillera S.A., se encuentran las instalaciones correspondientes a CMPC Tissue S.A.²⁵ y CHIMOLSA, a quienes se les venden los siguientes servicios:

- Vapor
- Agua Industrial
- Energía Eléctrica
- Tratamiento de Riles
- Tratamiento de condensados (solo a Tissue)

Debido a complicaciones operativas dentro de la MP-20 (inestabilidad de producción) y el gran tamaño de esta máquina²⁶ (tanto físicamente como también en cantidad de recursos consumidos), se decide dejar fuera del análisis de MEE. No obstante, se incluye en el diagnóstico inicial por su importancia en los procesos.

4.1. Procesos en Papeles Cordillera y Matriz energética

En el caso de Papeles Cordillera (en adelante Cordillera), se definen 4 límites dependiendo del enfoque de sus procesos

- Planta productiva (MP-20)

²⁴ Desde mediados del 2017, la MP20 se ha llevado toda la carga de la fabricación luego que 2 máquinas papeleras clásicas MP-8, MP-7 y MP-10 quedaron fuera de servicio por su antigüedad.

²⁵En la actualidad llamada Softys.

²⁶ Posee más de 400 motores inscritos, más de 3 pisos con complejos sistemas de control y sectores que por seguridad se encuentran con acceso restringido.

- Servicios industriales²⁷
- Planta de efluentes
- Otras instalaciones (Incluye clientes)

Tomando por separado cada una de estas instalaciones, se determinan los usos o consumos energéticos y productos de cada área (ver Tabla 6).

Tabla 6: Usos, consumos energéticos y productos

Planta	Entradas	Salidas
Planta productiva	- Celulosa - Recorte - Agua Industrial - Vapor - Energía Eléctrica - Aire Comprimido - <i>Diesel y GLP (para maquinaria de pequeña envergadura)</i>	- Papel - Cartón - Riles
Servicios Industriales	- Gas natural - Petróleo N°6 - Agua Industrial - Energía Eléctrica	- Vapor - Aire Comprimido - Riles - Gases de combustión
Planta de Efluente	- Riles - Electricidad	- Agua tratada - Lodos
Otras Instalaciones	- Electricidad	- Documentos

De las variables anteriores, destacan las siguientes:

- Gas natural
- Electricidad
- Vapor
- Aire comprimido²⁸

4.2. Línea Base de la Energía

El periodo comprende desde julio del año 2017 hasta junio del año 2018, que supone ser un año representativo de la planta, tanto en sus operaciones como en tiempo calendario (12 meses), además de ser el periodo con mayor información en PI²⁹.

²⁷ A finales del 2018 la planta de Cogeneración (poseía a la turbina a gas de 50 MW) detuvo sus procesos por el mantenimiento de las 25.000 horas de operación de la Turbina a gas RollsRoyce.

²⁸ Sin embargo, no se tiene información de cuanto aire consume al no tener equipo de medición de aire en línea o portátil. Mas aún, en la visita a terreno se evidenció que había líneas hacia las máquinas obsoletas que seguían abiertas.

²⁹ PI Data Link, es un complemento de Microsoft Excel que permite recuperar información de su Sistema PI directamente en una hoja de cálculo. Recopila, monitorea en línea, analiza e informa datos y variables de proceso ingresadas en PI System.

Con lo anterior y lo mostrado en la sección 4.1 se desprende la distribución de consumo dentro de Papeles Cordillera para la LBE estipulada, ver figura 24, tablas 7 y 8.

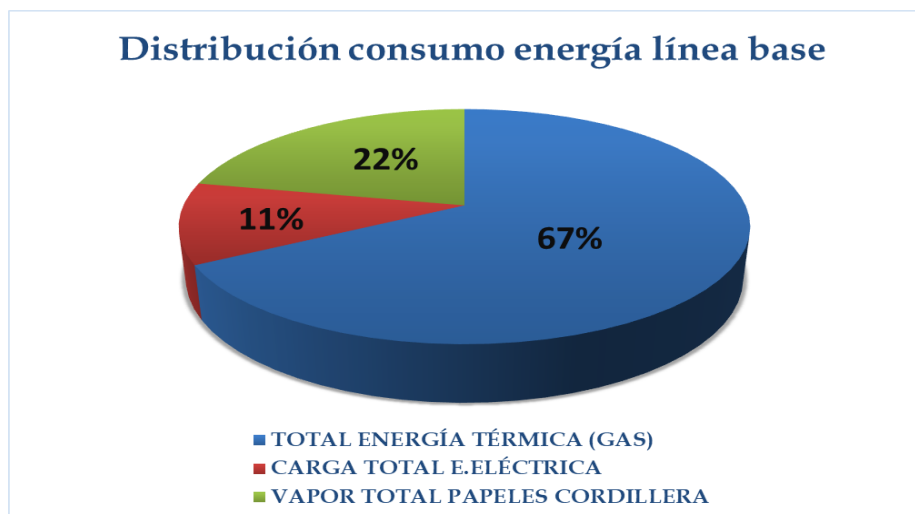


Figura 24: Distribución de consumo según LBE.

Tabla 7: Distribución de consumo de energéticos según LBE.

Energético	Unidad anual
Gas Natural	101.092.829 Sm ³
Energía Eléctrica activa	182,20 GWh
Vapor ³⁰	429.663 t

Tabla 8: Distribución de consumo equivalente en GWh y %

Tipo de Energía	GWh	%
Energía Térmica (GN) ³¹	1.092,68	67
Energía Eléctrica activa ³²	182,20	11
Vapor ³³	336,36	22

Luego, expandiendo el consumo a lo largo de la línea base (ver figura 25), el cual muestra el alto consumo eléctrico que tiene la MP20, y el gas que se utilizó tanto para la generación de electricidad, como para generar vapor.

³⁰ Vapor consumido únicamente por la MP20, no se considera vapor venteado, consumido por clientes o en equipos auxiliares de las calderas.

³¹ Se considera con un PCI entregado a fábrica por Metrogas del GN de 10,8087 kWh/Sm³

³² Valor entregado por el Centro de Administración de la Energía

³³ Vapor entregado a MP20 a 16 bar y 200°C

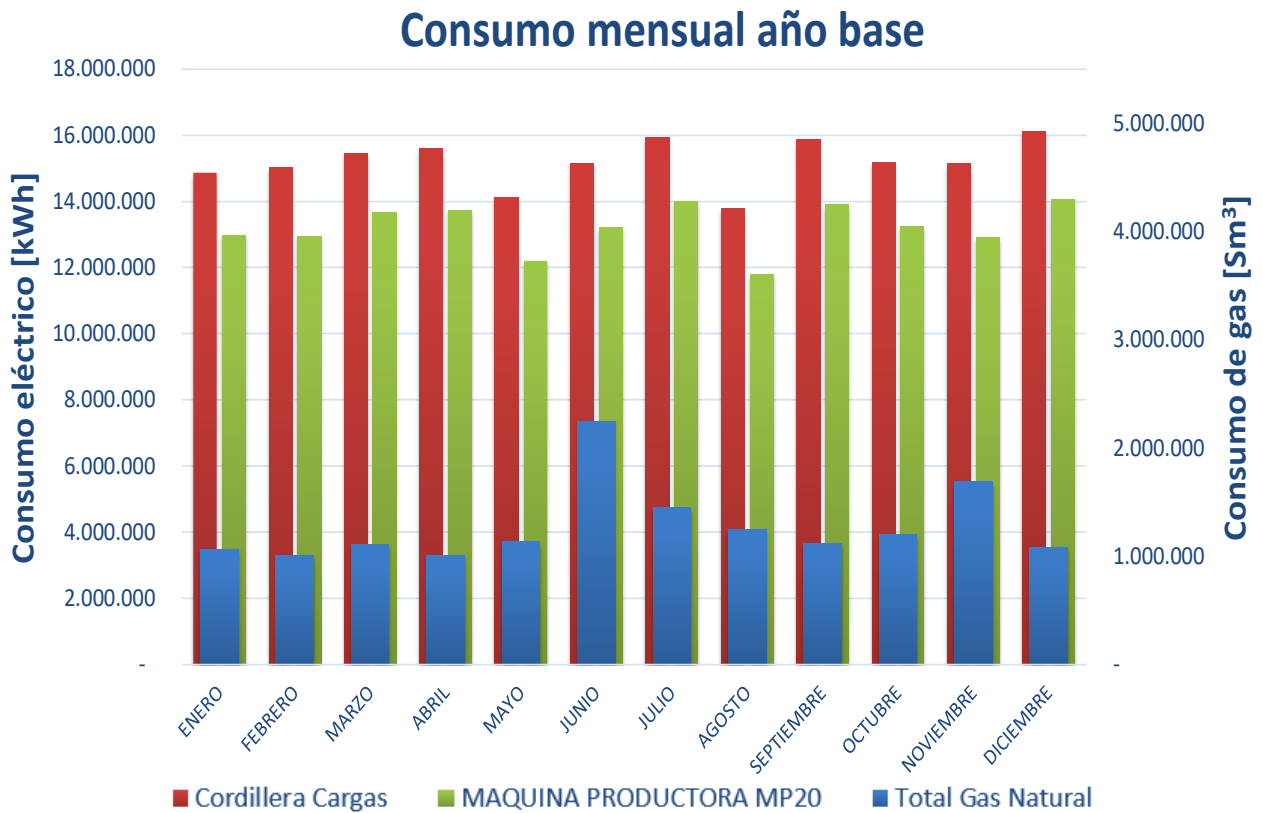


Figura 25: Distribución mensual de consumo para los energéticos relevantes

4.2.1. Planta productiva

Esta instalación tiene como objetivo principal fabricar papel según especificaciones técnicas predeterminadas, en función de las necesidades de calidad del usuario final (figura 26). Para mayor detalle de las etapas de proceso, ver Anexo E.

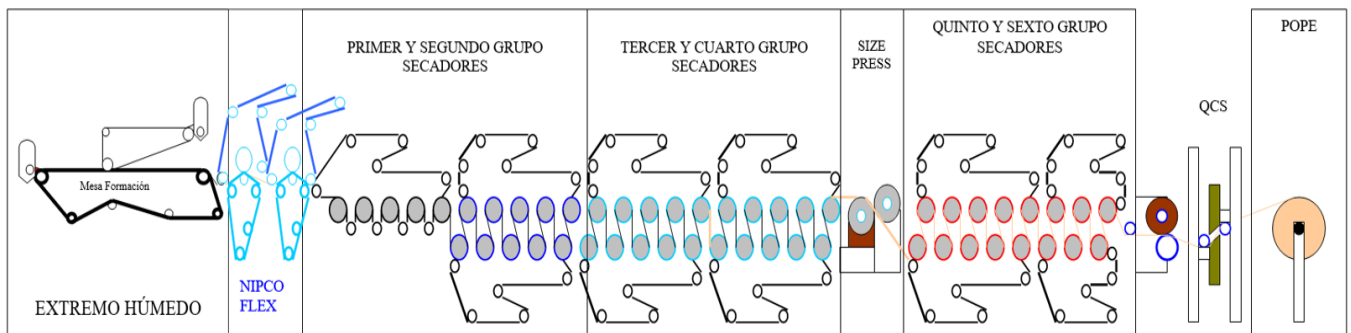


Figura 26: Diagrama de la Máquina MP-20

La capacidad instalada del parque motor, que existe sólo en la MP20, supera los 20 MW; razón principal de que la energía consumida por la máquina supere el 80% del total consumido en Cordillera.

El porcentaje de consumo de energéticos que genera la MP-20 por sobre el resto de los consumidores se muestra en la tablas 9 y 10. En el caso del vapor, los consumidores externos son Tissue y CHIMOLSA. En energía eléctrica se encuentran: la sala de compresores, planta de efluente y otras instalaciones e iluminación. En aire comprimido, debido a que no se tienen mediciones, no se puede cuantificar con exactitud. No obstante, dentro de la máquina se encuentran por lo menos 8 estanques de almacenamiento de aire comprimido con capacidades que varían entre 10 m³ y 20 m³.

Tabla 9: Consumos eléctricos dentro de Papeles Cordillera S.A.

Instalación	U	%	Valor
MP-20	kWh	86,98	158.635.158
Planta de Efluentes	kWh	4,30	7.846.664
COMPRESORES	kWh	3,89	7.092.168
Energía Eléctrica Planta Térmica O.I + EA	kWh	1,48	2.698.362
LAMINADORA	kWh	1,16	2.122.079
E.E. Planta Agua Industrial	kWh	1,01	1.835.688
MANTENCION	kWh	0,33	597.877
Servicios auxiliares Cogeneración	kWh	0,19	339.450
DAV(Departamento administración y venta)	kWh	0,19	345.805
OF. ADMIN.+ALUM EXT+SEG+RCI+EST. SERV.	kWh	0,15	265.737
CONDENSADORES + GEN SINCRONO+TT	kWh	0,09	170.411
CONDENSADO	kWh	0,06	112.887
MAQUINA Nº7 (BOBINADORA 47)	kWh	0,06	105.647
PLANTA DILTS	kWh	0,05	85.880
OTROS	kWh	0,08	122.502
TOTAL CARGAS CORDILLERA	kWh	100	182.376.315

Tabla 10: Consumo de MP20 por sobre el resto de los equipos o instalaciones

Energético	Cantidad	Porcentaje vs otros equipos ³⁴
Energía eléctrica³⁵	158,63 GWh	86,98%
Vapor³⁶	429.663 t	69,66%

En la figura 27 se muestra el comportamiento de la MP20 durante el periodo de la LBE. Este comportamiento esta directamente relacionado con la eficiencia que la máquina tiene mensualmente.

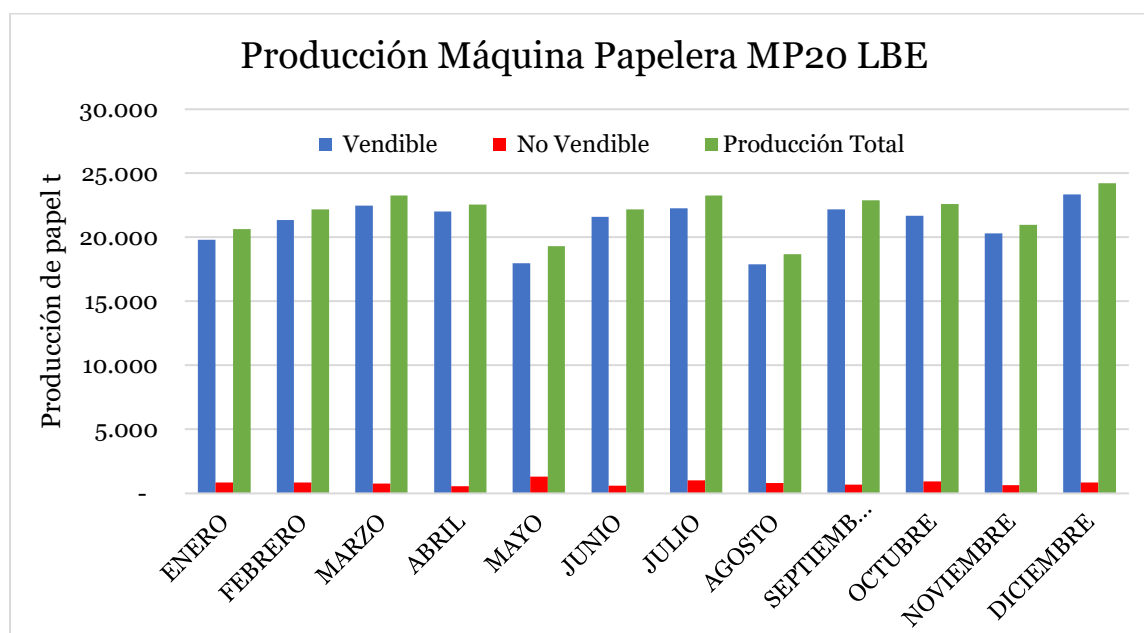


Figura 27: Producción de papel en MP20 según LBE

4.2.2. Servicios Industriales

El primer energético que es necesario asegurar a los procesos, es el agua industrial. Esta proviene del canal Eyzaguirre, que es alimentado con aguas del río Maipo. Por lo tanto, el costo de este energético es casi nulo (cercano al 0,03 USD/m³).

4.2.2.1. Planta de agua

La Planta de agua industrial está ubicada en la zona oriente de la planta y busca disminuir la turbiedad con la que viene desde el canal; esto es fundamental para la

³⁴ Del total de energía consumido

³⁵ El consumidor que le sigue es la planta de Efluente con un 4,3% y la sala de compresores con un 3,89% del consumo total de Cordillera.

³⁶ Tissue consume anualmente 115.302 ton de vapor y CHIMOLSA 10.735 toneladas anuales.

posibilidad de fabricar papeles blancos (de la familia Liner principalmente). La capacidad instalada es para tratar aproximadamente 1.600 m³/h de agua.

El agua es sometida a un proceso de decantación, en donde inicialmente pasa a través de desarenadores y luego a un predecantador. Finalmente, el proceso termina en un tranque de acumulación llamado Tranque Peralillo. La turbiedad de entrada a la planta oscila entre 300 y 1.000 NTU³⁷ dependiendo la estación del año y la salida de la planta normalmente tiene valores inferiores a 1 NTU.

El proceso final se efectúa en una batería de 10 filtros, los cuales están compuestos por materiales filtrantes áridos y carbón activado, configurados en capas.

El agua ya convertida en Agua Industrial se acumula en un estanque de 1.000 m³, en cuya parte superior, están montadas cinco bombas de impulsión. Estas bombas, mediante una cañería de 60 cm de diámetro, distribuye el agua hasta los diferentes procesos productivos de Cordillera y el cliente respectivo (ver tabla 11).

Tabla 11: Consumos de agua industrial en Papeles Cordillera

Instalación	Consumo m³	Consumo %
MP20	159.488	2
Conversión	3.224.923	30
HRSG	5.133.709*	48
Calderas	2.090.252*	20

*Valor estimado según aforador en circuito y bitácora de operaciones.

Cabe destacar que, al no existir un flujómetro instalado en todas las zonas, la forma de estimar cuánta agua está entrando a los procesos es mediante un aforador, que indica el flujo de agua de ingreso en base a la altura marcada en el estanque (este valor se guarda regularmente en los turnos en una planilla de control).

4.2.2.2. Sistema de generación de vapor.

El vapor es el recurso fundamental para el proceso de secado del papel, calentamiento de aguas de procesos de preparación pasta y generación de energía eléctrica mediante turbina a gas.³⁸

Para lograr una generación eficiente, segura y con alta disponibilidad, la planta cuenta con los siguientes equipos auxiliares para la producción de agua permeada y agua desmineralizada (ver Anexo F):

³⁷NTU: Nephelometric Turbidity Unit. Es la unidad en la que se mide la turbidez de un fluido o la presencia de partículas en suspensión.

³⁸La planta de cogeneración detuvo sus procesos a fines de diciembre. Su regreso depende tanto del overhual de la turbina, como del precio de la energía eléctrica. Su costo de generación estaba superando al de compra, pero por contrato debía seguir funcionando.

- a. Sistemas de distribución y control del vapor a diferentes presiones y temperaturas
- b. Sistemas acumuladores de retorno de condensado
- c. Desgasificadores
- d. Bombas impulsoras
- e. Sistemas de acumulación de agua de reposición
- f. Sistema de Osmosis inversa
- g. Equipos desmineralizadores

El consumo eléctrico de los equipos auxiliares se expone en la tabla 12:

Tabla 12: Consumo de energía eléctrica de equipos auxiliares vs el total de fábrica

Equipo/Instalación	Consumo MWh	Consumo %
a,b,c,d,e,g	1.835,68	1,01
f y Equipos de abatimiento de gases	2.698,36	1,48

Luego de pasar por los procesos previamente mencionados, el agua make-up³⁹ ingresa a las calderas generándose el vapor, que se distribuye a los consumidores principales a través de una serie de manifold (Figura 28).

³⁹Agua con baja dureza y conductividad, luego de pasar por los equipos desmineralizadores y osmosis inversa.

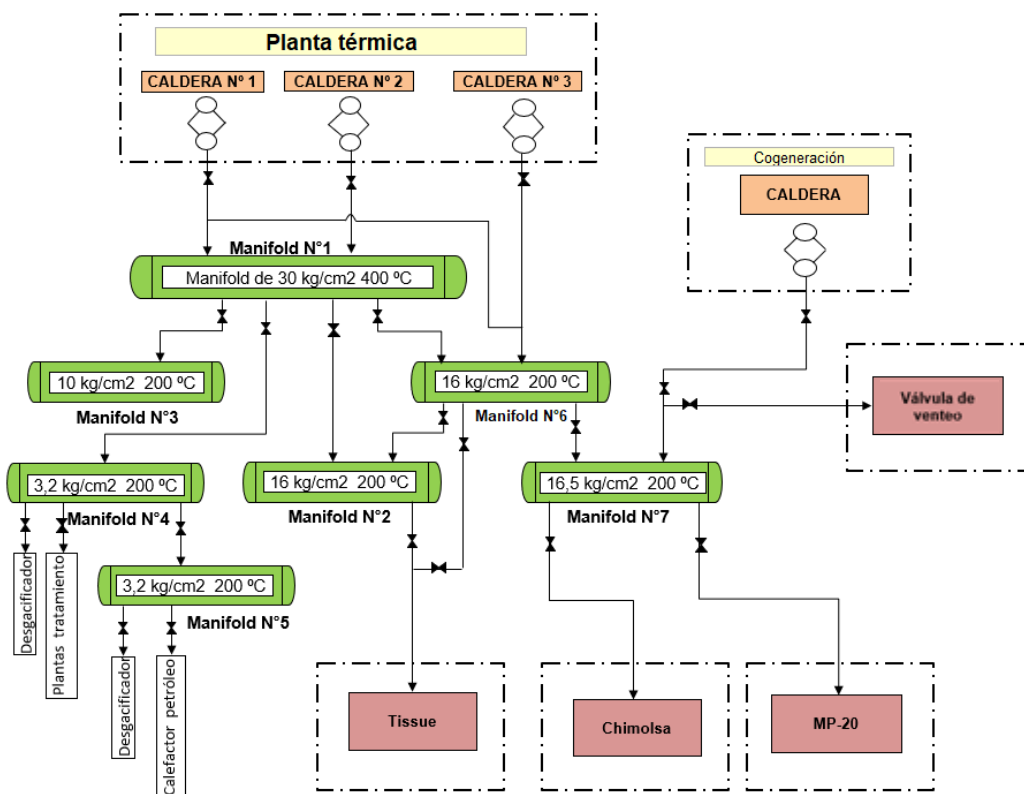


Figura 28: Esquema del sistema de distribución de vapor en Papeles Cordillera.

Cogeneración tiene una turbina a gas de 50 MW marca RollsRoyce⁴⁰ que genera electricidad para todo el complejo de cordillera. Los gases de combustión que salen de esta turbina alimentan a una Caldera recuperadora de gases (HRSG por sus siglas en inglés) de 60 ton/h de vapor, con posibilidad de incrementar hasta 90 ton/h agregándose un par de quemadores auxiliares. Esta caldera estaba encargada de suministrar vapor a todas las instalaciones correspondientes, con apoyo de las calderas de Planta térmica en caso de ser necesario (tabla 13).

Por otro lado, en diciembre de 2018 la turbina alcanzó las 25.000 horas de operación por lo que se traslada, por contrato, a la planta de Siemens ubicada en Canadá para un overhaul y luego vuelve a Cordillera. Sin embargo, su regreso a operaciones está sujeto al precio de la energía, debido a que cuando se instala esta turbina (2012) se estimaban precios de la energía superiores a los 80 USD/MWh (en ocasiones el precio estuvo bajo los 50 USD/MWh).

Debido a lo anterior, a partir del 2019 la planta térmica se hace cargo de todas las necesidades de vapor que tenga Cordillera, y la energía eléctrica será retirada desde el Sistema Interconectado Central.

⁴⁰ RollsRoyce fue comprado por Siemens año 2014-2015. El precio de compra fue de £785 millones o de aproximadamente €950 millones.

Tabla 13: Generación y consumo de energéticos de cogeneración según LBE, comparado con el resto de Papeles Cordillera

Energético	Generación/ Consumo	Consumo % c/r al total de la planta
Generación de energía eléctrica⁴¹	328,99 GWh	96,45
Consumo de GN	85.710.852 Sm ³	84,78
Generación de vapor por HRSG	439.171 ton	69,79

Planta térmica posee 3 calderas generadoras de vapor que trabajan coordinadas, dependiendo de la carga, para abastecer lo que la Planta de cogeneración no. Luego, a partir de enero de 2019 las calderas serán las responsables de abastecer a todo Cordillera.

Tabla 14: Características técnicas de las calderas de la Planta térmica.

Ítem	Caldera N°1	Caldera N°2	Caldera N°3
Marca	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox	Babcock & Wilcox
Modelo	FM-117	FM-129	FM-117-88
Año fabricación	1970	1979*	2001
Tipo	Acuotubular	Acuotubular	Acuotubular
Presión kg/cm²	32	32	28
Capacidad ton/h	55	68	60
Vapor	Sobrecalentado	Saturado*	Saturado
Temperatura °C	400	200-250	200-220
Combustible	Petróleo N°6	Gas Natural**	Gas Natural

*Originalmente era una caldera con Sobrecalentado, lo cual se modificó. Sin embargo, quedó ligeramente sobrecalentado.

** Caldera inicialmente a Petróleo que fue modificada para funcionar con Gas natural y disminuir emisiones.

Para el caso de la Caldera N°1, se tiene instalado un sistema precalentador de aire y un sistema de abatimiento de gases. Por otro lado, la caldera N°3 posee quemadores de bajo NO_x, alta eficiencia y un equipo economizador, los que buscan aumentar la eficiencia energética en el sistema.

Sin embargo, debido a la antigüedad de la caldera N°1, se detecta en la auditoría una serie de problemas propios a la data de la caldera y por estar fuera de servicio durante un tiempo prolongado, ver figuras 29 y 30.

⁴¹El restante corresponde a la energía eléctrica que se necesitó retirar del SIC cuando Cogeneración estuvo detenida por parada programada o no programada.

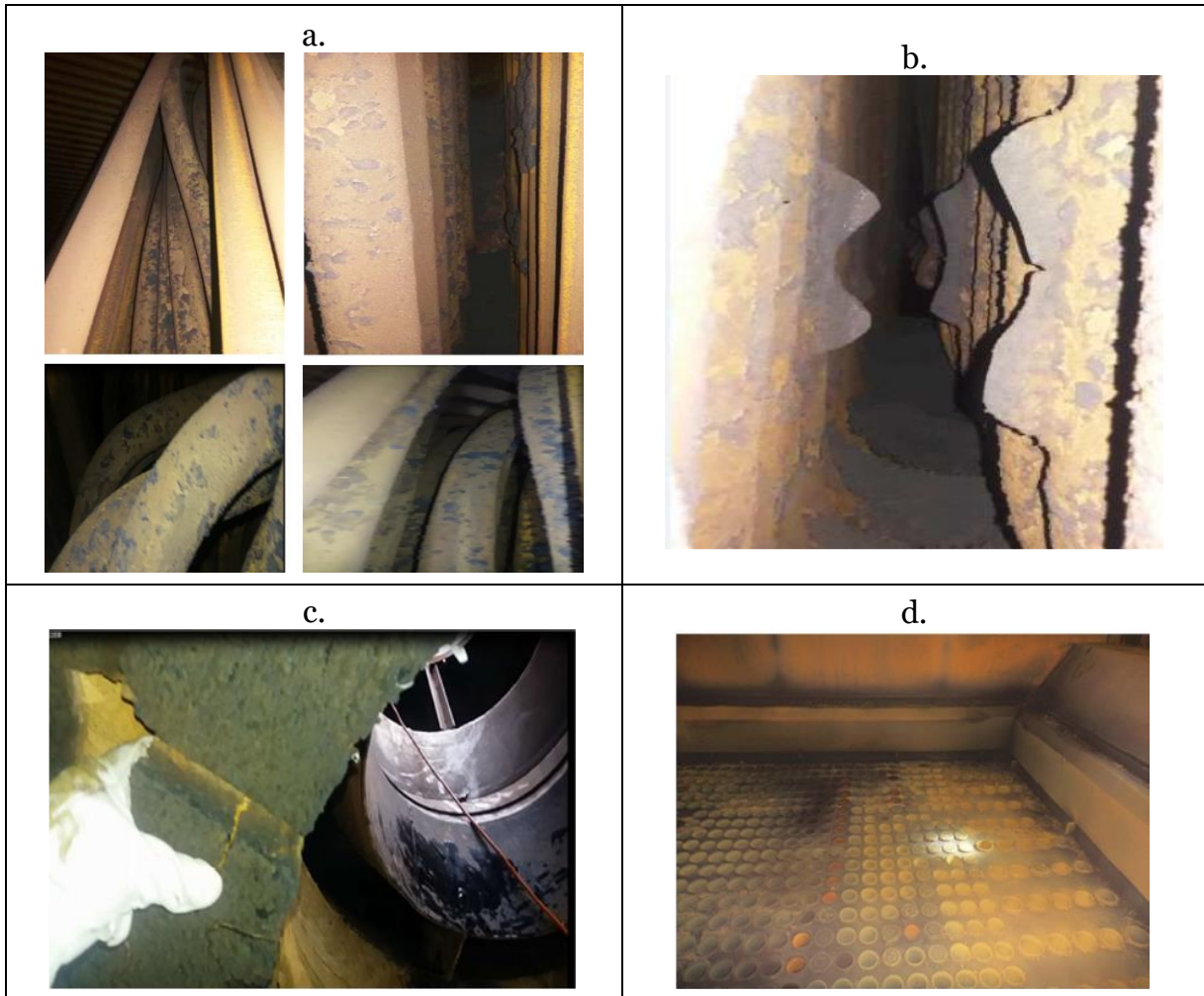


Figura 29: Auditoría a Caldera N°1 y sus sistemas principales: a) Deformación en el sistema sobrecalentado, b) Ensuciamiento por retiro de sopladores de hollín, c) Cono refractario dañado y d) Intercambiador del precalentador de aire con tubos rotos o tapados.



Figura 30: Auditoría a Caldera N°1 y sus sistemas principales: e) Ducto de entrada de aire de combustión en mal estado, f) Estación de petróleo en abandono, g) Pitting y h) Ductos de gases de combustión deteriorados.

En consecuencia, la prioridad de generación de vapor se realiza en base a la antigüedad de cada caldera (Nº3, Nº2 y Nº1 como respaldo). Esta prioridad queda demostrada en la LBE (ver Tabla 15):

Tabla 15: Distribución del consumo de las calderas y su desempeño energético según LBE

Caldera	Consumo de combustible Sm ³ ó t	Generación de vapor t	Eficiencia ⁴² %	Consumo específico Sm ³ /t
Nº1	184*	2.689	-	-
Nº2	7.096.630	86.303	70,57	82,23
Nº3	8.285.347	101.100	75,67	81,95

*Durante el año 2018 solo se encendió para realizar pruebas.

No obstante, es necesario profundizar más el análisis de las calderas observando su comportamiento mensual (ver Figura 31).

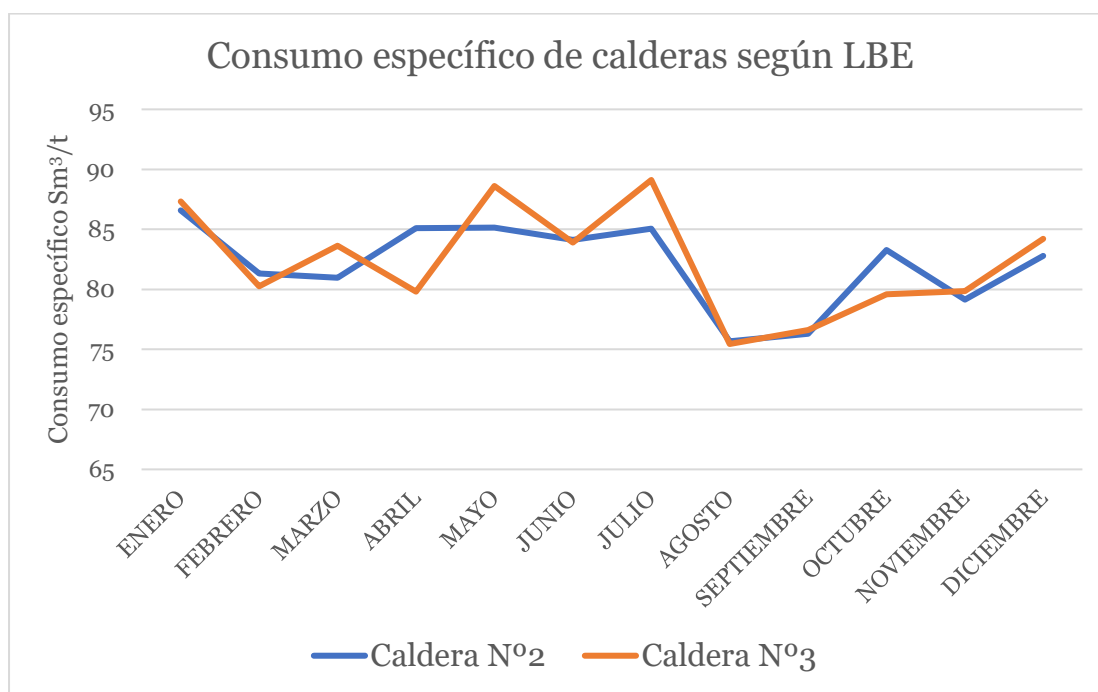


Figura 31: Consumo específico de calderas según LBE

Debido a que la variación en el consumo de vapor está directamente ligada a lo que suceda en el proceso de secado, y este a su vez se relaciona con el tipo o familia de papel que se está fabricando, muchas veces se llega a un consumo que supera las 80 ton/h. En esta situación cogeneración no es capaz de abastecer por cuenta propia ese consumo, por lo tanto, se debe combinar con la generación de una de las calderas.

⁴² Para las calderas a GN, se utiliza un PCI= 38.911,2 kJ/Sm³; vapor a 25 bar y 200°C para la N°2; 16 bar y 200°C para la N°3; con agua de alimentación a 90°C y 38 bar.

Además, la máquina MP20 tiene cortes repentinos de hoja⁴³ por problemas operacionales que causan variaciones instantáneas en el consumo de vapor, aumentándose la presión dentro del sistema (que se soluciona al escapar las válvulas de seguridad y válvulas de venteo automático, previo al control de las calderas).

Como se debe seguir entregando el suministro a Tissue y CHIMOLSA, es necesario tener una caldera de respaldo que pueda entregar el vapor sin verse afectada por la variación de consumo de Cordillera. Esta es la razón de tener una gran cantidad de manifolds de distribución en Planta térmica (ver Figura 28).

4.2.2.3. Planta de tratamiento de Efluentes (PTE)

La Planta de Tratamiento trata 30.000 m³/d de efluentes con una consistencia promedio de 5.000 mg/l de sólidos suspendidos, y aproximadamente 800 mg/l de DBO₅ soluble como contaminante orgánico primordial. Al llegar, el afluente pasa por un equipo de retención de sólidos gruesos (que retira plásticos y papel), y luego se dosifica coagulante catiónico para la desestabilización de las partículas coloidales

Posteriormente, se dosifica floculante aniónico que aglomera las partículas desestabilizadas en micro flóculos y después en flóculos más grandes que tienden a depositarse en el fondo del clarificador. A continuación, pasan al clarificador primario, estanque de 6.400 m³ en el que estas partículas pesadas decantan por gravedad, dejando en su superficie agua clarificada con un promedio de salida de 100 mg/l de sólidos suspendidos totales.

El contaminante orgánico disuelto (DBO₅) y el RIL clarificado pasan reactores biológicos (MBRRs por sus siglas en inglés) donde se encuentran los Carrier, pequeños discos de plástico no biodegradable (ver Figura 32), que aumentan el área superficial donde se cultivan microorganismos.

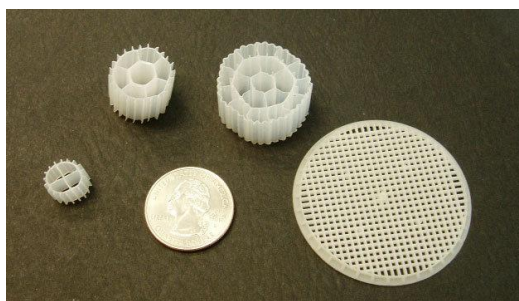


Figura 32: Carriers utilizado por PTE

En estos estanques, mediante la adición de nutrientes (urea, ácido fosfórico y aire), se produce una degradación del contaminante orgánico. Esta etapa consume cerca del

⁴³ Corte de hoja se refiere a que se detiene el paso de la hoja por los cilindros u otra etapa de fabricación. Por lo tanto, para volver a “engancharse” la hoja en los cilindros, se necesita una gran cantidad de aire comprimido. Además, como se detuvo intempestivamente la producción, las calderas no pueden actuar de igual manera y se tiene que proceder a ventear el vapor al ambiente para regular presión.

80% de la energía eléctrica de la PTE (en base de la potencia instalada) principalmente por la potencia de los sopladores (tabla 16 y figura 33).

Tabla 16: Información de los sopladores en PTE

Ítem	Valor
Equipo	Soplador
Marca	Siemens
Cantidad	3
Voltaje V	6000
Potencia kW	630
Factor de potencia (Cos φ)	0,88

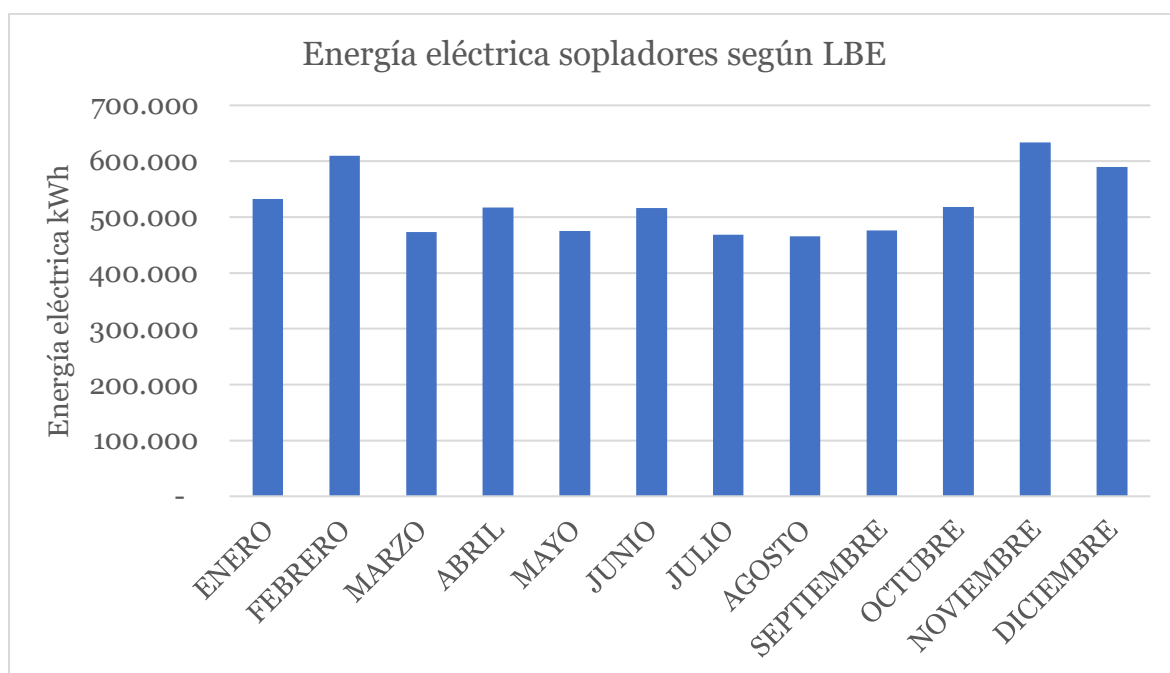


Figura 33: Comportamiento mensual de los sopladores en PTE según LBE

Posteriormente, pasan a un reactor de lodos activos (AST, 12.500 m³), donde se realiza la mayor parte de la eliminación de contaminantes. El RIL tratado que sale de los reactores MBBR y entra en este reactor uniéndose a los microorganismos que se encuentran en él formando una mezcla café llamado lodo biológico.

Luego este lodo biológico ingresa a un clarificador secundario que por gravedad hace que el RIL tratado y la mezcla de microorganismos generados en la etapa anterior se separen con un efluente conteniendo una DBO₅ (< 300 mg/l).

Finalmente, se desinfecta el RIL tratado, al ingresarlo a una cámara donde se mantiene en contacto con hipoclorito de sodio, con el fin de abatir los coliformes fecales que pueda contener el RIL. De esta forma puede ser descargado al Río Maipo, cumpliendo con todos los parámetros establecidos en la normativa ambiental vigente.

Los lodos biológicos son centrifugados logrando un porcentaje de humedad de salida menor al 85%. Estos lodos son dispuestos finalmente en lugares autorizados por la Autoridad Sanitaria Región Metropolitana.

Cabe destacar que la operación de la planta de Efluentes fue externalizada a partir del 1 de enero de 2010, cuya administración está siendo realizada por la empresa Ecoriles S.A. quien a su vez subcontrata los servicios de Vigilancia, Aseo y Análisis Ambientales, todos regulados por el Reglamento Especial para Empresas Contratistas y Subcontratistas de Papeles Cordillera, el seguimiento al cumplimiento laboral se realiza a través de Control Contratista de Cordillera.

Tabla 17: Distribución de consumo y producción para PTE en base a LBE

Ítem	Consumo/generación
Energía eléctrica sopladores MWh	6.277,33
Efluente de entrada m³	7.264.307
Lodo primario ton	47.573
Lodo secundario ton	13.638

5. Resultados y análisis de las Medidas de Eficiencia Energética

Como se dijo anteriormente, el nivel de producción de la máquina papelera afecta al consumo de todos los energéticos, por esto mismo se usa la producción generada por la MP20 para crear los distintos indicadores que gobiernan la auditoría de eficiencia energética. Luego, a partir del presupuesto de producción de papel ya existente para el año 2019 y la ecuación que gobierna los IDE, se realiza la proyección para cada energético según corresponda.

Tabla 18: Indicadores de Desempeño propuestos

IDE	Nombre IDE	Tipo de IDE	SECTOR	Unidad
IDE 1	Producción de vapor/energía total	Indicador de eficiencia energética	Planta Térmica	kWh _t /kWh
IDE 2	Cal 2.Vapor/ GN	Indicador de eficiencia energética	Planta Térmica	%
IDE 3	Cal 3.Vapor/ GN	Indicador de eficiencia energética	Planta Térmica	%
IDE 4	Energía generada/ GN	Indicador de eficiencia energética	Cogeneración	%
IDE 5	Cal.2 Consumo gas / producción vapor	Consumo específico	Planta Térmica	Sm ³ /t
IDE 6	Cal.3 Consumo gas / producción vapor	Consumo específico	Planta Térmica	Sm ³ /t
IDE 7	Energía total vs toneladas vendible	Consumo específico	Planta Productiva	kWh/t
IDE 8	consumo eléctrico vs toneladas vendible	Consumo específico	Planta Productiva	kWh/t
IDE 9	vapor vs toneladas vendible	Indicador de eficiencia energética	Planta Productiva	t _v /t
IDE 10	E. Eléctrica / DQO	Indicador de eficiencia energética	Planta Efluentes.	kWh/mg/l

Para decidir si los indicadores propuestos son válidos para representar el desempeño de la planta, se realiza lo expuesto en la Figura 5. No obstante, los indicadores pasan por un primer filtro, donde deben representar a los Usos significativos y a los Sistemas Energéticamente Relevantes.

Tal como se mencionó, existen 2 instalaciones con situaciones particulares; primero se encuentra el mayor consumidor de energía eléctrica y vapor (MP20), y luego está el mayor consumidor de gas natural de la fábrica (cogeneración). Estas dos instalaciones se excluyen de la evaluación de oportunidades de mejoras por lo siguiente:

- Planta de cogeneración es de última generación
- Planta de cogeneración detiene sus procesos desde finales del 2018
- Máquina papelera MP20 escapa de los alcances de esta auditoria
- Dificultad en acceso a la información de la máquina
- Tiempo acotado para realizar el estudio

En consecuencia, se seleccionaron como sistemas energéticamente relevantes aquellos que cumplan con la relación de Pareto 80-20, es decir, las instalaciones que tengan consumos que representen el 80% del consumo total⁴⁴.

Tabla 19: Sistemas energéticamente relevantes

SER	% del consumo/generación total
Calderas⁴⁵	100%
Planta de tratamiento de efluente	26,17%
Sala de compresores	23,63%
Planta térmica	8,98%

A pesar de que entre las tres instalaciones no llegan al 80% del restante de energía eléctrica consumida (el 84,09% se lo adjudica la MP20), el resto de las instalaciones que se encuentran en el Anexo F, no superan el 0,5% del consumo total, por lo que quedarán fuera del estudio por no ser representativas.

Además, como la sala de compresores no tiene medidas confiables para poder analizar oportunidades de mejora de manera objetiva o equipos de medición para realizar un balance como sugieren las normas ISO 50.00x, esta instalación también quedará fuera del estudio.

Por lo tanto, los SER escogidos a ser estudiados y que se enmarcan en el alcance de la auditoria, son:

- Caldera N°1, N°2 y N°3
- Sopladores planta de efluentes

Por consiguiente, los IDE que superan los filtros estipulados anteriormente se muestran en la tabla 20:

⁴⁴ Como la MP20 y cogeneración están cercanos al 80% del consumo de toda la fábrica; la ley de Pareto se aplicará al porcentaje restante.

⁴⁵ Como cogeneración detiene sus procesos, las calderas se encargan de toda la generación de vapor de Cordillera, y son el único consumidor de gas natural de la fábrica.

Tabla 20: IDE filtrados por tipo de instalación

IDE	Nombre IDE	Tipo de IDE	SECTOR	Unidad
IDE 1	Producción de vapor/energía total	Indicador de eficiencia energética	Planta Térmica	kWh _t /kWh
IDE 2	Cal 2.Vapor/ GN	Indicador de eficiencia energética	Planta Térmica	%
IDE 3	Cal 3.Vapor/ GN	Indicador de eficiencia energética	Planta Térmica	%
IDE 5	Cal.2 Consumo gas / producción vapor	Consumo específico	Planta Térmica	Sm ³ /t
IDE 6	Cal.3 Consumo gas / producción vapor	Consumo específico	Planta Térmica	Sm ³ /t
IDE 10	E. Eléctrica / DQO	Indicador de eficiencia energética	Planta Efluentes.	kWh/mg/l

Cada uno de estos indicadores fueron puestos a análisis de correlación, obteniéndose resultados detallados en el Anexo H (tabla 21).

Tabla 21: IDE y factor de correlación para filtrar lista

Indicador	Factor de correlación (R ²)
IDE 1	0,0576
IDE 2	0,9953
IDE 3	0,9901
IDE 5	0,9953
IDE 6	0,9901
IDE 10	0,5183

Por lo tanto, y considerando los IDE que tengan una correlación sobre el 70% se generan los siguientes indicadores mostrados en la tabla 22.

Tabla 22: IDEs representativos según factor de correlación

IDE	Nombre IDE	Tipo de IDE	SECTOR	Unidad
IDE 2	Cal 2.Vapor/ GN	Indicador de eficiencia energética	Planta Térmica	%
IDE 3	Cal 3.Vapor/ GN	Indicador de eficiencia energética	Planta Térmica	%

IDE 5	Cal.2 Consumo gas / producción vapor	Consumo específico	Planta Térmica	Sm ³ /t
IDE 6	Cal.3 Consumo gas / producción vapor	Consumo específico	Planta Térmica	Sm ³ /t

Estos indicadores, en conjunto con las fichas de las calderas (indican una eficiencia teórica del 83,24% por sobre del 60% de carga), consulta a operadores, visita a terreno generan las bases para poder determinar oportunidades de mejora con diferentes niveles de incremento de potencial, nivel de inversión o el área que se verá afectada (mantenimiento, distribución, operación, generación).

5.1. Medidas de Eficiencia energética identificadas

Las MEE que se identifican al realizar la visita a terreno, consultar a operadores, estado de la planta, se enlistan en la Tabla 23.

Tabla 23: MEE identificadas

Medidas de eficiencia energética	Incremento potencial de la eficiencia o ahorro estimado. %	Tipo de ahorro
Pre calentamiento de agua	0-2	Combustible
Control dinámico de carga de calderas	0-10	Combustible y Vapor
Proyecto de cambio de caldera	0-15	Combustible y Vapor
Retiro de carriers en tratamiento secundario	0-10	Energía Eléctrica
Aislamiento térmico	5-10	Combustible

Debido a que las pérdidas de energía en una caldera son substancialmente causadas por una combustión incompleta, la eficiencia de una caldera se puede incrementar en un 1% por cada 15% que se reduce el exceso de aire o por la reducción de 1,3% de oxígeno o por una reducción de 4,5°C en la temperatura de los gases de combustión.

Sin embargo, antes de poder determinar el beneficio de cada una de las MEE, es necesaria la priorización de estas en base a un criterio. Primero se establecen las MEE sin inversión de equipos, a su vez priorizada según el potencial de ahorro estimado. Luego, las que requerirán inversión, también priorizadas según potencial de ahorro. Finalmente se ubican las medidas que no requieren estudio previo, pero fueron realizadas por las condiciones de la fábrica.

Tabla 24: Listado priorizado de las MEE seleccionadas. (1 alta prioridad, 5 baja prioridad)

Medidas de eficiencia energética	Prioridad
Pre calentamiento de agua	5
Control dinámico de carga de calderas	1
Proyecto de cambio de caldera	2
Retiro de carriers en tratamiento secundario	2*
Aislamiento térmico	4

*instalación cuya administración no depende de Papeles Cordillera S.A.

5.2. Diseño e Impacto de las Medidas de Eficiencia energética

5.2.1. Medida de Eficiencia Energética 1

Inicialmente el reparto de cargas entre cada caldera variaba entre cada operador, algunos abastecían en un 80% con la caldera N°2 (por ser la de mayor capacidad), y el resto por la caldera N° 3 (esta será establecida como la situación base), otros operaban con el mismo porcentaje, pero el 80% con la caldera N°3 y el resto con la N°2. La caldera N°1 se trataba de no encender, ya que tiene un costo de generación más alto (tiene impuestos a las emisiones de casi el doble de las otras dos).

Además, las curvas de rendimiento de las calderas poseían 4 puntos (diferentes cargas), por lo que era necesario la construcción de nuevas curvas operacionales para ambas calderas. La toma de muestras se realizó cada dos minutos, variando la carga de las calderas dentro de los parámetros de seguridad⁴⁶, teniendo información en línea y realizando toma de muestras en la chimenea de la caldera para verificar la eficiencia.

⁴⁶A pesar de que disminuir el % de O₂ es una medida de eficiencia energética, al hacer las pruebas se puso un límite inferior de 3% de O₂, debido a que bajo de ese valor las 2 calderas estudiadas comenzaban a vibrar intensamente, poniendo en riesgo las instalaciones.

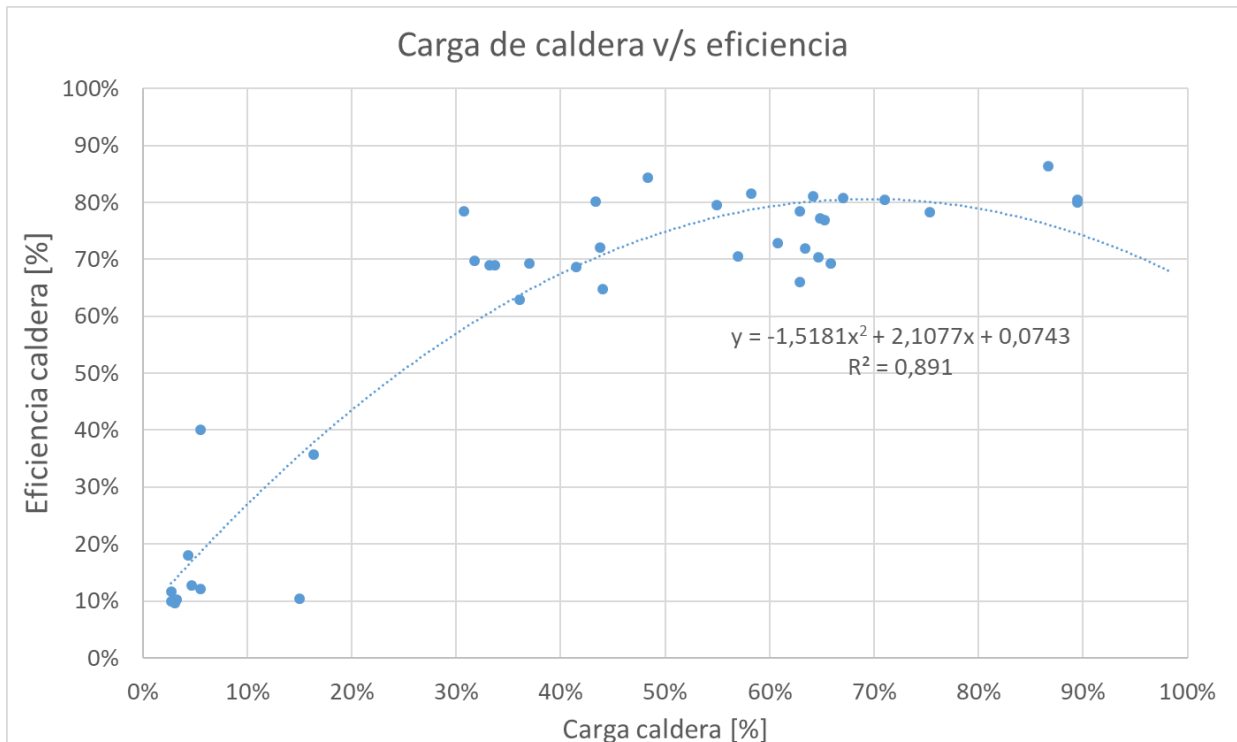


Figura 34: Curva de eficiencia de la caldera N°3

De la misma forma, se genera una curva del consumo específico con respecto a la eficiencia de la caldera. Con esto se obtuvo las siguientes ecuaciones que dependiendo de la carga de la caldera es una ecuación que se ajusta más al comportamiento de esta (es una función por partes).⁴⁷

$$Ce = 160,65 \cdot |\dot{m}|^{-0,186} \quad (15)$$

Ecuación que es válida para flujos de vapor (carga caldera) comprendidos entre 7 a 15 ton/h.

Donde:

Ce: Consumo específico de combustible Sm³/t

|\dot{m}|: Carga de la caldera adimensional

$$Ce = 97,677 \cdot |\dot{m}|^{-0,034} \quad (16)$$

Ecuación (16) válida para rangos de carga en caldera de 15 a 30 ton/h.

$$Ce = 119,76 \cdot |\dot{m}|^{-0,098} \quad (17)$$

Ecuación (17) válida para rangos de carga en caldera de 30 a 60 ton/h.

⁴⁷ La curva de la cual se obtienen estas funciones es resguardada por políticas de confidencialidad de la empresa.

Posteriormente, se realiza lo mismo con la caldera N°2 obteniéndose lo siguiente:

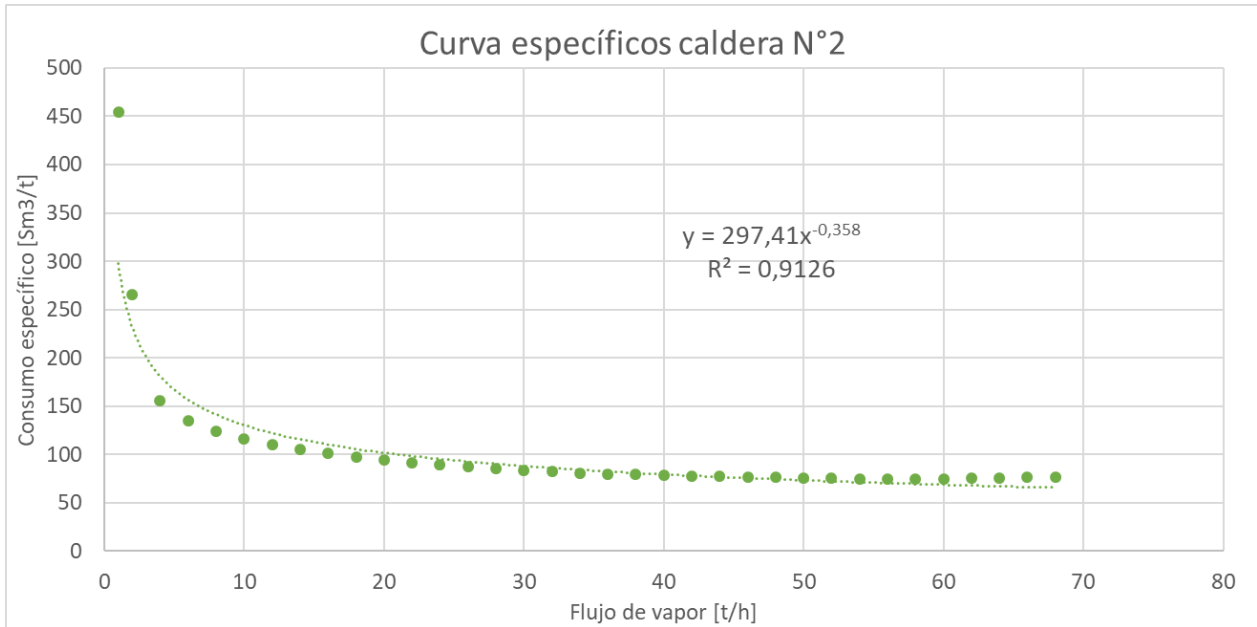


Figura 35: Curva de consumos específicos de la caldera N°2⁴⁸

Para llegar a la curva anterior, se tuvo que construir mediante una función por partes, tal como sucede con la caldera N°3.⁴⁹

$$C_e = 454 \cdot |\dot{m}|^{-0,773} \quad (18)$$

Ecuación (18) válida para rangos de carga en caldera entre 0 y 10 ton/h.

$$C_e = 230,52 \cdot |\dot{m}|^{-0,298} \quad (19)$$

Ecuación 1(19)válida para rangos de carga en caldera entre 10 y 36 ton/h.

$$C_e = 140,71 \cdot |\dot{m}|^{-0,158} \quad (20)$$

Ecuaciones (20) y(17)válidas para rangos de carga en caldera entre 36 y 56 ton/h.

$$C_e = 0,0186 \cdot |\dot{m}|^2 - 2,1245 \cdot |\dot{m}| + 135,29 \quad (21)$$

Ecuaciones (21) (17)válidas para rangos de carga en caldera de 56 a 68 ton/h.

⁴⁸ Esta curva en el específico fue creada luego que se hiciera un cambio de refractario en la caldera N°2, mejorando significativamente su eficiencia energética. Por lo tanto, el ahorro calculado no se deberá 100% de esta MEE.

⁴⁹ La curva de la cual se obtienen estas funciones es resguardada por políticas de confidencialidad de la empresa.

Teniendo estas ecuaciones, se genera un modelo de optimización no lineal para poder buscar mínimos locales sujeto a las siguientes condiciones:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{minimizar } f(x) \\ \text{sujeto a} \\ g_i(x) \leq 0 \quad i = 1, \dots, m \\ x \in S \subset \mathfrak{R}^n. \end{array} \right.$$

- Operaciones mínimas de 8 ton/h para cada caldera
- Carga máxima de cada caldera
- Curvas del consumo específico (Ecuaciones(15)a(21))
- $f(x)$ incluye el costo del combustible.

El modelo fue creado mediante la herramienta solver en Excel y el input del modelo es el vapor consumido (instantáneo, mensual, etc.), ver figura 36. Las salidas del modelo son las cargas que deben tener cada caldera para minimizar los costos de generación. Y como es un consumo específico, también se minimiza la cantidad de vapor generado.

Para poder estimar el ahorro que tiene esta medida de eficiencia energética, es necesario comparar los específicos de las calderas en los meses respectivos para que la LBE sea aplicable, en caso de no ser así, se tendría que generar una nueva línea base (con información actual). Lo anterior, debido a que antes cogeneración se llevaba la mayor cantidad de carga en el vapor.

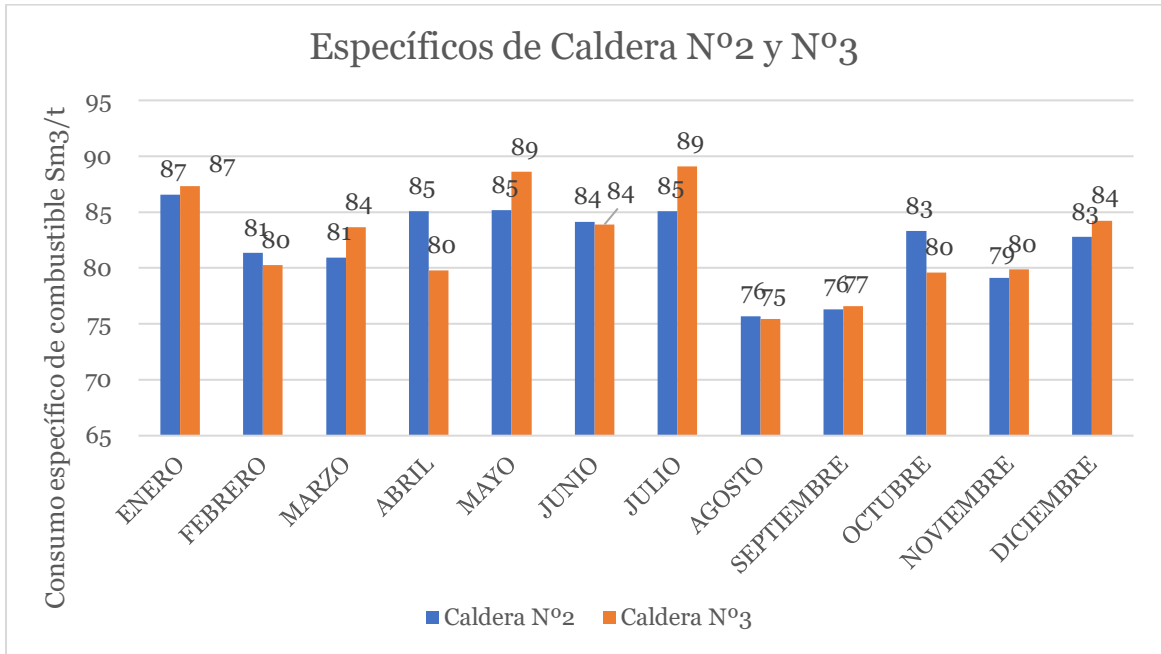


Figura 36: Consumo Específico de combustible en LBE

Luego, al aplicar el modelo, se tendrían los específicos mostrados en la figura

37.

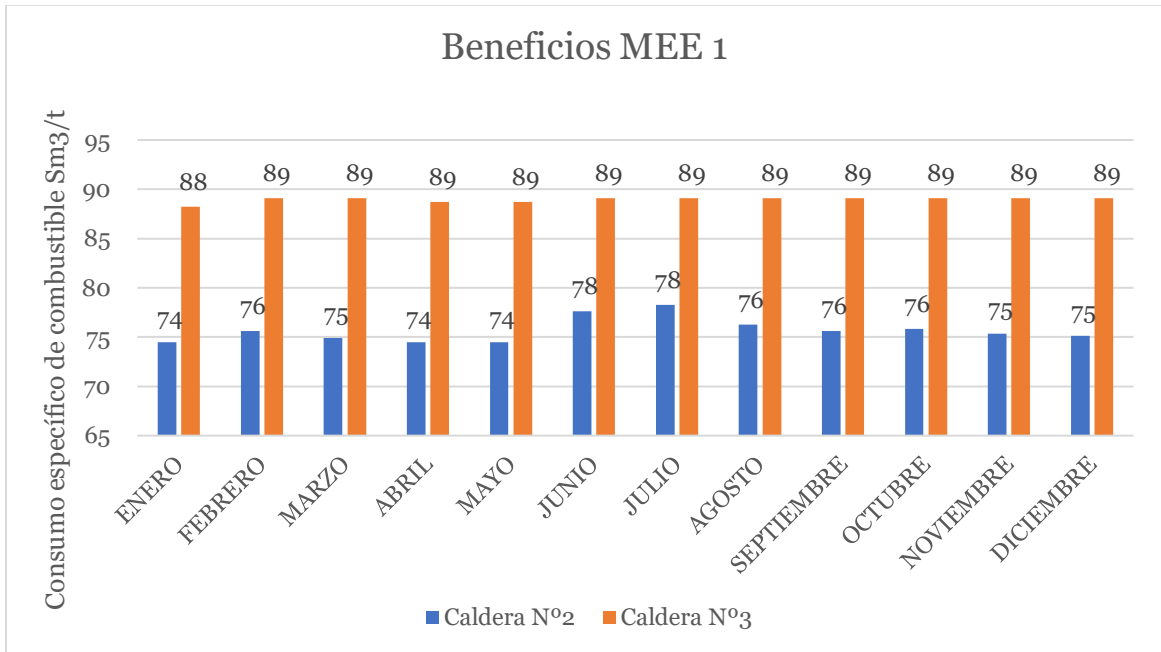


Figura 37: Consumo específico utilizando MEE1

Ahora, considerando como planta en general, se comparan la reducción de específico en la tabla 25.

Tabla 25: Comparación MEE 1 vs situación previa

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Antes	87	81	83	80	88	84	85	76	76	83	79	84
Después	78	79	78	78	78	80	81	81	78	78	78	78
Ahorro	9	2	5	2	10	3	4	-6	-2	4	1	5

*Las unidades de esta tabla son Sm³/t

Finalmente, esta medida de eficiencia energética generaría ahorros anuales con respecto a la situación de fábrica del 2018 de:

- **1.926.559 Sm³ de gas natural**
- **USD\$ 764.567**

Hay que destacar que este valor es muy sensible a las condiciones operacionales de Cordillera, tanto como la fabricación del papel, la calidad de agua que llegue a planta térmica, cantidad de cortes de hoja de la máquina, vapor requerido por los clientes, paradas no programadas de las calderas. También parte de la reducción del específico de la caldera N°2 corresponde a un cambio de refractario que se le realizó y una modificación en su lógica de operación, mejorando notablemente su desempeño.

5.2.2. Medida de Eficiencia Energética 2

Siguiendo la línea del caso anterior, y en base a la información de la Figura 36 y Figura 37 independiente de que la caldera N°2 haya mejorado su específico, sigue operando fuera de su óptimo de carga (sobre 70%). Mas aún, esa es la razón de por qué la caldera N°3 llega a específicos superiores a 90 Sm³/t (opera a cargas menores del 50%).

Por lo tanto, se debe reevaluar la capacidad que debe tener el sistema generador de vapor, en base a la demanda máxima, demanda mínima y demanda promedio

Tabla 26: Demanda de vapor máxima, mínima y promedio.

Demanda	Vapor ton
Máxima*	120
Mínima**	20
Promedio	75

*Se agrega un factor de seguridad para la generación.

**Cuando la MP20 detiene sus procesos.

En consecuencia, teniendo la caldera N°2 de 68 ton/h y la caldera N°3 de 60 ton/h, es necesario una caldera de 30 ton/h para mantener a carga eficiente a las otras calderas de mayor tamaño, pero no superar por demasiado la carga máxima.

Por lo tanto, las condiciones de diseño para que la nueva caldera se ajuste a los requerimientos de Cordillera son:

- Flujo de Vapor: 30 ton/h
- Presión de trabajo: 25 bar.
- Temperatura: 230 °C

Agua alimentación:

- Presión: 38 bar
- Temperatura: 95°C
- pH: 9.0
- Conductividad: 10 µS/cm.
- Dureza: 0 ppm.
- Turbidez: 0.2 ntu

Límite de emisiones:

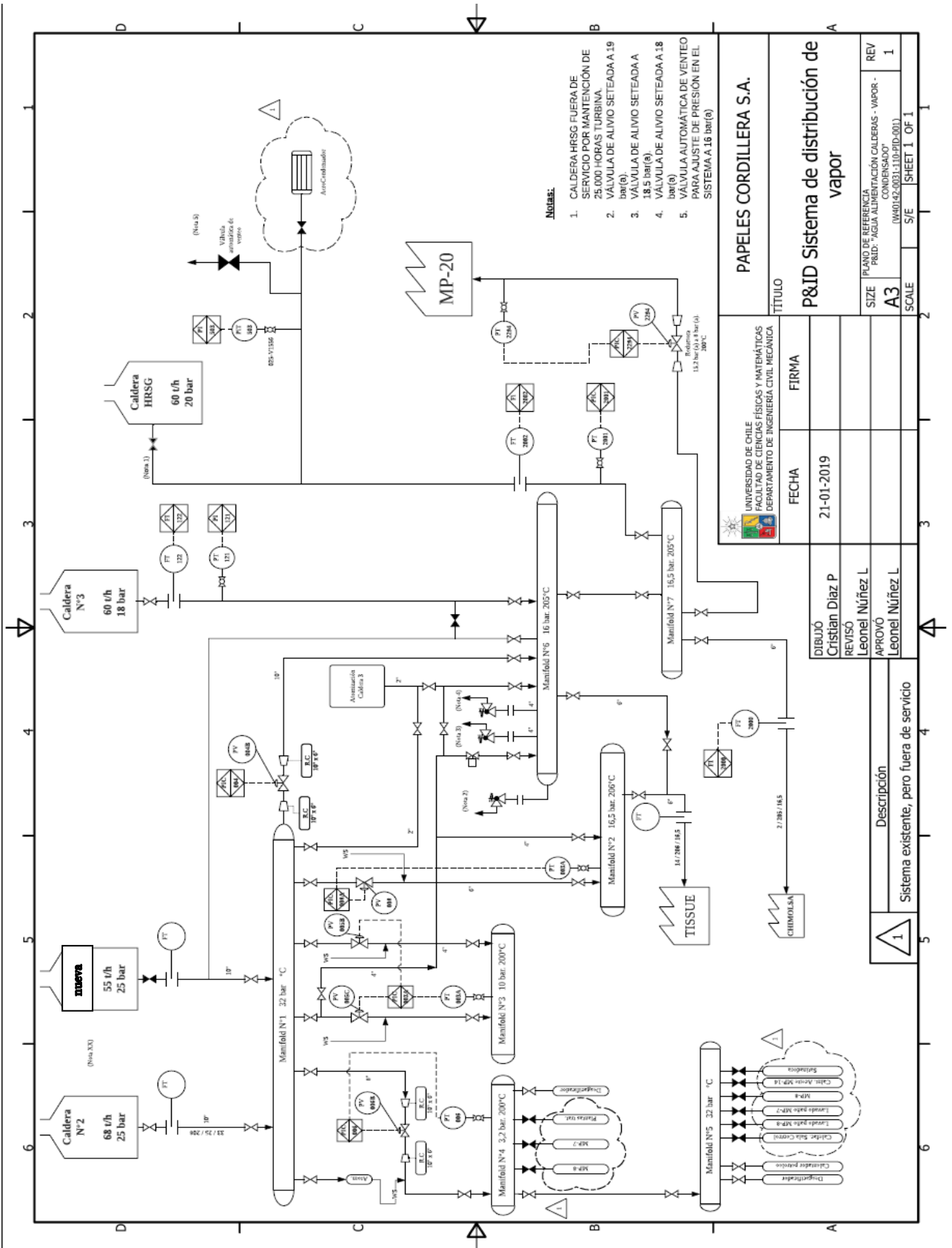
- 30 ppm de NOx
- 100 ppm de CO

Junto con esta información, la ubicación de la nueva caldera será en el sector poniente de Planta térmica, el cual se encuentra cerca de un manifold de distribución con una conexión disponible y una línea de vapor existente (pertenece a una caldera de biomasa con las mismas condiciones operacionales, que fue dada de baja).

En consecuencia, la caldera que cumple con los requisitos anteriores es una caldera Babcock & Wilcox FM10-79 (ver Anexo I). En la cotización de esta caldera se incluye:

- Caldera FM10-79 ensamblada en origen
- Economizador de flujo de gas vertical
- quemador de bajo NOx de 30 ppm
- Ventilador y sistema de alimentación de aire
- Silenciador de aire de admisión
- Tuberías de ajuste de la caldera
- Sistemas de control de Quemadores/Calderas y
- Instrumentación

Los planos de la caldera se adjuntan en anexos y su conexión con el resto de las instalaciones se muestra a continuación en el P&ID creado a partir del Diagrama de vapor y condensado de Papeles Cordillera y vistas a terreno para validar la información.



- Notas:**
1. CALDERA HRSG FUERA DE SERVICIO POR MANTENCIÓN DE 25.000 HORAS TURBINA.
 2. VÁLVULA DE ALIVIO SETEADA A 19 bar(g).
 3. VÁLVULA DE ALIVIO SETEADA A 18.5 bar(g).
 4. VÁLVULA DE ALIVIO SETEADA A 18 bar(g).
 5. VÁLVULA AUTOMÁTICA DE VENTEO PARA AJUSTE DE PRESIÓN EN EL SISTEMA A 16 bar(g).

UNIVERSIDAD DE CHILE FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL MECÁNICA		PAPALES CORDILLERA S.A.	
FECHA	FIRMA	TÍTULO	
21-01-2019		P&ID Sistema de distribución de vapor	
DIBUJO Christian Díaz P	REVISO Leonel Núñez L	APROBO Leonel Núñez L	
Descripción Sistema existente, pero fuera de servicio		PLANO DE REFERENCIA P&ID "AGUA ALIMENTACIÓN CALDERAS - VAPOR - CONDENSADOR"	REV 1
		SIZE A3	S/E
		SCALE	SHEET 1 OF 1

Ahora, para evaluar el beneficio de traer una caldera nueva se realiza el mismo procedimiento que la MEE1 con la información entregada por el proveedor.

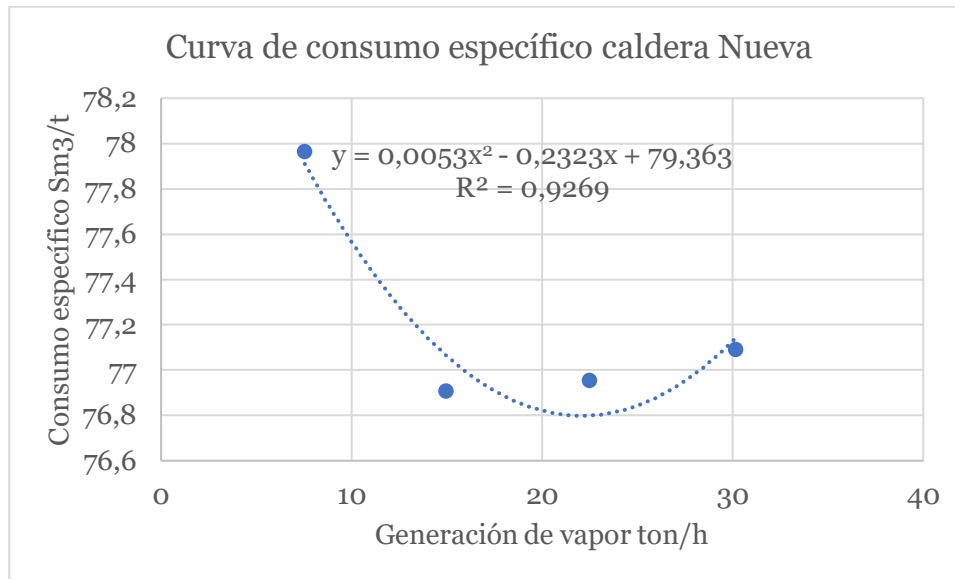


Figura 38: Curva de consumo específico de la caldera nueva

En esta MEE, se tiene dos situaciones a analizar. Primero que se genere con la Caldera N^o2 y la caldera nueva, y segundo que se genere con la caldera N^o3 y la caldera nueva. Ambas situaciones quedan representadas a en las figuras 39 y 40.

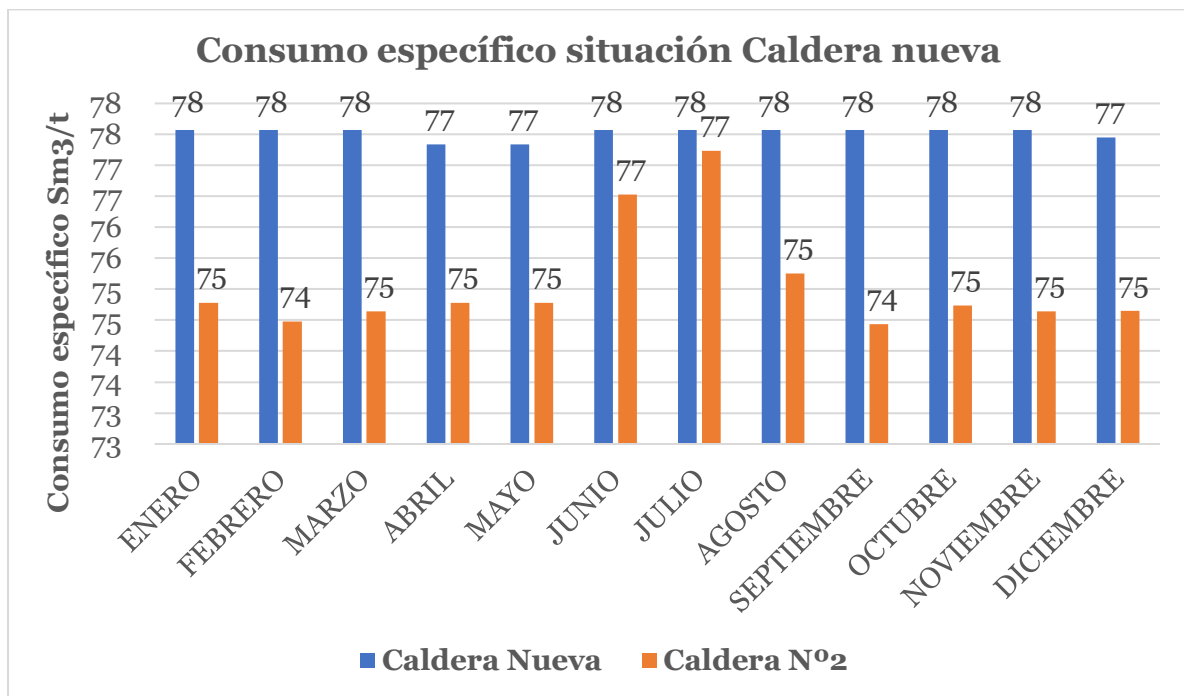


Figura 39: Consumo específico de la combinación de caldera nueva y caldera N^o2

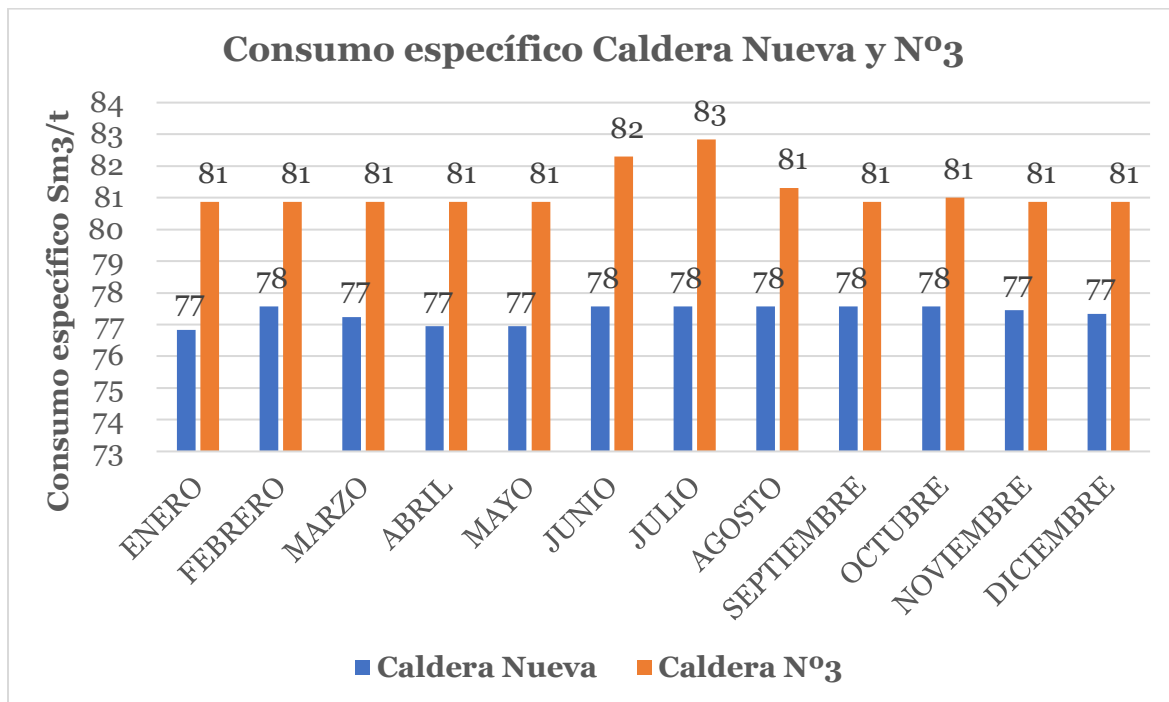


Figura 40: Consumo específico de caldera Nueva y N°3

Lo anterior genera que 2 situaciones en donde se mejora el específico. En el caso de la combinación N°1 (Caldera Nueva y Caldera N°2) es la que evidencia la combinación más beneficiosa para Cordillera. (ver Tabla 27)

Tabla 27: Consumos específicos generales para cada una de las MEE

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Base	87	81	83	80	88	84	85	76	76	83	79	84
MEE1	78	79	78	78	78	80	81	81	78	78	78	78
MEE2.1	75	75	75	75	75	77	77	76	75	75	75	75
MEE2.2	80	80	80	80	80	81	82	81	80	80	80	80

En consecuencia, estas tres alternativas se determinarán como situación realista, situación optimista y situación pesimista (MEE1, MEE2.1 y MEE 2.2 respectivamente). Por lo tanto, como beneficio no se contabilizarán las utilidades que tiene Papeles Cordillera por concepto de venta de vapor. Esto debido a que el beneficio que se obtiene por las medidas de eficiencia energéticas planteadas es por un ahorro de combustible.

El análisis de sensibilidad en este caso es realizado en función de las alternativas recién expresadas y una variación (aumento o disminución) del costo unitario del gas natural.

5.3. Análisis Económico de las Medidas de Eficiencia Energética

Los indicadores económicos que se calculan en el presente estudio son VAN, TIR y PRI, ya que mediante estos es posible determinar si el proyecto presentado es rentable y si la inversión y proyecto se ajusta a los requerimientos de la empresa (retorno de inversión en periodo menor o igual a 2 años).

5.3.1. Indicadores económicos

El Valor Actual Neto o VAN es un indicador que representa la rentabilidad absoluta neta que proporciona un proyecto de inversión, es decir, mide el incremento de valor que proporciona a los inversionistas en términos absolutos una vez descontada la inversión inicial. En otras palabras, es la diferencia entre el dinero que entra a la empresa y la cantidad que se invierte en un mismo producto o proyecto que puede dar beneficios a la empresa.

Una de las principales ventajas es que se comparan los flujos de caja netos en la actualidad; es capaz de reducir a un valor las cantidades de dinero generadas o que se van aportando.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (22)$$

Donde,

- V_t : Flujos de caja en cada periodo
- I_0 : Inversión inicial
- n : Número de periodos considerados (10 años)
- k : Tipo o tasa de interés (12%)

Por otro lado, la tasa interna de retorno o TIR de una inversión es la tasa de interés con la cual el valor actual neto equivale a 0. Estos valores son calculados a partir del flujo de caja del proyecto. Al igual que el VAN, es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, en donde se lee que, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

La TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, que será el coste de oportunidad de la inversión (si no hay riesgo en la inversión, el coste de oportunidad usado es, por ejemplo, los tipos de interés para una cuenta de ahorro o depósito a plazo). Por lo tanto, si la TIR supera a esta tasa de interés, el proyecto se puede aprobar.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (23)$$

Finalmente, el indicador que representa el tiempo mínimo en el cual se recuperará la inversión realizada es el PRI o Periodo de Retorno de la Inversión. Puede que se considere uno de los indicadores que más llama la atención a los inversionistas.

$$PRI = a + \frac{(I_0 - c)}{d} \quad (24)$$

Donde,

- a : Año inmediatamente anterior en el que se recupera la inversión
 I₀ : Inversión Inicial
 c : Flujo de caja acumulado en el año inmediatamente anterior en el que se recupera la inversión
 d : Valor presente del flujo de caja del año en el que se recupera la inversión

5.3.2. Inversión inicial

Como se mencionó, la cotización del equipo de generación de calor, marca Babcock & Wilcox, contempla los equipos y suplementos básicos para la instalación de la caldera. Sin embargo, no cuenta con gastos de envío, impuestos, traslado, personal para la instalación, seguros, productos lubricantes, entre otros gastos administrativos.

Tabla 28: Cotización de caldera

Equipo	Precio \$US
Caldera FM10-79 Babcock & Wilcox	\$1.230.910
Precalentador de aire de combustión	\$31.650

Estos gastos, se obtienen de un proyecto de similares características dentro de CMPC, obteniéndose los siguientes porcentajes en función del valor del equipo:

Tabla 29: Gastos no incluidos en compra de equipo generador de calor

Ítem	Gastos Proyecto similar %	Monto \$US
Transporte	8,5	\$104.627
Ingeniería de detalle	7,6	\$93.549
Montaje	30	\$369.273
Imprevistos y seguros	10	\$123.091

5.3.3. Beneficios de las Medidas de Eficiencia energética

Cada medida de eficiencia energética está ligada a un ahorro del consumo de combustible. Este ahorro depende tanto del precio del combustible como de la cantidad ahorrada por efectos del aumento de eficiencia energética

A continuación, se presentan las variaciones del precio unitario del gas natural utilizado en la combustión de las calderas durante el periodo de la LBE:

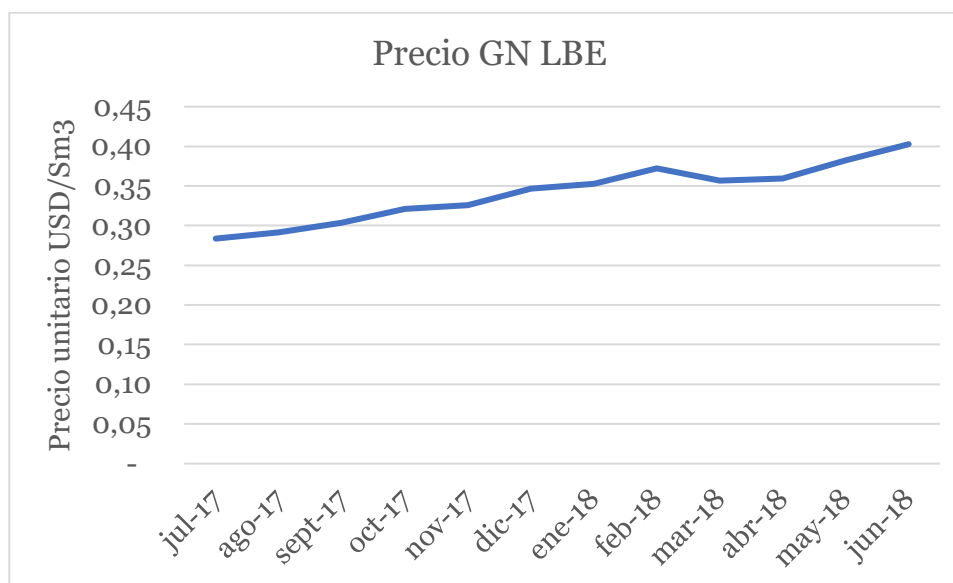


Figura 41: Comportamiento del precio del gas natural durante el periodo de la LBE

Por lo tanto, se fija un valor promedio del gas natural de 0,35 USD/Sm³. Con este valor, los beneficios por ahorro de combustible son:

Tabla 30: Ahorros esperados según escenarios optimista, realista y pesimista.⁵⁰

Escenarios	Consumo Sm ³	Ahorro Sm ³	Ahorro USD
LBE	46.997.808	-	-
Realista	45.278.376	1.719.432	601.801
Optimista	42.985.800	4.012.008	1.404.203
Pesimista	45.851.500	1.146.288	401.201

Cabe destacar que el proyecto presentado no genera cambios en los costos de operación y mantenimiento (excepto en el caso que se contraten servicios especiales con Babcock & Wilcox). En consecuencia, los ahorros por concepto de mantenimiento o en operación no son influyentes en la evaluación económica realizada.

5.3.4. Evaluación económica

En el proyecto evaluado en el caso realista, que habla de mejorar el consumo específico de combustible en un 4% (de 82 a 79 Sm³/t), se desarrolla un flujo de cajas a 8 años con una tasa de descuento del 12%, obteniéndose:

⁵⁰ Estos ahorros fueron obtenidos a partir de los consumos específicos obtenidos en la Tabla 27. Variando los porcentajes de carga de cada caldera y en consecuencia el consumo de gas a partir de sus curvas de combustión.

Tabla 31: Evaluación económica en caso realista

VAN (\$US)	\$1.036.429,58
TIR (%)	26
PRI (Años)	3,98

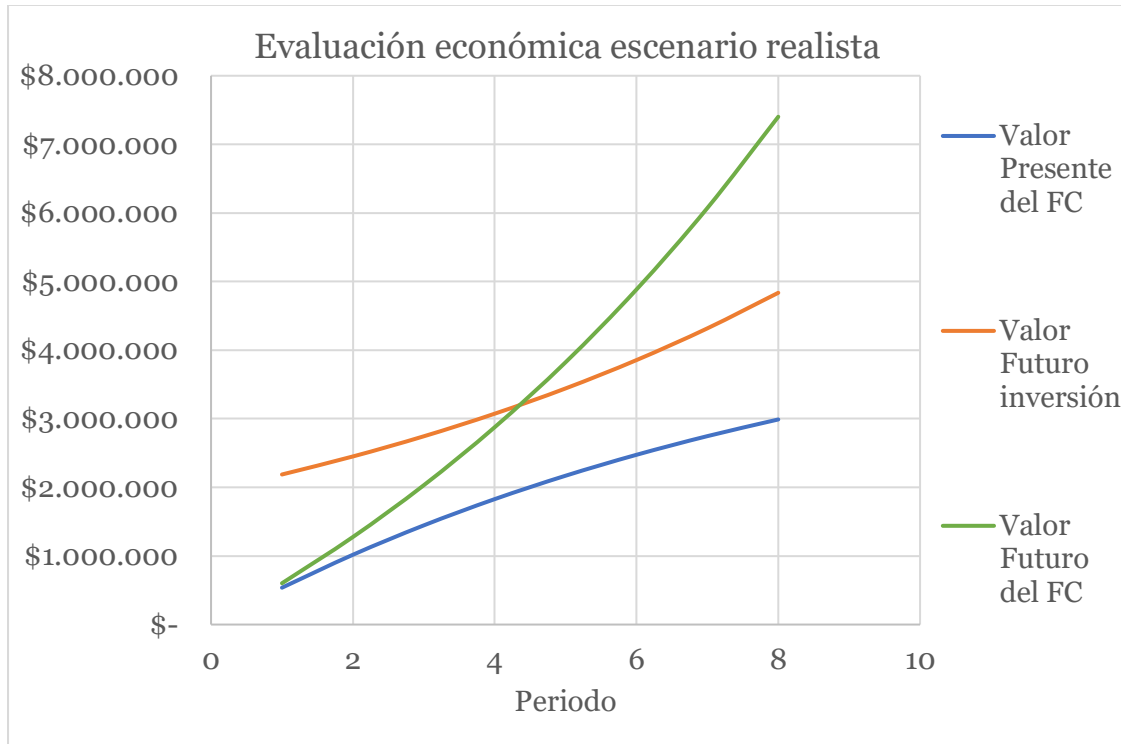


Figura 42: Evaluación económica en escenario realista

De la Tabla 31 se desprende que el proyecto no satisface el requisito impuesto por Cordillera de obtener un PRI menor o igual a 2 años. Esto a pesar de ser un proyecto factible económicamente.

Continuando con el análisis, el caso optimista refleja que al mejorar el consumo específico 9 % con respecto al de la LBE propuesta (de 82 a 75 Sm³/t), el flujo de cajas obtenido para un periodo de 8 años de evaluación y la misma tasa de descuento, se obtiene:

Tabla 32: Evaluación económica para escenario optimista

VAN (\$US)	\$5.022.473,66
TIR (%)	71
PRI (Años)	2,59

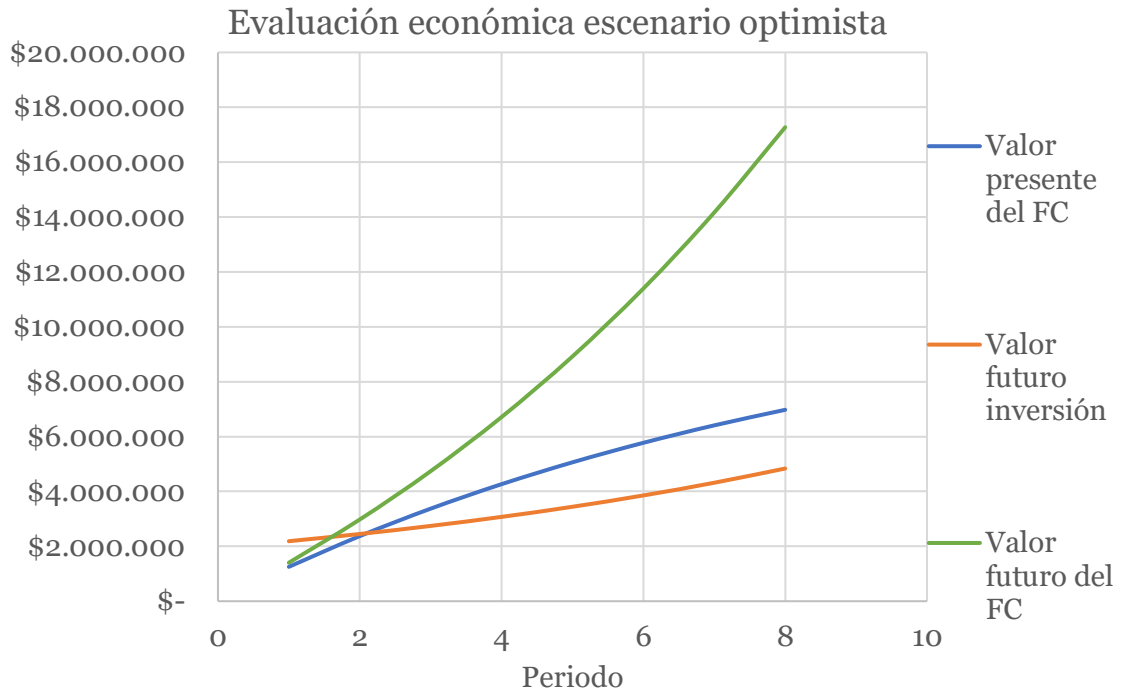


Figura 43: Evaluación económica en escenario optimista

Finalmente, al realizar el mismo análisis con el caso pesimista, disminuyendo en un 2% el consumo específico de gas natural por tonelada de vapor generado, el flujo de cajas para el mismo periodo de evaluación y la misma tasa de descuento se obtiene:

Tabla 33: Evaluación económica para escenario pesimista

VAN (\$US)	\$39.921,04
TIR (%)	13
PRI (Años)	5,11

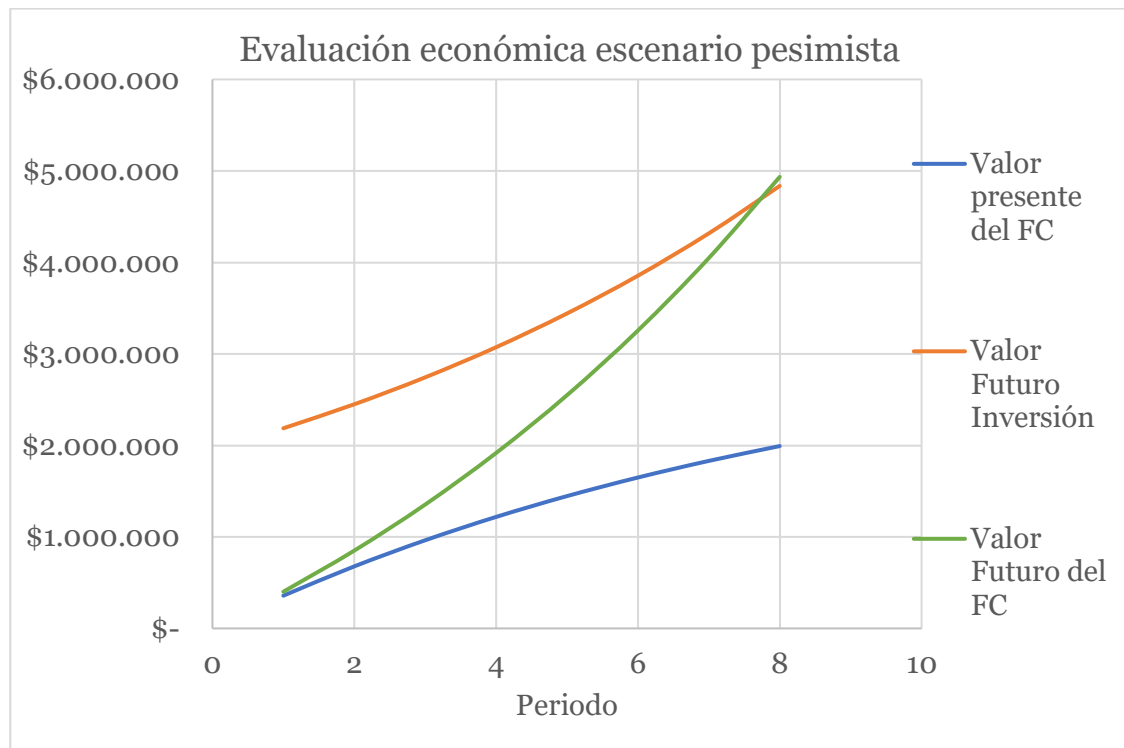


Figura 44: Evaluación económica en escenario pesimista

De la Tabla 32 y 32 se desprende que el proyecto no satisface el requisito impuesto por Cordillera de obtener un PRI menor o igual a 2 años. Esto a pesar de ser proyectos factibles económicamente.

Para finalizar el análisis, al variar el costo del combustible al mayor costo presupuestado para el 2019 (0,4USD/Sm³), se tiene para el caso optimista lo siguiente:

Tabla 34: Evaluación económica para caso optimista con variación en el costo del gas natural

VAN (\$US)	\$6.018.982
TIR (%)	81
PRI (Años)	2,59

Por lo tanto, el proyecto es factible económicamente, aumentando su VAN, pero, continúa sin cumplir los criterios establecidos por Cordillera de tener un periodo de retorno de la inversión de igual o menor a 2 años.

Tabla 35: Tabla comparativa con Casos en estudio.

Casos	VAN \$	TIR %	PRI años
Optimista	5.022.473	71	2,59
Realista	1.036.429	26	3,98
Pesimista	39.921	13	5,11

6. Conclusiones

Según lo expuesto a lo largo del desarrollo de esta auditoría, la información recabada y el análisis efectuado se puede concluir que:

La metodología de trabajo utilizada se fundamenta en lo sugerido por el pack de la norma ISO 50.00x, que entrega los lineamientos para la implementación de un sistema de gestión de la energía o SGen. Lo anterior busca, principalmente, encontrar medidas de eficiencia energética que no requieran grandes inversiones, estandarizando procesos e instructivos que sigan la ruta de la eficiencia energética.

Para poder corroborar el estado de la Planta de Papeles Cordillera S.A se reconoce el perfil de demanda, estableciendo que no es evidente una estacionalidad en la producción; que depende mayoritariamente de la familia del papel que se está fabricando y el gramaje que este posee. El perfil de demanda se establece para en la LBE construida en el periodo comprendido desde junio del 2017 hasta julio del 2018 (12 meses).

La matriz energética de Papeles Cordillera S.A. está compuesta por la energía eléctrica que suministra la Planta de Cogeneración mediante su turbina a gas (hasta diciembre de 2018, que detuvo sus procesos por un overhaul), además de la cantidad de gas que consume la misma turbina y las 3 calderas de Planta térmica y el agua que está entrando desde el canal Eyzaguirre.

Por otro lado, enfocándose a nivel de los sistemas energéticamente relevantes en las plantas dentro de Papeles Cordillera, se encuentra la Máquina Papelera N°20 que consume energía eléctrica y vapor. No obstante, esta instalación se deja fuera del alcance del estudio por su envergadura. Para el caso de Planta térmica, se encuentran las dos calderas a gas de 60 y 68 ton/h de capacidad y una caldera de apoyo a petróleo de 55 ton/h, además de equipos de tratamiento de agua y un sistema de aire comprimido con 6 compresores de 250 kW cada uno. Finalmente, se encuentra la Planta de Efluente que consume energía eléctrica para el funcionamiento de sus bombas, motores, pero principalmente para abastecer a los sopladores que mantienen operativo el tratamiento secundario de la planta.

Con respecto a los resultados detectados en los SER escogidos, estas instalaciones efectivamente tienen sistemas que aumentan eficiencia global. Sin embargo, debido a su antigüedad no logra ubicarse en los puntos de máxima eficiencia. A pesar de lo anterior, el nivel de control en línea que posee Papeles Cordillera se encuentra en un buen nivel en comparación otras filiales. Esto se refleja en la gran cantidad de variables (presión, temperatura, carga, consumo, eficiencia, producción, entre otras) que se pueden recopilar desde PI Data Link o SAP.

No obstante, la selección de los SER fue afectado por el tiempo disponible y los recursos humanos necesarios para realizar la auditoria de eficiencia energética dentro de la fábrica. Por esta razón se recomienda a Papeles Cordillera realizar un estudio de características similares a las que se realizó en las calderas para la sala de compresores,

más aún para la MP20, debido a que esta instalación se queda con el 86,98% del consumo eléctrico y el 69,66% de todo el consumo de vapor de Cordillera.

Con respecto a la evaluación del desempeño de las calderas, se establece que las 2 calderas que presentaron consumos durante la LBE, lo hicieron con una combinación ineficiente (inferior al 70% de rendimiento), solo asegurando la entrega del energético. Esta evaluación considera la aplicación del método indirecto o de pérdidas y el método directo que se realiza en función de las entalpías del vapor. Los inconvenientes del primer método, recae en el punto donde se decida realizar la toma de muestra y la duración de este. El equipo utilizado (TESTO 350) debe estabilizarse previo a la impresión del informe. Además, dependiendo de la carga, del aire de ingreso y de la cantidad de combustible variarán considerablemente los resultados entregados por el equipo. Por lo tanto, como criterio es necesario llevar la caldera a la menor presencia de oxígeno en la combustión (entre 3% y 5%) fijándose también que el CO esté lo más bajo posible (menor a 40 ppm). Cumpliendo esto, la caldera estará en un punto representativo y eficiente y se puede proceder a tomar la medición. Por otro lado, para el segundo método es necesario tener flujómetros de combustible y de vapor en línea o en su defecto, algún equipo de medición portátil. El valor de la eficiencia por este método es sensible al valor del PCI o PCS utilizado. Por lo tanto, es necesario considerar un análisis de laboratorio entregado por el proveedor de combustible para conocer los componentes de este (metano, propano, etc) junto a su poder calorífico.

Este análisis sobre las pérdidas de calor muestra el potencial de ahorro tanto en energía como en combustible presente en un sistema de generación de calor antiguo. Por lo tanto, la reducción de costos operacionales y de energía deben ser considerados en las políticas y estrategias de las empresas para liderar los mercados competitivos (a nivel nacional e internacional) que existen en el campo energético.

La incorporación de un eficiente control dinámico de las calderas lleva a un aumento en la eficiencia global de la planta en hasta un 11%, lo que equivaldría reducir 1.900.000 Sm³ de gas natural, valorizado en aproximadamente USD\$760.000 en el mejor de los casos. Sin embargo, este valor se reduciría si los cortes de hoja son recurrentes ya que se tendría que ventear vapor al ambiente para mantener una presión adecuada en el sistema de distribución, también se vería una reducción si bajan los estándares en los cuales se encuentra el agua de alimentación de las calderas. En consecuencia, es necesario establecer una operación estándar para que todos los operadores de caldera utilicen el modelo de optimización generado a partir de las curvas de las calderas para la operación eficiente de ambas, manteniendo el buen control de la planta de agua de alimentación que existe.

Junto a la operación dinámica eficiente de las calderas, se recomienda la adquisición de una nueva caldera marca Babcock & Wilcox, modelo FM10-79 de 30 ton/h, 25 bar y 200°C; estimando su puesta en servicio y costo de compra absoluto en USD\$1.953.100. Esto con el objetivo de mantener las calderas funcionando siempre sobre un 70% de carga y acercarse así al punto de máxima eficiencia. La evaluación de esta medida considera la actualización del P&ID del sistema de distribución de vapor en

Papeles Cordillera y la evaluación económica, teniendo en cuenta el aumento en el desempeño energético de Planta térmica. Con esto se pretende dar de baja a la caldera N°1 debido a los problemas en sus componentes (tubos de sobrecalentado rotos, sistemas corroídos, pitting en piping, etc.) que fueron revelados al realizarle una auditoria.

La evaluación técnica económica de la medida se sitúa en 3 escenarios diferentes: escenario pesimista caldera nueva y caldera N°3 en operación no eficiente, escenario realista con caldera nueva y caldera N°3 en operación eficiente y escenario optimista con caldera nueva y caldera N°2 en operación eficiente. Estos escenarios reflejaron ahorros que se encuentran entre 1.146.288 y 4.012.008 Sm³ valorizado entre USD\$401.201 y USD\$1.404.203 respectivamente. Estos valores en los ingresos generan indicadores que, para el caso del VAN, están entre \$USD39.921 y USD\$5.022.473, con una TIR que varía entre un 13% hasta un 71%. Junto a lo anterior, el periodo de retorno de inversión para el mejor caso es de 2 años 7 meses y 2 días.

A pesar de que la evaluación económica arroja que el proyecto es factible económicamente, este no cumple con los criterios entregados por Papeles Cordillera que requieren un periodo de inversión menor o igual a 2 años.

No obstante, con los resultados expuestos, se concluye la auditoria de eficiencia energética cumpliendo con los objetivos planteados en un comienzo y se entrega como recomendación implementar un sistema de gestión de la energía en base a la norma ISO 50.001, agregándose a los sistemas de gestión de calidad y seguridad ya existentes en la fábrica, además de comenzar un periodo de calibración de los equipos de medición junto a la recomendación entregada anteriormente con respecto a la realización de un estudio de similares características para las zonas excluidas de este trabajo.

A pesar de que la evaluación económica arroja que el proyecto es factible económicamente, este no cumple con los criterios entregados por Papeles Cordillera que requieren un periodo de inversión menor o igual a 2 años.

No obstante, con los resultados expuestos, se concluye la auditoria de eficiencia energética cumpliendo con los objetivos planteados en un comienzo y se entrega como recomendación implementar un sistema de gestión de la energía en base a la norma ISO 50.001, agregándose a los sistemas de gestión de calidad y seguridad ya existentes en la fábrica, además de comenzar un periodo de calibración de los equipos de medición junto a la recomendación entregada anteriormente con respecto a la realización de un estudio de similares características para las zonas excluidas de este trabajo.

7. Bibliografía

- [1] AChEE . (2018). *Guía de implementación de Sistemas de gestión de la Energía basados en ISO 50.001*. Santiago: Agencia de Sostenibilidad Energética.
- [2] AChEE. (s.f.). *Guía para la calificación de consultores en Eficiencia Energética*. Obtenido de Agencia Chilena de Eficiencia Energética: https://salvadorcobo.files.wordpress.com/2011/03/leccion_gc_combustion.pdf
- [3] Agencia Chilena de Eficiencia Energética. (2014). *Guías metodológicas de Auditorías Energéticas*. Santiago : Energúas.
- [4] Babcock & Wilcox Industries Ltd. (17 de abril de 2013). *Museum of Applied Arts & Sciences*. Obtenido de <https://collection.maas.museum/object/372872>
- [5] Blanco, J. M., & Peña, F. (2006). Obtención del Valor Real de las Pérdidas de Difícil Evaluación, Aplicables al Cálculo del Rendimiento de Calderas. *Información Tecnológica*, 17(3), 123-128. doi:https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642006000300018
- [6] Efizity. (2017). *Informe final. Análisis de Brechas y Plan de Acción para Implementación de Sistema de Gestión de Energía Basado en Norma "ISO 50.001:2011 - Sistema de Gestión de la Energía"*. Santiago de Chile: Efizity.
- [7] Empresa Eficiente. (s.f.). *Generación de Vapor*. Obtenido de Naturgy: <https://www.empresaeiciente.com/generacion-de-vapor/>
- [8] Falótico, M. A. (Mayo de 2018). *researchgate*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/325107652_Centrales_Termoelectricas_de_Biomasa
- [9] Gonzalez, J. S. (28 de Enero de 2016). *Salva Energy*. Obtenido de <http://www.salvaenergy.com/calculo-rendimiento-caldera-de-gas-natural/>
- [10] Instituto Nacional de Normalización. (2014). *ISO 50.002. Auditorías energéticas. Requisitos con orientación para su uso*. Santiago: INN.
- [11] Instituto Nacional de Normalización. (2015). *ISO 50.006. Sistemas de Gestión de la Energía. Medición del desempeño energético utilizando Líneas Base de Energía (LBE) e Indicadores de Desempeño energético (IDE). Principios generales y orientación*. Santiago de Chile: INN.
- [12] International Organization for Standardization. (2011). *ISO 50.001. Sistemas de gestión de la energía. Requisitos con orientación para su uso*. (T. M. Group, Trad.) Ginebra: ISO.

- [13] Julio Fco. San José Alonso. (Mayo de 2014). *Instalaciones industriales: Generadores*. Obtenido de https://alojamientos.uva.es/guia_docente/uploads/2013/455/42641/1/Documento20.pdf
- [14] Papeles Cordillera S.A. (2017). *Manual Sistema Integrado de Gestión*. Santiago de Chile: Papeles Cordillera S.A.
- [15] Pedro G. Vicente Quiles. (s.f.). *Combustión*. Obtenido de Universidad Miguel Hernández: https://salvadorcobo.files.wordpress.com/2011/03/leccion_gc_combustion.pdf
- [16] POSADA, L. M. (Julio de 2017). *Evaluación de la eficiencia de generadores de vapor – Estudio de caso: ECOPETROL S.A.* Obtenido de Universidad Tecnológica de Pereira: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/8256/62118L864.pdf?sequence=1>
- [17] Real Academia Española. (2019). *Real Academia Española*. Obtenido de <http://www.rae.es/consultas-linguisticas/departamento-de-espanol-al-dia>
- [18] Thermal Engineering Ltda. (s.f.). *Análisis de la eficiencia en calderas*. Obtenido de http://www.thermal.cl/docs/articulos_tecnicos/articulo___eficiencia_en_calderas.pdf

8. Anexos

Anexo A. Diagnóstico entregado por analizador de humos TESTO 350.

testo 350 Box #3 VI. 18 61093043/E		testo 350 Box #3 VI. 18 61093043/E	
50y		50y	
08.11.2018	09:56:15	08.11.2018	09:49:59
Situación: CC3 CARPETA		Situación: CC3 CARPETA	
Combustible	Gas Nat.	Combustible	Gas Nat.
O2ref.	3.0 %	O2ref.	3.0 %
CO2Máx.	11.9 %	CO2Máx.	11.9 %
PdC	Quemador	PdC	Quemador
11.60 %	O2	20.95 %	O2
0 ppm	CO	0 ppm	CO
47 ppm	NO	0 ppm	NO
0.1 ppm	NO2	0.1 ppm	NO2
47.1 ppm	NOx	0.1 ppm	NOx
0 ppm	SO2	0 ppm	SO2
27.1 °C	Temp. Amb.	24.0 °C	Temp. Amb.
307.3 °C	Temp. PDC's	25.6 °C	Temp. PDC's
22.6 %	qA	---	qA
0 ppm	H2	1 ppm	H2
3.0 %	O2ref.	3.0 %	O2ref.
11.9 %	CO2Máx.	11.9 %	CO2Máx.
47.8 °C	Pto. de rocío	---	Pto. de rocío
0.97 l/min	Caudal bom.	0.97 l/min	Caudal bom.
26.3 °C	Temp. Instr.	25.0 °C	Temp. Instr.
77.4 %	REN	---	REN
---	Capacidad ø	---	Capacidad ø
5.61 %	CO2IR	0.25 %	CO2IR
932 hPa	Pabs	933 hPa	Pabs
25.6 °C	TSensor	24.2 °C	TSensor
0 ppm	CO corregido	---	CO corregido
SPG		SPG	

Anexo B. Análisis de la combustión completa del gas natural

ANÁLISIS DE LA COMBUSTIÓN COMPLETA DEL GAS NATURAL

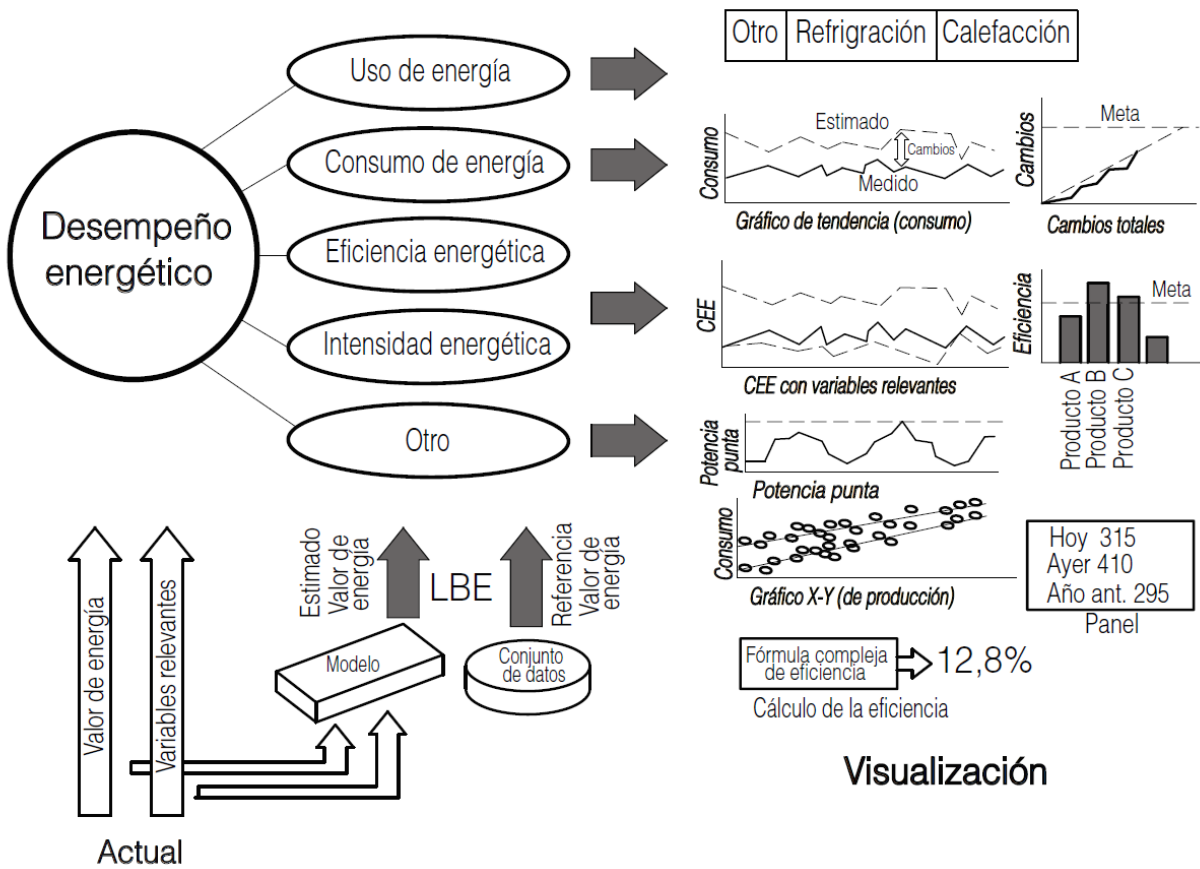
Composición % Volumen: C₁H₄=86,0; C₂H₆=7,6; C₃H₈=2,4; C₄H₁₀=1,0; N₂=3,0

n	AIRE		HUMOS SECOS		H. HÚMEDOS		(Densidad kg/m ³ N)	% Vol. HUMOS SECOS				COMPOSICIÓN HUMOS (kg/m ³ N)				
	m ³ N/m ³ N	kg/m ³ N	m ³ N/m ³ N	kg/m ³ N	m ³ N/m ³ N	kg/m ³ N		CO ₂	SO ₂	O ₂	N ₂	CO ₂	SO ₂	H ₂ O	O ₂	N ₂
1,00	10,34	13,30	9,32	12,45	11,42	14,14	1,238	12,06	0,00	0,00	87,94	2,21	0,00	1,68	0,00	10,25
1,01	10,44	13,43	9,42	12,59	11,52	14,27	1,239	11,93	0,00	0,23	87,84	2,21	0,00	1,68	0,03	10,35
1,02	10,54	13,57	9,53	12,72	11,62	14,40	1,239	11,80	0,00	0,46	87,75	2,21	0,00	1,68	0,06	10,45
1,05	10,86	13,97	9,84	13,12	11,93	14,80	1,240	11,43	0,00	1,10	87,47	2,21	0,00	1,68	0,15	10,76
1,07	11,06	14,23	10,04	13,38	12,14	15,07	1,241	11,19	0,00	1,51	87,30	2,21	0,00	1,68	0,22	10,96
1,10	11,37	14,63	10,35	13,78	12,45	15,47	1,242	10,85	0,00	2,10	87,05	2,21	0,00	1,68	0,31	11,27
1,15	11,89	15,30	10,87	14,45	12,97	16,13	1,244	10,34	0,00	3,00	86,67	2,21	0,00	1,68	0,46	11,78
1,20	12,41	15,96	11,39	15,11	13,48	16,80	1,246	9,87	0,00	3,81	86,32	2,21	0,00	1,68	0,62	12,29
1,25	12,92	16,63	11,91	15,78	14,00	17,46	1,247	9,44	0,00	4,56	86,00	2,21	0,00	1,68	0,77	12,80
1,30	13,44	17,29	12,42	16,44	14,52	18,13	1,249	9,05	0,00	5,24	85,71	2,21	0,00	1,68	0,93	13,31
1,40	14,47	18,62	13,46	17,78	15,55	19,46	1,251	8,35	0,00	6,45	85,19	2,21	0,00	1,68	1,24	14,33
1,50	15,51	19,95	14,49	19,11	16,58	20,79	1,254	7,76	0,00	7,49	84,75	2,21	0,00	1,68	1,55	15,35
1,60	16,54	21,28	15,52	20,44	17,62	22,12	1,256	7,24	0,00	8,39	84,37	2,21	0,00	1,68	1,86	16,37
1,70	17,57	22,61	16,56	21,77	18,65	23,45	1,257	6,79	0,00	9,18	84,03	2,21	0,00	1,68	2,17	17,39
1,80	18,61	23,94	17,59	23,10	19,69	24,78	1,259	6,39	0,00	9,87	83,74	2,21	0,00	1,68	2,48	18,41
2,00	20,68	26,60	19,66	25,76	21,75	27,44	1,262	5,72	0,00	11,04	83,24	2,21	0,00	1,68	3,10	20,45
2,20	22,74	29,26	21,73	28,42	23,82	30,10	1,264	5,17	0,00	11,99	82,84	2,21	0,00	1,68	3,72	22,49
2,40	24,81	31,92	23,79	31,08	25,89	32,77	1,266	4,72	0,00	12,77	82,50	2,21	0,00	1,68	4,34	24,54
2,60	26,88	34,59	25,86	33,74	27,96	35,43	1,267	4,35	0,00	13,43	82,22	2,21	0,00	1,68	4,96	26,58
2,80	28,95	37,25	27,93	36,41	30,02	38,09	1,269	4,02	0,00	13,99	81,98	2,21	0,00	1,68	5,58	28,62
3,00	31,01	39,91	30,00	39,07	32,09	40,75	1,270	3,75	0,00	14,47	81,78	2,21	0,00	1,68	6,20	30,66
3,50	36,18	46,56	35,17	45,72	37,26	47,40	1,272	3,20	0,00	15,43	81,37	2,21	0,00	1,68	7,75	35,77
4,00	41,35	53,21	40,34	52,37	42,43	54,06	1,274	2,79	0,00	16,15	81,07	2,21	0,00	1,68	9,30	40,87
5,00	51,69	66,51	50,67	65,68	52,77	67,36	1,277	2,22	0,00	17,14	80,64	2,21	0,00	1,68	12,40	51,08
8,00	82,70	106,4	81,69	105,6	83,78	107,3	1,281	1,38	0,00	18,60	80,02	2,21	0,00	1,68	21,70	81,70

Anexo C. Constantes M y N para la determinación del calor específico de los humos.

O ₂ %	GAS NATURAL		PROPANO		O ₂ %	FUELÓLEO nº1 y nº2		GASÓLEO C	
	M	N	M	N		M	N	M	N
0,00	1,108	0,0001225	1,087	0,0001208	0,00	1,053	0,0001175	1,058	0,0001183
0,50	1,104	0,0001216	1,087	0,0001200	0,50	1,053	0,0001166	1,058	0,0001175
1,00	1,104	0,0001208	1,083	0,0001191	1,00	1,053	0,0001162	1,058	0,0001166
1,50	1,099	0,0001200	1,083	0,0001183	1,50	1,053	0,0001154	1,053	0,0001162
2,00	1,099	0,0001191	1,078	0,0001179	2,00	1,049	0,0001145	1,053	0,0001154
2,50	1,095	0,0001183	1,078	0,0001170	2,50	1,049	0,0001137	1,053	0,0001145
3,00	1,095	0,0001175	1,078	0,0001162	3,00	1,049	0,0001133	1,053	0,0001137
3,50	1,091	0,0001166	1,074	0,0001154	3,50	1,049	0,0001124	1,049	0,0001129
4,00	1,091	0,0001158	1,074	0,0001145	4,00	1,045	0,0001116	1,049	0,0001120
4,50	1,087	0,0001150	1,070	0,0001137	4,50	1,045	0,0001108	1,049	0,0001116
5,00	1,087	0,0001141	1,070	0,0001129	5,00	1,045	0,0001099	1,049	0,0001108
5,50	1,083	0,0001133	1,070	0,0001120	5,50	1,045	0,0001091	1,045	0,0001099
6,00	1,083	0,0001124	1,066	0,0001112	6,00	1,041	0,0001087	1,045	0,0001091
6,50	1,078	0,0001116	1,066	0,0001104	6,50	1,041	0,0001078	1,045	0,0001083
7,00	1,078	0,0001108	1,062	0,0001095	7,00	1,041	0,0001070	1,045	0,0001074
7,50	1,074	0,0001099	1,062	0,0001087	7,50	1,041	0,0001062	1,041	0,0001066
8,00	1,074	0,0001091	1,058	0,0001078	8,00	1,037	0,0001053	1,041	0,0001058
8,50	1,070	0,0001078	1,058	0,0001070	8,50	1,037	0,0001045	1,041	0,0001049
9,00	1,070	0,0001070	1,058	0,0001058	9,00	1,037	0,0001037	1,041	0,0001041
9,50	1,066	0,0001062	1,053	0,0001049	9,50	1,037	0,0001028	1,037	0,0001032
10,00	1,062	0,0001053	1,053	0,0001041	10,00	1,032	0,0001020	1,037	0,0001024
10,50	1,062	0,0001045	1,049	0,0001032	10,50	1,032	0,0001012	1,037	0,0001020
11,00	1,058	0,0001032	1,049	0,0001024	11,00	1,032	0,0001003	1,032	0,0001007
11,50	1,058	0,0001024	1,045	0,0001016	11,50	1,032	0,0000995	1,032	0,0000999
12,00	1,053	0,0001016	1,045	0,0001003	12,00	1,032	0,0000986	1,032	0,0000991
12,50	1,053	0,0001003	1,045	0,0000995	12,50	1,028	0,0000978	1,032	0,0000982
13,00	1,049	0,0000995	1,041	0,0000986	13,00	1,028	0,0000970	1,028	0,0000974
13,50	1,049	0,0000986	1,041	0,0000978	13,50	1,028	0,0000961	1,028	0,0000966
14,00	1,045	0,0000974	1,037	0,0000970	14,00	1,024	0,0000953	1,028	0,0000957
14,50	1,041	0,0000966	1,037	0,0000957	14,50	1,024	0,0000945	1,024	0,0000949
15,00	1,041	0,0000957	1,032	0,0000949	15,00	1,024	0,0000936	1,024	0,0000941

Anexo D. Visión y seguimiento general del desempeño energético



Anexo E. Descripción proceso productivo

La máquina papelera puede generar 6 familias de papeles diferentes que a su vez tienen una gama completa de productos:

- Liner Blanco
- Liner Blanco económico
- Construcción
- Tesliner
- Liner Cordillera
- Onda

1. Preparación pasta

En función de los tipos de papel a fabricar se mezclan las diferentes materias primas de acuerdo a recetas preestablecidas, en los Pulpers (disgregadores)⁵¹, equipo del inicio de la línea de fabricación. En esta etapa se generan los primeros residuos sólidos provenientes de materiales ajenos a la materia prima (corchetes, alambres, vidrios, plásticos, metales, etc.), los cuales son inevitables debido a que gran parte de la materia prima son papeles recuperados de la ciudad.

El aceptado pasa a continuación a través de varios procesos de limpieza (depuradores ciclónicos, tamices vibratorios, coladores, etc.), a objeto de producir una suspensión fibrosa limpia de elementos ajenos a las fibras de celulosa, la que es transportada por líneas cerradas hacia la máquina papelera propiamente tal. En estos procesos se producen los primeros residuos líquidos que componen el efluente final de la instalación.

Otras aguas residuales, producto del funcionamiento de los equipos de proceso de esta etapa son: aguas de sello de bombas, aguas de enfriamiento, purgas de líneas, etc. Estas aguas son, en general, aguas limpias y son conducidas igualmente en el efluente que va a la planta de tratamiento.

⁵¹ Pulper: Tanque de acero inoxidable provisto de un rotor con aspas que permite agitar violentamente su contenido y mantiene una circulación dentro de él. La mezcla permitida se libera mediante una cámara ubicada debajo del rotor.

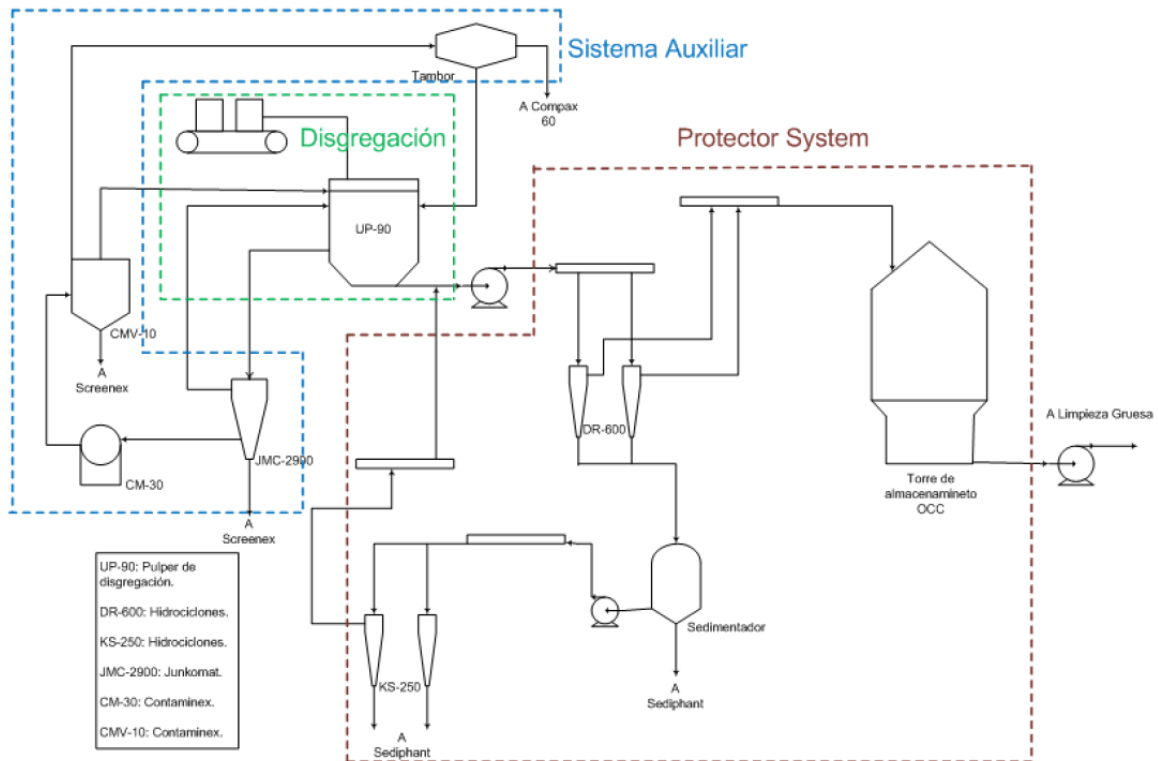


Figura 45: Diagrama de disgregación y limpieza

2. Refinación

Antes de llegar a la máquina papelera las fibras en suspensión se tratan físicamente mediante un proceso de fricción, para aumentar su desfibrilación y su capacidad de unirse entre sí; consiste en frotar las fibras entre ellas y contra unos discos metálicos. Esto hace que se rompan parcialmente y se creen una especie de pelos que son los que generarán los puentes de hidrógeno y darán al papel mayor resistencia a la tracción.

Una vez refinada la fibra se le agregan distintos productos químicos como agentes de retención, coagulantes, floculantes, almidones, colorantes etc. de acuerdo a receta.

3. Formación

En la Máquina Papelera, la suspensión fibrosa es transportada hacia la sección “Mesa de Formación” que es la primera unidad de proceso. En esta se efectúa una gran separación, por drenaje, entre el agua y las fibras de papel produciéndose el entrelazamiento (tejido) de las fibras lo cual da origen a la hoja de papel. Esta aún contiene una cantidad importante de agua que es retirada por diferentes métodos, en su paso por otras secciones de la máquina (prensas y secado), hasta llegar a un nivel aceptable por la norma técnica del producto final.

Las aguas drenadas en esta sección son conducidas mediante líneas cerradas de bombeo hacia los Pulpers de inicio del proceso.

4. Prensado

La hoja ya formada de papel pasa a la sección de Prensas Secadoras donde, por medio de succión por vacío inducido y presión física entre dorillos, eliminan parte del agua contenida en la hoja recirculándola al proceso.

Esta sección además de aportar al secado de la hoja, le otorga al papel características físicas en forma importante. Es una etapa crítica para la calidad del producto final.

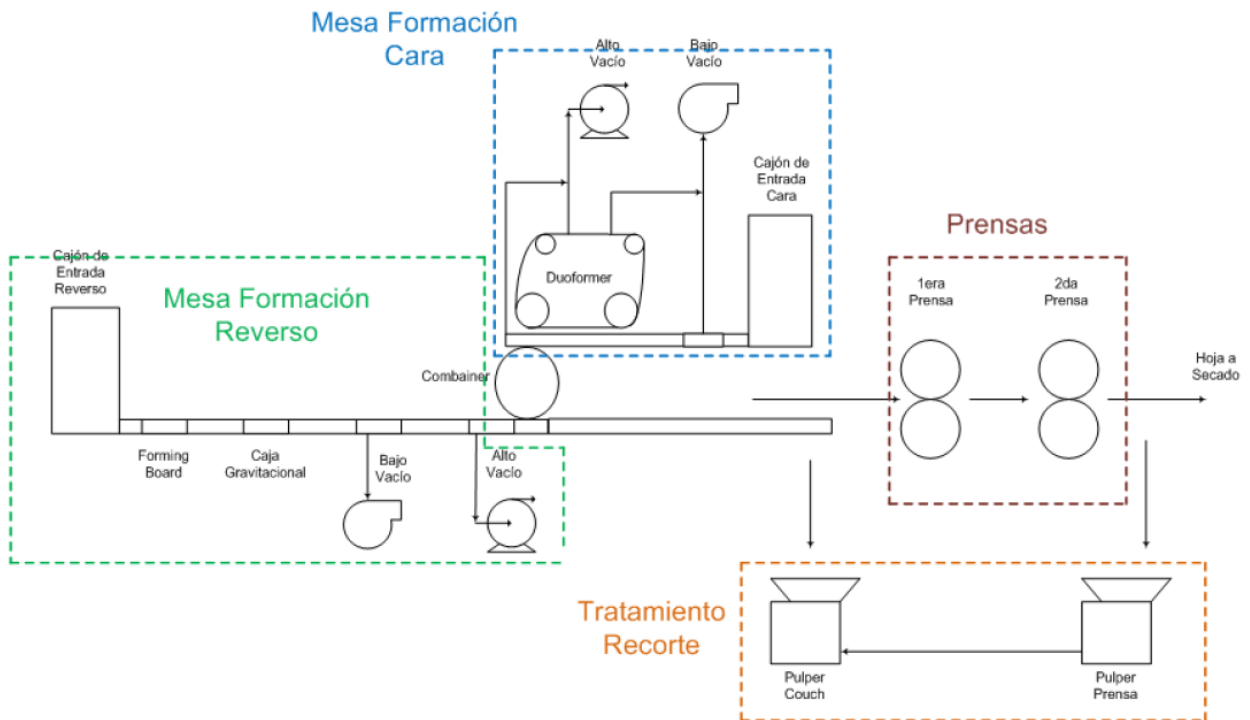


Figura 46: Esquema de etapa de formación y prensas

5. Secado

A continuación, la hoja pasa a la sección de secado, que está compuesta por una serie de baterías de cilindros secadores de gran diámetro, cuya superficie está a elevada temperatura. Los cilindros giran eléctricamente accionados, a velocidades sincronizadas a la hoja.

Esta es la sección de mayor volumen de la máquina papelera, aun cuando su configuración depende de los tipos papeles. La temperatura superficial de los cilindros es obtenida mediante vapor de agua alimentado al interior de los cilindros, a alta presión, generado por algún sistema de generación de vapor de la fábrica. El proceso de intercambio de calor se desarrolla en circuitos cerrados y el condensado producido es retornado y vuelto a usar para la generación del vapor. (Figura 47)

En el proceso de secado se produce vapor de agua, que es capturado por un sistema de aspiración y conducción, por medio de grandes ductos hacia el exterior del edificio. Dependiendo del grado tecnológico de la instalación, se recupera calor de este vapor mediante sistemas de intercambio de calor. (aerotermia en Figura 47)

Luego se pasa la hoja por la sección encolado sellando la superficie de la hoja de papel. Esta etapa consiste básicamente en una Prensa Encoladora, en donde, se aplica un baño de almidón que produce una película superficial en el papel y que es producida en una planta anexa a la máquina papelera.

A continuación, la hoja se pasa por la sección de calibración. En esta sección, se obtiene el espesor homogéneo, como así mismo la tersura (suavidad) al pasar la hoja por el equipo llamado “Lisa” o “Calandra”, que está formado por una serie de rodillos de acero dispuesto en un plano vertical.

Ya al final de la MP20, la hoja llega al “Pope” en el cual se acumula en un gran cilindro compacto denominado “Jumbo”, cuyo alto equivale al ancho de la máquina. Asociado a esta sección se encuentra un nuevo Pulper que recibe el papel que es rechazado por control de calidad, reutilizando la fibra y reincorporándola al proceso (Figura 48). Con esto se desprende que no existen desechos sólidos en el proceso de fabricación del papel en la MP-20, solo el agua contaminada que va hacia efluentes.

Finalmente, el Jumbo es procesado en el equipo “Bobinadora de Máquina”, que lo transforma en rollos con un formato que se encuentre en la programación de ventas a clientes.

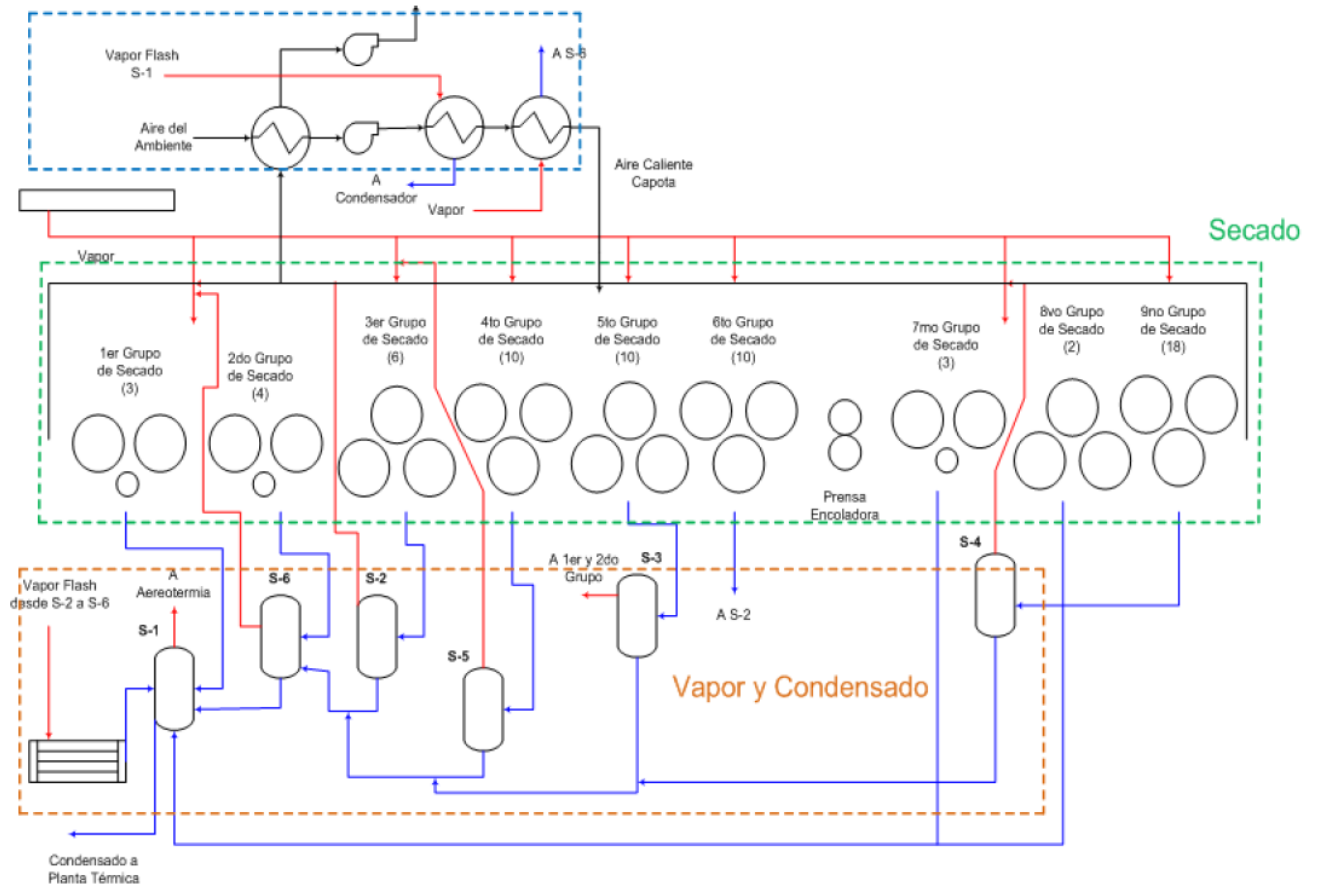


Figura 47: Esquema de Secado

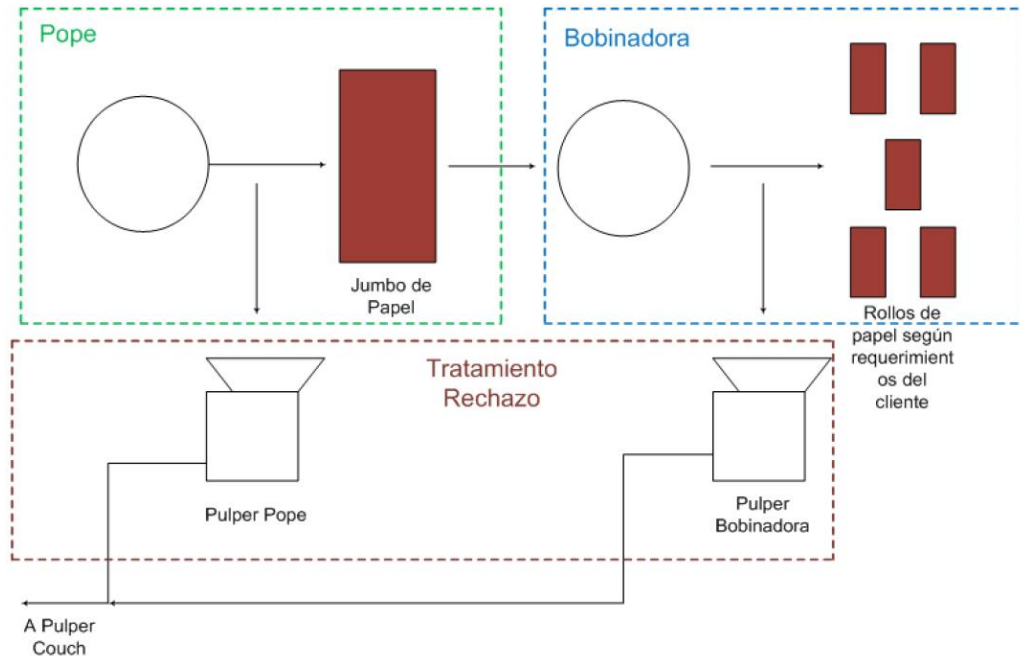
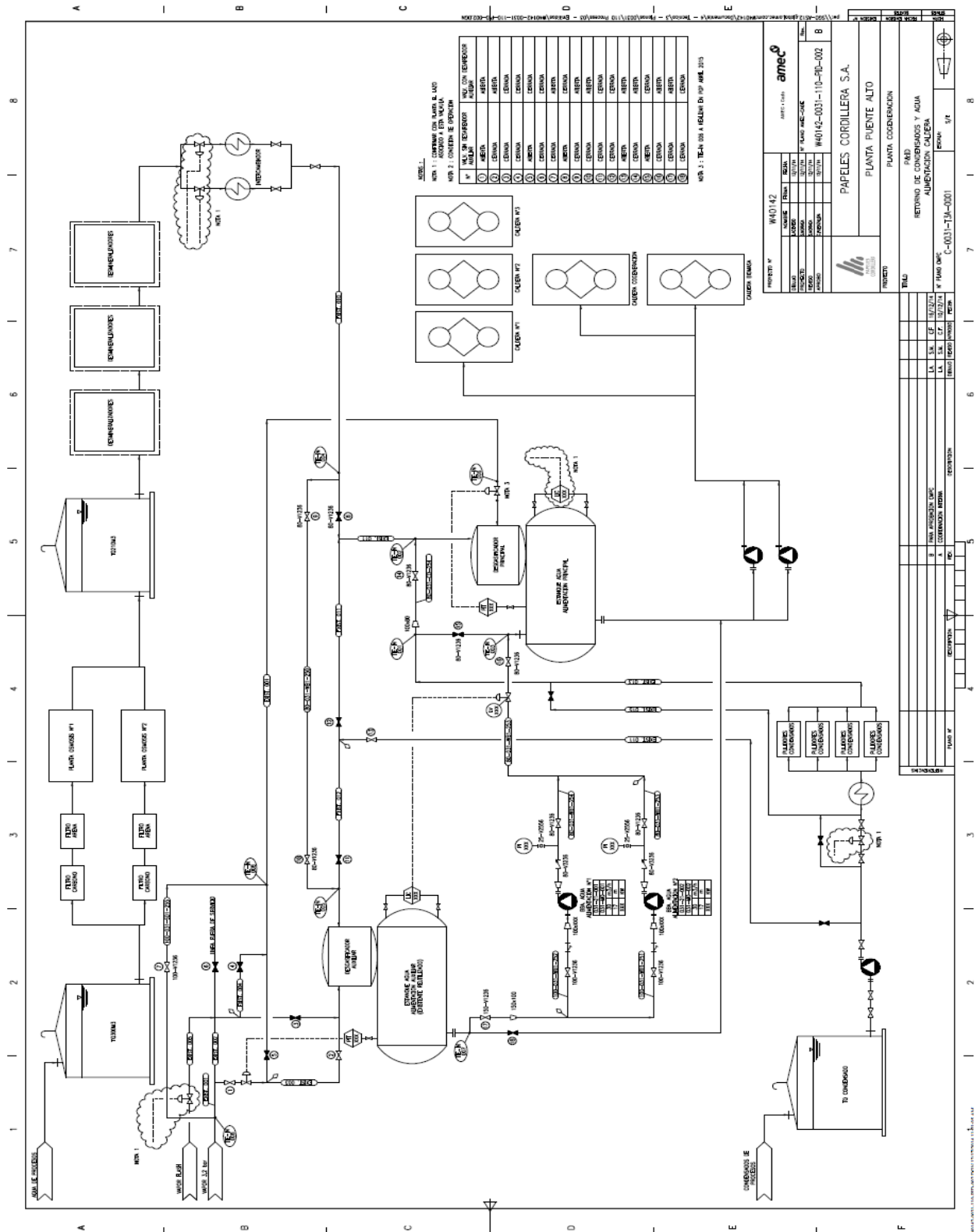


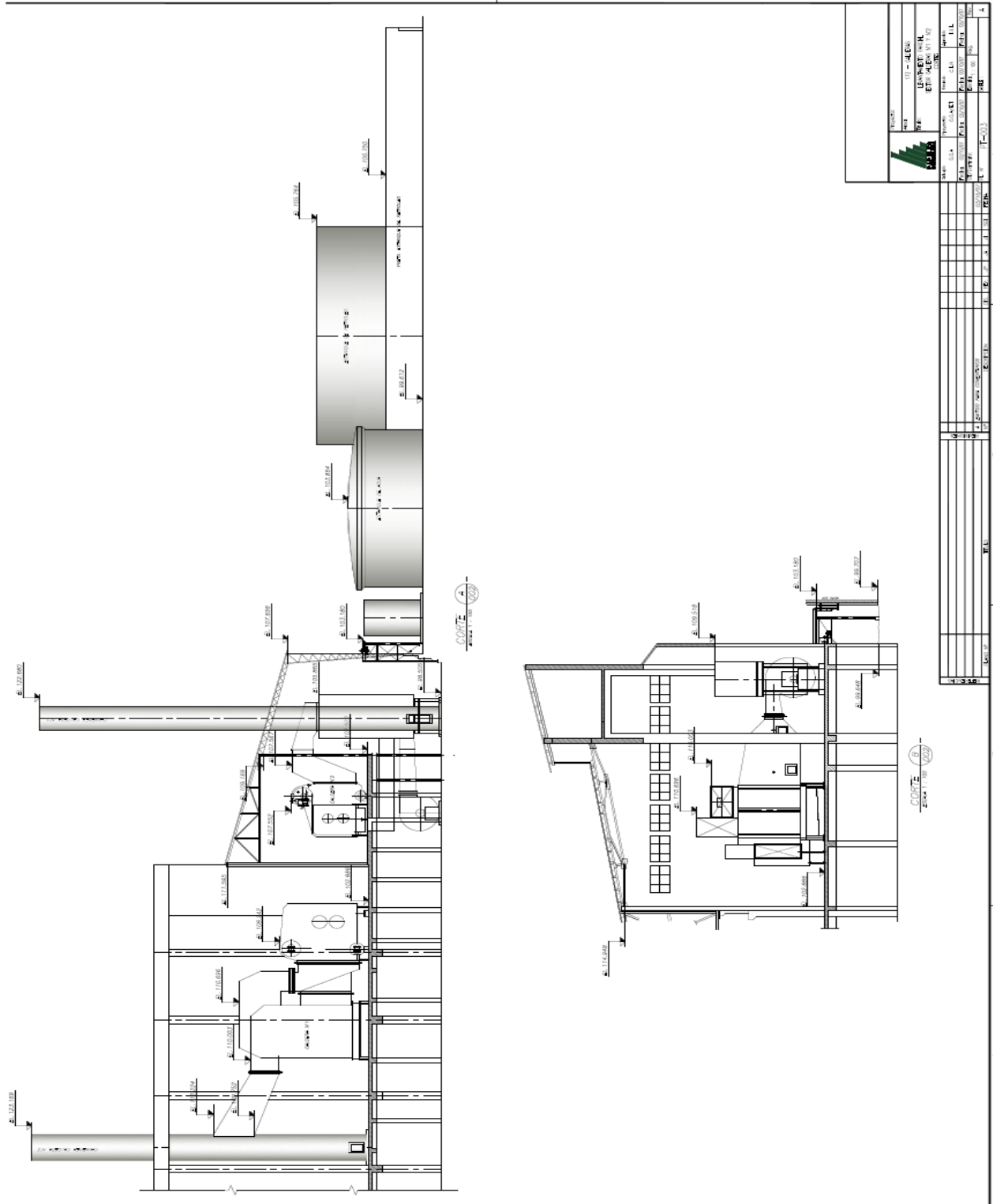
Figura 48: Esquema del acabado del papel

Anexo F. P&ID Planta tratamiento de aguas y sistema de retorno de condensados

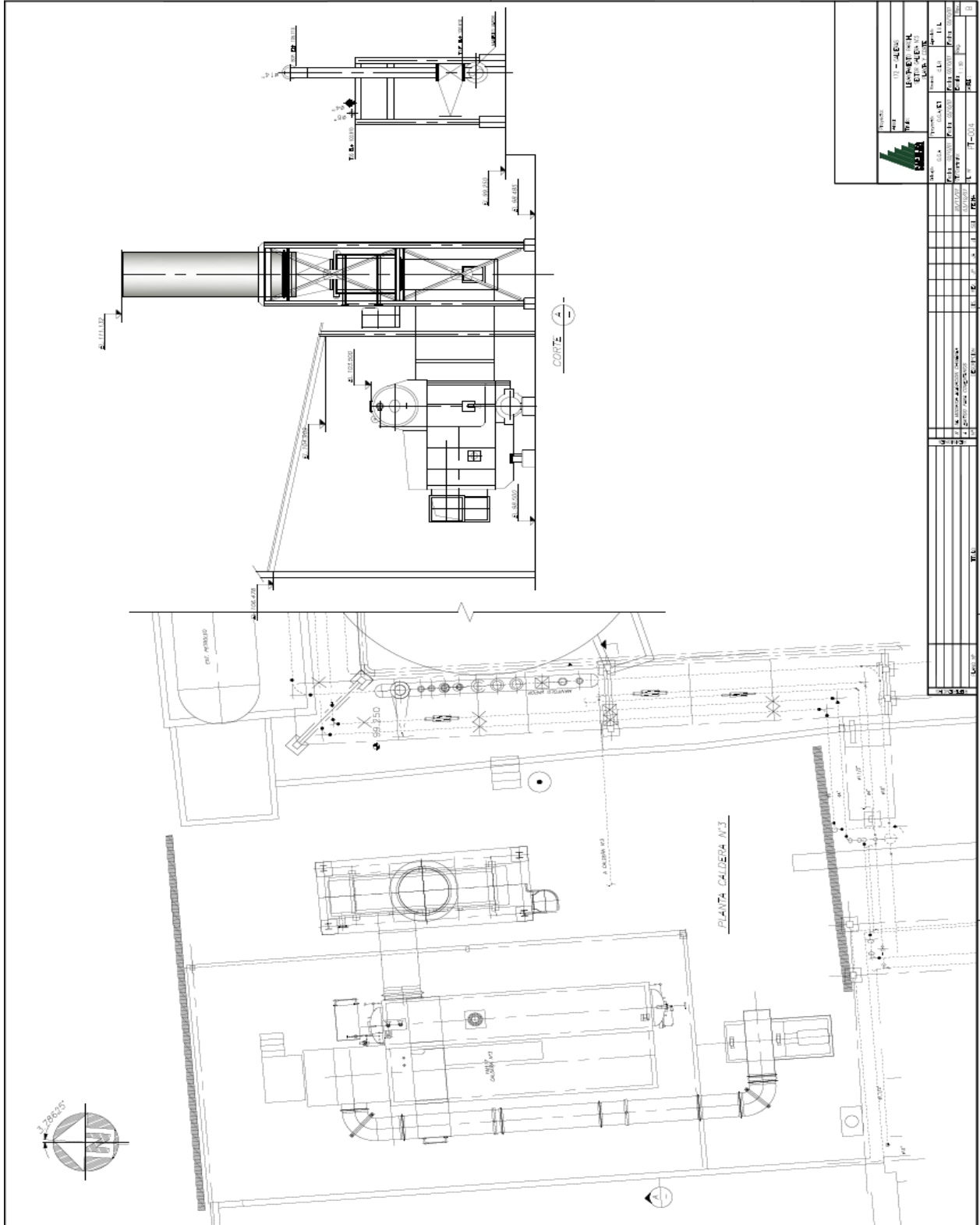


Anexo G. Calderas Planta térmica

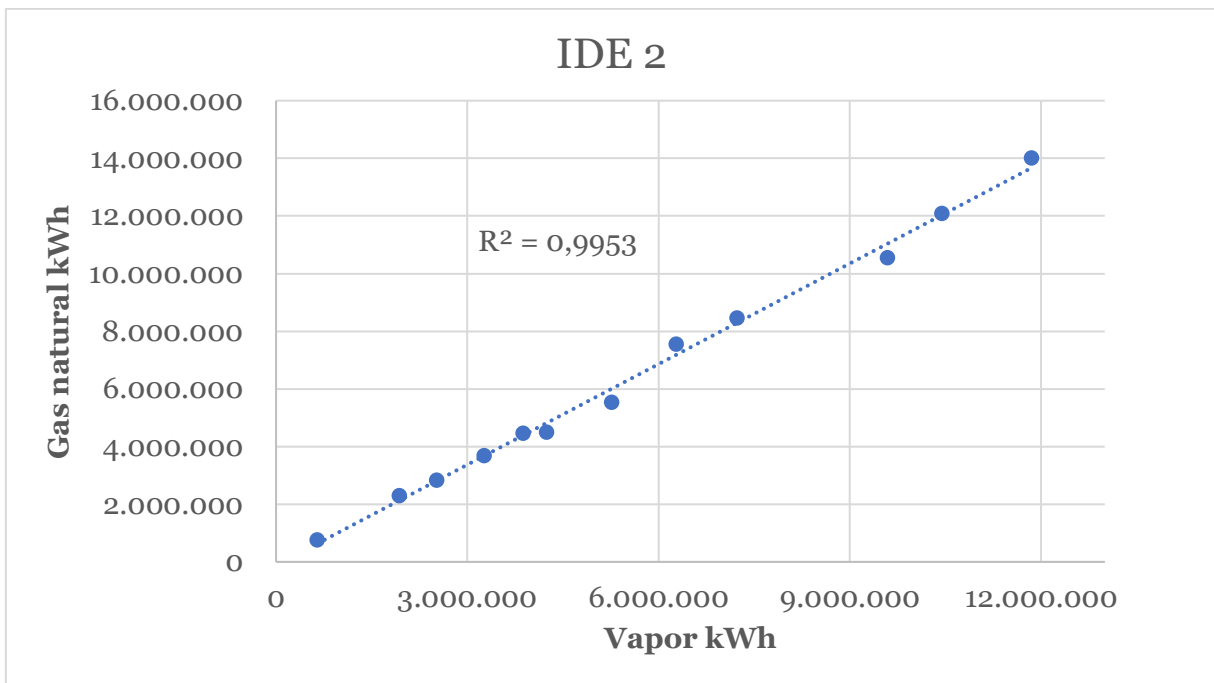
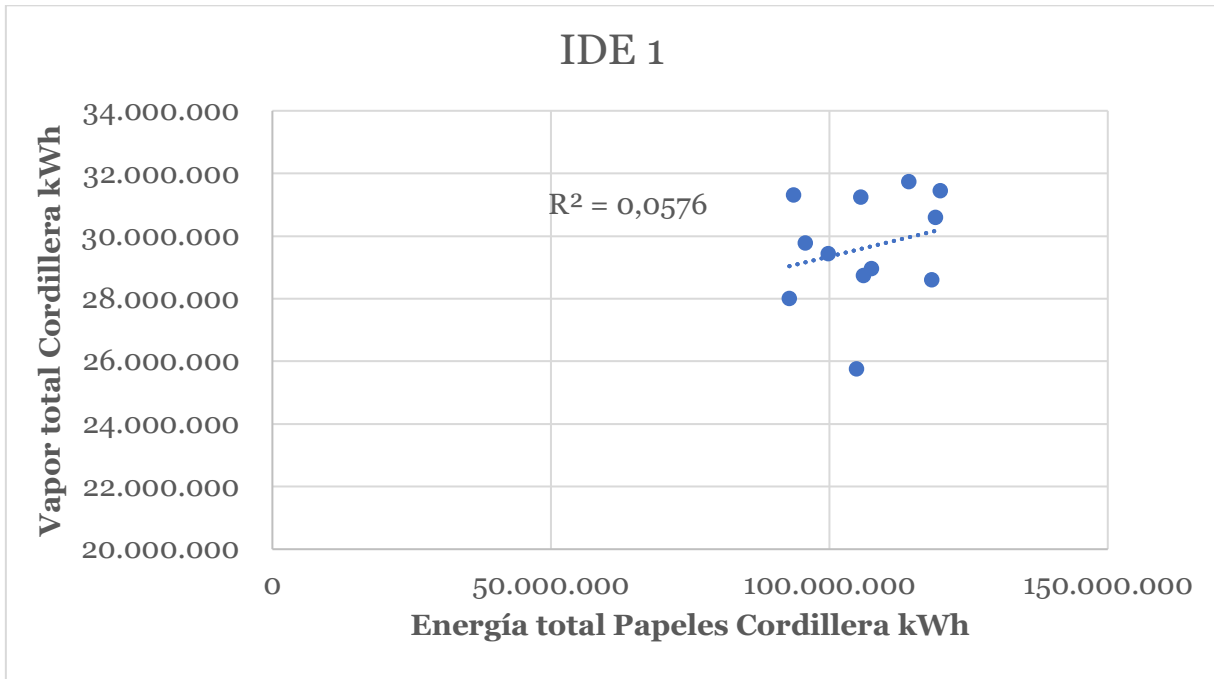
Caldera N°1 con su sistema de abatimiento de gases y Caldera N°2

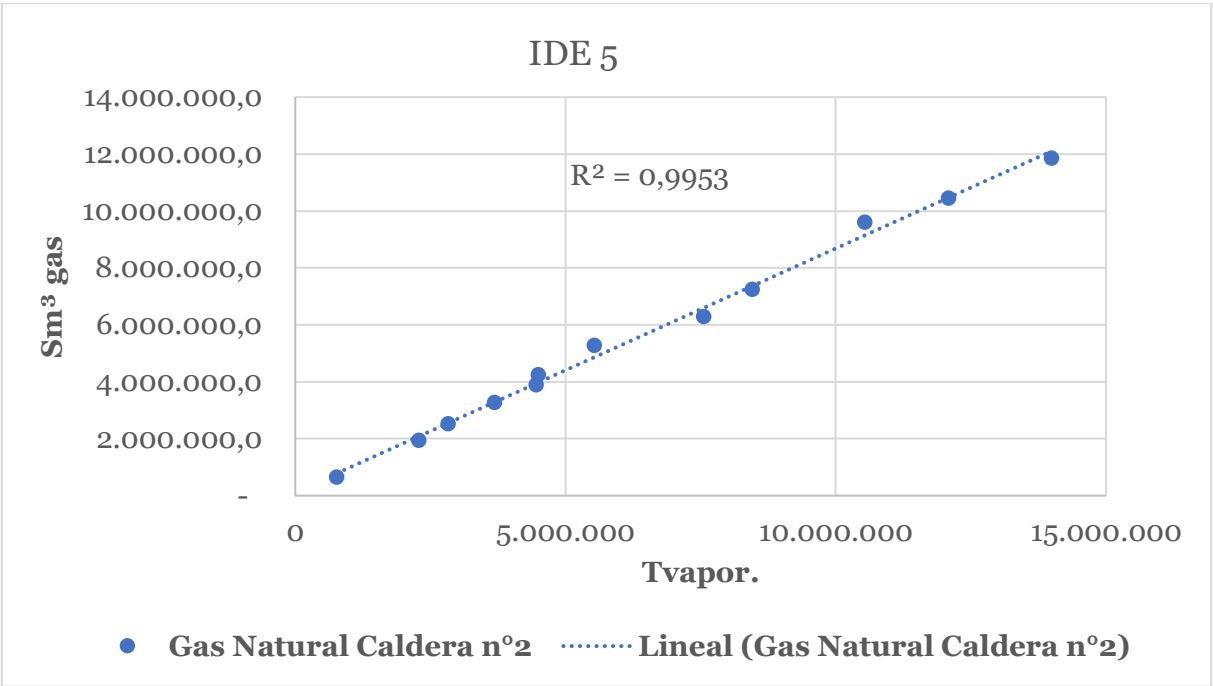
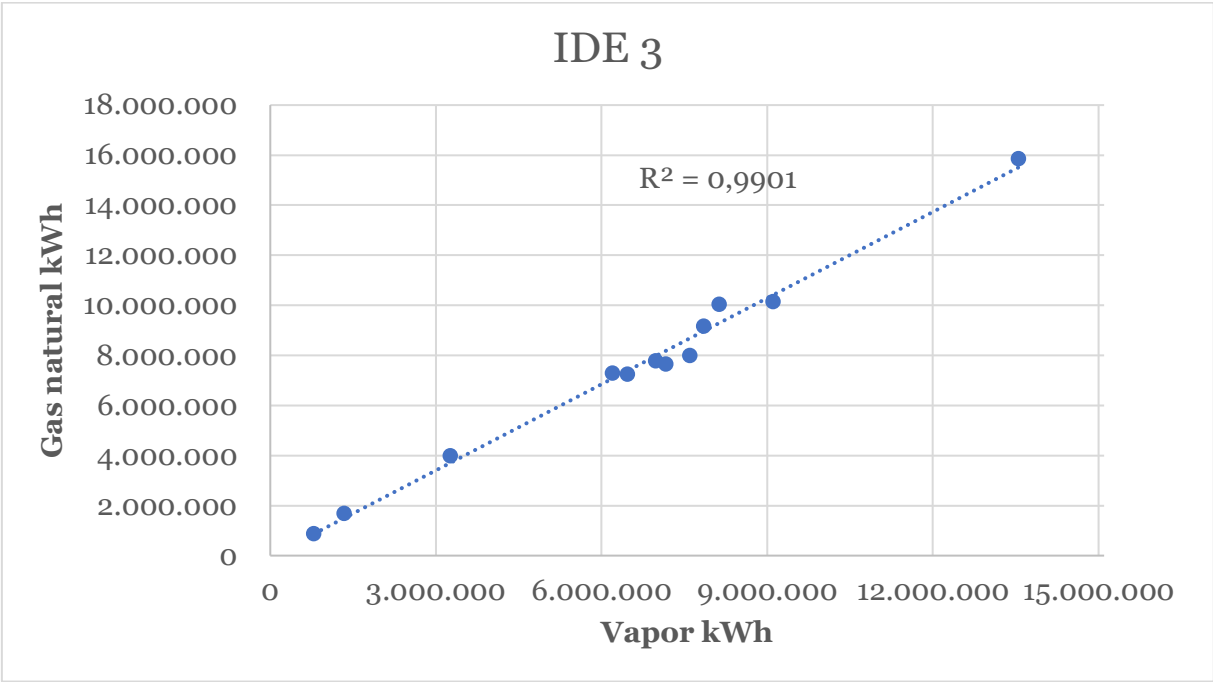


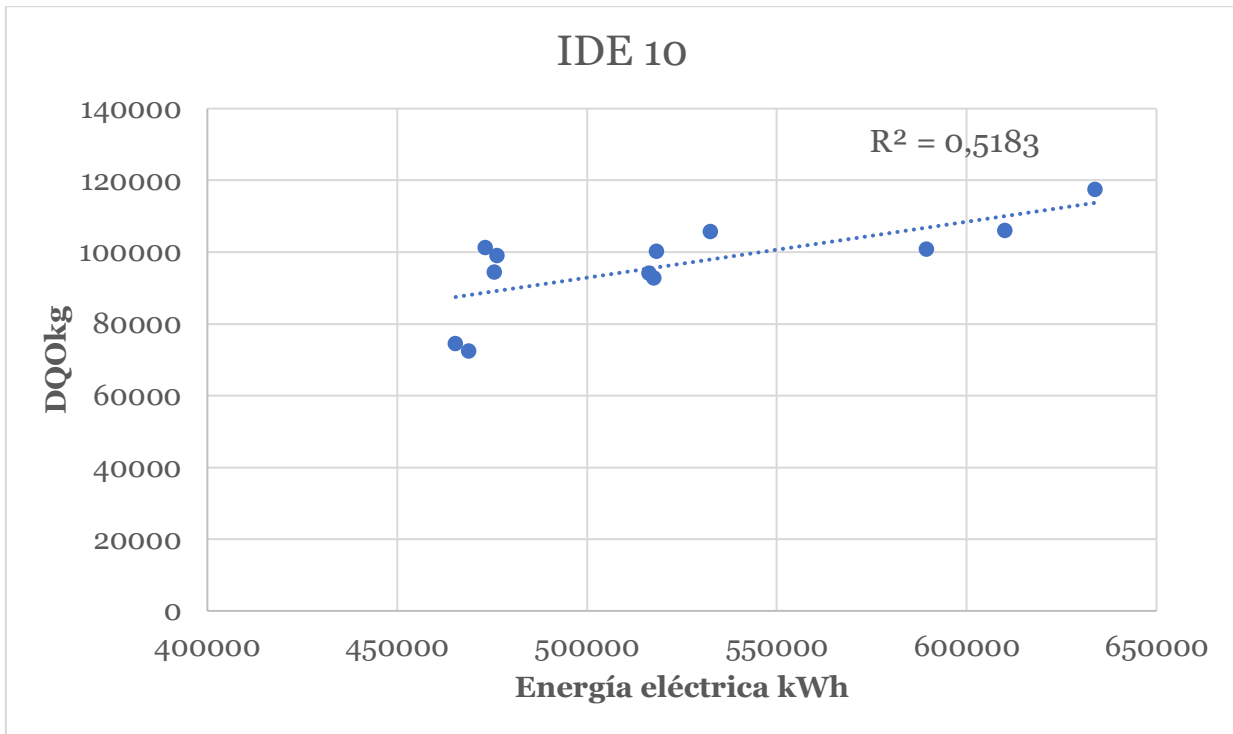
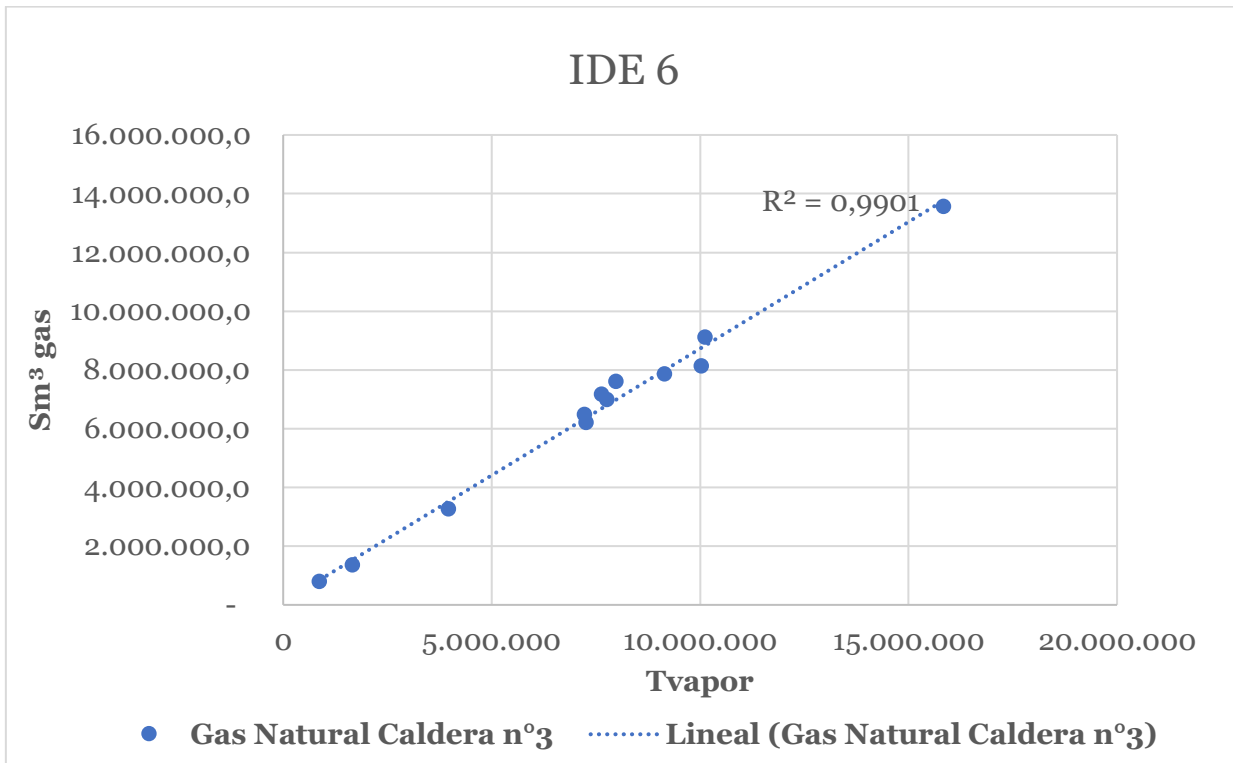
Caldera N°3



Anexo H. Indicadores de desempeño







Anexo I. Hoja de desempeño Caldera Nueva

Predicted Performance

30 Tons/Hr, 700psig Design Pressure

Model FM10-79

PERFORMANCE DATA

BOILER HEATING SURFACE	-	3607. SQ.FT.
FURNACE HEATING SURFACE	-	720. SQ.FT.
TOTAL COMMERCIAL HEATING SURFACE	-	4327. SQ.FT.
FURNACE VOLUME	-	1210. CU.FT.

ELEVATION - 1000. FT.

DESIGN FUEL ANALYSIS:

FUEL TYPE:

GAS

ANALYSIS % BY VOLUME

H2	36.00
N2	2.60
CO2	0.20
CH4	37.50
C2H6	8.20
C3H8	6.20
C4H10	4.70
C5H12	0.50
C6H14	0.10
C2H4	4.00
TOTAL	100.00

HHV 1115.00 BTU/CU.FT.

SPECIFIC GRAVITY RELATIVE TO AIR 0.60

PERFORMANCE DATA

DESIGN FUEL

	GAS	LOAD 1
STEAM FLOW (MLB/HR)		66.15
CONTINUOUS BLOWDOWN (%)		3.00
OUTLET PRESSURE (PSIG.)		604.00
OUTLET STEAM TEMP (F)		734.00
SH PRESSURE DROP (PSIG.)		22.36
DRUM OPER. PRESS. (PSIG.)		626.36
EXCESS AIR (%)		15.00
FEEDWATER TEMP (F)		228.00
FEEDWATER TMP LVG ECON (F)		349.84
AMBIENT AIR TEMPERATURE (F)		80.00
INPUT IN FUEL (MKB/HR)		92.15
FUEL FLOW (MLB/HR / MCFH)		82.65
HEAT AVAILABLE (MKB/HR)		82.88
FURNACE RELEASE RATE (MBTU/HR-SQ.FT.)		127.99
FURNACE LIBERATION (MBTU/HR-CU.FT.)		76.16
GAS WEIGHT (MLB/HR)		74.94
AIR WEIGHT (MLB/HR)		71.17
HEAT LOSSES (%)		
DRY GAS		3.80
H2O FROM FUEL		9.65
MOISTURE IN AIR		0.10
RADIATION		0.61
UNACCOUNTED FOR		1.00
TOTAL		15.16
CALCULATED EFFICIENCY (%)		84.84
DRAFT LOSSES (IN.-H2O)		
BOILER		3.69
BURNER		0.00
FLUES		0.90
DUCTS		0.10
ECONOMIZER		1.50
TOTAL		6.19
GAS TEMPERATURE (F HVT)		
ENT. ECONOMIZER -		683.15
FURNACE EXIT -		2305.89
FINAL EXIT -		300.00

FEEEDWATER

FEEEDWATER CONTROL SYSTEM DIAMETER IS 2.5 INCHES

SUPERHEATER ARRANGEMENT

INVERTED LOOP SUPERHEATER 5-LOOP 3-PASS DRUM PROTECTION: YES

HEATING SURFACE (SQ.FT.)

COMMERCIAL : 587.

PERFORMANCE : 565.

REQUIRED : 564.

LANE REMOVAL : 0.00

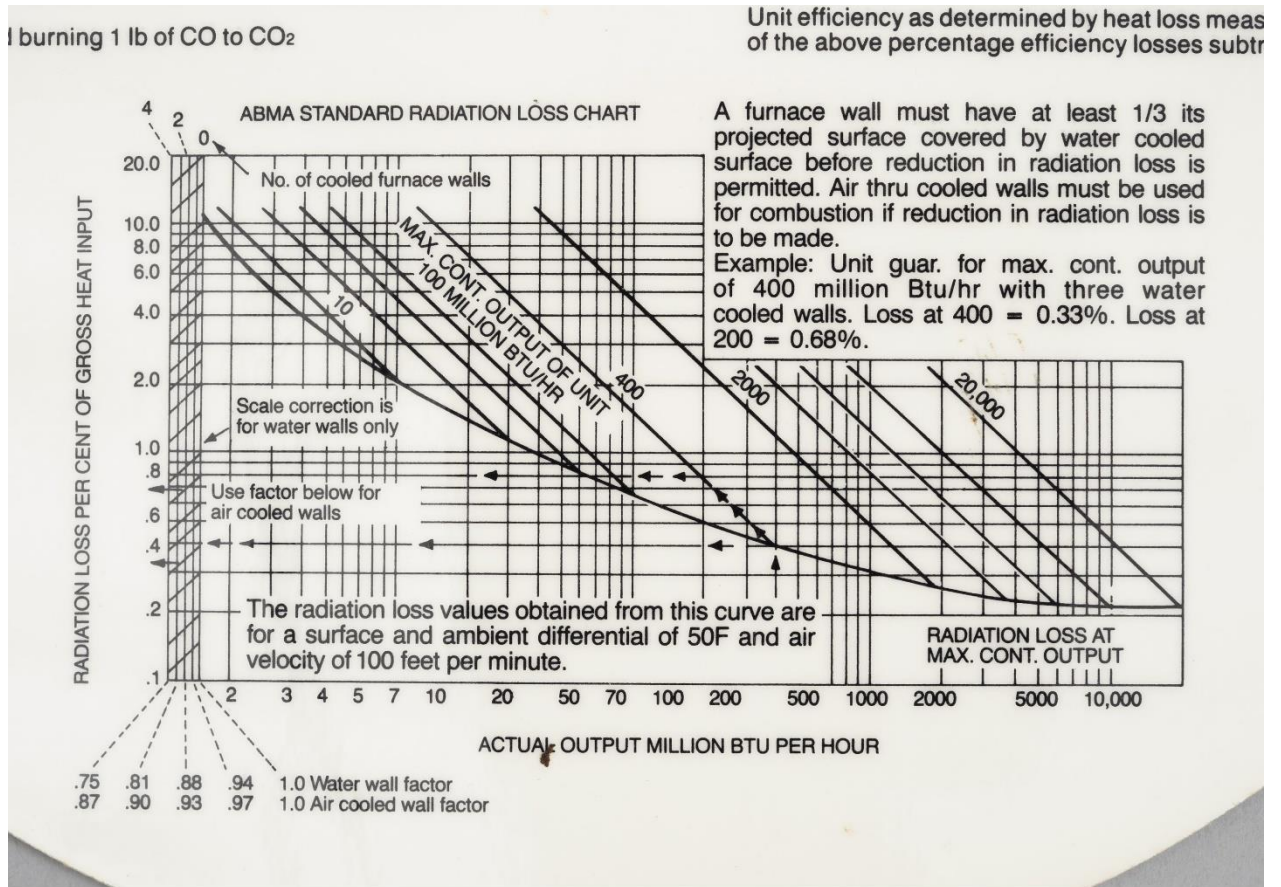
** SELECTED TUBE MATERIALS **

PASS	LOOPS	SECTIONS	STEAM PATHS	O.D. INCHES	THICK. INCHES	MATERIAL
----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
1	5	5.	25.	2	.134	SA178A
2	5	6.	30.	2	.165	SA178A
3	5	6.	32.	2	.134	SA209T1A

HEADER SIZE IS 9 1/4" OD X 1" THK

WITH SA335P11 MATERIAL

Anexo K. ABMA Standard Radiation Loss Chart



2010/1/146
17/04/2013