



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Desarrollo de un estudio de prefactibilidad técnico-financiero del empleo de una caldera eléctrica contrastada con una de diésel, gas LP y biomasa, mediante el costo del ciclo de vida basado en la Norma IEC 60300-3-3:2009, en la empresa Hilos A&E de Costa Rica S.A.



Proyecto Final de Graduación para optar por el título de Ingeniería en Mantenimiento Industrial, con el grado académico de Licenciatura

Jonathan Andrey Herrera Rodríguez

Cartago, noviembre, 2022



Coordinador de práctica:

Ing. Ignacio del Valle Granados

Asesor industrial

Ing. Adrián Astley

Profesor guía

Ing. Luis Felipe Córdoba Ramírez

Tribunal examinador

Ing. Juan Francisco Piedra Segura

Ing. Juan José Rojas Hernández



Desarrollo de un estudio de prefactibilidad técnico-financiero del empleo de una caldera eléctrica contrastada con una de diésel, gas LP y biomasa, mediante el costo del ciclo de vida basado en la Norma IEC 60300-3-3:2009, en la empresa Hilos A&E de Costa Rica S.A. por Jonathan Andrey Herrera Rodríguez se distribuye bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

Datos personales

Nombre completo: Jonathan Andrey Herrera Rodríguez

Número de cédula: 207790872

Número de carné: 2017011873

Edad: 24 años

Número de teléfono: 61085065

Correos electrónicos: j.herrera@estudiantec.cr

jonathanherrerar5656@gmail.com

Dirección exacta de domicilio: 200 m sur de la plaza de deportes de la Cocaleca, Zaragoza, Palmares, Alajuela, Costa Rica.

Datos de la empresa

Nombre: Hilos A&E de Costa Rica S.A.

Actividad principal: industria textil.

Dirección: zona franca Metropolitana del Barreal de Heredia, Costa Rica.

Contacto: Rodrigo Elías Alvarado.

Teléfono: 2509-22-20.



Innovate. Create. Deliver.

Heredia, 13 de mayo del 2022

Instituto Tecnológico de Costa Rica
Escuela de Ingeniería Electromecánica
Ing. Ignacio Del Valle Granados
Coordinador de práctica profesional

De mi mayor consideración,

Por medio de la presente me permito informarle que Jonathan Andrey Herrera Rodríguez, alumno del Instituto Tecnológico de Costa Rica, de la carrera de Ing. Mantenimiento Industrial, carné: 2017011873 y cédula: 207790872, ha sido aceptado para realizar en Hilos A&E de Costa Rica S.A. su trabajo final de graduación, con el proyecto titulado: *"Desarrollo de un estudio de prefactibilidad técnico financiero del empleo de una caldera eléctrica contrastada con una de diésel, gas LP y biomasa, mediante el costo del ciclo de vida basado en la norma IEC 60300-3-3:2009 en la empresa Hilos A&E de Costa Rica S.A."*, bajo la supervisión y asesoría del Ingeniero industrial Víctor Castro García, que ocupa el cargo de Gerente de Manufactura y el ingeniero eléctrico Adrián Astley que ocupa el cargo de Jefe del dpto. de mantenimiento.

En A&E somos una empresa con vistas hacia el futuro y la sostenibilidad ambiental, invertimos continuamente en tecnologías innovadoras que ayudan a reducir la huella ambiental de nuestras operaciones. Es por ello que el proyecto propuesto tendrá importancia para nosotros, ya que sus conclusiones apoyarán al proceso de toma de decisiones a futuro sobre la prefactibilidad de proyectos afines a la investigación.

El proyecto por realizarse no requiere ser de carácter confidencial.

Sin más por el momento, se despide,

Atentamente,

Rodrigo Elías Alvarado
Gerente general de país,
Tel: 2509-22-20/ 2509-22-00
Correo: rodrigo.elias@elevatetextiles.com

Dedicatoria

Dedico mi inspiración y la realización de este proyecto a mi hermana Esteicy, que en paz descanse; gracias a su ejemplo de lucha constante en vida he conseguido culminar este proceso.

La razón de mi esfuerzo, constancia, dedicación y el motor que me impulsa a sonreír cada día es gracias al ejemplo que Esteicy inculcó en nuestra familia. Eres mi heroína y mi ideal a seguir.

A ti, que descansas en los cielos, dedico mis nuevas metas a futuro, por ti lucharé hasta el cansancio para hacer que personas como tú disfruten de una buena calidad de vida.

A mi madre Katia, por estar conmigo siempre en los momentos de gran dificultad y por festejar a mi lado en aquellos de gran alegría; por escucharme atentamente y darme las palabras de aliento para seguir adelante; por forjarme como una persona responsable y capaz; por inculcar en mí un espíritu fuerte, valiente y seguro de sí mismo. Eres y serás siempre mi ejemplo de superación.

A mi padre Julio, por forjarme con los valores de la honestidad y humildad, por darnos todo lo que ha necesitado nuestra familia a costa de mucho sacrificio y trabajo pesado. Tu fuerza, tu gran fortaleza y dedicación te hacen mi modelo a seguir.

Mis logros y lo que soy hoy son gracias a todo lo que ustedes tres me han entregado. Los amo profundamente.

Agradecimientos

Gracias a mis padres, por todo su cariño y atención, por siempre brindarme un apoyo en los momentos más difíciles y por alentarme siempre a seguir adelante.

Gracias a mi hermana, por siempre cuidar mis pasos, por extender su mano amiga y ayudarme a conseguir esas cosas que una vez creí imposibles.

A los profesores Francisco Piedra y Felipe Córdoba, por sus consejos, buenos deseos y por brindarme libremente su confianza ante cualquier consulta. Gracias por ayudarme a finalizar satisfactoriamente mis estudios.

Al señor Rodrigo Elías, por abrirme las puertas de su empresa y otorgarme la oportunidad de hacer mi práctica profesional.

Al ingeniero Adrián Astley, por responder siempre a mis consultas con un espíritu alegre y generoso, por todos los conocimientos transmitidos y por darme la confianza y libertad de acceso a la planta. Gracias por aconsejarme siempre de la mejor manera.

Al ingeniero Víctor Castro García, por su dedicación en responder a mis preguntas, su siempre buena voluntad para ayudarme y por procurar aconsejarme en los detalles de mi investigación. Gracias por todo el tiempo dedicado.

A los compañeros del Departamento de Mantenimiento y personal de la empresa Hilos A&E de Costa Rica S.A., quienes me hicieron sentir en familia. Gracias por sus sonrisas amables y cálido recibimiento.

TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS.....	7
ÍNDICE DE FIGURAS.....	10
ÍNDICE DE TABLAS.....	12
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	15
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	15
GLOSARIO.....	16
RESUMEN.....	16
ABSTRACT.....	20
1. CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN.....	23
1.1. INTRODUCCIÓN.....	23
1.2. OBJETIVO DE LA EMPRESA.....	24
1.3. RESEÑA DE LA EMPRESA.....	24
1.4. VISIÓN.....	25
1.5. PLAN DE ACCIÓN.....	26
1.6. POLÍTICA Y SITUACIÓN AMBIENTAL DE LA EMPRESA.....	26
2. CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	29
2.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	29
2.2. OBJETIVOS.....	31
2.2.1. Objetivo General.....	31
2.2.2. Objetivos Específicos.....	31
2.3. JUSTIFICACIÓN.....	32
2.4. VIABILIDAD.....	36
2.5. ALCANCE.....	37
2.6. LIMITACIONES.....	37
2.7. METODOLOGÍA.....	38
2.8. PLAN DE TRABAJO.....	42
3. CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO.....	43
3.1. CLASIFICACIÓN DE CALDERAS SEGÚN SU CONSTRUCCIÓN.....	44
3.1.1. Calderas Piro tubulares (de tubos de fuego).....	44
3.1.2. Calderas Acuotubulares (de tubos de agua).....	45

3.1.3.	Calderas de Resistencias y Electroodos	46
3.2.	CLASIFICACIÓN DE CALDERAS SEGÚN SU FUENTE DE ENERGÍA.....	47
3.2.1.	Combustibles Fósiles.....	47
3.2.2.	Biomasa.....	49
3.2.3.	Electricidad.....	50
3.3.	EFICIENCIA DE UNA CALDERA	52
3.4.	FORMAS PARA DETERMINAR EL CONSUMO DE VAPOR DE UNA PLANTA	55
3.5.	PLAN NACIONAL DE DESCARBONIZACIÓN (PND) 2018-2050.....	56
3.6.	VII PLAN NACIONAL DE ENERGÍA (PNE) 2015-2030.....	57
3.7.	ACUERDO DE PARÍS	57
3.8.	ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD	58
3.8.1.	Valor Actual Neto (VAN).....	59
3.8.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	59
3.8.3.	Periodo de Recuperación (PR).....	60
3.9.	NORMA IEC 60300-3-3:2009-CÁLCULO DEL COSTE DEL CICLO DE VIDA	60
3.10.	NORMA ISO 31000:2018-GESTIÓN DEL RIESGO	62
3.11.	NORMA ISO 50006:2014-SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA.....	64
3.12.	NORMA ISO 14064-1:2018-SISTEMA DE GESTIÓN HUELLA DE CARBONO	65
CAPÍTULO IV. DESARROLLO DEL PROYECTO.....		66
4.	CONTEXTO OPERACIONAL DE LA EMPRESA	66
4.1.	ESTADO ACTUAL DE LA EMPRESA HILOS A&E DE COSTA RICA.....	66
4.2.	CONSUMO DE VAPOR DE LOS USUARIOS DE LA PLANTA.....	71
4.3.	FUNDAMENTOS PARA LA COMPARACIÓN ENTRE CALDERAS	78
4.4.	DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA ACTUAL	79
4.5.	ESTIMACIÓN DEL CASO DE DEMANDA MÁXIMA DE LOS USUARIOS DE VAPOR	81
4.6.	TIPOS DE CALDERAS PARA INCLUIR DENTRO DEL ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD.....	82
5.	ANÁLISIS DEL COSTE DEL CICLO DE VIDA	83
5.1.	ADQUISICIÓN	84

5.1.1.	Diésel.....	85
5.1.2.	Gas LP.....	87
5.1.3.	Biomasa.....	88
5.1.4.	Electricidad.....	92
5.2.	OPERACIÓN	96
5.2.1.	Diésel.....	97
5.2.2.	Gas LP.....	99
5.2.3.	Biomasa.....	101
5.2.4.	Electricidad.....	104
5.3.	MANTENIMIENTO	117
5.3.1.	Diésel y Gas LP.....	120
5.3.2.	Biomasa.....	123
5.3.3.	Electricidad.....	127
5.3.4.	Resumen por costos de mantenimiento según cada tipo de combustible.....	131
5.4.	DISPOSICIÓN	133
5.5.	RESUMEN TOTAL DE COSTOS DEL CICLO DE VIDA	134
6.	ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DEL RIESGO.....	136
6.1.	FASE DE COMUNICACIÓN Y CONSULTA	137
6.2.	FASE DE IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DEL RIESGO.....	139
6.2.1.	Análisis del modo y efecto de falla	140
6.2.2.	Contextualización sobre el marco legal y responsabilidades diferenciadas sobre la tenencia de las calderas	143
6.2.3.	Riesgos ambientales	144
6.2.4.	Riesgos asociados a la seguridad de los trabajadores	145
6.2.5.	Riesgos en el apartado técnico	147
6.3.	FASE DE EVALUACIÓN DEL RIESGO.....	152
6.3.1.	Impacto económico de los fallos inesperados	155
7.	PROYECCIÓN DE MEJORA AMBIENTAL Y ENERGÉTICA	161
7.1.	FUENTES ADICIONALES DE CO ₂ IDENTIFICADAS	162
7.2.	LIMITES DEFINIDOS PARA LA HUELLA DE CARBONO	162
7.3.	ACTIVIDADES DE MITIGACIÓN.....	163
7.4.	CUANTIFICACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO.....	164

7.5.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	167
7.5.1.	Impacto ambiental de la biomasa como fuente energética.....	168
7.5.2.	Oportunidades con el uso de la electricidad.....	171
7.6.	EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO	174
8.	ANÁLISIS FINANCIERO	177
8.1.	RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y ANÁLISIS COMPARATIVO.....	177
8.2.	ANÁLISIS SOBRE EL IMPACTO EN LA VARIABILIDAD DE LOS COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES Y TENDENCIAS DE CRECIMIENTO	180
8.3.	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	185
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		192
9.	CONCLUSIONES	192
10.	RECOMENDACIONES	194
CAPÍTULO VI. BIBLIOGRAFÍA.....		195
CAPÍTULO VII. ANEXOS		204
CAPÍTULO VIII. APÉNDICES		226

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.3.	Localización de las distintas sedes de la empresa A&E.....	25
Figura 1.6.1.	Resultados de la verificación del índice de Higg.....	28
Figura 1.6.2.	Certificaciones y programas dentro de los que participa Hilos A&E Costa Rica	29
Figura 2.3.1.	Emisiones de CO ₂ históricas del sector energía, periodo de 1990-2017.	33
Figura. 2.3.2.	Valor de las importaciones anuales de hidrocarburos en Costa Rica.	34
Figura 3.1.	Tipos y clasificación de calderas	43
Figura. 3.1.1.	Proceso fundamental de operación de una caldera pirotubular de 2 pasos.....	44
Figura. 3.1.2.	Diagrama de funcionamiento de una caldera acuotubular.....	45
Figura 3.2.2.	Estructura y disposición general de una caldera de biomasa.....	50
Figura. 3.2.3.	Evolución del precio de la electricidad.....	51
Figura 3.3.	Gráficas para determinar valores de pérdidas de eficiencia en base a variables físicas medibles	54

Figura 3.8. Esquema general de los criterios tomados en cuenta dentro del desarrollo de un proyecto.....	58
Figura 3.9. Etapas del ciclo de vida útil según la Norma IEC 60300-3-3:2009-Cálculo del coste del ciclo de vida.....	61
Figura 4.1.1. Calderas de Diésel utilizadas para la producción de vapor en la empresa	67
Figura 4.1.2. Sistema de alimentación por gas.....	68
Figura 4.1.3. Comparación de eficiencia típica considerando el aire sobrante en el quemador	69
Figura 4.2.1. Tipos de modelo de máquinas teñidoras en la empresa.....	72
Figura 4.2.2. Vista del cuerpo completo de algunos de los modelos de máquinas teñidoras .	73
Figura 4.2.3. Disposición de los usuarios de vapor de la planta	73
Figura 4.2.4. Diagrama de partida de un proceso de teñido normal de la máquina.....	74
Figura 4.2.5. Diagrama de partida de un proceso de lavado normal de la máquina	75
Figura 4.2.6. Medidor de flujo de vapor Endress+Hauser Proline Prowirl F 200 Hart	76
Figura 5.1.1. Ubicación y descripción gráfica de los tanques de diésel de la empresa Hilos .	86
Figura 5.1.3.1. Disposición de la caldera de Biomasa CSPM-2500/8	89
Figura 5.1.3.2. Disposición de la caldera de biomasa por quemador de pellets	90
Figura 5.1.4.1. Caldera eléctrica Cleaver Brooks modelo S-421-1500kW-150ST.....	93
Figura 5.2. Costos operativos asociados a la producción del vapor.....	97
Figura 5.2.3. Variación del poder calorífico en relación con la humedad.	102
Figura 5.2.4.1. Visualización del orden de producción en tiempo real de las máquinas de tintorería de la empresa	109
Figura 5.3. Relación entre elementos de confiabilidad convertidos en costos por mantenimiento	118
Figura 5.3.2.1. Vista interna previo a realizar la limpieza de ceniza del ciclón, el economizador y el paso de humos de la caldera	125
Figura 5.3.2.2. Vista del interior de la caldera con una mala y buena planeación de limpieza en el mantenimiento preventivo.....	126
Figura 5.3.3. Paquete de resistencias eléctricas y detalle de uno de sus elementos resistivos	129
Figura 6.1.1. Mapa de calor utilizado para la valoración de riesgos en la empresa.....	138
Figura 6.1.2. Clasificación del riesgo y acciones a tomar según el número de prioridad.....	138

Figura 6.2.5.1. Dispositivos para la detección, comunicación y mitigación de riesgos.....	148
Figura 6.2.5.2. Fuga de agua en sensor de columna caldera 200 BHP	149
Figura 7.4.1. Cálculo de la huella de carbono en base a las emisiones de CO ₂ equivalente, método IPCC	164
Figura 7.5.2.1. Porcentajes de uso de energías renovables para producir electricidad en diferentes países y el promedio a nivel mundial	171
Figura 7.5.2.2. Generación eléctrica por fuente del año 2019	172
Figura 7.5.2.3. Generación eléctrica histórica por fuente desde el año 1956	173
Figura 7.6.1. Pantalla de visualización de los datos del medidor de flujo	175
Figura 8.2.1. Variación del precio de los combustibles desde el año 2018 hasta el mes de octubre del 2022	180

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Desviación entre el debiera y la realidad.	30
Tabla 4.1.1. Pérdidas de radiación y convección en la caldera CBLE Cleaver Brooks según la relación de encendido.....	69
Tabla 4.1.2. Información mínima requerida para la evaluación de un proyecto de sustitución de calderas.....	71
Tabla 4.2. Lista de usuarios de vapor de la empresa.	72
Tabla 4.4. Porcentaje de eficiencia de calderas según su fuente de energía.	80
Tabla 4.5.1. Consumos individuales de usuarios de vapor considerando un factor de demanda del 80% en las máquinas descritas.	82
Tabla 4.5.2. Flujo de vapor total esperado del sistema en el caso de demanda máxima.	82
Tabla 5.1.1. Costos por adquisición de la caldera e instalación de diésel.....	86
Tabla 5.1.2. Costos por adquisición de la caldera e instalación de gas LP.	88
Tabla 5.1.3.1. Costos por inversión de la caldera de biomasa ATTSU CSPM-2500/8.	89
Tabla 5.1.3.2. Costos por inversión de la caldera con sustitución de quemador de Pellets por Henan Yuanda Boiler CO.	91
Tabla 5.1.4.2. Comparación de cotizaciones tomando factores de valor diferenciables entre propuestas.....	92
Tabla 5.1.4.3. Costos de inversión para la operación de caldera eléctrica.....	94

Tabla 5.2.1.1. Características para considerar del diésel y tarifas vigentes.	98
Tabla 5.2.1.2. Costos por concepto de operación de la caldera de diésel.	98
Tabla 5.2.2.1. Características para considerar del Gas LP y tarifas vigentes.....	99
Tabla 5.2.1.2. Costos por concepto de operación de la caldera de gas.	100
Tabla 5.2.3.1. Propiedades del combustible “pellets de madera”.	102
Tabla 5.2.3.2. Costos por concepto de operación de la caldera de combustible biomásico para los casos de la caldera y sustitución del quemador.	103
Tabla 5.2.3.3. Diferencia del costo operativo anual con respecto al diésel.....	104
Tabla 5.2.4.1. Costos vigentes tarifa (T-IN) de los meses de julio, agosto y septiembre 2022	106
Tabla 5.2.4.2. Características operativas de la caldera Cleaver Brooks S-421-1500 kW-150ST.	106
Tabla 5.2.4.3. Costos por concepto de energía de la caldera eléctrica con el modelo tarifaria T-IN.....	107
Tabla 5.2.4.4. Cálculo de la demanda en kW de la caldera en el caso 2.	110
Tabla 5.2.4.5. Cálculo de la demanda en kW de la caldera en el caso 3.	110
Tabla 5.2.4.6. Resumen de casos del control de la demanda y mejora en el ahorro anual con respecto al diésel.	110
Tabla 5.2.4.7. Precios de la Tarifa T-MT (sep 2022) de la empresa de servicios ESPH.	112
Tabla 5.2.4.8. Aproximación del consumo equivalente en kWh según el consumo de diésel por cada hora, tomando en cuenta la cantidad de horas de cada periodo.	112
Tabla 5.2.4.9. Costos por concepto de energía de la caldera eléctrica con el modelo tarifario T-MT.	113
Tabla 5.2.4.10. Precios de la Tarifa T-MT (sep 2022) de la empresa de servicios ESPH. ...	114
Tabla 5.2.4.11. Consumos totales de electricidad de la empresa en un periodo de un año...	115
Tabla 5.2.4.12. Costos por concepto de energía de la caldera eléctrica con el modelo tarifario T-MTb.	116
Tabla 5.3.1. Costos relacionados al pago del personal de mantenimiento por concepto de mantenimiento preventivo y correctivo en la caldera de diésel y gas.	121
Tabla 5.3.2. Costos relacionados al pago del personal de mantenimiento por concepto de mantenimiento preventivo, correctivo y operación de la caldera de biomasa.	127

Tabla 5.3.3.1. Características máximas permitidas para el agua de alimentación de la caldera.	128
Tabla 5.3.3.2. Costos relacionados al pago del personal de mantenimiento por concepto de mantenimiento preventivo y correctivo en la caldera eléctrica.....	130
Tabla 5.3.4. Resumen de los costos de mantenimiento totales según cada tipo de caldera. .	132
Tabla 5.5.1. Resumen de los costos identificados y calculados de las etapas del ciclo de vida.	135
Tabla 6.2.1. Lista de componentes y subsistemas de la caldera de diésel.....	141
Tabla 6.2.2. Lista de componentes y subsistemas de la caldera de biomasa.....	141
Tabla 6.2.3. Lista de componentes y subsistemas de la caldera eléctrica.	142
Tabla 6.2.4. Lista de componentes y subsistemas de la caldera de gas LP.....	142
Tabla 6.2.3. AMEF para fallos distintivos encontrados en los tipos de calderas según la categoría de riesgo ambiental.....	145
Tabla 6.2.4. AMEF para fallos distintivos encontrados en los tipos de calderas según la categoría de riesgos para los trabajadores.	146
Tabla 6.2.5. AMEF para distintos modos de fallo identificados en la categoría técnico-económica de las calderas.	149
Tabla 6.3.1. Resumen de evaluación del riesgo para caldera de diésel y GLP.	153
Tabla 6.3.2. Resumen de evaluación del riesgo para caldera de eléctrica y de biomasa.	153
Tabla 6.3.3. Resumen del riesgo total de cada caldera.....	154
Tabla 6.3.1.1. Histórico de tiempos nuestros en tintorería del 30 de jul al 5 de oct 2022. ...	156
Tabla 6.3.1.2. Comparación entre los costos por tiempo de parada de la caldera.....	160
Tabla 7.4.1. Factores de emisión de CO ₂ según la fuente energética.....	164
Tabla 7.4.2. Emisiones equivalentes según cada fuente energética.	165
Tabla 7.4.3. Costo por las unidades de compensación costarricenses en base a al consumo equivalente de CO ₂ anual.	166
Tabla 7.4.4. Hectáreas de Roble Coral para contrarrestar las emisiones de CO ₂ por concepto de uso de las calderas.	167
Tabla 8.1.1. Recopilación de la información para el costo total del ciclo de vida de cada caldera.	177
Tabla 8.1.2. Costos anuales por cada rubro y su porcentaje asociado en comparación con el ciclo de vida total de cada fuente.	178

Tabla 8.3.1. Tasas de incremento del precio consideradas para el análisis financiero 186

Tabla 8.3.2. Resumen del análisis financiero para los distintos tipos y casos de calderas. .. 189

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 4.2.1. Consumo de vapor total por hora promedio del mes de agosto. 77

Gráfica 4.2.2. Flujo de vapor instantáneo en la línea principal durante la semana del 7 al 13 de agosto. 78

Gráfica 5.2.4.1. Ahorro entre los casos de control de demanda con respecto al costo anual del diésel..... 111

Gráfica 5.2.4.1. Ahorro entre los casos de modelo tarifario con respecto al costo anual del diésel..... 116

Gráfica 7.5.1. Comparación del equivalente de hectáreas necesarias según la cantidad total de emisiones de CO₂ liberadas al ambiente y la cantidad equivalente según las especificaciones del IPCC 167

Gráfica 8.1.1. Desglose de las etapas del LCC y comparativa entre cada alternativa de caldera 178

Gráfico 8.2.1. Tendencia de crecimiento del precio de la energía según la fuente utilizando los datos históricos desde feb 2017 hasta oct 2022..... 181

Gráfico 8.2.2. Tendencia de crecimiento del precio de la energía excluyendo los periodos de alta variabilidad (2020 y 2022). 182

Gráfico 8.2.3. Contraste del precio por cada MJ otorgado entre las fuentes de combustible fósil y la electricidad. 183

Gráfica 8.3.1. Comportamiento de la TIR según los casos financieros y cada tipo de caldera. 191

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 3.3. Eficiencia instantánea de una caldera..... 54

Ecuación 3.8.1. Cálculo del VAN..... 59

Ecuación 3.8.2. Cálculo del TIR. 59

Ecuación 3.8.3. Cálculo del periodo de recuperación (PR). 60

Ecuación 4.3. Consumo equivalente de combustible según la fuente energética. 78

Ecuación 5.2.4.2. Fórmula para el cálculo de demanda instantánea	107
Ecuación 5.2.4.3. Cálculo del rubro a bomberos según lo estipulado por la Ley 8992.	107
Ecuación 5.2.4.4. Cálculo del factor de carga de la planta	108
Ecuación 5.3.4.5. Cálculo del monto por demanda máxima en la tarifa T-MT	113

GLOSARIO

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

CNFL: Compañía Nacional de Fuerza y Luz.

DSE: Dirección Sectorial de Energía.

ESPH: Empresa de Servicios Públicos de Heredia.

GEI: Gases de Efecto Invernadero.

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.

LCC: Life Cycle Costing (Coste del Ciclo de Vida).

IMN: Instituto Meteorológico Nacional.

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional.

IPC: Índice de Precios al Consumidor.

IPCC: Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático.

ISO: Organización Internacional de Normalización.

IRENA: Agencia Internacional de Energía Renovable.

MINAE: Ministerio de Ambiente y Energía.

NPR: Número de prioridad de riesgo.

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.

PND: Plan Nacional de Descarbonización.

PNE: Plan Nacional de Energía.

PPCN: Programa País Carbono Neutralidad

RECOPE: Refinadora Costarricense de Petróleo.

SCR: Rectificador Controlado de Silicio.

SEPSE: Secretaría de Planificación del Subsector de Energía.

UCC: Unidades de Compensación Costarricense.

VDF: Variador de frecuencia.

RESUMEN

Con la cada vez más remarcable presencia de la crisis climática a nivel mundial, surge la presente propuesta de proyecto, la cual viene a atacar directamente uno de los principales causantes del cambio climático: la emanación desmedida de gases de efecto invernadero en procesos industriales. La investigación se enfoca en el caso específico de la empresa Hilos A&E de Costa Rica S.A., la cual tiene metas claras a futuro sobre la reducción de su huella de carbono. La siguiente acción de la empresa es atacar su mayor fuente de emisiones de CO₂ que corresponde al uso del diésel en calderas para la producción de vapor.

El proyecto desarrolla un estudio de prefactibilidad enfocado en tres análisis complementarios sobre la gestión del riesgo, la gestión de la huella de carbono y el cálculo del costo del ciclo de vida (LCC). Estos fueron fundamentados en normas y se utilizaron para contrastar la viabilidad en la sustitución del uso del diésel en calderas por fuentes alternativas menos contaminantes como el gas licuado de petróleo (GLP), la biomasa y la electricidad.

El estudio inicia con el análisis del contexto operativo del sistema de vapor. Se encontró que se utiliza un sistema redundante de dos calderas, una de 200 BHP instalada en 2017 que trabaja las 24 horas del día y 7 días a la semana, y una de 250 BHP instalada en 1981 que trabaja solo en casos de inoperatividad de la caldera principal. La empresa desea reemplazar este equipo, dado que ha superado el periodo efectivo de su vida útil definido en 15 años.

De acuerdo con los criterios de la Norma ISO 50006:2014-Sistemas de Gestión de la Energía y gracias al uso de un medidor de flujo instalado en la línea principal de vapor, fue posible determinar la línea base energética para la comparación entre las diferentes calderas. Se determinó que la demanda promedio del sistema es de 1037,47 kg/h de vapor, que corresponde un porcentaje de carga promedio de la caldera de 200 BHP de 33,1%. El dato dio a conocer que aún en la caldera más pequeña existe un sobredimensionamiento importante que, en conjunto con otras variables asociadas a la pérdida de eficiencia, provoca que el valor calculado del rendimiento de esta caldera sea de 80,7%.

Dado que a nivel histórico se tomaron medidas erróneas del medidor de flujo, fue necesario hacer un cálculo de la demanda máxima de vapor del sistema, esto con el fin de seleccionar apropiadamente las dimensiones de las nuevas calderas y conseguir una mejora en la eficiencia. Por medio de procesos de cálculo con respecto a las capacidades máximas de los usuarios de

vapor y a factores de demanda definidos en conjunto con el Departamento de Mantenimiento, se determinó que el consumo máximo corresponde a 2229,1 kg/h de vapor, valor equivalente a una potencia de caldera de 142,4 BHP.

Habiendo considerado las variables del contexto operativo y por medio de investigaciones, consultas a los departamentos de la empresa, cotizaciones y cálculos, se determinó la estructura de costos del LCC. Se desarrollaron las etapas de inversión que incluyó el costo de las calderas y los equipos auxiliares únicos de cada fuente energética. Por su parte, la etapa operativa abordó diferentes casos de estudio para verificar los escenarios de menor costo de las alternativas energéticas más limpias, los costos de la etapa de mantenimiento y disposición.

Los resultados del LCC entregaron ahorros en costos operativos y de mantenimiento con respecto al combustible de diésel de \$270 788 para el GLP, \$245 140 para la caldera de biomasa, \$22 252 en el escenario de la caldera eléctrica controlando la carga y una pérdida de -\$39 445 para el caso de demanda eléctrica máxima.

El segundo análisis fue fundamentado en las directrices de la Norma ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo, el cual usó un análisis modal de fallos y efectos (AMFE) para considerar el impacto de cada alternativa sobre criterios en el área ambiental, laboral y técnica-financiera. Se determinó que la caldera de biomasa es la que representa un mayor riesgo, puesto que su elevada presencia de sistemas auxiliares la hacen más propensa al fallo. Es la que tiene mayores problemas para adaptarse a la demanda variable de vapor y también el aumento de partes móviles y robustas exponen a un riesgo adicional a los trabajadores.

En contraparte, la caldera eléctrica se determinó como la opción de menor riesgo, ya que corresponde al sistema más simple, compacto y con las mayores facilidades de mantenimiento. De acuerdo con las calificaciones del indicador del número de prioridad de riesgo, se determinó que la caldera eléctrica disminuye el riesgo laboral y técnico-económico con respecto al diésel en un 73% y 59%, respectivamente; mientras que la caldera de biomasa lo aumenta en un 53% y 61,5% en el orden dado. Por otra parte, las calderas de gas, biomasa y electricidad logran una mejora en el riesgo ambiental del 75, 67 y 83 % con respecto al diésel.

Subsecuentemente, se comparó el impacto ambiental de cada caldera bajo las directrices de la Norma ISO 14064-1:2018-Sistema de Gestión Huella de Carbono. Los resultados se obtuvieron por medio del método de cálculo recomendado por el Programa País Carbono Neutralidad que utiliza una línea base de consumo de combustible en un año y lo multiplica por

el factor de emisión equivalente para cada fuente energética. Se calculó que las calderas de diésel anualmente liberan a la atmósfera un total de 1506,4 ton CO₂, un impacto ambiental remarcable, puesto que necesita de 25 501 árboles de roble coral de 7,5 años trabajando durante todo un año para mitigar las emisiones liberadas al ambiente.

Se realizó una investigación profunda y fundamentada para evaluar el impacto real de la biomasa y se llegó a la conclusión de que, al no considerar lo dicho en las políticas de los planes ambientales, la biomasa libera verdaderamente un total de 2355,5 ton CO₂ por año al ambiente. Lo cual consigue un aumento en las emisiones de 56,3% con respecto al diésel, viéndose opacada por fuentes fósiles como el GLP que sí consigue una reducción en las emisiones de 7,34%, debido a su mayor aprovechamiento energético con un factor de emisiones reducido.

La fuente que consigue la mayor mejora ambiental es la electricidad que, con referencia al diésel, consigue una reducción de emisiones de 86,92%; ello gracias a la oportunidad que tiene Costa Rica, al contar con una matriz de generación eléctrica de casi 100% con energías bajas en emisiones de CO₂.

De los dos análisis anteriores, se obtuvieron rubros como los costos de paradas inesperadas por fallos en las calderas y costos ambientales evaluados en el escenario donde la empresa compensa sus emisiones de carbono con el pago de bonos verdes. La información completa fue recopilada y, con base en ella, se realizó análisis económico de viabilidad fundamentado en los indicadores VAN, TIR y PR. Además, se calculó con el uso de datos históricos mensuales desde el 2017, las tasas de incremento sobre las tarifas de las fuentes energéticas abordadas, esto con el fin de comparar sólidamente las alternativas de calderas a futuro.

Se determinó que, a pesar de las desventajas de la caldera de biomasa, esta es la opción más rentable con un VAN de \$1 713 259, un TIR de 88,62% y un PR de 1,28 años. Seguidamente, se encuentra la caldera de GLP con un VAN de \$1 644 265, un TIR de 47,27% y un PR de 2,34 años y, por último, la caldera eléctrica con un VAN de \$576 861, un TIR de 32,42% y un PR de 4,88 años en el escenario más crítico. Esto refleja que, a largo plazo, las alternativas propuestas evidencian rentabilidad en comparación al diésel; un comportamiento que se justifica mayormente en la tasa de incremento del precio de este combustible.

Palabras clave: Sistema de vapor, eficiencia energética, costo del ciclo de vida, gestión del riesgo, impacto ambiental.

ABSTRACT

With the remarkable presence of the global climate crisis, this project proposal arises, which comes to directly attack one of the main causes of climate change: the excessive amount of greenhouse gases emissions in industrial processes. This investigation focuses on the specific case of the company Hilos A&E de Costa Rica S.A, which has clear goals for the future regarding the reduction of its Carbon Footprint. The company's next action is to attack its largest source of CO₂ emissions, which corresponds to the use of diesel on boiler for steam production.

The project develops a feasibility study focused on three complementary analyzes based on standards such as ISO 31000:2018 on risk management, ISO 14064-1:2018 on the Carbon Footprint management system and IEC 60300-3-3:2009 of the Life Cycle Costing (LCC). These analyzes contrasted the feasibility of replacing the use of diesel in boilers with less polluting alternative sources such as liquefied petrol gas (LPG), biomass and electricity.

The project develops a feasibility study focused on three complementary analyzes on risk management, Carbon Footprint management and Life Cycle Costing (LCC). These were based on standards and were used to test the feasibility of replacing the use of diesel in boilers with less polluting alternative sources such as liquefied petrol gas (LPG), biomass and electricity.

The project starts with the analysis of the operational context on the steam system, it was found that a redundant system of two boilers is used, one boiler of 200 BHP installed in 2017 that works 24 hours a day, 7 days a week and one of 250 BHP installed in 1981 that works only in cases of inoperability of the main boiler, the company wishes to replace this equipment since it has exceeded the effective period of its life cycle defined in 15 years.

In accordance with ISO 50006:2014-Energy Management Systems and due to the use of a flow meter installed on the main steam line, it was possible to compare the different boilers on the same energy baseline. It was determined that the average consumption of the system is 1037,47 kg/h of steam, which corresponds to an average load percentage of the 200 BHP boiler of 33,1%. The data revealed that even in the smallest boiler there is a significant oversizing, this fact together with other variables associated with the loss of efficiency, causes the calculated performance of this boiler to be 80,7%.

Since erroneous measurements were taken historically on the flow meter, it was necessary to calculate the maximum steam demand of the system, to properly select the dimensions of the

new boilers and achieve an improvement in efficiency. Through calculation processes regarding the maximum capacities of steam users and demand factors defined in conjunction with the maintenance department, it was determined that the maximum consumption corresponds to 2229,1 kg/h of steam, a value equivalent to a boiler power of 142,4 BHP.

Having considered the variables of the operating context and through research, consultations with the company's departments, quotes and calculations, the cost structure of the LCC was determined. The investment stages were developed, which included the cost of the boilers and the auxiliary equipment unique to each energy source, the operational stage that addressed different case studies to verify the lowest cost scenarios of the cleanest energy alternatives, the costs of the maintenance and the disposal stage.

The LCC results delivered operating and maintenance cost savings over diesel of \$270,788 for the LPG, \$245,140 for the biomass boiler, \$22,252 in the electric boiler scenario controlling load, and a loss of - \$39,445 for the maximum electric demand case.

The second analysis was based on the guidelines of the ISO 31000:2018-Risk Management Standard, which used a failure mode and effects analysis to consider the impact of each alternative on criteria in the environmental, labor, and technical-financial areas. It was determined that the biomass boiler represents the greatest risk since its high presence of auxiliary systems make it more prone to failure, it is the one that has the greatest problems in adapting to the variable steam demand and the increase on moving and heavy parts expose the workers into additional risks.

The electric boiler was the option with the least risk involved, since it corresponds to the simplest, most compact system and with the greatest ease of maintenance. According to the ratings of the risk priority number indicator, it was determined that the electric boiler reduces labor and technical-economic risk by 73% and 59% respectively compared to diesel, while the biomass boiler increases it by 53% and 61,5% in the given order. On the other hand, gas, biomass, and electricity boilers achieve an improvement in environmental risk of (75, 67 and 83)% compared to diesel.

Subsequently, the environmental impact of each boiler was compared under the guidelines of ISO 14064-1:2018-Carbon Footprint Management System, the results were obtained through the calculation method recommended by the PPCN program that uses a line basis of fuel consumption in a year and multiplies it by the equivalent emission factor for each energy source.

It was calculated that diesel boilers annually release a total of 1 506,4 tons of CO₂ into the atmosphere, a remarkable environmental impact since it requires 25,501 trees of “Roble Coral” of 7,5 years old working for a whole year to mitigate the emissions released into the environment.

A well-founded investigation was carried out to evaluate the real impact of biomass, it was concluded that, by not considering the policies of the environmental plans, biomass truly releases a total of 2355,5 tons of CO₂ per year into the environment, achieving an increase in emissions of 56,3% compared to diesel, being overshadowed by fossil sources such as LPG, which does achieve a reduction in emissions of 7,34% due to its greater use of energy with a reduced emission factor.

The source that achieves the greatest environmental improvement is electricity, which in reference to diesel achieves a reduction in emissions of 86,92%, due to the opportunity that Costa Rica has upon electricity generation matrix of almost 100% with clean sources low in CO₂ emissions.

From the two previous analyses, items such as costs for unexpected shutdowns due to boiler failures and environmental costs evaluated in the scenario where the company offsets its carbon emissions with the payment of green bonds were obtained. The complete information was compiled and based on it, an economic feasibility analysis was carried out using the NPV, IRR and PR indicators. In addition, using monthly historical data since 2017 to solidly compare the boiler alternatives in the future, the rates of increase in the fares of the energy sources addressed were calculated.

It was determined that, despite the disadvantages of the biomass boiler, this is the most profitable option with a NPV of \$1 713 259, an IRR of 88,62% and a PR of 1,28 years, followed by the boiler of LPG with a NPV of \$1 644 265, an IRR of 47,27% and a PR of 2,34 years and finally the electric boiler with a NPV of \$576 861, an IRR of 32,42% and a PR of 4,88 years in the most critical scenario. Implying that in the long term, the proposed alternatives show feasibility compared to diesel, a behavior that is mostly justified by the rate of increase in the price of this fuel.

Keywords: Steam system, energy efficiency, life cycle costing, risk management, environmental impact.

1. CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

La energía se ha convertido en el pilar del desarrollo que permitió el auge de la industrialización, lo que constituye el punto de inflexión más grande de la evolución humana como sociedad. Las industrias son una parte vital del desarrollo económico de Costa Rica, sin embargo, también se han convertido en uno de los principales focos de emisiones de CO₂ del país, después del sector transporte; contaron con un total 1320,30 Gg de CO₂ en el 2015, según se detalla en el II Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático [1]. Una problemática que, a su vez, es reafirmada por el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) en su Informe de actualización del inventario nacional de gases de efecto invernadero (GEI) [2].

En Costa Rica, una parte del sector industrial es altamente dependiente del petróleo, según lo detalla el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), el 32% de este sector utiliza intensivamente los combustibles fósiles en necesidades de energía térmica para sus procesos productivos [3]. Este problema no se encuentra en la gran necesidad aparente por la energía calórica en el sector industrial, sino que radica en el tipo de combustible utilizado para generarla; siendo en este caso los combustibles fósiles que producen emisiones de CO₂ y otros GEI en el proceso de combustión. De forma preocupante, esta realidad se extiende a otras regiones en todo el mundo, donde diversos expertos del Banco Mundial, como Dobrotkova, Adithya y Singh, detallaron que las industrias fueron las causantes del 36% de las emisiones de CO₂ a nivel mundial en el 2015 [4].

Debido a lo anterior, Costa Rica ha dedicado sus esfuerzos para establecer políticas que contribuyan a la carbono neutralidad en el futuro, garantizando una economía limpia y amigable con el ambiente. Esto por medio de tratados como el Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050, el VII Plan de Energía 2015-2030, la Política Nacional de Producción y Consumo Sostenibles 2018-2030, el Acuerdo de París, etc.

Con base en la trayectoria mencionada y el deseo de la industria por procesos productivos eficientes y de menor impacto ambiental, se propone la sustitución del combustible actual de diésel por una caldera que utilice una energía limpia y renovable, como lo es el uso de la

electricidad o la biomasa. Para ello, se desarrolla un estudio de prefactibilidad en el que se aborden aspectos económicos, de mantenimiento, ambientales y de riesgo para comparar objetivamente las diferentes alternativas.

La realización de estudios de prefactibilidad para la sustitución de calderas de combustibles fósiles es una necesidad no solo a nivel ambiental para la reducción de emisiones de CO₂. También tienen gran impacto a nivel económico, donde la rentabilidad productiva de una empresa dependiente del petróleo puede verse fuertemente amenazada, debido al incremento constante en los precios del barril de combustible o a las variaciones drásticas de este, a causa de conflictos internacionales entre potencias productoras de petróleo.

El presente trabajo tiene el objetivo de crear un marco de referencia en la arista de conocimiento de las calderas eléctricas ante la limitante en la disponibilidad de información, ya que no son abundantes las investigaciones realizadas en la rama. Abordando diferentes perspectivas a nivel social, ambiental, técnico y económico, se pretende encontrar las fortalezas y puntos débiles que puedan reforzarse en el futuro de las nuevas tecnologías.

1.2. OBJETIVO DE LA EMPRESA

“Ser el principal proveedor a nivel mundial de hilos de coser industriales, hilos de bordar y productos textiles para aplicaciones técnicas, brindando productos y servicios de primera calidad a nuestros clientes”.

1.3. RESEÑA DE LA EMPRESA

La empresa Hilos A&E de Costa Rica es una industria dedicada a las labores textiles, ubicada en la Zona Franca Metropolitana de Barreal de Heredia y opera como una gran parte de la compañía Elevate Textiles. Cuenta con un gran número de sedes a nivel mundial ubicadas a lo largo de distintas regiones, como las que se detallan en la figura 1.3. Su producción se centra en la fabricación de hilos de todo tipo, supliendo incluso las necesidades especializadas de sus clientes en el área eléctrica y mecánica, en la producción de hilos para el bobinado de motores y para núcleos de cable encamisado; telecomunicaciones en la producción de hilos frecuentemente utilizados en fibra óptica; a nivel industrial con hilos para coser y bordar o para la costura en el hogar, en la aplicación para prendas de vestir, manualidades, acolchados, etc. [5].



Figura 1.3. Localización de las distintas sedes de la empresa A&E. **Fuente:** [5].

La empresa A&E inicia su trayectoria en 1891, en un lugar conocido como Dutchman's Creek, bajo el nombre de Nims Manufacturing Company. Esta compañía, habiéndose sobrepuesto a crisis económicas, revoluciones tecnológicas y numerosos desafíos, evoluciona bajo el nombre de American Yarn Processing. En el año 1952, establece una fusión con la compañía Efird Manufacturing, y da origen a American & Efird ® Mills, Inc. Desde la década de 1890, A&E ha expandido y renovado grandemente sus instalaciones en todo el mundo, lo que la convirtió en la primera empresa textil de Carolina del Norte en igualar colores digitalmente, automatizar sistemas de mudada en los telares y computarizar las máquinas teñidoras [5].

La puesta en marcha de Hilos A&E de Costa Rica se realiza en 1990 y fue adquirida en 2018 por la compañía Platinum Equity, misma que funda Elevate Textiles ese mismo año, correspondiendo una colección de empresas y marcas de la más alta calidad que proveen al mundo de diversas soluciones con enfoques en la innovación y sostenibilidad [6].

1.4. VISIÓN

A&E logrará una categoría de proveedor preferencial, a nivel mundial, en cada línea de productos:

1. Suministrando productos, servicios y valor de calidad superior a nuestros clientes.
2. Poniendo en práctica la cultura empresarial de calidad (QBC) en toda la empresa. La cultura de A&E se define como una recopilación integral de prácticas y procesos impulsada por las necesidades de los clientes, centrada en la mejora de procesos, dirigida por el cuerpo administrativo con la participación de los socios.

3. Logrando reconocimiento como líder por parte de nuestros clientes, socios, proveedores y la comunidad, por nuestra contribución a la sociedad y el medioambiente a través del permanente compromiso global de sostenibilidad de A&E.

1.5. PLAN DE ACCIÓN

Bajo este apartado, la empresa traza una serie de acciones en las que se enfoca continuamente para asegurar su objetivo de ser el principal proveedor mundial de sus productos. Estos se detallan, a continuación:

- Enfoque en el Cliente.
- Liderazgo de la Administración.
- Participación del Asociado.
- Capacitación del Equipo.
- Mejoramiento Continuo del Proceso.
- Relaciones con los Proveedores.
- Responsabilidad Ambiental.
- Responsabilidad de Seguridad y Salud.

El presente proyecto está enfocado en brindar herramientas para la valoración de la viabilidad del reemplazo de la caldera actual de combustible fósil por una caldera que impacte positivamente en tres de las áreas mencionadas, correspondiendo al mejoramiento continuo del proceso, la responsabilidad ambiental, de seguridad y salud.

1.6. POLÍTICA Y SITUACIÓN AMBIENTAL DE LA EMPRESA

Las políticas de A&E están fuertemente relacionadas con la sostenibilidad ambiental. Uno de los símbolos de su compromiso continuo para el desarrollo de procesos amigables con el planeta es su marca Eco·Driven; un programa que se fundamenta en 10 objetivos concretos conocidos con el nombre de los Diez Hilos de Sostenibilidad, los cuales se mencionan, a continuación:

1. Huella de carbono global.
2. Conservación del agua y reciclaje.
3. Conservación de la energía.
4. Embalaje sostenible.
5. Reciclaje y reducción de residuos.

6. Productos sostenibles.
7. SSA global y responsabilidad social.
8. Sostenibilidad de la cadena de suministro.
9. Gestión de productos fabricados ecológicamente.
10. Participación y formación sobre productos fabricados ecológicamente.

Para lograr estos objetivos, A&E se comprometió a continuar invirtiendo en tecnologías innovadoras que contribuyan en la reducción de la huella ambiental de sus operaciones, incluyendo sus instalaciones y procesos [5]. Más allá de su compromiso y su marca personal ambiental, Hilos A&E de Costa Rica se encuentra participando activamente bajo la marca ambiental Higg. Esta marca surgió de la alta demanda de los consumidores e inversores en el área de la moda por productos que sean cada vez más respetuosos y amigables con el medio ambiente. La marca tuvo origen en Coalición de Ropa Sostenible (SAC por sus siglas en inglés), una alianza de ONG y empresas que incluye a los gigantes de la moda como Asos, Inditex y H&M [7].

Huw [7] informa que muchos inversionistas y productores a nivel mundial esperan que este índice se convierta en el nuevo estándar para medir la sostenibilidad en la industria de la confección textil; realizando la consulta a los gerentes de la empresa, estos tienen la misma esperanza. El índice de Higg plantea la medición de la sostenibilidad con cinco herramientas que evalúan el rendimiento social y ambiental de cada producto, enfocándose en áreas como el uso del agua, las emisiones de carbono, la energía, las condiciones laborales, la gestión de residuos y productos químicos.

Higg es una marca ambiental que promueve la transparencia de los procesos y da una oportunidad para las compañías, no solo de identificar apartados de mejora ambiental en sus instalaciones; sino también para compartir sus progresos de sustentabilidad con socios de la cadena de valor, consumidores, inversionistas y de partes interesadas clave. Según detalla SAC, los consumidores están cada vez más interesados en conocer dónde y cómo se confeccionan y los productos que compran; además, quieren apoyar a las marcas que sean social y ambientalmente sostenibles y transparentes con sus prácticas comerciales, sintiéndose más atraídos por productos que reflejen sus propios valores [8].

Actualmente, la base de usuarios del índice de Higg ascendió las 21483 organizaciones distribuidas a lo largo de 119 países, con cientos de marcas y decenas de miles de fabricantes

que comprenden el 40% del total de la industria de confección [7], incentivando, de esta forma, a una competencia sana enfocada a invertir en la producción sostenible.

Los representantes de la marca ambiental Higg realizan visitas a las empresas inscritas para verificar los niveles de progreso ambiental en sus instalaciones. La última visita realizada por los verificadores se dio el 23 y 24 de agosto del 2022 y, a continuación, se detallan los resultados obtenidos por la empresa.

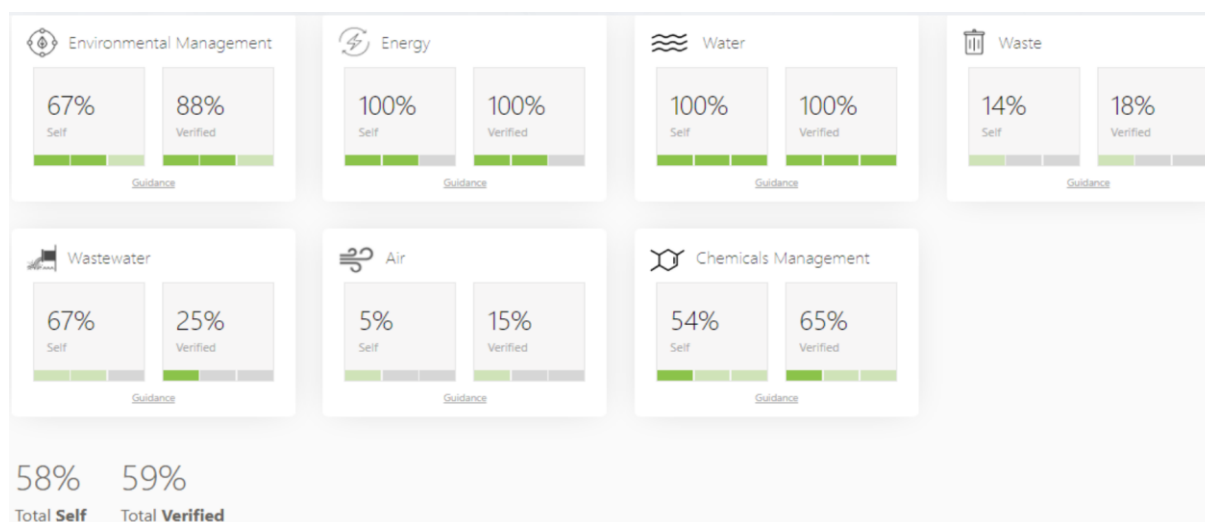


Figura 1.6.1. Resultados de la verificación del índice de Higg. **Fuente:** Hilos A&E de Costa Rica.

Como se puede observar, la empresa Hilos A&E se encuentra consciente en la mayoría de los apartados ambientales y ya ha establecido fuertes inversiones en una planta de tratamiento de alta tecnología para crecer en el apartado de agua de desecho. No obstante, de la figura se concluye que el área de mayor margen de mejora es la de emisiones ambientales, la cual aún no es capaz de alcanzar el primer nivel de verificación. La empresa en este apartado todavía no ha iniciado proyectos de mejora para poder verificarse.

Asimismo, la compañía se encuentra participando en otros programas ambientales como los siguientes:

- ZDHC Clean Chain: relacionada al buen manejo ambiental de los productos químicos.
- Science-Based Target Initiative (SBTi): una iniciativa en línea con Climate Science y las metas ambientales del acuerdo de París, para incentivar a las industrias a comprometerse con cero emisiones netas de CO₂ para antes del 2050 y el uso de un 100% de energía renovable para antes del 2030. Elevate Textiles expresa la alineación de sus objetivos con esta iniciativa en su reporte de sostenibilidad del 2022 [9].

Las siguientes son algunas de las certificaciones de las que dispone la empresa, así como los programas de mejora ambiental en los que participa:



Figura 1.6.2. Certificaciones y programas dentro de los que participa Hilos A&E Costa Rica. **Fuente:** Departamento de calidad de la empresa.

La presente propuesta de proyecto otorga valor a la empresa, ya que tiene una alineación clave con respecto a sus objetivos ambientales. De forma específica, se desea causar un impacto beneficioso en la principal fuente de emisiones de CO₂ de la empresa, la cual corresponde al uso del diésel para suplir la demanda de energía térmica. Un estudio de prefactibilidad basado en el costo de vida útil de las nuevas alternativas limpias en contraste con los combustibles sentará las bases para una buena toma de decisiones en las inversiones a futuro de los equipos que traerán una mejora a la imagen ambiental y marca de la empresa.

2. CAPÍTULO II. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Se puede indicar de la sección anterior que la empresa Hilos A&E de Costa Rica S.A. tiene sus metas de mediano y largo plazo alineadas con las metas establecidas a nivel internacional del Acuerdo de París, por medio de su iniciativa SBTi. Tanto el tratado como la iniciativa proponen evitar el incremento de la temperatura media mundial por medio de un freno en la liberación de GEI. No obstante, por medio de la verificación Higg, se da a conocer que las acciones de la empresa son escasas respecto a esta temática, ya que, según se detalla en la figura 1.6.1., el área con el menor grado de crecimiento es el apartado de las emisiones de CO₂ al ambiente, cuya fuente principal proviene del uso de diésel en las calderas.

A nivel internacional, existe una problemática real en el uso constante de los combustibles fósiles y la marcada dependencia de diferentes sectores productivos a esta fuente energética. Tal es la gravedad de la situación que más de 193 países también se han pronunciado en la lucha por el medioambiente en concordancia con el Acuerdo de París, además de esfuerzos liderados por cada nación con planes gubernamentales propios, como lo es el caso de Costa Rica con el

Plan Nacional de Descarbonización (PND) 2018-2050 y el VII Plan Nacional de Energía (PNE) 2015-2030.

Los planes a nivel nacional han establecido metas a corto, mediano y largo plazo; metas que se enfocan, principalmente, en la sustitución de tecnologías de consumo de combustible fósil por nuevas alternativas más eficientes, simples y que funcionen a base de energía renovable no contaminante. Comprometiéndose, de esta forma, a contar con una economía descarbonizada para el 2050 [10].

El PND menciona que uno de los principales responsables de la liberación de emisiones GEI a la atmosfera corresponde al sector industrial. Por esta misma razón, se han establecido ejes que consoliden una mejora en pro de los procesos productivos industriales descarbonizados, pudiéndose conseguir a través de la inversión e investigación en la sustitución de las fuentes de combustible fósil. Asimismo, el VII PNE estipula que estos esfuerzos deben ser conseguidos apuntando a una mejora en la eficiencia y aprovechamiento de la energía.

A raíz de las realidades mencionadas, se llega a una síntesis del problema principal, el cual no solo se encuentra presente en la empresa Hilos A&E Costa Rica, sino que se extiende a nivel nacional.

Tabla 2.1. Desviación entre el debiera y la realidad.

		Dato Suministrado	Referencia
Debiera	Costa Rica ha establecido acciones para reducir la huella de carbono en los diferentes sectores del país. A raíz de esto, la industria debe garantizar procesos productivos libres de emisiones de CO ₂ de acuerdo con las acciones establecidas en el Plan Nacional de Descarbonización (PND) 2018-2050.	Cero emisiones netas de CO ₂ en procesos productivos industriales.	[10]
Desviación	Un 32% de la industria costarricense no cuenta con procesos productivos libres de emisiones netas de CO ₂ , siendo las calderas de consumo de combustibles fósiles las principales responsables, incumpliendo así con los objetivos del Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050. [3]		
Realidad	Según informa el grupo ICE [3], la realidad en Costa Rica es que el 32% del sector industrial cuenta con un consumo intensivo de combustibles fósiles en calderas para la generación de calor y vapor en sus procesos productivos, donde los combustibles más utilizados son el búnker y diésel.	En Hilos A&E de Costa Rica S.A., a causa del uso de diésel en la caldera, se emitió una cantidad total de 1506,4 toneladas de CO ₂ netas en el último año.	Dato medido en campo con el consumo de combustible y aplicando el factor de emisión del IMN. (ver sección 7.4. “Cuantificación de la Huella de Carbono”)

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

Debido a la desviación propuesta, se plantea una investigación profunda enfocada en un estudio de prefactibilidad que sea capaz de determinar la viabilidad en la sustitución de calderas de combustible fósil por alternativas de energías limpias; considerando aspectos primordiales destacados en el PND, como lo son la descarbonización, la eficiencia energética, la legislación energética vigente y la gestión del riesgo de las tecnologías de transición.

2.2. OBJETIVOS

Con base en la problemática planteada y correspondiendo a las metas de los planes de gobierno como el PND 2018-2050, se definen los siguientes objetivos:

2.2.1. Objetivo general

Desarrollar un estudio de prefactibilidad técnico-financiero que determine la viabilidad en la sustitución del uso de combustibles fósiles en calderas por alternativas de generación de vapor con energías libres de emisiones de CO₂, cumpliendo con lo establecido en el PND (2018-2050) en beneficio de los objetivos y rentabilidad de la empresa Hilos A&E Costa Rica.

2.2.2. Objetivos específicos

1. Determinar las condiciones operativas actuales y la estructura de costos involucrados en el mantenimiento y las etapas pertinentes del ciclo de vida de las calderas de la empresa, así como de las alternativas de generación de vapor libre de emisiones GEI, para la obtención de información técnico-económica.

Indicador de logro: Informe técnico-económico sobre las condiciones actuales de operación de las calderas de la empresa en términos de cantidad, demanda de vapor, uso y su estructura de costos, basado en criterios de consumo, mantenimiento, inversión de la tecnología empleada, desincorporación y demás etapas del ciclo de vida.

2. Desarrollar un estudio sobre la gestión del riesgo de acuerdo con las directrices de la Norma ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo, según el tipo de combustible de la caldera, para el análisis de fortalezas y debilidades a nivel técnico, social y ambiental que apoyen el proceso de toma de decisiones de la empresa en la selección del tipo de caldera óptimo.

Indicador de logro: Informe de análisis de la gestión del riesgo según la fuente de energía de la caldera, basado en criterios como requerimientos de infraestructura y seguridad, riesgos sociales, ambientales y sus respectivas implicaciones legales.

3. Validar el impacto de las calderas según el tipo de combustible sobre la huella de carbono de la empresa, por medio de indicadores energéticos y ambientales como la reducción de emisiones de CO₂ netas anuales y eficiencia energética, para la valoración del cumplimiento de las metas del PND y su mejora en la imagen ecológica de la empresa.

Indicador de logro: Resultados de la proyección y el análisis de las emisiones netas de carbono anuales y de indicadores energéticos pertinentes basados en la Norma ISO 14064-1:2018-Sistema de Gestión Huella de Carbono e ISO 50006:2018-Sistemas de Gestión de la Energía.

4. Desarrollar un análisis financiero comparativo apoyado en la Norma IEC 60300-3-3:2009 del cálculo del coste del ciclo de vida que contraste el uso de calderas con energías limpias versus la energía fósil como el GLP y diésel, para la validación del tipo más factible que cumpla con los requerimientos de los planes PND y necesidades de la empresa.

Indicador de logro: Informe comparativo del análisis del costo del ciclo de vida de calderas de combustible fósil versus calderas de energías limpias y resultados proyectados de los índices financieros VAN, TIR y PR.

2.3. JUSTIFICACIÓN

La motivación principal que impulsa la realización del presente proyecto es la problemática medioambiental que ha azotado fuertemente a la humanidad en la última década, siendo el cambio climático una de las que más amenaza la supervivencia de las personas en los años futuros [10], [11].

Actualmente, en cuanto a la situación climática, Aguirre [12] afirma en su artículo que, en el 2017, el informe Anual del Estado del Clima, emitido por el Gobierno de Estados Unidos, reportó el récord de emisiones de CO₂ a nivel mundial. Según la fuente, la concentración del gas alcanzó las 405 ppm, un valor que ha cuadruplicado las emisiones desde 1960 y que ha llevado a que países como España, Argentina, Uruguay, Bulgaria, México y el Ártico reporten récords en sus temperaturas históricas.

El problema también repercute en Costa Rica a nivel generalizado, ya que, según lo especifica el MINAE [2], el país también obtuvo su récord histórico en emisiones de CO₂ con una cantidad de 7981,6 Gg en el 2017 (Ver figura 2.3.1). Donde los sectores que más aportaron a esta cifra fueron el de transporte seguido del industrial; un hecho confirmado en la

investigación realizada en el Plan Nacional de Desarrollo e Inversiones Públicas 2019-2022 [13].

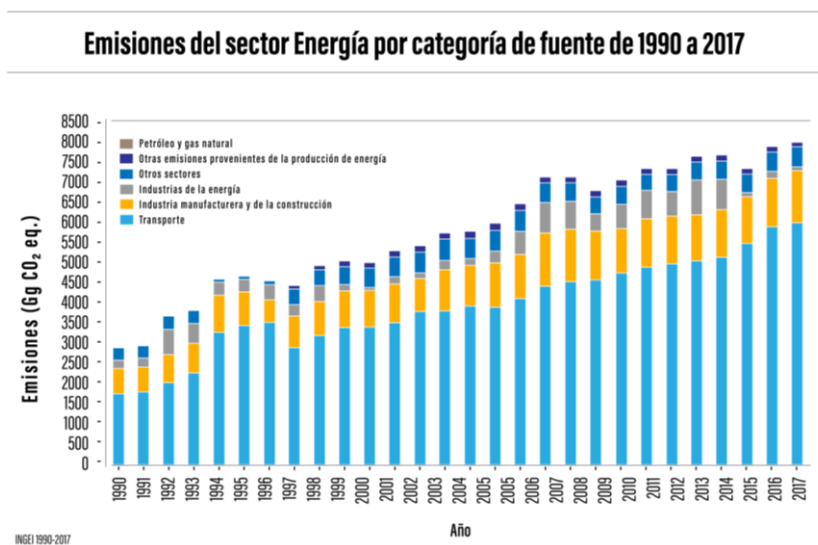


Figura 2.3.1. Emisiones de CO₂ históricas del sector energía, periodo de 1990-2017. **Fuente:** [2].

Tal como se mostró en el planteamiento del problema, el Grupo ICE detalla que el aporte del sector industrial en la generación de emisiones de CO₂ proviene, principalmente, de calderas que generan vapor a través de un consumo intenso de combustibles fósiles, siendo este el caso para el 32% del sector [3]. Menéndez y Muñoz [14] afirman que los problemas ambientales generados por calderas de combustible fósil no solo se limitan a la producción de CO₂, sino también por la generación de residuos sólidos de la eliminación de ceniza y a la generación de gases incoloros, inodoros, irritantes y tóxicos para el ser humano como el CO y SO₂, productos de la combustión incompleta o por la presencia de compuestos químicos oxidantes como el azufre en el combustible.

Ligado a la idea anterior, los gases tóxicos no solo pueden provocar problemas en la salud a corto plazo en las personas producto de intoxicaciones, sino que también se proyectan problemáticas serias para las generaciones futuras. Según se afirma en el PND [10], el crecimiento acelerado de las emisiones GEI en Costa Rica tiene implicaciones para la salud y muertes prematuras en la población, a causa de problemas respiratorios crónicos desarrollados por la contaminación atmosférica. Se afirma, además, que, si no se toman acciones a nivel internacional, 3 millones de personas pueden tener una muerte prematura hacia el 2040 por las mismas razones.

Con la información aportada, se demuestra de forma numérica la existencia de un problema con el uso de combustibles fósiles a nivel ambiental, siendo este el principal motivo de la propuesta que se plantea, ante el análisis de viabilidad en la sustitución de las calderas de diésel por alternativas limpias que no generen emisiones GEI.

La sustitución de una caldera de combustible fósil lleva a beneficios directos no solo a nivel ambiental y social, sino también económico. Algunos expertos afirman que, del total del costo del ciclo de vida de una caldera, aproximadamente, el 96% del costo corresponde solo al consumo de energía [15], colocándolo como el rubro de mayor impacto económico en una caldera. Las variaciones drásticas en los precios del combustible pueden repercutir severamente en la rentabilidad de una empresa.

La situación actual del precio de los combustibles es preocupante y según se estima, en proyecciones a futuro, lo será aún más. Así lo determinan los datos históricos de la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), donde, al eliminar los periodos de alta variabilidad, se tienen incrementos anuales del 6,18 % para el diésel. Además, Zárate y Ramírez [16], con los datos de la Dirección Sectorial de Energía (DSE), evidencian que los precios del barril de combustible muestran tasas de crecimiento exponenciales desde el 2002 (ver figura 2.3.3) amenazando la estabilidad económica a futuro de cualquier sector dependiente del petróleo.

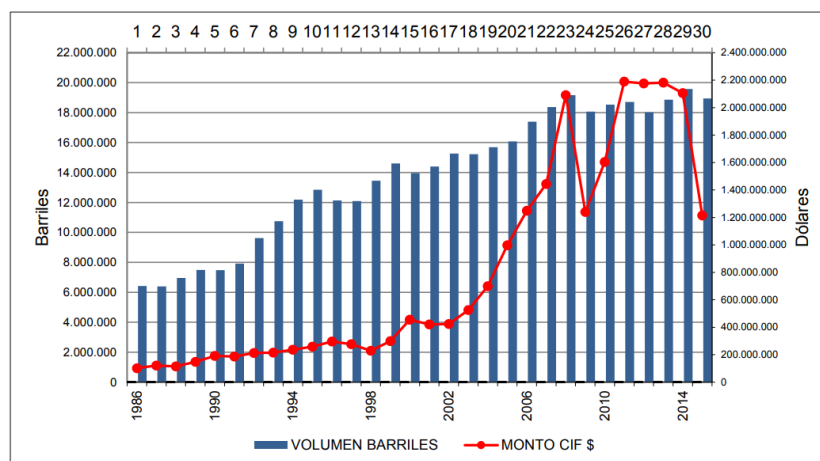


Figura. 2.3.2. Valor de las importaciones anuales de hidrocarburos en Costa Rica. **Fuente:** [16].

Estos datos históricos revelan una realidad preocupante para el futuro que va más allá de los riesgos ambientales para el planeta, ya que, desde la perspectiva económica, luego de que la escasez del petróleo sea evidente, dado que es un recurso finito, el valor de la demanda y los precios de este bien se dispararán de forma alarmante. Además, dicho impacto será aún más

severo cuando las políticas de los planes como el PND entren en vigencia, ya que, para el 2050, se establecerán los primeros pasos para fijar el precio al carbono, además de que se consolidará el proceso de eliminación de subsidios a combustibles fósiles [10].

No es necesario mirar hacia el futuro para observar el impacto negativo que genera la dependencia del sector industrial a los combustibles fósiles, ya que los precios de este bien pueden dispararse rápidamente a causa de conflictos internacionales. Un claro ejemplo es el actual enfrentamiento bélico entre Ucrania y Rusia; según lo detalla RECOPE, el incremento del precio del barril de combustible tendría origen en las sanciones emitidas en contra del país invasor y de las restricciones éticas que se impuso cada comprador para no financiar una guerra, provocando una escasez sin precedentes del recurso [17].

Aunado a esto, y a pesar de las problemáticas vividas a nivel mundial, en Costa Rica son mínimas las acciones que se han realizado para el cambio. Según lo detalla la Política Nacional de Producción y Consumo Sostenibles 2018-2030 [18], pese a los esfuerzos realizados para promover el cambio a tecnologías verdes en sectores productivos clave, se afirma que existe un vacío en las investigaciones e innovaciones realizadas que suponen un obstáculo para el avance tecnológico.

La propuesta de proyecto plantea causar un impacto positivo en este vacío de conocimiento, además, pretende guiar el camino para la sustitución de calderas de combustible fósil con el fin de reducir las emisiones de CO₂. Una meta que se alinea con los planes de gobierno como el PND (2018-2050) y el VII Plan Nacional de Energía con su promoción en “el desarrollo de procesos de generación y uso de la energía más respetuosos de los límites del entorno natural” [19].

Desde la perspectiva a nivel local, el beneficiado primario será la empresa Hilos A&E de Costa Rica S.A., esto debido a que la información recolectada en la investigación tendrá gran valor para la toma de decisiones. Como se ha mostrado, los combustibles fósiles son un recurso agotable y según las predicciones realizadas en torno a su precio [16], [20], [17], se estima que su uso en comparación con fuentes de energía limpias no será económicamente rentable. Por esta razón, los estudios de viabilidad como el que plantea el presente proyecto son una necesidad.

Para justificar la sustitución que se menciona en el párrafo anterior, se pretende apoyar el estudio de prefactibilidad con herramientas de análisis basados en normas como la IEC 60300-

3-3:2009-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida, ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo y la ISO 14064-1:2018-Sistema de Gestión Huella de Carbono; todas en conjunto, para realizar análisis económicos que utilicen como criterios adicionales el riesgo asociado y el impacto ambiental, además de un análisis económico final que dé a conocer sobre los periodos de retorno en la inversión de las nuevas tecnologías.

2.4. VIABILIDAD

Uno de los apartados más importantes que se deben tener en cuenta en la viabilidad del proyecto es la disponibilidad tecnológica para la ejecución de este; dado que el presente es un proyecto enfocado a un estudio de prefactibilidad en la sustitución de calderas de energía fósil por calderas de energías limpias, será necesario identificar los fabricantes que las ofrecen.

Según el estudio llevado a cabo por la Secretaría de Planificación del Subsector de Energía (SEPSE) [21], Costa Rica tiene uno de los porcentajes de generación eléctrica libre de CO₂ más grandes del mundo, superando el 98,2% de generación con energía limpia a partir del año 2015; siendo esta una de las razones más relevantes para la implementación de una caldera eléctrica. Estas calderas son una tecnología innovadora, por lo que será necesario evaluar las repercusiones y su disponibilidad en el mercado nacional. Por otro lado, a nivel internacional, existe un mercado amplio y fuerte, dando lugar a la viabilidad del proyecto, con la salvedad de que será necesario investigar los requisitos para una eventual importación del equipo.

Dentro de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), se realizaron visitas técnicas a fabricantes de calderas eléctricas y sus respectivos clientes, los cuales obtuvieron resultados muy favorables; así lo afirman Montero y Miranda [22]. Para este informe de visita, los fabricantes visitados fueron Europa Térmica Eléctrica (ETE) en España y Precisión Boilers en Estados Unidos. Del mismo modo, existen otros fabricantes conocidos y de gran renombre como los son Cleaver-Brooks, Bosch, Piroblock, Certuss, etc. De parte de otras alternativas renovables como las calderas de biomasa, se cuenta con proveedores como lo es la empresa EcoSolutions y con fabricantes como Bosch, VINCKE, Hurst, etc. Los fabricantes mencionados cuentan con la disponibilidad en el servicio de exportación y disponen, a su vez, de los materiales y repuestos necesarios para el mantenimiento del equipo.

Uno de los aspectos más importantes que permitirá el avance de la investigación es el recurso humano. Desde esta perspectiva, se cuenta con la ayuda del personal de la empresa Hilos A&E de Costa Rica, así como con la asesoría de personas de alto cargo y de un gran nivel de

experiencia, como lo es ingeniero eléctrico Adrián Astley (jefe del Departamento de mantenimiento) y el ingeniero industrial Víctor Castro García (gerente de manufactura). También se cuenta con la ayuda y guía de profesores del Instituto Tecnológico de Costa Rica, los cuales dedican su esfuerzo para orientar a los estudiantes en la realización de trabajos como este.

Por último, se encuentra el detalle en la disponibilidad de los recursos financieros. Es evidente que, para la puesta en marcha de la propuesta, será necesario que la empresa invierta los recursos económicos necesarios para la compra e instalación de la caldera propuesta. No obstante, la toma de decisiones será definida con base en los resultados del estudio de prefactibilidad y la disposición final de la empresa.

2.5. ALCANCE

El alcance que se plantea para el presente proyecto es del tipo exploratorio, debido a que se plantea un estudio de prefactibilidad de una tecnología innovadora como lo son las calderas eléctricas, en sustitución de las calderas típicas de combustible fósil que existen en las industrias.

Se pretende que, con la investigación, se consoliden bases sólidas para garantizar una correcta toma de decisiones de la empresa, por medio de datos cuantitativos que comparen los costos en cada una de las etapas del ciclo de vida de las calderas según su fuente de energía. Además de la estimación del beneficio en la sustitución considerando criterios ambientales, legales y de seguridad.

A su vez, como parte del enriquecimiento del análisis, se compara la propuesta de la caldera eléctrica con otras fuentes de energía competitivas como la biomasa, como forma de aportar un panorama amplio de soluciones para la empresa, evaluando objetivamente las fortalezas y limitaciones de cada tipo de energía.

2.6. LIMITACIONES

Dentro de las limitaciones encontradas para el desarrollo del proyecto, se puede mencionar la no disponibilidad de una caldera eléctrica con la que se pueda trabajar de forma experimental; un aspecto que sería útil para realizar comparaciones directas en el mismo entorno de trabajo. En su lugar, se utilizan estudios previos realizados en Costa Rica y a nivel internacional, la

información disponible por parte de los fabricantes, cálculos y aproximaciones ingenieriles y de otras fuentes de comparación similares.

Por último, se encuentra la limitación sobre la disponibilidad del tiempo de realización del estudio de prefactibilidad, donde se dispone de un periodo menor a 13 semanas para la recopilación y análisis de la información requerida para el cumplimiento de cada uno de los objetivos específicos; debido a esto, es posible que no se puedan abordar todas las aristas de conocimiento con la profundidad deseada.

2.7. METODOLOGÍA

Objetivo específico	Actividad por realizar	Fuente de información	Análisis de datos	Resultados esperados (Entregables)
Específico 1: Determinar las condiciones operativas actuales y la estructura de costos involucrados en el mantenimiento y las etapas pertinentes del ciclo de vida de las calderas de la empresa y de las alternativas de generación de vapor libre de emisiones GEI, para la obtención de información técnico-económica.	Medir y calcular las condiciones de operación actuales de las calderas de la empresa (uso, consumo, kg vapor producido/h)	Medidas experimentales o datos técnicos del dpto. de mantenimiento y producción.	Cálculos matemáticos, tendencias históricas, datos puntuales.	Resultados de las condiciones actuales de operación de calderas.
	Investigación de las alternativas de calderas de energía limpia en el mercado.	Fabricantes, catálogos, fuentes bibliográficas, visitas técnicas.	Resultados económicos en artículos, criterio de confiabilidad, disponibilidad.	Tipos de calderas recomendables según fuentes bibliográficas.
	Generar el desglose de la estructura de costos según los criterios del ciclo de vida útil de la norma IEC 60300-3-3-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida	Norma IEC 60300-3-3-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida, fuentes bibliográficas	Se establecen los análisis de costos y consideraciones ambientales de cada etapa del ciclo de vida útil según la norma IEC 60300-3-3-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida	Informe detallado del coste del ciclo de vida útil de según el tipo de caldera basado en la norma IEC 60300-3-3-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida
	Averiguar costos de inversión, operativos, mantenimiento, desincorporación y otros según el desglose generado para cada tipo de caldera estudiado	Fuentes bibliográficas, datos dpto. mantenimiento, datos de proveedores, catálogo de fabricantes, información aduanera.		
	Investigar precios y tarifas vigentes de la energía y combustible según el tipo de caldera.	Facturas, tarifas vigentes e históricas de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) y RECOPE	Tendencias históricas, datos puntuales.	Precios vigentes e información histórica.

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

Objetivo específico	Actividad por realizar	Fuente de información	Análisis de datos	Resultados esperados (Entregables)
Específico 2: Desarrollar un estudio sobre la gestión del riesgo de acuerdo con las directrices de la Norma ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo según el tipo de combustible de la caldera, para el análisis de fortalezas y debilidades a nivel técnico, social y ambiental que apoyen el proceso de toma de decisiones de la empresa en la selección del tipo de caldera óptimo.	Identificar los eventos potenciales de riesgo según el tipo de caldera a nivel ambiental, social y técnico.	Datos históricos sobre incidentes de la caldera a nivel, local, nacional e internacional, Norma ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo	Se establece por medio de análisis estadísticos la probabilidad de ocurrencia de eventos de riesgo según el tipo de fuente energética de la caldera.	Informe de análisis de la gestión del riesgo basado en la norma ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo acorde a las necesidades de la empresa
	Analizar la magnitud del riesgo por medio de parámetros estadísticos y criterios ingenieriles de la Norma ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo			
	Identificar y traducir en donde aplique los costos asociados al riesgo del tipo de las calderas según la manipulación de su energía e inconvenientes en su operación.	Reglamento de Calderas, política de seguridad laboral de la empresa, Ministerio de Salud.	Se establecen los análisis de costos y consideraciones legales en el requerimiento de las instalaciones que requiere cada tipo de caldera.	Informe técnico-financiero de los requisitos de las instalaciones según el tipo de caldera de acuerdo con el marco legal.
	Identificar las implicaciones legales a nivel social y medioambiental de los riesgos identificados	Ministerio de Salud, política de seguridad laboral de la empresa.	Análisis informativo y evaluación de las sanciones según el riesgo.	Informe investigativo sobre las implicaciones legales.
	Evaluar las fortalezas y debilidades de los tipos de caldera según los resultados.	Información recopilada de las actividades anteriores.	Recopilación y comparación de los resultados estadísticos y de costos obtenidos en las actividades anteriores.	Informe completo de análisis de la gestión del riesgo.

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

Objetivo Específico	Actividad por realizar	Fuente de información	Análisis de datos	Resultados esperados (Entregables)
Específico 3: Validar el impacto de las calderas según el tipo de combustible sobre la huella de carbono de la empresa, por medio de indicadores energéticos y ambientales como la reducción de emisiones de CO ₂ netas anuales y eficiencia energética, para la valoración del cumplimiento de las metas del PND y su mejora en la imagen ecológica de la empresa.	Identificar los indicadores energéticos y ambientales pertinentes según la Norma ISO 14064-1:2018-Sistema de Gestión Huella de Carbono e ISO 50006:2014-Sistemas de Gestión de la Energía.	Norma ISO 50006:2014-Sistemas de Gestión de la Energía.	Análisis de los datos obtenidos por medio de los indicadores energéticos y ambientales y proyecciones históricas que evidencien el aporte de las calderas de energías limpias versus el de energías fósiles.	Indicadores energéticos pertinentes en el análisis.
	Norma ISO 14064-1:2018-Gases de efecto invernadero.	Norma ISO 14064-1:2018-Gases de efecto invernadero.		Documentos sobre los datos históricos disponibles.
	Recomendaciones de Estudios anteriores.	Recomendaciones de Estudios anteriores.		Resultados medidos de los indicadores energéticos.
	Consultar sobre datos históricos disponibles en la empresa.	Datos del dpto. mantenimiento, datos del objetivo específico 1.		Resultados obtenidos de las fuentes y cálculos.
	Recolección experimental de datos en base a los indicadores propuestos para la caldera actual de combustible fósil.	Trabajo de campo.		Informe completo de análisis de impacto ambiental de las calderas de combustibles fósiles vs energías limpias.
	Proyectar de forma teórica los datos pertinentes a los indicadores definidos de las alternativas de calderas de energía limpia.	Fuentes bibliográficas, catálogos de fabricantes, calculo matemáticos y proyecciones históricas.		
Interpretación de resultados y cálculo de la reducción de la huella de carbono hipotética de la caldera actual con respecto a las nuevas alternativas.	Resultados de las actividades anteriores.	-		

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

Objetivo Específico	Actividad por realizar	Fuente de información	Análisis de datos	Resultados esperados (Entregables)
Específico 4: Desarrollar un análisis financiero comparativo apoyado en la Norma IEC 60300-3-3- Cálculo del Coste del Ciclo de Vida que contraste el uso de calderas con energías limpias versus la energía fósil como el búnker y diésel, para la validación del tipo más factible que cumpla con los requerimientos de los planes PND y necesidades de la empresa.	Recopilación de la información obtenida de los anteriores estudios traducida a costos.	Se utilizan los criterios de la Norma IEC 60300-3-3-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida en la definición de costos.	Análisis sistemático y estadístico de la información recopilada de los resultados anteriores.	Informe completo del coste del ciclo de vida basado en la Norma IEC 60300-3-3- Cálculo del Coste del Ciclo de Vida.
	Comparación y evaluación de los resultados obtenidos.	Anteriores actividades		Informe financiero proyectado en los índices VAN, TIR y PR.
	Cálculo de índices financieros TIR, VAN, PR.	Cálculos matemáticos de acuerdo con las proyecciones y costos obtenidos.	Se calculan y comparan los índices financieros VAN, TIR y PR.	Informe completo del estudio de prefactibilidad.
	Desarrollar las conclusiones y recomendaciones en base a los resultados del análisis de prefactibilidad y de acuerdo necesidades de la empresa, rentabilidad económica y el cumplimiento de las metas del PND	Criterios económicos, técnicos, ambientales, sociales obtenidos en el presente y anteriores estudios.	Se establece un análisis sistemático que unifique las conclusiones obtenidas del presente y los anteriores estudios para definir la viabilidad en la sustitución de las calderas de combustible fósil por una fuente de energía libre de emisiones de CO2.	

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

2.8. PLAN DE TRABAJO

N° Objetivo	Actividad a Realizar	Duración (Semanas)	25/07/2022	01/08/2022	08/08/2022	15/08/2022	22/08/2022	29/08/2022	05/09/2022	12/09/2022	19/09/2022	26/09/2022	03/10/2022	10/10/2022	17/10/2022	24/10/2022	31/10/2022	07/11/2022	14/11/2022
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Redacción del informe de Investigación	11	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
	Medir y calcular las condiciones de operación actuales de las calderas de la empresa (uso, consumo combustible, kg vapor producido/h, eficiencia instantánea)	2	█	█															
	Investigación de las alternativas de calderas de energía limpia en el mercado.	1	█																
	Generar el desglose de la estructura de costos según los criterios del ciclo de vida útil de la Norma IEC 60300-3-3;2009-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida.	1		█															
	Averiguar costos de inversión, operativos, mantenimiento, desincorporación y otros según el desglose generado para cada tipo de caldera estudiado	3		█	█	█													
	Investigar precios y tarifas vigentes de la energía y combustible según el tipo de caldera.	1			█														
2	Identificar los eventos potenciales de riesgo según el tipo de caldera a nivel ambiental, social y técnico.	3				█	█	█											
	Analizar la magnitud del riesgo por medio de parámetros estadísticos y criterios ingenieriles de la norma ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo.	3				█	█	█											
	Identificar y traducir en donde aplique los costos asociados al riesgo del tipo de las calderas según la manipulación de su energía e inconvenientes en su operación.	2						█	█										
	Identificar las implicaciones legales a nivel social y medioambiental de los riesgos identificados	1							█										
	Evaluar las fortalezas y debilidades de los tipos de caldera según los resultados.	2								█	█								
3	Identificar los indicadores energéticos y ambientales pertinentes según la Norma Norma ISO 14064-1:2018-Sistema de Gestión Huella e ISO 50006:20014-Sistemas de Gestión de la Energía.	1	█																
	Consultar sobre datos históricos disponibles en la empresa.	1	█																
	Recolección experimental de datos en base a los indicadores propuestos para la caldera actual de combustible fósil.	10	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	
	Proyectar de forma teórica los datos pertinentes a los indicadores definidos de las alternativas de calderas de energía limpia.	3	█	█	█														
	Interpretación de resultados y cálculo de la reducción de la huella de carbono hipotética de las nuevas alternativas con respecto a la caldera actual.	2								█	█								
4	Recopilación de la información obtenida de los anteriores estudios traducida a costos.	1										█							
	Comparación y evaluación de los resultados obtenidos.	2										█	█						
	Cálculo de índices financieros TIR, VAN, PR.	1											█						
	Desarrollar las conclusiones y recomendaciones en base a los resultados del análisis de prefactibilidad y de acuerdo necesidades de la empresa, rentabilidad económica y el cumplimiento de las metas del PND	1												█					
Finalización y entrega del borrador del proyecto a profesor guía y lectores	1													█					
Se devuelve el informe por parte de los revisores	1															█			
Revisión y corrección de observaciones	2															█	█		
Revisión del documento por parte del filólogo (a)	1																	█	
Entrega final del proyecto corregido, Día de defensa, entrega carta de entendimiento biblioteca, carta de recibido de la empresa y la carta del filólogo.	1																		█

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

3. CAPÍTULO III. MARCO TEÓRICO

A lo largo de las distintas secciones del proyecto, se ha profundizado en las repercusiones a nivel medioambiental, técnico, legal, económico y social que tiene el uso de combustibles fósiles para la generación de vapor a nivel industrial. Dado el extenso alcance que tiene la problemática y que el presente trabajo pretende alcanzar diferentes poblaciones científicas para crear conciencia, se plantea la presente sección, la cual tiene como fin ubicar a los lectores en los conceptos teóricos fundamentales que requieren para comprender el desarrollo del proyecto.

Según lo detalla Garro [23], una caldera es un equipo que consiste esencialmente en un recipiente que contiene agua y que es capaz de transformarla en vapor por medio de la aplicación de calor. Bajo la misma rama, se informa que, para llevar a cabo su función básica, diversos diseñadores han concebido innumerables configuraciones como las detalladas en la siguiente figura:

SEGÚN	A	B	C	D	E
LA DISPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS	CALDERAS DE TUBOS DE AGUA (ACUOTUBULARES)	CALDERAS DE TUBOS DE HUMO (PIROTUBULARES)			
LA TRANSMISIÓN DEL CALOR	CALDERAS DE CONVECCIÓN	CALDERAS DE RADIACIÓN	CALDERAS DE RADIACIÓN Y CONVECCIÓN		
EL COMBUSTIBLE UTILIZADO	CALDERAS DE CARBÓN (PARRILLA MECÁNICA O CARBÓN PULVERIZADO)	CALDERAS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	CALDERAS DE COMBUSTIBLES GASEOSOS	CALDERAS PARA COMBUSTIBLES ESPECIALES (LICOR NEGRO, BAGAZO, DESPERDICIOS DE MADERAS, COMBUSTIBLES VEGETALES, ETCÉTERA).	CALDERAS DE RECUPERACIÓN DE CALOR DE GASES (CON O SIN COMBUSTIBLE ADICIONAL).
EL TIRO	CALDERAS DE HOGAR PRESURIZADO	CALDERAS DE HOGAR EQUILIBRADO			
EL SISTEMA DE APOYO EMPLEADO	CALDERAS APOYADAS	CALDERAS SUSPENDIDAS			
SEGÚN SU IMPLANTACIÓN	CALDERAS TERRESTRES.	CALDERAS MARINAS			
SU UBICACIÓN	CALDERAS DE INTERIOR	CALDERAS PROTEGIDAS CONTRA INTEMPERIE			
SU OPERACIÓN	CALDERAS AUTOMÁTICAS	CALDERAS SEMIAUTOMÁTICAS (AUTOMÁTICAS DE ENCENDIDO MANUAL).	CALDERAS DE OPERACIÓN MANUAL		
CIRCULACIÓN DE LOS FLUIDOS	CALDERAS DE CIRCULACIÓN NATURAL.	CALDERAS DE CIRCULACIÓN ASISTIDA.	CALDERAS DE CIRCULACIÓN FORZADA.		
PRESIÓN DE TRABAJO	DE BAJA PRESIÓN: $P \leq 20 \text{ KGF/CM}^2$	DE MEDIA PRESIÓN: $20 \leq P \leq 64 \text{ KGF/CM}^2$	DE ALTA PRESIÓN: $P \geq 64 \text{ KGF/CM}^2$		
SISTEMA DE VAPORIZACIÓN	CALDERAS DE VAPORIZACIÓN LENTA.	CALDERAS DE VAPORIZACIÓN RÁPIDA.			
SU USO	CALDERAS FIJAS.	CALDERAS MÓVILES.			
LAS FUENTES DE CALOR	CALDERAS PARA COMBUSTIBLES (SÓLIDOS, LÍQUIDOS, GASEOSOS.	CALDERAS MIXTAS.	CALDERAS DE RECUPERACIÓN DE CALOR.	CALDERAS ELÉCTRICAS.	
LA FORMA EN QUE FLUYAN LOS GASES DE LA COMBUSTIÓN	CALDERAS DE PASO DIRECTO.	CALDERAS DE RETORNO			
MEDIO DE TRANSPORTE DE CALOR	CALDERAS DE VAPOR	CALDERAS DE AGUA CALIENTE	CALDERAS DE AGUA SOBRECALENTADA	CALDERAS DE FLUIDO TÉRMICO	

Figura 3.1. Tipos y clasificación de calderas. Fuente: Rodríguez [24].

3.1. CLASIFICACIÓN DE CALDERAS SEGÚN SU CONSTRUCCIÓN

Debido a los intereses del presente proyecto, se introduce al lector sobre la definición de los tipos más básicos y fundamentales:

3.1.1. Calderas pirotubulares (de tubos de fuego)

En este tipo de calderas, los gases calientes producidos por medio de la combustión se hacen pasar por el interior de una serie de tubos que se encuentran sumergidos en el agua del recipiente, por lo que actúan como el medio de transferencia de calor. Estas calderas son conocidas también como calderas de concha, puesto que el vapor y los elementos necesarios para generarlo se encuentran contenidos dentro de una coraza [24].

En la figura 3.1.1 se muestra de forma gráfica el flujo de los gases en la caldera. El proceso de combustión inicia en el “hogar”; este es el sitio donde se quema el combustible y donde se produce el calor en la caldera, a medida que los gases calientes se trasladan a través de los tubos, el calor es transferido hacia el agua debido a la diferencia de temperatura. Los gases continúan su camino a través de los diferentes pasos y, finalmente, son eliminados con una cierta cantidad de calor residual a través de la chimenea [23].

Para aprovechar la transferencia de calor, las calderas suelen construirse con más de dos retornos o “pasos”. Estos se refieren a la cantidad de tubos que transportan los gases en una misma dirección; el número de pasos en una caldera dependerá del tipo de configuración de cada caldera, ya que existen tipos donde se utiliza un sistema conjunto acuotubular y pirotubular para aprovechar más eficientemente la energía; en este caso, la cantidad de pasos necesarios del sistema pirotubular sería menor [25].

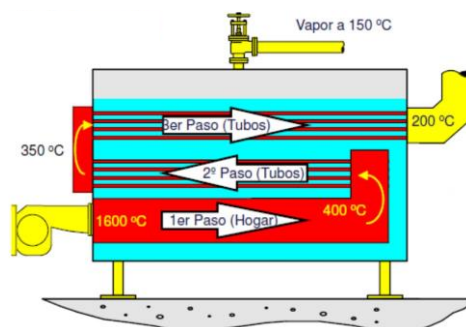


Figura. 3.1.1. Proceso fundamental de operación de una caldera pirotubular de 2 pasos. **Fuente:** [23].

Según menciona Garro, las calderas pirotubulares, debido a su construcción, no suelen manejar capacidades mayores a 750 BHP, esto debido a limitaciones en su diseño para poder operar con altas presiones. Bajo la misma rama, este tipo de calderas tienen la ventaja de ser

relativamente baratas en su inversión inicial de capital, son capaces de adaptarse rápidamente a cambios de carga, no obstante, son lentas para alcanzar la presión de operación en el arranque [23].

3.1.2. Calderas acuotubulares (de tubos de agua)

De forma contraria a como ocurre en las calderas pirotubulares, en las acuotubulares, el agua fluye a través del interior de las tuberías; mientras que los gases o la llama en el hogar entra en contacto directo con las tuberías del líquido, calentándolas hasta alcanzar el punto de evaporación [25]. En este tipo, los tubos se encuentran localizados como agrupaciones llamadas “bancos de tubos” y se colocan de manera vertical o como máximo inclinada en los muros del horno [23].

En la figura 3.1.2., se muestra gráficamente el funcionamiento de este tipo de caldera; en ella se observa el nacimiento de la combustión en el calentador. El calor se difunde por medio de los procesos termodinámicos de la convección de los gases y la radiación en el origen de la llama, por diferencia de temperaturas, el calor fluye hacia el interior de los tubos donde se encuentra el agua y esta se evapora para poder ser utilizada en el proceso industrial de calentamiento [23].

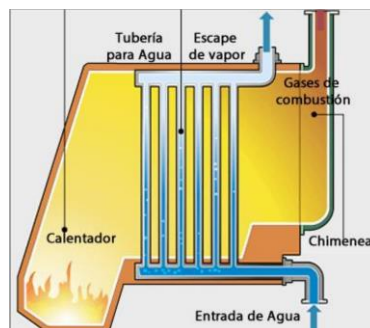


Figura. 3.1.2. Diagrama de funcionamiento de una caldera acuotubular. **Fuente:** [24].

Entre las ventajas de este tipo de calderas, se puede mencionar su alta capacidad para poder manejar valores superiores a los 1000 BHP de potencia; razón por la que también son conocidas como generadores de vapor, además, son capaces de resistir mayores presiones de operación [26]. No obstante, la peculiaridad de que el agua se transporte por medio del interior de los tubos provoca que estas calderas sean más propensas a incrustaciones debidas a impurezas contenidas en el agua. Una problemática que afecta la transferencia de calor y, por ende, reduce la eficiencia del equipo [27].

3.1.3. Calderas de resistencias y electrodos

A diferencia de los anteriores tipos de caldera, las calderas de resistencias y electrodos utilizan la electricidad para poder evaporar el agua contenida en la caldera. Su funcionamiento se basa enteramente en los fundamentos del fenómeno físico conocido como efecto Joule. Este fenómeno explica que: “toda corriente eléctrica que circula a través de una resistencia eléctrica, provoca que esta última libere calor el cual es absorbido por el medio que lo rodea” [28], indicando la capacidad para convertir la energía eléctrica a calor.

Según lo detalla Kohan [27], las calderas de resistencias eléctricas cuentan con una serie de hilos encapsulados con una cubierta metálica que está aislada eléctricamente; estas se encuentran sumergidas bajo el agua y son las responsables de cederle calor al agua. Además, según lo detalla la CNFL en su estudio técnico realizado [22], estas calderas son de fácil instalación, cuentan con rendimientos del orden del 99% y disponen de un cuadro de mando integrado con control electrónico en cada uno de sus escalones de potencia. Son capaces de manejar potencias que van desde los 1,5 a los 400 BHP para alcanzar temperaturas de vapor sobrecalentado de 210 °C.

Las calderas de electrodos también basan su operación en la aplicación de energía eléctrica. Para comprender su funcionamiento, se incorpora la figura 3.1.3, la cual detalla cada una de las partes internas de este tipo de caldera. En este equipo, la electricidad es aplicada en media tensión a un sistema de electrodos [primario (4) y secundario (5)]. Estos reciben un flujo de agua que es emitido a través de un sistema de boquillas central (3); gracias a las propiedades conductoras del agua, se crea el flujo de corriente eléctrica a través de los electrodos, convirtiéndose en calor que es absorbido por el agua en el impacto [22].

Algunos fabricantes como Precision Boilers [29] detallan que las capacidades de esta caldera pueden alcanzar rangos que van desde los 800 kW a 50 000 kW de potencia, lo que la hace ideal para ser utilizada en un amplio apartado de aplicaciones. Además, su producción de vapor puede ser fácilmente adaptable a la demanda, ya que cuentan con sistemas de bombeo (7, 1) que se autorregulan con un sistema Variador de Frecuencia (VDF) con base en el requerimiento de vapor.

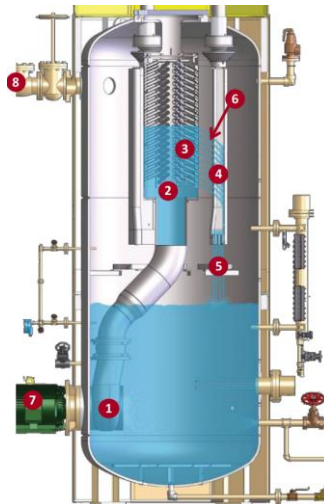


Fig. 3.1.3. Estructura interna de una caldera eléctrica de electrodos. **Fuente:** [29].

Las calderas de electrodos y de resistencias cuentan con ventajas compartidas a nivel de mantenimiento, ya que poseen menos partes móviles, son más compactas y tienen altas eficiencias que pueden alcanzar el 99%. No tienen tubos que sufran por problemas de incrustación, alcanzan las presiones de operación en menos de un minuto y cuentan con una excelente regulación. No obstante, y de forma específica para las calderas de electrodos, se tiene el inconveniente de que inyectan armónicos a la red, puesto que su principio de modulación se basa en regular el flujo de suministro de la bomba de agua y, por ende, la velocidad del motor, por lo que, en casos donde la demanda es altamente variable, será necesario adquirir un reactor para mitigar este efecto [22].

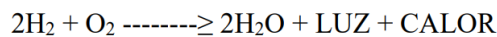
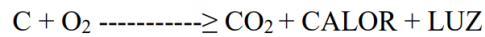
3.2. CLASIFICACIÓN DE CALDERAS SEGÚN SU FUENTE DE ENERGÍA

La segunda categoría en importancia en la clasificación de calderas se centra en el tipo de fuente de energía que utilizan, principalmente, entre las calderas del tipo pirotubular y acuotubulares. Entre esta clasificación, se distinguen los siguientes tipos de energía:

3.2.1. Combustibles fósiles

Estos corresponden a uno de los tipos de energía más utilizados dentro de la caldera, debido a su alto poder calorífico para facilitar el proceso de combustión, además de que tienen baja inercia, es decir, son capaces de reaccionar frente a cualquier cambio brusco en la demanda de vapor a nivel productivo [20].

A nivel teórico, los combustibles fósiles son compuestos de origen orgánico que contienen, principalmente, carbono e hidrógeno, dos elementos vitales para llevar a cabo las reacciones químicas que facilitan la combustión [23]. La fórmula química de este proceso es la siguiente:



Como se puede observar, los productos de esta reacción química son vapor de agua, luz, calor y CO₂; no obstante, bajo condiciones reales donde la atmósfera no está compuesta en su totalidad por oxígeno y el combustible fósil no es completamente puro, se pueden presentar subproductos químicos como el monóxido de carbono (CO), hollín (carbono), óxidos de nitrógeno, SO₂, etc. Subproductos que son severos contaminantes del ambiente y que, además, requieren de calor para poder formarse, por lo que una parte de la energía aprovechable en la caldera se pierde en la formación de estos compuestos [23].

Debido a lo anterior, es necesario controlar las variables de combustión por medio de ventiladores que aporten un exceso de aire, calentadores que aumenten la temperatura de los combustibles, reguladores de flujo, filtros y de otros sistemas para garantizar la máxima eficiencia en la caldera, lo que lleva a costos adicionales de operación y mantenimiento [23].

En Costa Rica tal como detalló el ICE, el 32% de las industrias utilizan activamente combustibles fósiles en calderas [3]. Además, los tres combustibles más comunes para alimentarlas en el país son el diésel, el búnker y el gas licuado de petróleo (GLP) [20]. A continuación, se muestra una serie de variables teóricas importantes sobre el aprovechamiento energético de estas fuentes en calderas, su densidad, poder calorífico y sus precios actuales vigentes en el mercado (junio, 2022):

Tabla 3.2.1. Variables técnicas de los combustibles más utilizados en calderas en CR. **Fuente:** elaboración propia utilizando los datos de RECOPE (MS Excel 365).

Tipo de Combustible	Densidad (kg/m ³)	Poder Calorífico (kcal/kg)	Eficiencia en Caldera (%)	Precio (¢/Litro)	CO ₂ liberado (kg CO ₂ /L)
Diésel	843,3	10680	83	1012,00	2,613
GLP	533,1	1330	82	300,62	1,611
Búnker-C	936,6	10400	83	484,14	3,101

La eficiencia de estos equipos puede variar con respecto a diferentes factores, incluso pueden alcanzar valores mayores o menores a los reportados en la tabla. Además, también dependen de

la marca del equipo, para un mayor entendimiento de las variables que repercuten, se encuentra la sección 3.3 “Eficiencia de una caldera”.

3.2.2. Biomasa

El término biomasa se refiere a: “toda la materia orgánica que proviene de árboles, plantas y desechos de animales que pueden ser convertidos en energía” [25]. Este tipo de energía tiene grandes similitudes con los combustibles fósiles, ya que también se compone de compuestos como el carbono e hidrógeno que facilitan la combustión, pero, a diferencia de los fósiles, la biomasa se considera como una fuente de energía renovable y limpia. Según el PND [10], ya se toma en cuenta como un combustible que tiene emisiones de CO₂ neutras. Las plantas a lo largo de su ciclo de vida absorben grandes cantidades de dióxido de carbono de la atmósfera, por lo que, cuando es utilizada como combustible, la cantidad de CO₂ que libera es la misma que absorbió en el pasado.

En Costa Rica, las calderas de biomasa se han convertido en una excelente opción para la sustitución de los combustibles fósiles en calderas, ya que, además de reducir los GEI, estas también están aprovechando los residuos de los procesos productivos agropecuarios como combustible. Cuentan con precios competitivos en el mercado y se consideran como una fuente inagotable de energía, si se realiza una buena gestión con la reforestación [26].

No obstante, el VII Plan Nacional de Energía señala que la generación de energía por medio de la biomasa no resulta lo suficientemente atractiva, debido a que se debe considerar que este combustible: “proviene de residuos de otras actividades económicas, por lo que su desarrollo depende de las empresas que realizan tales actividades” [19]. Las calderas de biomasa también requieren de un mayor espacio de almacenamiento, necesitan sistemas de alimentación adicionales como silos, sistemas de remoción de ceniza; tienen mayores costos de mantenimiento, de instalación: son más robustas que las de combustible fósil, cuentan con un menor poder calorífico: una menor autonomía y capacidad de adaptarse a cambios súbitos en la demanda de vapor, ya que son equipos de alta inercia térmica [26].

Las calderas de biomasa suponen una de las fuentes con mayor costo de inversión, debido a la cantidad de sistemas auxiliares que requieren para asegurar una operación continua y con el mismo nivel de autonomía de una caldera de combustible fósil. La siguiente figura muestra la estructura básica de una caldera de este tipo:

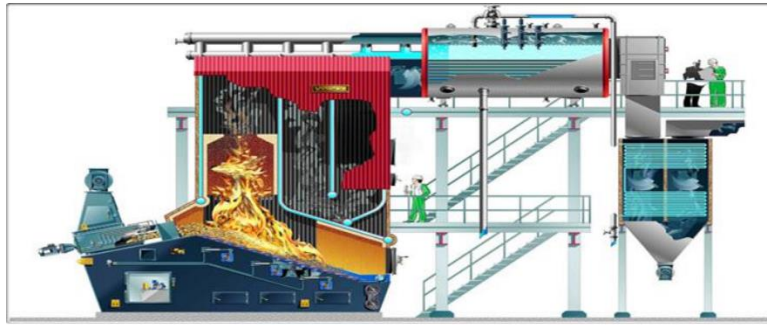


Figura 3.2.2. Estructura y disposición general de una caldera de biomasa. **Fuente:** Miranda [25].

Dentro de los subsistemas auxiliares que requiere esta caldera, se mencionan:

- Estructura de almacenamiento del combustible.
- Sistema automático de alimentación de combustible desde la estructura de almacenamiento hasta la cámara de combustión.
- Cámara de combustión.
- Caldera de producción de vapor.
- Economizador de calor (opcional para aumento de la eficiencia).
- Sistema decantador de partículas, para la separación de la ceniza de los gases.
- Extractor de cenizas.

3.2.3. Electricidad

Es el tipo de energía que proviene de la diferencia del potencial eléctrico entre dos puntos que, al ser puestos en contacto, generan una corriente eléctrica que es capaz de emitir calor cuando se expone a un medio resistivo [28]. Según el ICE [3], en la industria la energía eléctrica, es el tercer producto más utilizado con un 19% del total de energía consumido. Recordando lo mencionado anteriormente, las calderas que son capaces de aprovechar este tipo de energía son las denominadas calderas de electrodos y de resistencias.

La electricidad cuenta con grandes ventajas en Costa Rica, primeramente, esta se genera con energías limpias con valores históricos superiores al 98,2% desde el año 2015 [21], por lo que, al ser aprovechada como combustible en las calderas, se garantiza una reducción masiva en la cantidad de CO₂ que es liberado a la atmósfera en comparación con las otras fuentes de combustible.

La disponibilidad de energía eléctrica es constante en el tiempo y esta puede suplirse en caídas del sistema eléctrico nacional por medio de generadores de emergencia, por lo que la

producción de vapor con este tipo de calderas puede garantizarse el 100% del tiempo, además de todas las ventajas mencionadas anteriormente en la sección 3.1.3 “Calderas de Resistencias y Electrodo”. En adición, tal como se muestra en la siguiente figura, los precios de la energía eléctrica varían muy poco a lo largo de los años, incluso en varios periodos esta ha mostrado tendencias en la reducción de su costo, decantándola como una gran opción frente a la problemática del cambio climático a la que se expone la humanidad.

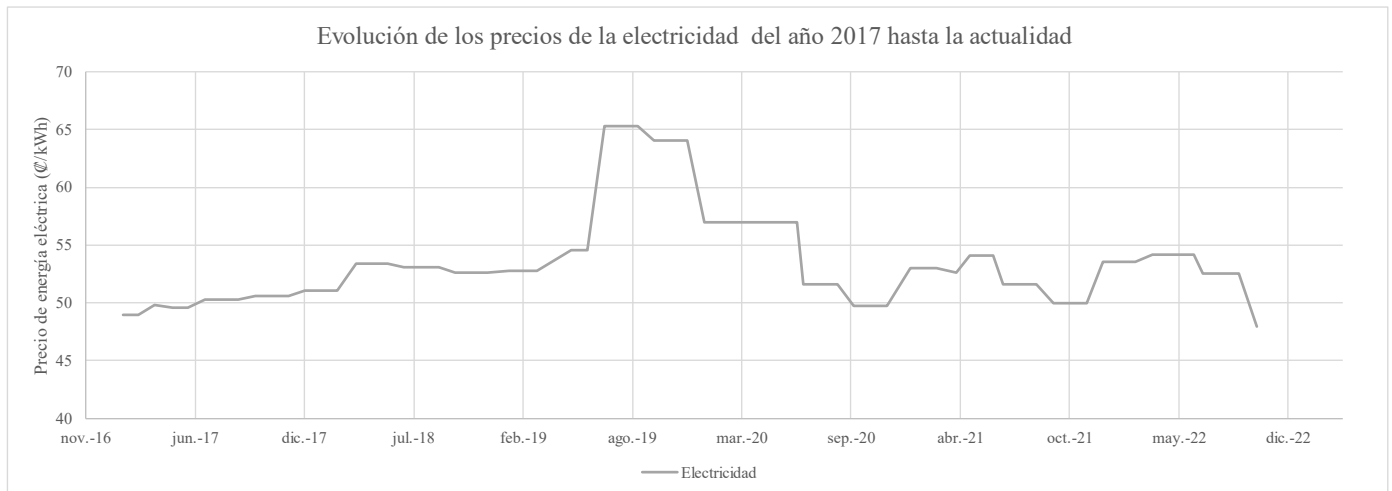


Figura. 3.2.3. Evolución del precio de la electricidad. **Fuente:** elaboración propia considerando los precios de la energía de la tarifa industrial de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), mostrados en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) [30].

Por una parte, Schoeneberger, Zhang, McMillan, Dunn y Masanet [31] relatan los grandes beneficios de la utilización de calderas eléctricas para la generación de vapor en los procesos industriales; entre ellos, se destaca el contar con una muy alta eficiencia energética (99%), rápidos tiempos de inicio de operación y poco tiempo de inactividad.

La marca de calderas Cleaver Brooks apoya lo dicho por [31] y agrega que son equipos eléctricos que cuentan con una operación silenciosa y con un diseño compacto, lo que, a su vez, las hace apropiadas a nivel de mantenimiento, debido a la disminución de partes móviles y su poca complejidad [32]. También, otras marcas como Piroblock detallan que son ideales para producir vapor de gran pureza, un detalle que, añadido a que no producen residuos como ceniza en la combustión, las convierte en excelentes aplicaciones para cuartos limpios o para agregar belleza a lugares de trabajo [33].

Asimismo, [29] también muestra el valor agregado de las calderas eléctricas, contando con un 99,7% de eficiencia, tienen un menor costo total de vida útil comparado con las alternativas

fósiles, debido a sus menores costo de instalación, tarifas de seguro, costos de personal, costos de mantenimiento, una reducción en costes energéticos y un menor costo en el tratamiento de agua de alimentación. Además, cuentan con un volumen de agua 20% menor al de alternativas fósiles, lo que reduce la energía desperdiciada en condiciones de espera.

3.3. EFICIENCIA DE UNA CALDERA

De acuerdo con lo visto en el apartado de la justificación, uno de los costos más importantes por concepto de consumo operativo es el uso de combustible, el cual depende directamente del aprovechamiento energético de la caldera para tomar la energía química presente en el carburante, para producir el vapor requerido por el proceso. Este aprovechamiento es un dato medible y es conocido como eficiencia [23].

Para confrontar calderas de distinto tipo energético en torno a una inversión a futuro, será necesario compararlas tomando en cuenta sus eficiencias energéticas, ya que, dependiendo de los tipos de energía y la construcción del equipo, el aprovechamiento energético será distinto.

Garro [23] detalla en su artículo distintas formas por las que una caldera puede perder energía:

- a. *Combustión incompleta*: se refiere a las pérdidas por combustible no quemado por una combustión no estequiométrica, la cual es producto de las impurezas presentes en la atmosfera o por una concentración de oxígeno baja en la llama.
- b. *Calor arrastrado por los gases en la chimenea*: parte de la energía que cargan los gases de la combustión no será aprovechada en la transferencia de calor, por lo que esta se fugará a través de la chimenea. Los factores que pueden agravar el escape de calor a través de los gases son:
 - Los aumentos en la presión de operación de la caldera, ya que con ella el agua incrementa la temperatura a la que alcanza su ebullición.
 - Insuficiente superficie para la transmisión de calor debido a suciedad, ya sea por alto hollín en el lado del fuego o incrustaciones por dureza en el lado del agua.
 - Exceso en el flujo de aire: ya que impulsa con una mayor velocidad a los gases, lo que disminuye el tiempo disponible para la transferencia de calor.
- c. *Purga de la caldera*: ya que la misma implica el vaciado de los lodos y con ellos una porción del agua caliente de la caldera.

- d. *Humedad presente en los gases de chimenea:* ya que parte de la reacción estequiométrica en la combustión produce agua que absorbe una porción del calor presente en los gases. La humedad del aire ambiental también roba una porción de este calor.
- e. *Pérdidas a través del aislamiento:* las cuales incluyen las pérdidas de calor por radiación y por convección en el exterior de la caldera, son fuentes de pérdidas substanciales de la eficiencia y son difíciles de reducir. Estas pérdidas suelen aumentar con la reducción de la carga y pueden llegar a alcanzar hasta un 7% para instalaciones pequeñas o unidades mayores que operan a cargas reducidas.

Jiménez, Lapido, Madrigal y Vidal [34] detallan en su estudio que el sobredimensionamiento de las calderas puede alcanzar pérdidas en la eficiencia de hasta el 13,7% en calderas grandes y pobremente aisladas, dando a conocer la importancia que requiere el buen diseño y la selección adecuada del equipo según las necesidades de la compañía.

En relación con la idea anterior, Conte, R. [35] explica que un error comúnmente cometido en estudios energéticos es utilizar el dato de placa de eficiencia de los equipos sin considerar previamente sus condiciones de uso, ya que este dato se basa en el régimen de funcionamiento de capacidad nominal de la caldera. A nivel real, los datos de eficiencia de las calderas pueden variar en función de su porcentaje de carga.

Existen diferentes métodos para determinar la eficiencia de una caldera, entre ellos, se pueden utilizar gráficas que fueron creadas con base en la experiencia de años de investigación para relacionar el porcentaje de pérdida con variables medibles. Algunas de estas se muestran en la siguiente figura:

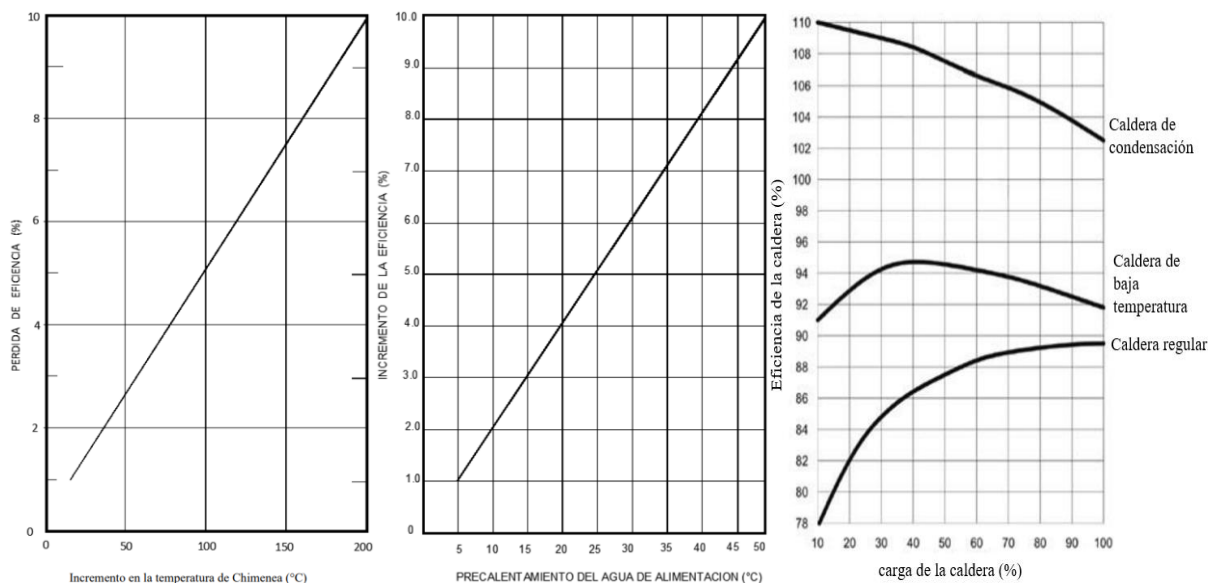


Figura 3.3. Gráficas para determinar valores de pérdidas de eficiencia con base en variables físicas medibles. Ejemplos de gráficas de la afectación de la eficiencia por temperatura en los gases, agua de alimentación y porcentaje de carga. **Fuente:** Garro [23] y Sóki [36].

No obstante, este acercamiento es válido solo cuando no se cuenta con equipos de medición calibrados, ya que son capaces de proporcionar los parámetros de entrada y salida de energía de la caldera, dando a conocer un dato específico y real de la eficiencia con base en las condiciones de operación del equipo. La fórmula que permite conocer el dato es la siguiente:

$$\eta_{caldera} = \frac{Prod. Vapor \left[\frac{kg}{h} \right] \cdot (Entalpía vapor - Entalpía agua entrada) \left[\frac{kJ}{kg} \right]}{Poder calorífico diésel \left[\frac{kJ}{kg} \right] \cdot Consumo diésel \left[\frac{kg}{h} \right]} \cdot 100$$

Ecuación 3.3. Eficiencia instantánea de una caldera. **Fuente:** Miranda [25].

La fórmula relaciona la energía de salida del vapor que se calcula a través de conocer el flujo másico desde la caldera y multiplicándolo por la diferencia de entalpía del vapor menos la energía que ya tenía el agua al entrar del tanque de alimentación. Este dato se divide por la cantidad de energía de entrada, la cual corresponde a la energía química aportada por el combustible. Dentro de este, se encuentran implícitas todas las pérdidas de eficiencia del proceso.

Las variables de entalpía se calculan por medio de las tablas termodinámicas de vapor y agua saturada. Por su parte, el consumo de combustible es determinable por medio de la medición del nivel en el tanque de diésel. El poder calorífico del combustible se determina por

medio de la ficha técnica proporcionada por RECOPE; de esta forma, la única variable de mayor complejidad para su cálculo es el flujo de vapor. Por lo que la teoría para determinarlo se detalla, a continuación:

3.4. FORMAS PARA DETERMINAR EL CONSUMO DE VAPOR DE UNA PLANTA

De acuerdo con la información aportada el fabricante Spirax Sarco [37], existen tres métodos diferentes para determinar el consumo de vapor de una planta.

1. *Medición del Consumo de Vapor:* corresponde a uno de los métodos más eficaces para poder determinar el consumo de vapor de una planta, ya que utiliza equipos sofisticados como flujómetros para determinar variables importantes como el caudal de vapor, su temperatura y presión, la eficiencia de la planta, además, plantea la oportunidad para poder establecer un control del proceso y el coste del vapor suministrado. No obstante, tal como afirma [37], este método cuenta con desventajas como no poder utilizarse para medir el desempeño de una instalación en su etapa de diseño, además, se vuelve necesario abrir la línea de vapor principal para establecer el punto de medición, añadido a que la adquisición de estos equipos tiene altos costes económicos.
2. *Información del fabricante:* por lo general, en la compra de los usuarios de vapor el fabricante otorga información valiosa sobre los parámetros de operación del equipo, aunque Spirax Sarco recomienda no asumir que los datos del fabricante equivalen al caudal real, ya que estos pueden estar determinados para un servicio específico, mientras que a nivel real, el caudal conectado puede ser una fracción o exceder el valor de este [37].
3. *Cálculo del consumo de vapor:* este se realiza por medio del cálculo manual del consumo de los equipos a los que alimenta el sistema de vapor. Muchos fabricantes ofrecen métodos de cálculo para los equipos que suministran, mientras que también existen fórmulas generales que se aproximan a un consumo real de la máquina, como la que propone Spirax Sarco [37]:

$$W_s = \frac{M \cdot C_p \cdot \Delta T}{h_{fg} \cdot h}$$

Ecuación 3.4. Fórmula para determinar el flujo de vapor de un equipo. Fuente: Spirax Sarco [37].

Donde:

- W_s = Caudal de vapor (kg/h)

- M = Masa del material a calentar (kg)
- C_p = Calor específico del material por calentar (kJ/kg · °C)
- ΔT = Incremento de temperatura (°C)
- h_{fg} = Entalpía de evaporación del vapor (kJ/kg)
- h = Tiempo disponible en horas

3.5. PLAN NACIONAL DE DESCARBONIZACIÓN (PND) 2018-2050

El 7 de febrero del 2019 se establece en Costa Rica el decreto N.º 41561-MP-MINAE, el cual declara de interés público y nacional del Plan de Descarbonización compromiso del Gobierno del Bicentenario. En este plan, se establecen 10 ejes que se centran en la toma de acciones para la reducción de las emisiones GEI en los diferentes sectores productivos del país. El sexto eje se centra en el sector industrial costarricense y tiene como nombre: “Transformación del sector industrial mediante procesos y tecnologías que utilicen energía de fuentes renovables u otras eficientes y sostenibles de baja y cero emisiones” [10].

En este eje se plantea un gran número de acciones de cambio y metas para antes del año 2050, entre las cuales se menciona:

Periodo 2019-2022:

- Impulsar la eficiencia energética en los procesos industriales.
- Se fomentará la salida del uso de energía fósil por electricidad renovable, bioenergía (generada a partir de biomasa o residuos) y mejoras en eficiencia energética en los procesos productivos industriales.
- Fomentar la producción de bienes y servicios sostenibles que eliminen o reduzcan las emisiones de GEI a lo largo de la cadena de valor de la industria.
- Evitar el uso de tecnologías que profundicen la dependencia a los combustibles fósiles.
- Se fomenta el uso del Análisis del Ciclo de Vida (ACV) para determinar las materias primas, insumos, procesos u otros que minimizan en términos de emisiones de GEI de los productos.

Periodo 2023-2030:

- Consolidar mecanismos de asistencia técnica y mecanismos de financiación, para impulsar inversiones en innovaciones de diversos sectores industriales, haciendo un especial énfasis en temas de calderas.

Periodo 2031-2050:

- Implementar y actualizar la estrategia de financiamiento a escala para la transformación del sector industrial: en este apartado, se hace énfasis a la implementación de una Reforma Fiscal Verde, la cual representa el primer paso para el proceso de fijar un precio al carbono en Costa Rica. Una acción que crea una señal de precio que iría en aumento y cuyo efecto se haría notable en áreas industriales, ya que, su vez, se plantea consolidar el proceso de eliminación de subsidios a combustibles fósiles.
- Se limita la inversión en tecnologías fósiles a la par que la sustitución de equipos fósiles viejos por opciones renovables.

3.6. VII PLAN NACIONAL DE ENERGÍA (PNE) 2015-2030

La política energética del PNE 2015-2030 se encuentra inspirada en el Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018, así como con las orientaciones del Plan de Gobierno del presidente Solís Rivera [19]. Dentro de las principales orientaciones de este plan, se menciona:

- Instruir cambios en el Sistema Eléctrico Nacional para elevar la eficiencia energética y el ahorro.
- Estimular el desarrollo de la generación distribuida y el autoconsumo de electricidad.
- Actualizar el marco jurídico que promueve la eficiencia energética.
- Elevar la eficiencia de la gestión de las entidades públicas del sector electricidad.

A nivel industrial, el PNE pretende contribuir a la competitividad del sector estableciendo pautas para adquirir equipos que no solo aporten en la reducción de emisiones de CO₂, sino que también garanticen una mejora en la eficiencia y rentabilidad con los equipos existentes.

3.7. ACUERDO DE PARÍS

El Acuerdo de París [11] fue propuesto con el principal objetivo de reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático con el contexto de desarrollo sostenible. Entre las principales metas que propone el plan, se tiene mantener la temperatura media mundial muy por debajo de los 2 °C con respecto a los niveles preindustriales y continuar con los esfuerzos para que este aumento en la temperatura no supere los 1,5 °C.

Para lograr este objetivo, el plan propone que los flujos financieros se sitúen en un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente del clima y con bajas emisiones de efecto invernadero. Costa Rica, como parte de su interés por el medioambiente y

de la lucha constante contra el cambio climático, ratificó este acuerdo internacional mediante el Decreto Ejecutivo N.º 39945 el 6 de octubre de 2016, comprometiéndola a la meta de enfocar su economía bajo un concepto de desarrollo sostenible.

3.8. ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD

Como fuente del análisis principal, se opta por un estudio de prefactibilidad, el cual es apoyado por otras herramientas de análisis como el cálculo del costo de vida útil, junto con un análisis de la gestión del riesgo. De manera fundamental, Sapag et al. [38] describen el estudio de prefactibilidad como una herramienta fundamental que profundiza en la investigación de fuentes primarias y secundarias, de las variables relativas al mercado, las alternativas técnicas de producción, los costos de operación y los ingresos demandados por el proyecto, proyectados en cifras. Este procedimiento se realiza entre varias opciones de similar naturaleza para identificar la que es capaz de proporcionar una mayor rentabilidad para la empresa en la que se desarrolla el proyecto.

Los estudios de prefactibilidad suelen estar apoyados por más herramientas de análisis, algunas de ellas se observan en el siguiente diagrama:

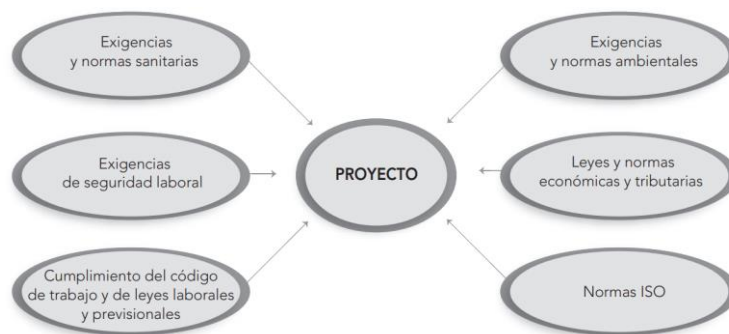


Figura 3.8. Esquema general de los criterios tomados en cuenta dentro del desarrollo de un proyecto.

Fuente: [38].

Sea para una empresa multinacional, nacional o un pequeño negocio, las herramientas de evaluación de proyectos son esenciales para comparar efectivamente el valor de diferentes proyectos de inversión. Sapag et al. detallan que: “la evaluación de proyectos pretende medir objetivamente ciertas variables resultantes del estudio del proyecto, las cuales permiten obtener diferentes indicadores financieros que finalmente sirven para evaluar la conveniencia económica de implementar el proyecto” [38]. Estas herramientas permiten dar a conocer a los inversionistas sobre las oportunidades que el proyecto es capaz de ofrecer a futuro.

Los indicadores financieros son, por lo tanto, la herramienta predilecta para evaluar la prefactibilidad de un proyecto. Estos se basan, principalmente, en los fundamentos de la matemática financiera, la cual es útil para analizar la consideración de que: “el dinero, solo por transcurrir el tiempo, debe ser remunerado con una rentabilidad que el inversionista exigirá por no usarlo hoy y aplazar su consumo a un futuro conocido” [38].

Los indicadores financieros más utilizados a nivel de evaluación de proyectos se resumen a continuación:

3.8.1. Valor Actual Neto (VAN)

Este criterio financiero plantea que el proyecto debe aceptarse en caso de que su valor actual neto sea igual o superior a cero. Conceptualmente, este corresponde a la diferencia entre los ingresos y egresos percibidos por el proyecto expresados con el valor de la moneda actual. Este indicador busca determinar cuánto es el valor que puede o no generar el proyecto para la compañía, en caso de ser aceptado [38]. El VAN se calcula con la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_0$$

Ecuación 3.8.1. Cálculo del VAN. **Fuente:** Sapag, et al. [38].

Donde:

BN_t = Beneficio neto del flujo en el periodo t.

i = Tasa de descuento

I_0 = Inversión inicial del proyecto

3.8.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Este indicador evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo, con lo que la totalidad de los beneficios actualizados son iguales a los desembolsos expresados en la moneda actual [38]. Es decir, este criterio mide la tasa interna de retorno donde el VAN es igual a 0. En la siguiente ecuación, se muestra su fórmula de cálculo; para obtener el valor de la tasa, será necesario despejar el valor “r” de la ecuación:

$$\sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0$$

Ecuación 3.8.2. Cálculo del TIR. **Fuente:** Sapag, et al. [38].

Donde:

r = TIR

3.8.3. Periodo de recuperación (PR)

Este criterio también es conocido como *payback*, es uno de los criterios tradicionales en la evaluación de proyectos. Este determina el número de periodos necesarios para recuperar la inversión inicial, un resultado que se deberá comparar con el número de periodos aceptables por la empresa [38]. En caso de que los flujos sean idénticos y constantes en cada periodo definido para el estudio económico, este deberá calcularse de la siguiente forma:

$$PR = \frac{I_0}{BN}$$

Ecuación 3.8.3. Cálculo del periodo de recuperación (PR). **Fuente:** Sapag, et al. [38].

3.9. NORMA IEC 60300-3-3:2009-CÁLCULO DEL COSTE DEL CICLO DE VIDA

La norma establece que el cálculo del coste del ciclo de vida (LCC) es el: “proceso de análisis económico para determinar el coste total de adquisición, propiedad y eliminación de un producto. Puede aplicarse al ciclo de vida completo del producto o a partes o combinaciones de diferentes fases de su ciclo de vida” [39].

El objetivo principal de este análisis se centra en proporcionar los criterios para la buena toma de decisiones de una empresa en cualquiera o todas las fases del ciclo de vida de un producto. De la misma forma, este análisis tiene la utilidad de identificar los costos que pueden tener mayor y menor influencia en el LCC o que sean de un especial interés para una aplicación específica [39].

Esta norma cuenta con la ventaja de que puede proporcionar aportaciones importantes en un amplio número de aplicaciones [39], siendo especialmente útil para:

- La evaluación y comparación de enfoques alternativos de diseño y opciones tecnológicas de eliminación.
- La valoración de la viabilidad económica de proyectos/productos.
- Identificación de los contribuyentes de coste y de mejoras efectivas de coste.
- Evaluación y comparación de estrategias alternativas para el uso, operación, pruebas, inspección, mantenimiento, etc. del producto.
- Planificación de la financiación a largo plazo.
- Entre muchos otros.

De forma resumida, la norma incorpora seis etapas que conforman el ciclo de vida de un producto, estas pueden observarse en la figura 3.9.1. Conocerlas es fundamental para el abordaje del LCC, ya que se deberá abordar las fases apropiadas para adaptarse a las necesidades especiales de cada producto puesto en estudio. El análisis del ciclo de vida no es un proceso estático, sino iterativo. Este es capaz de evolucionar, mientras se obtiene y reinterpreta la información, dando la oportunidad a un proceso de mejora continua para la empresa y, por ende, a una toma de decisiones mucho más sólida.

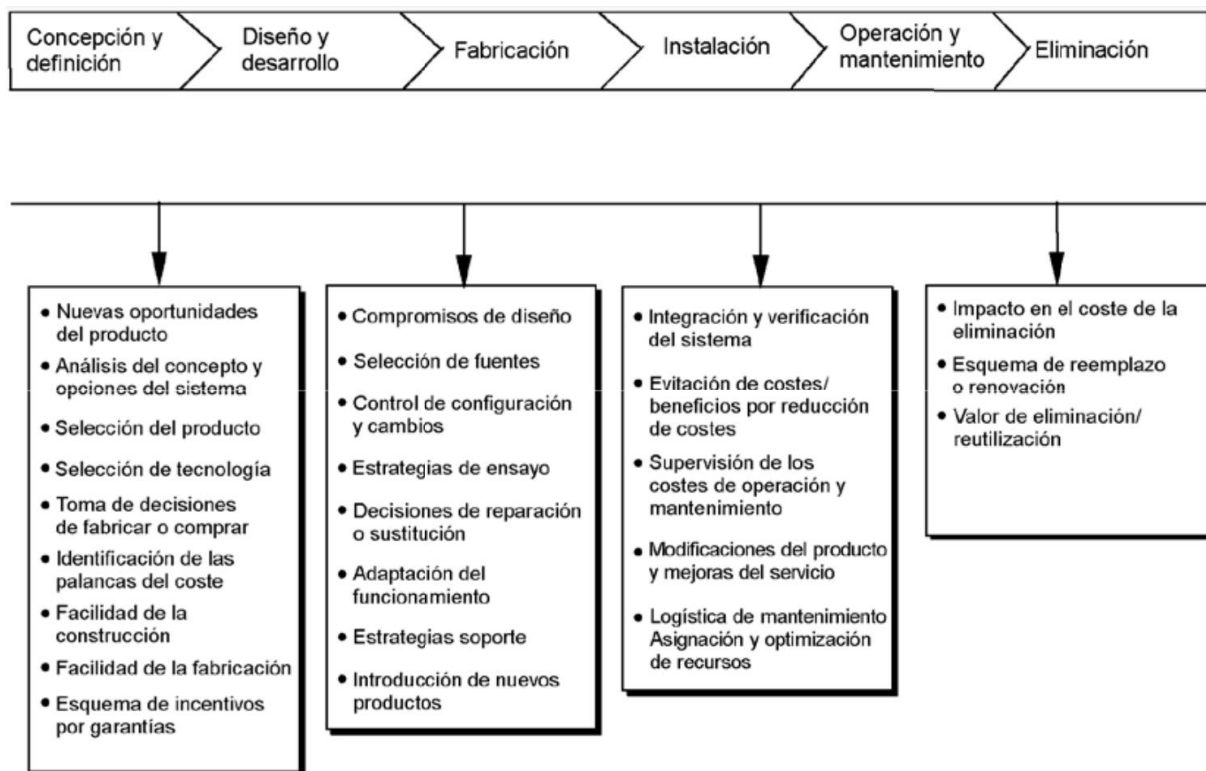


Figura 3.9. Etapas del ciclo de vida útil según la Norma IEC 60300-3-3:2009-Cálculo del coste del ciclo de vida. **Fuente:** [39].

De forma general, las etapas anteriores se pueden subclasificar en tres grupos que corresponden al costo de adquisición, de propiedad y de eliminación. La norma describe el primero como un costo que es generalmente evidente y fácilmente obtenible antes de la toma de una decisión, pudiendo **considerar o no** los costes de instalación. Por su parte, los costes de propiedad son clasificados como el componente mayor que excede en la mayoría de los casos a los costes de adquisición, constituyendo también como un costo poco evidente y difícil de predecir. Por último, los costes de eliminación podrían suponer una porción significativa en caso de que la legislación requiera de actividades especiales para la disposición [39].

La norma da un enfoque especial al LCC considerando la confiabilidad del equipo. Esta es utilizada para describir la disponibilidad de un producto y sus factores de influencia como lo son la fiabilidad, mantenibilidad, logística de mantenimiento, seguridad, entorno físico de funcionamiento. Estos criterios deberán formar parte integral del proceso de evaluación, ya que su rendimiento puede tener un impacto significativo en el LCC [39].

Como parte integral del análisis, la norma identifica estudios complementarios que serán indispensables para aumentar la riqueza de la toma de decisiones, entre ellos, se menciona explícitamente el evaluar y jerarquizar las consecuencias ambientales del equipo en su operación, mantenimiento y actividades logísticas; visto que en la actualidad la sociedad se preocupa cada vez más por esta área. Por ende, se deberá considerar con un especial cuidado la ventaja de una operación de bajo coste, pero que sea perjudicial a nivel ambiental o para la salud y seguridad de las instalaciones y trabajadores [39].

Siguiendo estas recomendaciones, se aplicará, por lo tanto, un análisis de apoyo utilizando las Normas ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo, ISO 14064-1:2018-Sistema de Gestión Huella de Carbono. Es importante resaltar que, a pesar de trabajar con dos organizaciones internacionales de certificación como lo es la IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) y la ISO (Organización Internacional de Normalización), es posible utilizarlas como un complemento, ya que los comités técnicos de ISO e IEC colaboran en campos de interés mutuo, lo que los hace compatibles entre sí [40].

3.10. NORMA ISO 31000:2018-GESTIÓN DEL RIESGO

El objeto y el campo de aplicación para esta norma es proporcionar las directrices para gestionar el riesgo al que se enfrentan las organizaciones, pudiéndose adaptar a cualquier contexto [41].

Para el presente proyecto, se pretende evaluar el impacto de las calderas según su fuente de combustible en contexto que considere las condiciones operativas de cada tecnología, así como los riesgos potenciales que adquiere la empresa en el apartado ambiental, laboral, técnico y financiero por la compra de cada uno de estos equipos. Estas categorías apoyarán de forma sólida al LCC y a la toma final de decisiones de la empresa, puesto que considera importantes criterios que van más allá del apartado económico.

Estos criterios son capaces de evaluar impactos como riesgos potenciales de ignición, contaminación ambiental, destrucción de instalaciones por eventos inusuales como

explosiones; afectaciones a la estabilidad en la producción de la empresa, como lo es el caso de la instalación de sistemas contraincendios en calderas de combustión y de biomasa por riesgos de ignición; riesgos ambientales, según términos de contaminación atmosférica y riesgos a nivel social, por el incremento de nuevas fuentes de peligro, etc. [23].

La norma [41] enfoca la gestión del riesgo en tres principios fundamentales:

1) La creación y protección del valor

Se consolida como la etapa más importante, en ella se busca mejorar el desempeño, fomentar la innovación y contribuye al logro de los objetivos. Su valor crucial recae en que es la que define el norte del análisis, considerando los objetivos y necesidades de la empresa.

2) Marco de referencia

Su propósito es asistir a la organización en integrar, diseñar, implementar, valorar y mejorar la gestión del riesgo en todas las actividades y funciones significativas de la empresa, obedeciendo a los objetivos definidos en la primera etapa [41]. En esta etapa, a su vez, se establece el proceso integral para asegurar la comunicación de la gestión del riesgo con la empresa y sus partes interesadas.

3) Proceso de implementación

Por definición, este principio implica el: “establecimiento del contexto y evaluación, tratamiento, seguimiento, revisión, registro e informe del riesgo” [41]. El proceso de análisis puede observarse en la siguiente imagen:

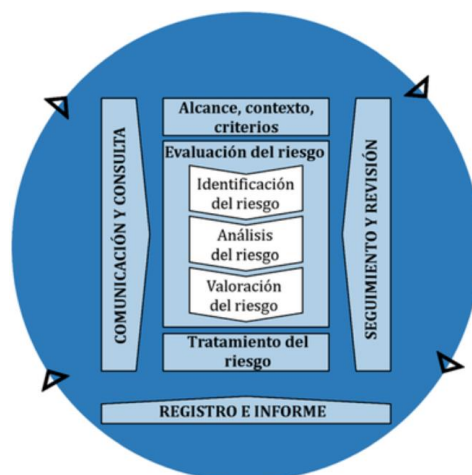


Fig. 3.10. Proceso de análisis de la gestión del riesgo. **Fuente:** [41].

Como se observa en la imagen, la evaluación del riesgo implica tres subetapas. La primera con la identificación del riesgo, donde se investigan las causas, eventos, amenazas, oportunidades e incluso sesgos y creencias de las personas involucradas. La segunda es donde

se da el propio análisis del riesgo y se establece con criterios numéricos basados en la probabilidad y estadística; además, se evalúa la magnitud y naturaleza de sus consecuencias. Por último, se realiza la valoración del riesgo, un análisis donde se comparan y evalúan los resultados obtenidos [41].

El análisis del riesgo tiene gran relevancia en la comparación de propuestas, ya que proporciona información valiosa para la toma de decisiones [41]. Dicha información tiene el valor agregado de que se basa fundamentalmente en los objetivos y necesidades de la empresa. Del mismo modo, el análisis de la gestión del riesgo es capaz de considerar aspectos que podrían haber sido ignorados en otras herramientas de análisis y que aportarían una utilidad relevante, tal como lo podría ser el aporte en la seguridad de operación de la propuesta a nivel social.

3.11. NORMA ISO 50006:2014-SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA

Esta norma define una de las principales pautas del proyecto, el cual representa los datos base bajo los que se pueden comparar dos equipos de la misma naturaleza, aunque su utilidad no solo se centra en este apartado, ya que también son capaces de proporcionar la orientación para gestionar el rendimiento del equipo y la mejora de los procesos productivos [42].

La línea base energética que establezca el punto de comparación se debe determinar de acuerdo con la realidad operativa del equipo con indicadores energéticos que mejor se adecuen a sus requerimientos. Estos serán controlados periódicamente, según el interés definido por los desarrolladores del estudio. Los indicadores energéticos definidos deben cumplir con una serie de requisitos como los siguientes:

- Permitir una comparación objetiva del consumo energético del equipo en el periodo analizado.
- Deben obtenerse por medio de medidores calibrados, no solo son valores estimados.
- Deben ser fáciles de comprender para sus usuarios.

Los indicadores más comunes utilizados en proyectos de sustitución de calderas son: la eficiencia energética (kg vapor/unidad combustible), el consumo energético (unidad/año), flujo de vapor efectivo (kg_{vapor}/hora) y Ton de CO_{2eq}/año [15].

3.12. NORMA ISO 14064-1:2018-SISTEMA DE GESTIÓN HUELLA DE CARBONO

La presente norma plantea herramientas de gestión a nivel internacional para definir las políticas, los objetivos ambientales y energéticos de las empresas; así como gestionar su uso, con el fin de reducir las emisiones de GEI, los costes asociados y consecuentemente cumplir con la legislación vigente. El control sobre las emisiones se gestiona por medio de la huella de carbono, la cual tiene como definición ser un indicador de sostenibilidad para medir la incidencia de una actividad, producto u organismo sobre el cambio climático a lo largo de su ciclo de vida, por medio de la cuantificación sobre las emisiones de CO₂ [43].

La norma define una serie de elementos clave que deberán ser tomados en cuenta para cumplir con el proceso de mejora en la reducción de la huella de carbono [43]:

- 1) Definir objeto y campo de aplicación.
- 2) Definir contexto de la organización: se identifican las cuestiones importantes de la empresa que pueden afectar, de forma positiva o negativa, la cuantificación y la reducción de la Huella de Carbono.
- 3) Definir los límites de la organización: se identifican cuáles son las emisiones directas e indirectas y se evalúa cuáles de ellas son significativas para establecer posteriormente controles operacionales.
- 4) Cuantificación de la huella de carbono: se define la metodología a utilizar. Usualmente, se utiliza la metodología del IPCC (Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático), el cual provee un factor de emisión para diferentes tipos de combustibles, según los estudios que han llevado a cabo en un intervalo de 100 años.
- 5) Actividades de mitigación: el cual incluye alternativas como la optimización del uso de las instalaciones, la sustitución de los equipos por otros más eficientes, o en caso de que no sea posible alcanzar las cero emisiones, se recurre a compensarlas.
- 6) Apoyo/Recursos: donde se definen pautas que la empresa deberá seguir para estar certificada por la norma, entre estas, se mencionan que la empresa deberá facilitar los recursos humanos, financieros, de infraestructura y tecnológicos para mejorar de forma continua la reducción en la huella de carbono.
- 7) Evaluación del desempeño: en este apartado, la norma propone el uso de indicadores que sean claros, analizados periódicamente, con un umbral definido y fáciles de medir,

de forma que se tenga un control sobre la reducción de la huella de carbono según las acciones que se han corregido.

CAPÍTULO IV. DESARROLLO DEL PROYECTO

4. CONTEXTO OPERACIONAL DE LA EMPRESA

La parte fundamental del desarrollo del proyecto de análisis de prefactibilidad es investigar propuestas que sean capaces de mejorar las condiciones ambientales acordes al PND y a los objetivos ecológicos de la empresa; a una mejora en la calidad del ambiente de trabajo de los colaboradores de la compañía y que, además, se parta de la base de que la propuesta de caldera sea económicamente rentable.

El objetivo #1 del proyecto fue creado para cumplir con los requerimientos mencionados antes, ya que se deben conocer adecuadamente las variables de operación que engloban a las calderas, las necesidades que tiene el sistema de vapor actual, las condiciones de trabajo a las que se someterán los usuarios de vapor; para la selección preliminar de un tipo de caldera que satisfaga lo mejor posible cada aspecto y que mejore las capacidades de las calderas instaladas actualmente.

4.1. ESTADO ACTUAL DE LA EMPRESA HILOS A&E DE COSTA RICA

Una de las razones del porqué A&E es mundialmente reconocida se debe a que son una empresa líder en abastecimiento de colores de hilos de excelente calidad. En A&E, el color es visto como una ciencia, un arte y un componente de gran relevancia, ya que consideran que los colores especiales de sus clientes marcan la diferencia entre los productos más vendidos y menos vendidos [5]. Razón por la cual, se cercioran de que la presentación artística de sus productos sea impecable.

No obstante, llevar a cabo el teñido de los hilos tiene alta complejidad, ya que, dependiendo del tipo de hilo, se puede tener una mayor resistencia en las fibras para devolver el colorante que fue absorbido en condiciones normales de trabajo. Para evitar esta situación, la empresa utiliza máquinas autoclaves de tintorería que utilizan el método HTHP (High Temperature High Pressure). Las fibras, entonces, se someten a altas temperaturas y presiones, de forma que su

estructura interna sea capaz de retener la solución química que le otorga el color de forma permanente; para hacerlo posible, las máquinas de tintorería son inyectadas con una alimentación de aire comprimido y vapor sometiéndola a presiones de operación de 75 psi (517 kPa) y a temperaturas de hasta 130 °C.

Esto resume la importancia del sistema de vapor en la compañía, ya que el proceso de adherencia del color es posible únicamente gracias al sistema de vapor. Una falla grave en este sistema resultará en tiempos de parada inminentes que se traducen en pérdidas económicas debido al atraso del proceso productivo.

Los equipos más relevantes de este sistema por la cantidad de costos asociados son las calderas. La empresa dispone de dos calderas de la marca Cleaver Brooks, las cuales se muestran en la siguiente figura:



(a)

(b)

Figura 4.1.1. Calderas de diésel utilizadas para la producción de vapor en la empresa. (a) Caldera Cleaver Brooks 200 BHP, modelo CBLE, año 2017. (b) Caldera Cleaver Brooks 250 BHP, modelo CB, año 1981. **Fuente:** Elaboración propia.

Ambas calderas se encuentran capacitadas para trabajar tanto con diésel 50 como con GLP, en la figura 4.1.2 se pueden observar las entradas correspondientes y el sistema de modulación de la llama del gas; no obstante, bajo las condiciones actuales, el gas LP únicamente se utiliza

como apoyo en el proceso de encendido en la caldera, mientras que el diésel 50 se utiliza como combustible primario. Dentro de la comparación del LCC, también se incluye el GLP; esto para agregar valor al análisis de prefactibilidad, al tomar en cuenta el equipo existente actualmente, en la propuesta de una fuente combustible más limpia que abarate costos.

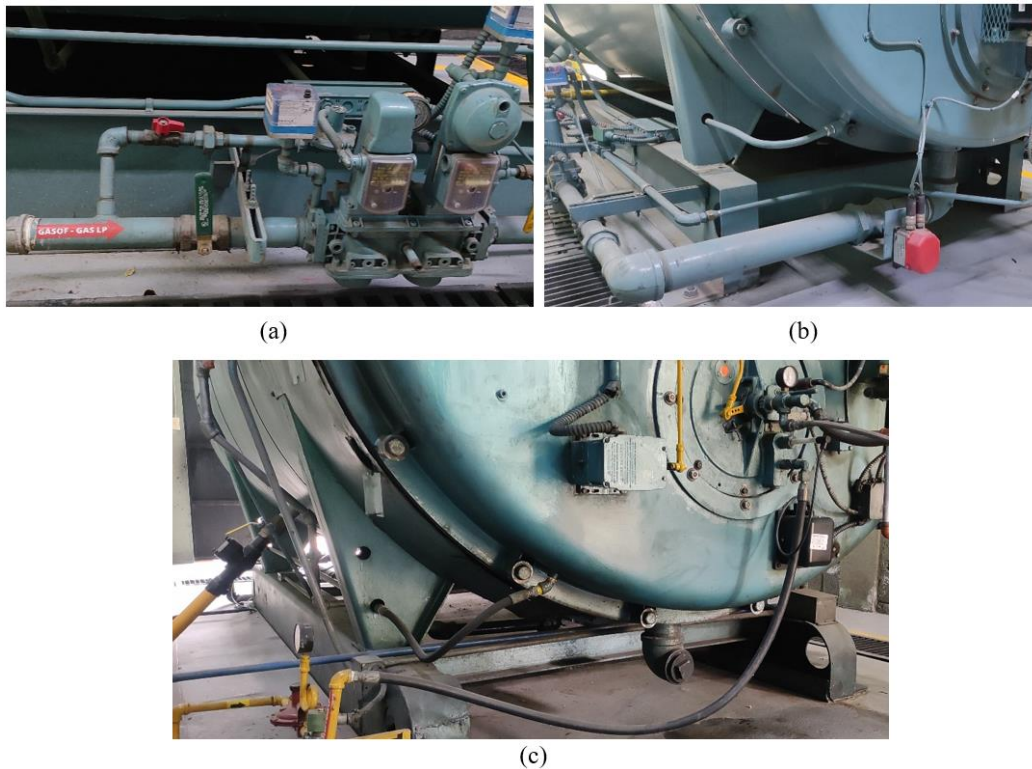


Figura 4.1.2. Sistema de alimentación por gas. (a) Válvulas de desvío para la llama principal y piloto junto con el sistema de modulación de entrada del gas. (b) Entrada del gas caldera 200 BHP. (c) Entrada disponible para alimentación por gas caldera 250 BHP. **Fuente:** elaboración propia.

Según se ha reportado por el Departamento de Mantenimiento de la empresa, las calderas se encuentran sobredimensionadas para la demanda requerida por el proceso productivo; las cuales en su punto promedio de operación solo aprovechan un 50% de la capacidad total que el equipo puede proporcionar. Más adelante, se muestra una figura con la curva de eficiencia operativa de la caldera; esta considera un aspecto relevante en la eficiencia del quemador, al trabajar en valores más bajos de carga.

Cleaver Brooks detalla que muchos quemadores de calderas son incapaces de mantener los niveles de aire sobrante en regímenes de bajo fuego, provocando caídas de hasta 5% de eficiencia total en comparación con su punto de operación óptimo. La marca afirma que este no es el caso para la caldera CBLE, ya que es capaz de mantener el nivel de aire sobrante en los

regímenes de fuego bajo a fuego alto, garantizando los valores que se muestran en la curva de rendimiento de la figura 4.1.3. en la línea de color verde.

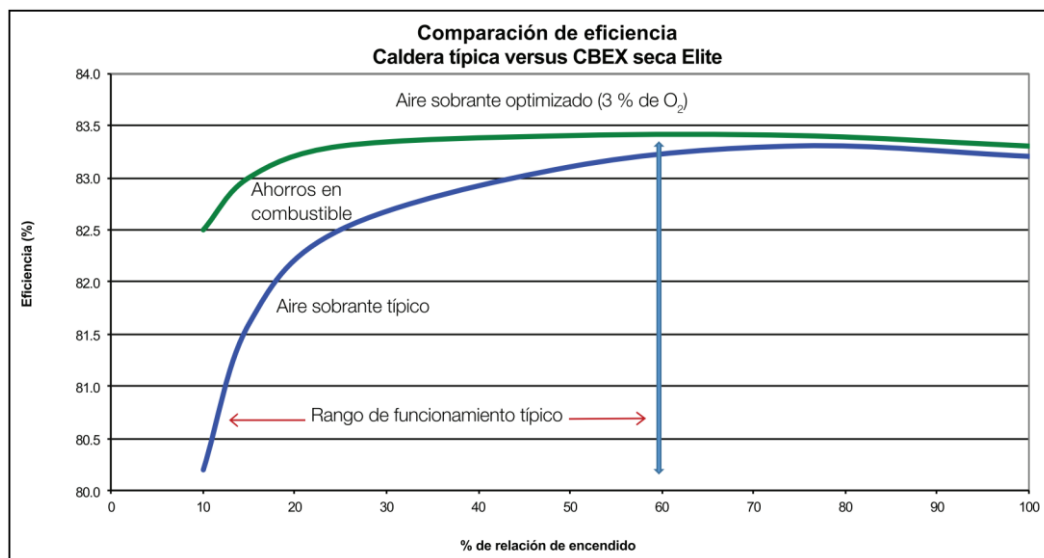


Figura 4.1.3. Comparación de eficiencia típica considerando el aire sobrante en el quemador. **Fuente:** Cleaver Brooks [44].

Si bien se observa que la curva de eficiencia es relativamente constante en los diferentes porcentajes de relación de encendido, es importante denotar que esta curva aplica únicamente para el caso del quemador y su regulación en el tiro de aire excedente. Si se consideran los otros factores de pérdidas de eficiencia por el sobredimensionamiento como lo son las pérdidas por radiación y convección, se tienen resultados diferentes:

Tabla 4.1.1. Pérdidas de radiación y convección en la caldera CBLE Cleaver Brooks según la relación de encendido.

Relación de encendido (% de carga)	Calderas de 4 pasos				Calderas de 2 pasos	
	100 a 350 bhp		400 a 800 bhp		100 a 350 bhp	400 a 2200 bhp
	Presión de func. 10 psig	Presión de func. 125 psig	Presión de func. 10 psig	Presión de func. 125 psig	Presión de func. 125 psig	Presión de func. 125 psig
25	1.6 %	1.9 %	1.0 %	1.2 %	0.95 %	0.60 %
50	0.7 %	1.0 %	0.5 %	0.6 %	0.50 %	0.30 %
75	0.5 %	0.7 %	0.3 %	0.4 %	0.35 %	0.20 %
100	0.4 %	0.5 %	0.2 %	0.3 %	0.25 %	0.15 %

Fuente: Cleaver Brooks [44].

En el anexo 4, se detallan las variables en campo medidas para la caldera de 200 BHP, la forma de obtener estos datos se explica más adelante. En las mediciones, se detallan porcentajes de carga muy bajos de hasta 28,0% y el valor promedio de esta variable alcanza el 33,1% durante el periodo de tiempo medido de una semana. Si se considera la operación de la caldera

de 250 BHP, este porcentaje de carga es aún menor, ya que cuenta con una potencia más elevada, lo que implica que las pérdidas relacionadas a la radiación y convección oscilarán un rango que va de 1 a 1,9% según los porcentajes brindados por Cleaver Brooks; de acuerdo con la tabla 4.1.1 determinada en su propio contexto operativo.

El sobredimensionamiento también trae otros problemas asociados, como lo es el hecho de que las calderas de diésel, dado a su alta potencia, alcanzan rápidamente los valores de presión de trabajo nominal del proceso. Esto provoca que se envíen señales constantemente a los sistemas de control de la caldera para realizar un apagado automático. Con cada encendido, la caldera necesita utilizar una cantidad de gas LP para generar la llama, tomando en cuenta que esta situación ocurre de 10 a 15 veces por día en la caldera de 250 BHP (según lo reportado por la experiencia del Departamento de Mantenimiento), el consumo de gas resulta excesivo para el encendido de la caldera.

Para el caso de la caldera de 200 BHP, también se cuenta con un sobredimensionamiento, sin embargo, se realizó una sustitución de la boquilla que tenía por defecto, reduciéndola a una boquilla cuyo dimensionamiento corresponde al de una caldera de 150 BHP. Esta modificación, añadida al control modular de la llama de la caldera, permite que esta trabaje en el régimen de bajo fuego para evitar su apagado, reduciendo la cantidad de veces en las que se apaga a lo largo del día y, por ende, un ahorro en el consumo de gas LP.

Para realizar un estudio representativo y no inducir errores en el cálculo de la etapa de operación en el ciclo de vida de las calderas instaladas en la planta, será necesario calcular su eficiencia. Solo de esta forma se podrá realizar una comparación acertada con el consumo energético teórico de las fuentes de energía limpia. Este proceso forma parte del establecimiento de la línea base energética que recomienda la Norma ISO 50006:2014-Sistemas de Gestión de la Energía, la cual es estrictamente necesaria en la comparación eficaz de dos equipos de la misma naturaleza [42].

Asimismo, se procede a medir otras variables en campo, como las recomendadas por MGM International [15] en la evaluación de proyectos de sustitución de calderas. La lista que se muestra, a continuación, será utilizada por completo durante la realización del proyecto y permitirá comparar de forma objetiva las diferentes fuentes, así como establecer los datos base para hacer el seguimiento en la mejora energética y ambiental a futuro del nuevo tipo de

combustible propuesto; aspectos de gran valor según los criterios de la Norma ISO 50006:2014-Sistemas de Gestión de la Energía.

Tabla 4.1.2. Información mínima requerida para la evaluación de un proyecto de sustitución de calderas.

Dato	Parámetro	Unidad	Fuente/Fórmula
1	Entrega de vapor Caldera	kg/h	Información del proceso / Medición en campo
2	Presión de operación	psi	Dato de campo
3	Temperatura de Operación	°C	Dato de campo
4	Energía de Vaporización	kJ/kg	Tablas termodinámicas con dato 2 y 3
5	Eficiencia actual	%	Ecuación 3.3.
6	Eficiencia de nueva caldera	%	Manual Fabricante
7	Consumo combustible actual	L	Medición en campo
8	Consumo de combustible nueva caldera	L / kg / kWh	Ecuación 4.3.
9	Poder calorífico del combustible	MJ/unidad	Proveedores/bibliografía
10	Precio del combustible	\$/unidad	Datos de RECOPE/ARESEP
11	Inversión en calderas actuales	\$	Departamento contabilidad
12	Inversión en nuevas calderas	\$	Cotizaciones de fabricantes
13	Factor de emisión	kg CO ₂ /unidad	IMN o IPCC
14	Reducción de emisiones	ton CO ₂ eq/año	Figura 7.4.1.

Fuente: Elaboración propia con lo referenciado por MGM International (MS Excel 365)

4.2. CONSUMO DE VAPOR DE LOS USUARIOS DE LA PLANTA

Durante el desarrollo del proyecto, se mostraron dificultades para determinar de forma concreta el consumo de vapor que demandan los equipos de la planta. Esto debido a que el proceso productivo es altamente variable. Según se detalla en el Departamento de Tintorería de la empresa, A&E ha sido capaz de desarrollar hasta 68 000 fórmulas exclusivas de teñido; cada una de estas tiene requisitos diferentes de tiempos de calentamiento, rangos de temperatura y demás variables que afectan al consumo de vapor instantáneo de la planta. Lo que quiere decir que la demanda de vapor exigida cambiará en función de las solicitudes hechas por los clientes.

Para la compañía, el sistema de vapor es uno de los más importantes, ya que, según informa el Departamento de Producción: de la gran variedad de hilos producidos en toda la empresa, solo menos del 1% no es procesado por medio de algún proceso que involucre vapor.

Actualmente, se dispone de 21 máquinas de tintorería de operación constante, junto con el funcionamiento de una autoclave, cuya operación es escasa y variable, ya que es utilizada para liberar el estrés de torsión en las fibras del hilo del algodón (menos del 1% de producción). La lista de usuarios de vapor se muestra, a continuación. También se adjuntan imágenes sobre el aspecto de las máquinas, así como el ordenamiento y la numeración en el área de tintorería:

Tabla 4.2. Lista de usuarios de vapor de la empresa.

Área	Equipo	Marca	Designación	Modelo
Tintorería	Teñido	Thies	M1	Eco-Bloc 500 KB
			M2	Eco-Bloc 500 KB
			M3	Eco-Bloc 500 KB
			M4	296/6 (Twin Kier)
			M5	296/6 (Twin Kier)
			M6	296/6 (Twin Kier)
			M7	296/6 (Twin Kier)
			M8	Eco-Bloc 800 KB
			M9	Eco-Bloc 1100 KB
			M10	Eco-Bloc 500 KB
			M11	Eco-Bloc 500 KB
			M12	Eco-Bloc 800 KB
			M13	Eco-Bloc 800 KB
			M14	Eco-Bloc 1100 KB
	M17 (15+16)	Eco-Bloc quattro (2 recipientes)		
	M20	Eco-Bloc quattro (3 recipientes)		
	M21 (18+19)			
	Calentado y secado para hilo de algodón	Gaston County	M22	-

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)



Figura 4.2.1. Tipos de modelo de máquinas teñidoras en la empresa. **Fuente:** elaboración propia.

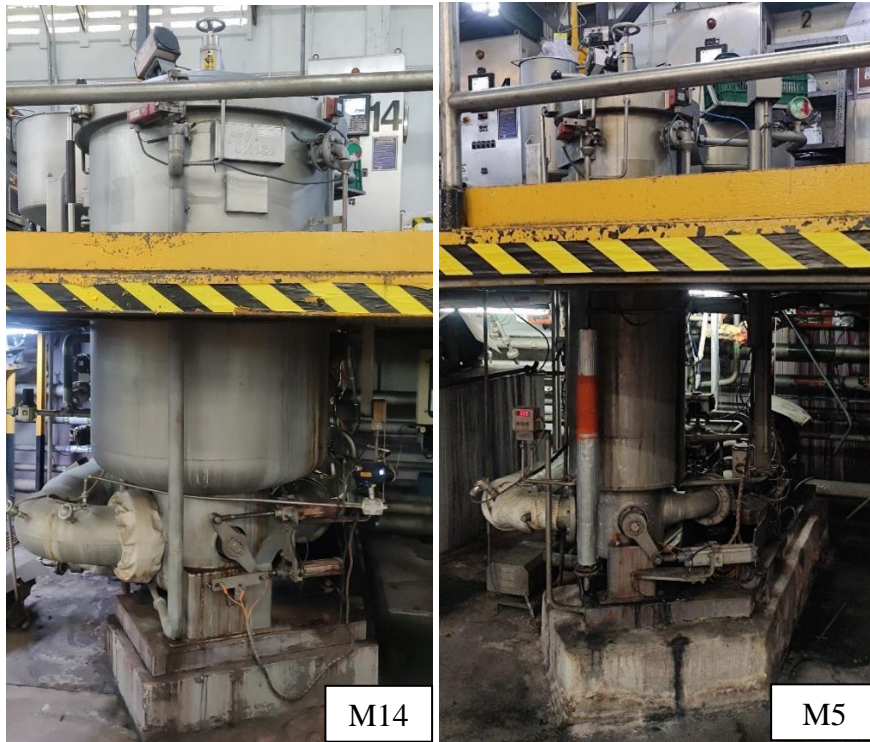


Figura 4.2.2. Vista del cuerpo completo de algunos de los modelos de máquinas teñidoras. **Fuente:** elaboración propia.

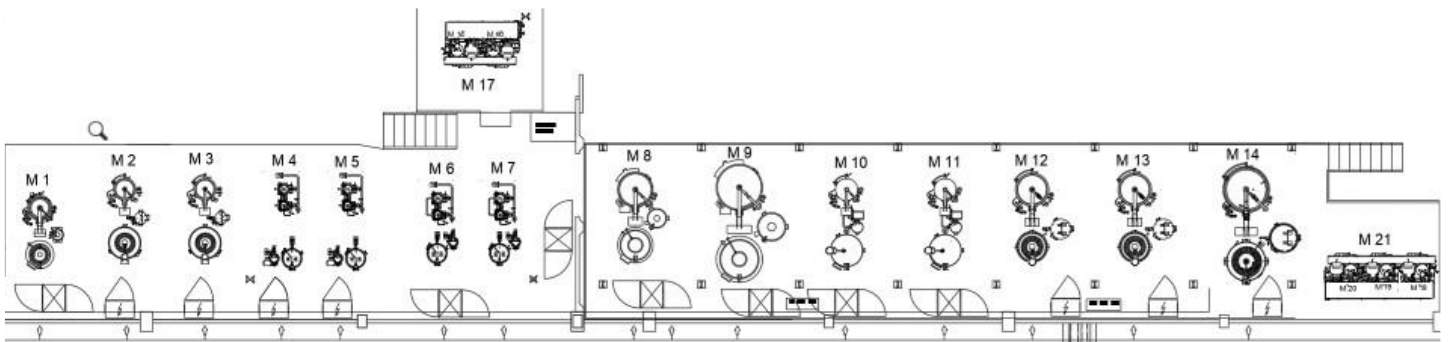


Figura 4.2.3. Disposición de los usuarios de vapor de la planta. **Fuente:** Departamento de Mantenimiento de Hilos A&E Costa Rica.

Las máquinas de tintorería trabajan las 24 horas del día y de 6 a 7 días a la semana, sin embargo, a pesar de tener un horario de trabajo constante, cada una de las máquinas puede tener una exigencia de vapor diferente, dado que puede encontrarse en alguna de las siguientes etapas de trabajo:

Proceso operación normal:

- Proceso de carga del hilo.
- Mezclado y calentamiento a 40 °C de la disolución de tinte en tanque secundario.

- Proceso de carga de la disolución de teñido en el compartimento del hilo.
- Calentamiento a alta temperatura y presión de la disolución en conjunto con el hilo.
- Proceso de descarga del hilo.

Proceso de lavado:

- Proceso de lavado del cuerpo principal de la máquina (Frecuencia de 2 a 4 días).

El proceso de operación de las máquinas es monitoreado vía remota con el *software* Orga TEX X1 Workplace. Cada una de las variables de gran importancia como controles de nivel, temperatura y presión pueden ser monitoreadas en tiempo real; además, el *software* es capaz de almacenar la información referente a cada proceso, ayudando especialmente a las labores del Departamento de Mantenimiento en análisis causa-raíz en máquinas. A continuación, se muestran los diagramas de partida de operación normal y de lavado de una de las máquinas:

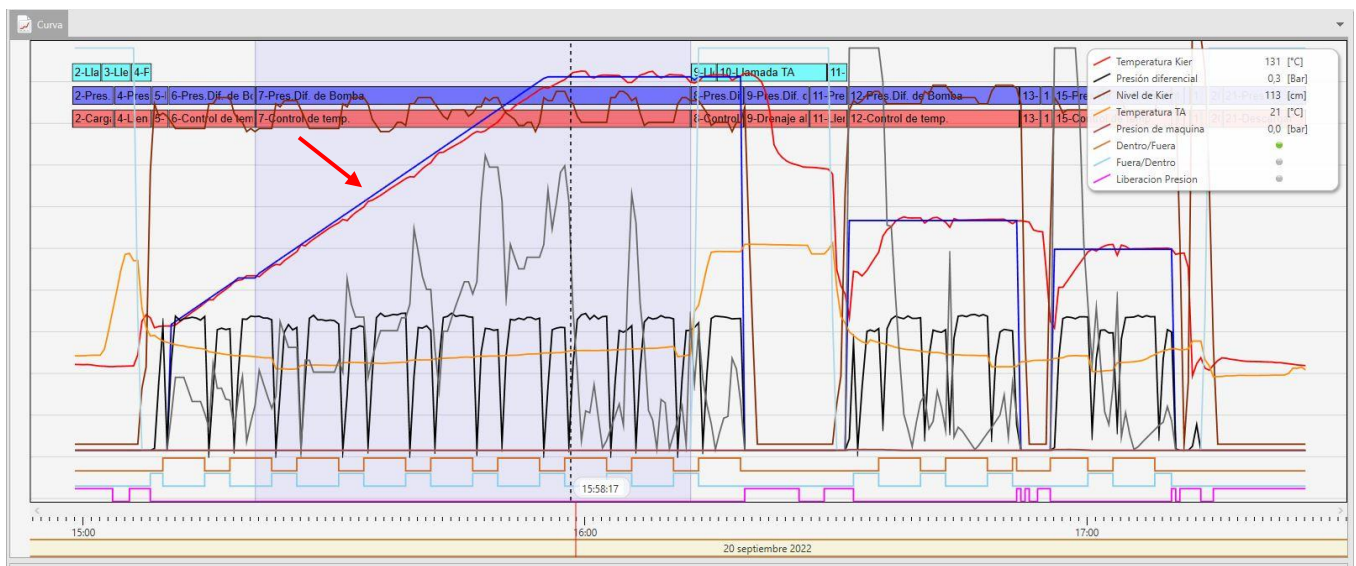


Figura 4.2.4. Diagrama de partida de un proceso de teñido normal de la máquina. **Fuente:** Departamento de Mantenimiento Hilos A&E.

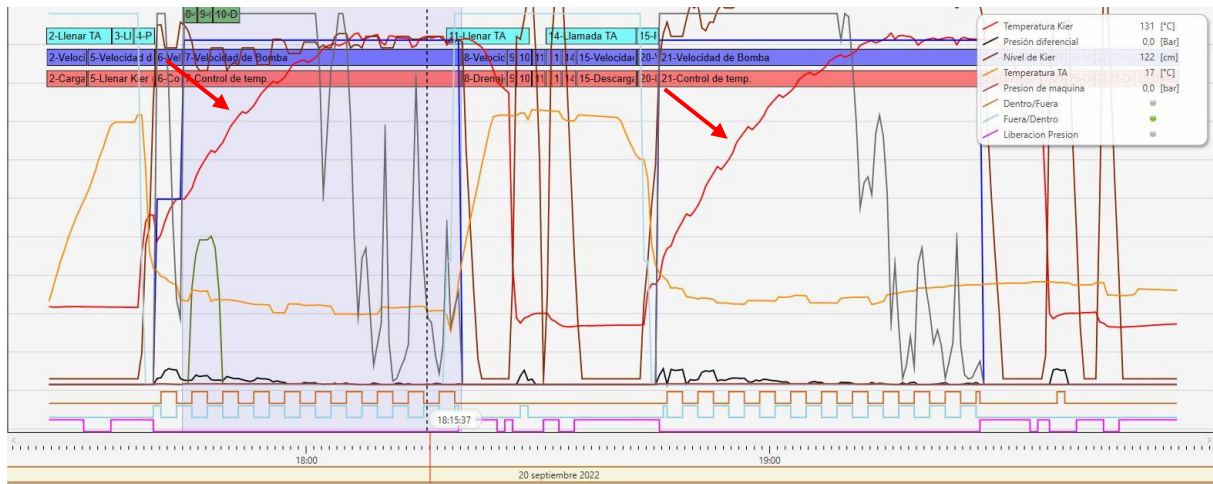


Figura 4.2.5. Diagrama de partida de un proceso de lavado normal de la máquina. **Fuente:** Departamento de Mantenimiento Hilos A&E.

Las líneas señaladas por las flechas de color rojo hacen referencia a la temperatura presente en el proceso. El propio programa de la máquina realiza la apertura de una válvula X para el enfriamiento (agua fría) o calentamiento (vapor), según se requiere en cada etapa. Esto da a conocer que las exigencias de vapor no serán las mismas, aun cuando la máquina ya se encuentra cargada y operando, por lo que la demanda de vapor será altamente variable.

Para conocer el comportamiento de la demanda y el consumo de vapor de los usuarios mostrados en la figura, se utiliza el proceso de cálculo mencionado en la sección 3.4 “Formas para determinar el consumo de vapor de una planta”. Es necesario tomar en cuenta esta información, ya que supone un aspecto crucial en el LCC de las calderas por comparar con las instaladas actualmente; dado que sus tamaños dependerán del consumo máximo de la planta, lo que afectará los cálculos de la etapa de la inversión inicial en el equipo, además de los cálculos en torno a los costos operativos, los cuales dependen directamente del consumo de vapor promedio de cada día.

Hilos A&E, en su búsqueda por el control en la eficiencia de los procesos, realizó una inversión en un caudalímetro. Un equipo capaz de determinar en tiempo real las condiciones del vapor de salida de la caldera, por lo que los datos aportados por este serán la base fundamental para determinar los costos por operación de las calderas actuales, así como demostrar de forma experimental aspectos concretos del comportamiento del sistema de vapor en el contexto operativo.

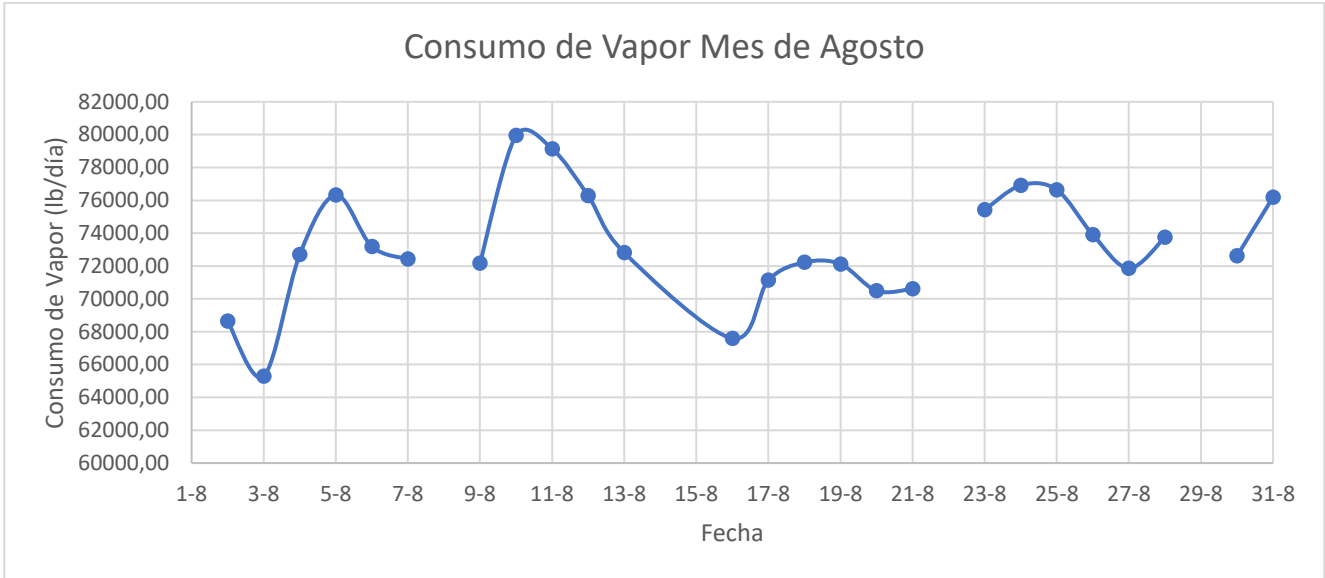
El caudalímetro instalado corresponde al modelo Proline Prowirl F 200 Hart de la marca Endress+Hauser. Cuenta con una medición precisa del caudal másico de vapor saturado con un error de medición máximo de $\pm 1,7\%$ y es capaz de registrar un gran número de variables referentes a la calidad del vapor y su flujo, como lo es un totalizador del flujo energético, flujo volumétrico, másico, valores sobre la presión instantánea, temperatura, flujo en tiempo real, etc.



Figura 4.2.6. Medidor de flujo de vapor Endress+Hauser Proline Prowirl F 200 Hart. Variante de dispositivo de medición remota. **Fuente:** elaboración propia.

El equipo se encuentra instalado en la línea principal de abastecimiento. Tal como se muestra en la figura 4.2.6, el producto comprado se adquirió en su versión remota como forma de garantizar la comodidad de los operarios para la toma de datos. El equipo cuenta con el inconveniente de que no dispone de un método de almacenamiento de los datos de forma digital, por lo que se asigna a los técnicos tomar las mediciones en un registro manual; estas son tomadas con una frecuencia de nueve veces por día, dos veces en cada turno de trabajo. No obstante, se incurrieron errores en la toma de datos previo a la realización del presente proyecto, por lo que, para el análisis del consumo de vapor de la planta, se toma en cuenta solo los datos generados a partir del 26 de julio del 2022.

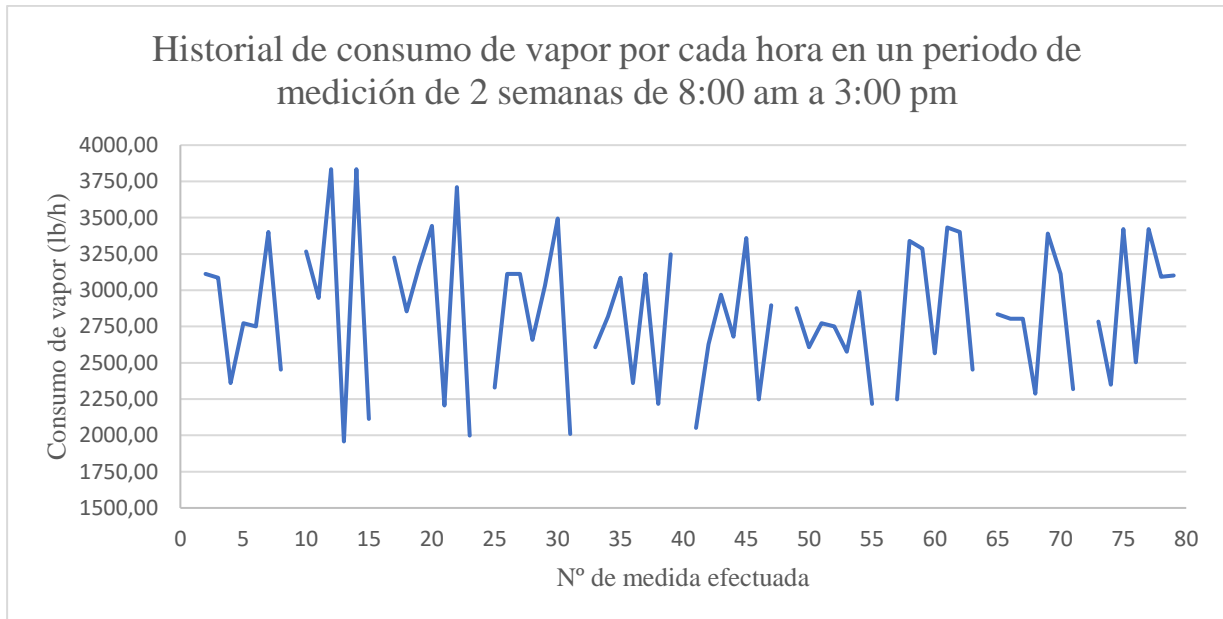
A continuación, se muestra una serie de figuras en las que se grafica el comportamiento de la demanda de vapor en el proceso productivo:



Gráfica 4.2.1. Consumo de vapor total por hora promedio del mes de agosto. **Fuente:** elaboración propia.

Los datos que conforman la anterior gráfica fueron tomados de manera uniforme. La medición fue realizada para cada día de producción a las 6:00 a.m. Por su parte, el comportamiento mostrado en la gráfica detalla que no existe uniformidad en cuanto al consumo de vapor por día; este puede ser altamente variable como en los días del 1 al 16 de agosto, o bien mostrar un flujo relativamente constante como el que se muestra del día 17 al 21, dando a conocer, entonces, que no existe un patrón predecible en el consumo.

Si bien esta información es de utilidad para confirmar que la producción de vapor varía conforme a las solicitudes de los clientes, no es suficientemente detallada para observar las exigencias a las que será sometida la caldera con relación a los cambios repentinos que se esperan en la demanda de vapor, según la naturaleza del proceso observada en los diagramas de partida de las máquinas. Es debido a esto que, durante el desarrollo del proyecto, se aumentó la frecuencia de la toma de medidas de los datos; se efectuaron cada hora, en el rango de 8:00 a.m. a 3:00 p.m., de lunes a viernes y por un periodo dos semanas. Los resultados de la toma de datos se muestran en la gráfica 4.2.2; mientras que la información completa de las medidas se adjunta en el anexo 2.



Gráfica 4.2.2. Flujo de vapor instantáneo en la línea principal durante la semana del 7 al 13 de agosto.
Fuente: elaboración propia.

A diferencia de la gráfica anterior, se puede observar un comportamiento más variable en el consumo que exige el sistema. En la línea de tendencia se detallan altas variabilidades que superan una diferencia de hasta 1876 lb de forma instantánea entre una hora y otra, lo que equivale a una potencia próxima de 55 BHP/550 kW. Las opciones de calderas comparadas deben ser capaces cumplir con una alta capacidad de modulación, de forma que se ajuste adecuadamente a la demanda de los usuarios, sin recurrir a consumos adicionales de combustible.

4.3. FUNDAMENTOS PARA LA COMPARACIÓN ENTRE CALDERAS

Una forma para calcular el consumo equivalente de combustible que puede tener una fuente energética, con respecto a otra en un equipo de la misma naturaleza y trabajando bajo los mismos parámetros operativos, es utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Consumo equiv (unidad)} = \frac{\text{MJ producidos diésel}}{\frac{\text{MJ}}{\text{unidad}} \text{ nueva fuente}} \cdot (1 - (\eta_{\text{nueva fuente}} - \eta_{\text{diésel}}))$$

Ecuación 4.3. Consumo equivalente de combustible según la fuente energética. **Fuente:** Miranda [25].

La ecuación anterior también fue proporcionada durante las discusiones que se mantuvieron con una de las empresas con las que se obtuvo asesoría técnica para la cotización de las calderas, correspondiendo este caso a EcoSolutions. Los cuales utilizan la misma

operación para determinar la cantidad de combustible equivalente en sus proyectos de sustitución de calderas.

Esta fórmula permite relacionar de forma teórica el poder calorífico de los combustibles, el cual hace referencia a la energía por unidad de masa liberada en el proceso de combustión; dato que puede ser fácilmente obtenido de sus fichas técnicas o de datos puntuales en libros. La eficiencia también es un factor de vital importancia dentro de los proyectos de sustitución de calderas; un equipo que trabaja con mayor eficiencia es capaz de suplir la misma demanda de vapor con un consumo menor de combustible.

4.4. DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA ACTUAL

Para que el presente proyecto cumpla su objetivo de ser de utilidad para la toma de decisiones a futuro de la empresa, será necesario conocer el dato de la eficiencia de las calderas actuales. Solo de esta forma el cálculo del consumo equivalente de combustible de las fuentes alternativas será representativo. Los fabricantes otorgan un dato de eficiencia de la caldera al momento de su compra; sin embargo, la misma corresponde a un valor que es aplicable únicamente cuando la caldera trabaja en condiciones de plena carga, por ejemplo, Conte, R. [35] determina en su estudio que la eficiencia anual de una caldera suele ser mucho menor a la descrita por el fabricante.

La eficiencia de una caldera también puede ser determinada restando de forma aproximada los porcentajes perdidos a causa de fugas de calor de la caldera o por ineficiencias en el proceso de combustión, las cuales fueron vistas a detalle en el marco teórico. No obstante, dicho procedimiento incumple los requisitos de construcción de la línea base energética que plantea la Norma ISO 50006:2014-Sistemas de Gestión de la Energía, ya que las mediciones deben ser llevadas a cabo por medio de medidores calibrados y no por valores estimados [42].

Por lo que, para determinar de forma detallada el valor en cuestión, será necesario conocer a profundidad la operación de la caldera por sustituir. Esto permitirá incluir en el análisis un valor que se aproxime mucho más a la realidad de las condiciones de operación de la caldera.

Durante el desarrollo del proyecto, se tuvieron errores en la determinación de la eficiencia de la caldera, la explicación del caso se encuentra mucho más detallada en la sección 7.6. “Evaluación del Desempeño”. Inicialmente, se intentó determinar el valor de la eficiencia por medio del historial de datos del anexo 2; en este se muestra la información del consumo de

vapor y las otras variables de importancia para determinar la eficiencia de la caldera. No obstante, debido al error, se necesitó tomar nuevas mediciones y hacer un recálculo del dato. El valor de la eficiencia real de la caldera fue calculado utilizando los datos del anexo 3. Estas mediciones se tomaron con una frecuencia de una hora, entre una y otra, de lunes a viernes de 8:30 a.m. a 3:00 p.m.

Se tomaron mediciones del medidor de flujo de vapor, del termómetro del tanque de alimentación y del nivel del tanque de diésel. La entalpía del vapor fue obtenida con la ayuda de la aplicación Spirax Sarco Steam Tools; mientras que la entalpía del agua de entrada se tomó con ayuda de las tablas termodinámicas de la aplicación TLV ToolBox, justo como se observa en el anexo 5 y 6. El dato de la presión se obtiene con respecto al valor de operación seteado de la caldera.

De esta forma, con la ayuda de los datos del anexo 3 y siguiendo el proceso de cálculo de la *ecuación 4.3*, se determina que la eficiencia promedio de la caldera corresponde a un 80,7%, un valor que será utilizado para la comparación entre fuentes en la etapa de operación del ciclo de vida. Según lo reportado por [31], el valor medido experimentalmente es muy cercano al reportado para este tipo de calderas. Este valor experimental varía con respecto al de otras calderas, debido a que existen variables de operación únicas que influyen en su magnitud; por ejemplo, el porcentaje de retorno de condensado, la relación de purgas de la caldera, diferencias en la curva de oxígeno para garantizar la combustión completa, temperatura ambiente, etc.

Tabla 4.4. Porcentaje de eficiencia de calderas según su fuente de energía. **Fuente:** [31]

Tipo de Combustible de Caldera	Eficiencia(%)
Gas Natural	75
Carbón	81
LPG y NGL	82
Diesel	83
Combustóleo Residual	83
Coque	70
Electricidad	99
Otros	70

4.5. ESTIMACIÓN DEL CASO DE DEMANDA MÁXIMA DE LOS USUARIOS DE VAPOR

Como se expuso anteriormente, las actuales calderas se encuentran sobredimensionadas, lo que afectan levemente su desempeño operativo en términos de eficiencia y consumo de combustible. Como parte del análisis de ingeniería, se plantea recalcular el caso de demanda máxima de la planta para seleccionar adecuadamente las calderas que serán comparadas dentro del LCC. Este procedimiento proyectará una mejora en la eficiencia operativa y, por ende, un ahorro con respecto a los costos de las calderas actualmente instaladas, según la relación observada en la figura 4.1.3.

Para determinar el caso de demanda máxima de vapor de la planta, se realizaron diferentes consultas y entrevistas a los Departamentos de Mantenimiento y Tintorería que permitieron conocer más a detalle el proceso productivo. Tomando en cuenta esta información, se plantea el siguiente caso de demanda máximo:

- Todas las máquinas, a excepción de la M9 y M14, operan en su fase de calentamiento con un gradiente de temperatura real de $2^{\circ}\text{C}/\text{min}$. Se considera, a su vez, un factor de demanda del 80%, ya que, al mismo tiempo, algunas máquinas se encontrarán en las diferentes fases de operación.
- Las máquinas más grandes M9 y M14 se encuentran realizando un proceso de lavado, considerando un gradiente de temperatura real de $4,5^{\circ}\text{C}$. La probabilidad de que ambas máquinas coincidan en su lavado es muy baja, ya que, por lo general, cada máquina realiza el proceso con una periodicidad de 2 a 4 días, teniendo que coincidir incluso en el periodo de calentamiento que se estima en 20 min. No obstante, en caso de su ocurrencia, la caldera deberá ser capaz de suministrar dicha demanda.

Como la información que proporciona el fabricante de las máquinas de tintorería THIES es poco representativa de los datos reales de consumo, el cálculo se realiza de forma manual, utilizando la *ecuación 3.4*. aportada por Spirax Sarco. En la tabla del anexo 7, se muestra un resumen de las características operativas de las máquinas, así como su consumo de vapor asociado y el cálculo de la demanda máxima de vapor. Considerando un factor de demanda del 80% para todas las máquinas, con el fin de simular la simultaneidad en su operación, a excepción de la 9 y 14, donde se considera el consumo completo del proceso de lavado.

Tabla 4.5.1. Consumos individuales de usuarios de vapor considerando un factor de demanda del 80% en las máquinas descritas.

Conjunto de Máquinas	Sumatoria considerando un factor de demanda del 80% de las máquinas con operación normal de calentamiento					Suma (lb/h)	Suma (kg/h)
	M1-8	M10-13	M(17-20-21)	M9	M14		
	Unidades en lb/h						
Subtotal	1073,8	965,6	161,7	1465,2	1465,2		
Demanda (80%)	859,0	772,5	129,4	-	-		
Total	859,0	772,5	129,4	1465,2	1465,2	4691,4	2128,0

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Para seleccionar las calderas directamente de las hojas de los fabricantes, es necesario normalizar el dato del flujo de vapor requerido por el sistema. El fabricante Cleaver Brooks, el cual se basa en la norma ASME para el cálculo del flujo de vapor, recomienda utilizar la relación del factor de evaporación; el cual explica la relación que existe entre la evaporación nominal desde y a 100 °C y la evaporación real que se tienen bajo las condiciones reales de operación de la caldera. Realizando la selección de la tabla adjunta en el anexo 8 y utilizando los datos operativos de la caldera, se tiene que el factor de evaporación es de 1,040. Con ello el resultado aproximado de la demanda máxima de vapor es el siguiente:

Tabla 4.5.2. Flujo de vapor total esperado del sistema en el caso de demanda máxima.

Flujo de Vapor total con factor de evaporación		BHP Aprox
lb/h	kg/h	
4914,3	2229,1	142,4

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

4.6. TIPOS DE CALDERAS PARA INCLUIR DENTRO DEL ANÁLISIS DE PREFACTIBILIDAD

Parte de las actividades del objetivo número 1 se centra en una investigación técnica previa para una selección preliminar de las calderas que participan dentro del estudio de viabilidad. Existen un gran número de tecnologías emergentes en el mercado, no obstante, algunas poseen limitantes que harían inviable su uso de primera entrada.

Gosse, D. [45], jefe del Departamento de Mercadeo de la compañía Bosch, extiende un apartado sobre las diferentes soluciones que existen actualmente para el reemplazo de las fuentes de combustible fósil en calderas. Entre ellas, existen dos opciones destacadas, pero que, por motivo de la poca disponibilidad del suministro de estas fuentes, se tornan inviables. Este es el caso para las opciones de biodiésel y biogás. En la investigación previa, no se encontraron

proveedores que puedan suplir grandes demandas energéticas que requiere la empresa. Finalmente, el combustible de hidrógeno también se encuentra incluido en este apartado.

Con respecto al hidrógeno, se tienen problemas que van más allá del abastecimiento. Este corresponde a una de las opciones más inflamables de los combustibles utilizables en calderas, lo que lo hace peligroso en su almacenamiento y también poco aprovechable para generar una llama controlada. Según afirma RECOPE [46], a pesar de que este combustible duplique el poder calorífico de cualquier otro, en la realidad, la energía que puede obtenerse de su combustión para el calentamiento es muy baja.

Las opciones más reconocidas a nivel mundial y en Costa Rica son la biomasa y la electricidad. Estas tecnologías han tenido una profundidad remarcable en su desarrollo y pueden suponer fuertes rivales para las opciones de combustible fósil bajo condiciones específicas, en torno al ahorro económico y la mejora de la huella ambiental de la empresa. De la misma manera y considerando las oportunidades con las calderas actuales, se valora el caso de sustitución con el gas LP.

5. ANÁLISIS DEL COSTE DEL CICLO DE VIDA

Conociendo las condiciones operativas en las que se encuentra la empresa y las opciones energéticas en las que se va a profundizar en función de las necesidades de esta, se inicia con el desarrollo del análisis LCC, el cual se basa en los procedimientos estipulados de la Norma IEC 60300-3-3:2009-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida.

El objetivo de este estudio se enfoca en averiguar el coste de las cuatro etapas del ciclo de vida de las calderas, correspondiendo a la adquisición del equipo, la operación, el mantenimiento y la disposición. Además, en cada una de estas etapas, se profundiza en aspectos relacionados a la confiabilidad del equipo, escenarios de inversión que marcan diferencias en las etapas del LCC y cómo se ve afectado este mismo con las proyecciones a futuro, con el incremento del costo de los combustibles y la energía. Todos son aspectos que incrementan la riqueza del análisis, según se estipula en la Norma IEC 60300-3-3:2009-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida [39].

Se recuerda el contexto de operación y los deseos de la empresa; actualmente, se requiere realizar un cambio en un futuro próximo no mayor a 5 años de la caldera de diésel de 250 BHP, puesto que esta ha superado con creces el valor total teórico de su LCC. Mientras que se desea

conservar la caldera de 200 BHP, puesto que aún se encuentra en un tercio del periodo total de su vida útil.

Por ello, el análisis del LCC se hace considerando el reemplazo de la caldera más antigua por una completamente nueva ya sea de diésel, GLP, biomasa o electricidad, mientras que la caldera de 200 BHP se tendrá tentativamente como respaldo. El estudio de prefactibilidad pretende brindar recomendaciones basadas en datos para orientar la toma de decisiones de la empresa exponiendo la realidad, el costo, los riesgos y el impacto ambiental de cada tecnología abordada.

5.1. ADQUISICIÓN

Dentro de la empresa, la etapa de adquisición de equipos de alto coste se realiza por medio del esfuerzo de todo un equipo de trabajo para garantizar inversiones seguras en torno al factor económico; por lo que el presente proyecto será sometido a una revisión a mayor profundidad, en caso de llegarse a resultados prometedores en términos económicos y de mejora ambiental con respecto a las calderas de diésel actuales.

La empresa forma parte del régimen de zona franca, por lo que adquiere privilegios en torno a la exoneración de impuestos. Según se detalla en el inciso b) del artículo 20 de la Ley 8794, la empresa puede: “internar a la zona franca la maquinaria y el equipo, lo mismo que sus accesorios y repuestos, sin sujeción al pago de todo tributo y derecho consular sobre la importación” [47]. Por lo que, dentro del presente análisis LCC de los equipos, no será necesario tomar en cuenta los impuestos por importación y de ventas de los equipos traídos de forma internacional. El precio de adquisición de estas se considera con el valor bruto cotizado por los proveedores o, en dicho caso, con las calderas actuales, los datos contables proporcionados por la misma empresa.

Para la investigación en la etapa de adquisición de las calderas, se realizaron consultas a un gran número de fabricantes, entre ellos, Cleaver Brooks, Precisión Boilers, Electric Thermic Solutions y Yuanda Boilers; los cuales permitieron dar a conocer un panorama más profundo sobre las tecnologías disponibles actualmente y la competitividad de sus precios.

Para esta etapa, es de gran importancia mencionar que el costo de inversión que forma parte del ciclo de vida de las calderas toma en cuenta los subsistemas únicos que requieren las fuentes energéticas para su funcionamiento. Tomando como ejemplo a las calderas de diésel actuales,

se toma dentro de su precio de inversión el costo requerido para instalar los tanques de almacenamiento de combustible; esto debido a que dichas inversiones son requeridas únicamente para el caso concreto de cada fuente energética. Los sistemas que se comparten de forma común entre cada fuente energética, como los tanques de tratamiento del agua, no serán tomados en cuenta.

5.1.1. Diésel

Tal como se detalló en el contexto operacional de la empresa, las calderas de diésel son la fuente energética utilizada para los procesos productivos actuales, específicamente, se cuentan con dos calderas, las cuales forman parte de un sistema de trabajo con redundancia.

La caldera más utilizada es la más moderna, debido a que la misma representa ahorros, ya que cuenta con una mejora en su eficiencia; además, dispone de un economizador de calor para su funcionamiento. Esta fue adquirida en el 2017, por lo que únicamente tiene en funcionamiento 5 años. Por otro lado, la caldera más antigua se encuentra disponible en cualquier momento, en caso de que la caldera principal salga de servicio por una falla en su operación, o bien por un mantenimiento programado.

La segunda caldera fue instalada en 1981, lleva actualmente 41 años de operación. De acuerdo con la información aportada por el Ministerio de Hacienda con el periodo de ciclo de vida útil de los activos, las calderas disponen de un periodo de valor de vida de 15 años. Sin embargo, dentro de criterios ingenieriles, estos equipos son capaces de preservarse por 20 años o más en caso de que dispongan de un buen mantenimiento [15]. Estos detalles implican que la caldera de respaldo ha sobrepasado por mucho su ciclo de vida útil teórico.

Por otro lado, las calderas son alimentadas gracias al suministro de diésel almacenado en los tanques que se observan en la siguiente figura. Estos fueron instalados recientemente en el 2019, debido a que los antiguos dejaron de cumplir con los requerimientos exigidos por el Ministerio de Salud.



Figura 5.1.1. Ubicación y descripción gráfica de los tanques de diésel de la empresa Hilos. **Fuente:** elaboración propia.

Los tanques corresponden a una configuración paralela que, en total, suman una capacidad de 4 000 galones (15 000 L). Estos representaron una gran porción del valor de inversión del equipo para utilizar el diésel como fuente de combustible. A continuación, se observa una tabla con el detalle de la inversión realizada para las calderas de combustión y la instalación de los tanques:

Tabla 5.1.1. Costos por adquisición de la caldera e instalación de diésel.

Equipo	Valor Monetario
Caldera Cleaver Brooks, CBLE 200-200-150 ST (2017)	\$ 167 000,00
Caldera Cleaver Brooks, CB 400-250 (1981)	\$ 127 000,00
Instalación y puesta en marcha de caldera	\$ 3 000,00
Tanques de almacenamiento de combustible (valor presente)	\$ 40 800,00
Total (CBLE+Almacenamiento)	\$ 210 800,00

Nota: Los datos fueron obtenidos del departamento de contabilidad de la empresa.

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Se acota que el precio reportado para la caldera de 250 BHP (1981) es la inversión dada en la época, por lo que, en la actualidad, cuenta con un valor distinto. No obstante, el determinar este dato, no es relevante, puesto que es la caldera que se reemplazará. El precio que debe considerarse actualizado es el de la caldera de 200 BHP. Para este efecto, se realizó directamente una nueva cotización del equipo con Sistén S.A., proveedor certificado de la marca Cleaver Brooks en Costa Rica. Entablando una conversación con el director general de la compañía, Edgardo Ávila, se llegó a la conclusión de que la caldera sigue conservando su valor en dólares dado en 2017.

5.1.2. Gas LP

Para el caso de esta fuente energética, la inversión realizada en la caldera tiene el mismo valor que el registrado para la caldera de 200 BHP con la que cuenta la empresa, ya que, como fue mencionado anteriormente, esta se encuentra equipada para funcionar tanto con diésel como búnker o gas. No obstante, la inversión para poder utilizar esta fuente energética como combustible debe ser alta, según los estándares que exigen las normativas costarricenses; un aspecto que será abordado a mayor profundidad en el análisis de la gestión del riesgo.

El gas LP es una sustancia que, a temperatura y presión ambientes, se encuentra en estado gaseoso. No obstante, al aumentar la presión, se convierte en líquido, lo que trae inconvenientes al momento de ser comparada con combustibles líquidos como el diésel. Según detalla RECOPE [46], a pesar de que el GLP supera energéticamente a los combustibles líquidos, requiere de un mayor volumen para poder hacer el mismo recorrido que el diésel, implicando que, al momento de la combustión, sea necesario un mayor consumo para propiciar el mismo calentamiento, lo que repercute, a su vez, en el almacenamiento, ya que necesitará un tanque con una capacidad mayor.

En el pasado, dentro de Hilos A&E Costa Rica S.A., se realizó el intento para sustituir el diésel como fuente energética para las calderas. Se tuvo contacto con una gran cantidad de empresas especialistas y diseñadores de vasta experiencia, entre ellos, uno de los más destacados fue Blue Flame; quienes cotizaron una solución en torno a las necesidades de la empresa. Además, dentro del diseño de ingeniería, se abordaron distintos aspectos de gran importancia:

- Según las necesidades del proceso productivo, se requiere de un tanque de 11 000 galones (41 640 L) para cumplir con la misma demanda que es capaz de proporcionar los tanques de diésel (4 000 gal en total o 15 000 L).
- Debido al tamaño del tanque, la empresa no cuenta con un área suficiente dentro del terreno que cumpla con los requerimientos establecidos en el Reglamento para el Diseño, Construcción y Operación de Plantas de Almacenamiento y Envasado para GLP.
- La limitación en el espacio obliga a construir paredes de mitigación de onda expansiva, para procurar la seguridad de la población en caso de incendio y explosión, así como la instalación de sistemas de supresión contra incendios.

- Se planteó dividir la capacidad de los tanques para disminuir los requerimientos solicitados por el reglamento, no obstante, las limitaciones en la carga del combustible obligarían a traer menores cantidades de gas en cada viaje, convirtiendo esta opción en poco rentable.

Tomando en cuenta las consideraciones mencionadas, el proyecto fue cotizado con un valor de \$421 000 en el 2018, por lo que, tomando en cuenta la inflación y el incremento económico en los materiales de construcción, este precio en la actualidad sería mucho mayor. Para obtener una aproximación del precio convertido al valor presente, se toman directamente las tasas de inflación que ha percibido el dólar desde el 2018 hasta la actualidad. Utilizando la herramienta de cálculo de inflación [48], se determina que el precio actual de la inversión sería de aproximadamente \$507 000. Con esta información, se obtiene que la inversión necesaria que formaría parte del LCC del equipo corresponde a lo siguiente:

Tabla 5.1.2. Costos por adquisición de la caldera e instalación de gas LP.

Equipo	Valor Monetario
Caldera Cleaver Brooks, CBLE 200-200-150 ST (2022)	\$ 167 000,00
Puesta en marcha caldera	\$ 3 000,00
Tanques de almacenamiento de combustible	\$ 507 000,00
Total	\$ 677 000,00

Nota: Los datos fueron obtenidos de las consultas realizadas al encargado de planta.

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

5.1.3. Biomasa

Con el objetivo de que las comparaciones entre las distintas fuentes energéticas en calderas sean lo más cercanas a la realidad y objetivas posible, se tomó un contacto con una serie de proveedores de vasta experiencia en el campo, siendo este el caso de fabricantes como EcoSolutions, Pelletics, Attsu y Yuanda Boilers. A cada uno de estos se le brindó la información completa del estudio previo de los equipos, sin comprometer la vulnerabilidad en los datos de producción de la empresa, ya que únicamente se manejaron los datos pertinentes al dimensionamiento de las calderas y sus sistemas auxiliares.

Como se pudo observar en la sección 3.2.2. “biomasa” del Marco teórico, la instalación de una caldera de biomasa industrial necesita de un amplio espacio disponible, ya que requiere de más sistemas auxiliares para operar de forma continua, e incluso aún más si se desea el mismo nivel de autonomía que ya se cuenta con las actuales calderas de diésel. Para el primer caso, la

empresa ATTSU realizó la cotización completa de una caldera de biomasa de 2500 kg de vapor por hora, la cual es suficiente para alimentar la totalidad de la demanda máxima requerida por el sistema. A continuación, se muestra una figura con el detalle de esta y los costos por adquisición de este equipo:



Figura 5.1.3.1. Disposición de la caldera de Biomasa CSPM-2500/8. **Fuente:** ATTSU.

Tabla 5.1.3.1. Costos por inversión de la caldera de biomasa ATTSU CSPM-2500/8.

Equipo	Valor Monetario
Caldera ATTSU, modelo CSPM, 2500 kg/h	\$ 295 665,00
Montaje de caldera y accesorios	\$ 11 262,00
Chimenea	\$ 8 255,00
Puesta en marcha de la caldera	\$ 9 088,00
Estructura almacenamiento de biomasa	\$ 53 182,00
Equipo de transporte de biomasa a caldera	\$ 51 258,00
Opcionales	
Plataforma y escalera	\$ 6 429,00
Limpieza automática de tubos	\$ 15 629,00
Economizador	\$ 67 854,00
Total	\$ 518 622,00

Fuente: Elaboración propia utilizando datos de ATTSU(MS Excel 365)

La información de la cotización permite dar un acercamiento al costo de inversión de una caldera típica de biomasa; no obstante, se debe hacer la mención de que los precios podrán variar con respecto a la realidad, puesto que se deberán considerar los costos de obra civil y de mano de obra para las modificaciones pertinentes en la instalación. Estos no fueron incluidos, ya que sobrepasan el alcance del proyecto.

Dado que el tema de espacio tiene gran relevancia para Hilos A&E, se programó una visita técnica con la empresa EcoSolutions como forma de discutir más a detalle sobre las ventajas de la tecnología biomásica, así como evaluar la viabilidad de la instalación de un equipo de estas

dimensiones. Los resultados de la visita fueron favorables y, con base en el criterio de los profesionales, se llegó a la conclusión de que la instalación del equipo es viable y puede cumplir con los requerimientos del reglamento de calderas.

El siguiente aspecto que se destaca es el alto coste de inversión de la caldera, el cual es incluso mayor al que se tenía con respecto a la caldera de gas LP. Manteniendo la conversación con los profesionales de EcoSolutions, se dio a conocer que una forma de mitigar este costo es realizando un cambio del quemador de la caldera por uno que funcione directamente con biomasa. Esta opción no solo supone una inversión económica mucho menor, sino también un mejor aprovechamiento del espacio disponible. La configuración que tendría este sistema se muestra, a continuación:

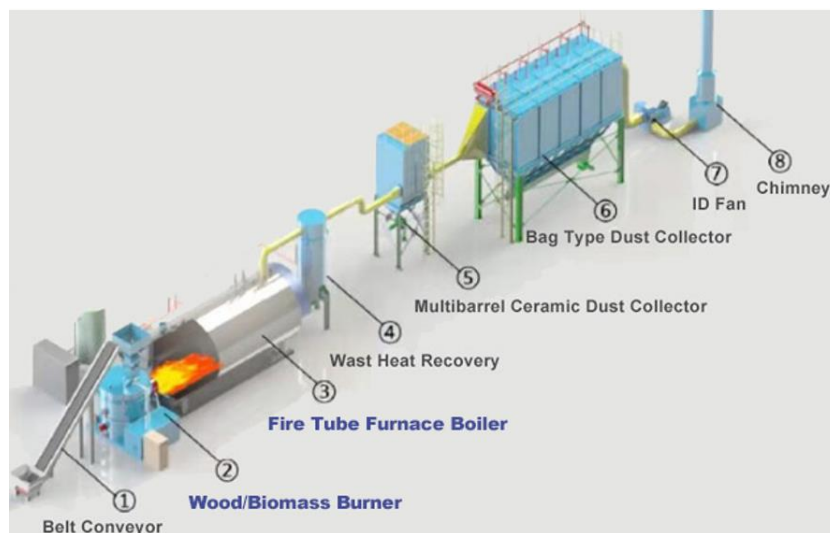


Figura 5.1.3.2. Disposición de la caldera de biomasa por quemador de pellets. **Fuente:** Henan Yuanda Boiler Co LTD.

Los equipos adicionales de la caldera, como el economizador (4), el multiciclón decantador de partículas (5), el filtro de mangas (6), el ventilador (7) y la chimenea (8), se encuentran conectados por tuberías que dirigen el camino de los gases, por lo que se puede permitir una colocación personalizada dependiendo de la configuración actual de la estructura arquitectónica. Sin embargo, su autonomía es mucho menor en comparación con la caldera de diésel, ya que: “al no ser diseñadas especialmente para trabajar con este tipo de combustible carecerán de los medios apropiados para la limpieza y su mantenimiento” [25], lo que supone una mayor atención por parte de los operarios y un incremento del coste de la etapa operativa y de mantenimiento.

Por otro lado, la eficiencia será un factor importante por considerar. Según afirma MGM International, la sustitución del quemador para trabajar con una nueva fuente de energía viene asociada con una pérdida considerable en el rendimiento de la caldera original. Estas pierden mucho en términos operativos con respecto a las calderas que fueron especialmente diseñadas para trabajar con el nuevo tipo de combustible [15]. Según Miranda, la eficiencia de una caldera adaptada con un quemador de pellet cae hasta valores situados entre un 75 – 85% [25].

Para el momento de la redacción de este apartado, la empresa EcoSolutions aún no proporcionó los costos de inversión de estos equipos, razón por la que se incluyen las cotizaciones con base en otros fabricantes. Con el fin de averiguar el precio requerido para la sustitución del quemador y la compra de sus equipos auxiliares, se mantuvo contacto con la empresa Henan Yuanda Boilers Co. Se solicitó la cotización completa de la instalación incluyendo la cámara de vapor, ya que la caldera que se desea sustituir (Clever Brooks CB 250 HP) tiene más de 40 años de operación. Realizando la selección del equipo adecuado con base en el catálogo del fabricante, se cotizó el siguiente precio:

Tabla 5.1.3.2. Costos por inversión de la caldera con sustitución de quemador de Pellets por Henan Yuanda Boiler CO.

Equipo	Valor Monetario
Cuerpo de la caldera + quemador y sistemas auxiliares	\$ 78 000,00
Colector de cenizas tipo bolsa	\$ 12 000,00
Estructura de almacenamiento de biomasa	\$ 53 182,00
Estructura de almacenamiento de biomasa	\$ 51 258,00
Equipo de transporte de biomasa a caldera	\$ 51 258,00
Montaje y puesta en marcha de caldera y accesorios	\$ 15 000,00
Total	\$ 260 698,00

Fuente: Elaboración propia utilizando datos de Henan Yuanda Boiler y ATTSU (MS Excel 365)

Los valores faltantes en la cotización, como lo es la construcción de un sitio de almacenamiento del combustible, su medio de transporte hasta la caldera, la instalación y puesta en marcha se aproximan con los costos ofertados por el fabricante ATTSU.

Para efectos del LCC, se incluye el cálculo aproximado para ambos equipos, tanto para la adquisición de una caldera de biomasa como la opción planteada sobre la sustitución del quemador. Esta práctica es recomendada por la Norma IEC 60300-3-3:2009-Cálculo del coste del ciclo de vida, puesto que permite valorar el impacto de la variable dentro del costo del ciclo de vida y aumenta el criterio con el que se tomará la decisión por adquirir equipos cuya principal limitante es su aprovechamiento energético.

5.1.4. Electricidad

Del marco teórico y con el apoyo de un gran número de fuentes bibliográficas y fabricantes de alta experiencia en la construcción de calderas, se detalla que las calderas eléctricas son las que representan un menor costo por inversión en la compra del equipo de producción de vapor. Aunque, dependiendo del caso de cada empresa, los costos de inversión pueden ser mayores que los de las calderas de diésel, ya que es probable que deba considerarse la compra de equipos auxiliares como generadores para suplir la demanda de vapor, en el caso de desconexión del flujo eléctrico.

También es vital tener en cuenta que este tipo de equipos suponen un alto consumo eléctrico, por lo que será de gran importancia conocer la trayectoria de los fabricantes, así como la capacidad de sus equipos para mantener la eficiencia cercana al 100% que la electricidad es capaz de proveer.

Tomando en consideración la inquietud planteada, se valoraron las diferentes opciones de fabricantes que existen en el mercado, así como si estas cuentan con representación en Costa Rica para una disponibilidad pronta en el suministro de repuestos y de asistencia técnica. Las opciones también fueron comparadas con base en la competitividad del precio del equipo en el mercado, certificaciones a nivel internacional, garantía del producto y características adicionales únicas que se pudieran ofrecer. A continuación, se muestra una tabla con la información referente a las cotizaciones hechas:

Tabla 5.1.4.2. Comparación de cotizaciones tomando factores de valor diferenciables entre propuestas.

Característica		ETE	Cleaver Brooks	Henan Yuanda	ATTSU
Garantía		5 Años	1 año accesorios 5 años resistencias eléctricas 10 años recipiente a presión	15 meses	1 año accesorios 3 años recipiente a presión
Representación en CR		No	Sisten S.A.	No	No
Eficiencia del equipo (%)		100	99,5	98	99
Voltaje de alimentación máx		400	600	480	400
Características adicionales	Monitoreo remoto		✓	✓	✓
	Regulación escalonada	✓	✓	✓	✓
	Control SCR		✓		
Precio		\$236 300,00	\$ 118 750,00	\$ 45 400,00	\$ 175 928,00

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

Tomando en cuenta las características anteriores y por medio de una discusión con el Departamento de Mantenimiento, se llegó a la conclusión de proponer al fabricante Cleaver Brooks como la opción para competir con las calderas de los otros tipos energéticos. Entre las razones, se detalla que tiene una de las calderas con mayor eficiencia con respecto al costo de inversión. Además, estos cuentan con representación en Costa Rica, lo que es un aspecto de suma importancia, ya que el mantenimiento corre por parte de la empresa y no a través de terceros. La disponibilidad de repuestos en el país y la posibilidad de contar con asesoría técnica en caso de que se presente un problema que el equipo de trabajo no pueda resolver es lo que lo decanta como la opción más viable.

La caldera también cuenta con características técnicas destacables, como un control de temperatura SCR (Rectificador Controlado de Silicio), lo que permite variar la demanda de vapor de forma casi infinita con la modulación del voltaje de carga de la caldera, trayendo consigo ahorros económicos importantes, ya que no se incurre en consumos adicionales de energía. Un factor que también influyó en la decisión se basó en que las dos calderas instaladas actualmente en la empresa pertenecen a esta marca y han tenido excelentes resultados, donde incluso una de ellas ha sido capaz de operar durante 41 años sin mayores inconvenientes.

Tomando los datos respectivos del cálculo de la demanda máxima y seleccionando la caldera eléctrica directamente del catálogo de la marca Cleaver Brooks, se selecciona el modelo S-421-1500kW-150ST. El cual cuenta con una serie de ventajas con respecto a sus competidoras de combustible fósil, las mismas son evaluadas durante el desarrollo de las etapas del ciclo de vida.



Figura 5.1.4.1. Caldera eléctrica Cleaver Brooks modelo S-421-1500kW-150ST. **Fuente:** Cleaver Brooks.

Para la instalación de la caldera eléctrica, deberá incluirse el precio para un transformador que sea capaz de alimentarla, ya que este es un equipo de gran potencia que sobrepasa la capacidad actual. En torno a este apartado, primeramente, se realizó la consulta con la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) para verificar si la zona franca tiene disponibilidad en su circuito para alimentar la caldera de 1500 Kw. La respuesta fue afirmativa, por lo que el siguiente paso fue realizar las consultas pertinentes sobre el costo del transformador.

Se contactó a la empresa de instalaciones electromecánicas Alta Sánchez S.A., los cuales mencionaron que, además de la compra del equipo, se debe adquirir un recloser y una celda de protección de fusibles que exige la norma pertinente. Se solicitó, por lo tanto, una aproximación del precio de estos equipos, los cuales no incluyen los costos por obra civil y mano de obra. La recopilación de datos se muestra, a continuación:

Tabla 5.1.4.3. Costos de inversión para la operación de caldera eléctrica.

Equipo	Valor Monetario
Caldera Cleaver Brooks, S-421-1500kW-150ST(600/3/60)-STD/CFG	\$ 118 750,00
Puesta en marcha caldera	\$ 1 500,00
Transformador trifásico 34,5V-600V (1,75MVA) y equipos auxiliares como recloser y celda de protección de fusibles exigidos por el Código Eléctrico Nacional.	\$ 70 000,00
Total	\$ 190 250,00

Fuente: Elaboración propia con los datos proporcionados por Sisten S.A. (MS Excel 365).

Como se mencionó al inicio de esta sección, es necesario conocer el caso específico de la empresa para verificar si existe la necesidad de compra de un generador eléctrico que supla la demanda de la caldera; esto para prever las situaciones de emergencia donde se pierda el flujo eléctrico. El sistema eléctrico de la zona franca de Metropolitana de Heredia es robusto, por lo que presenta pocos fallos, según lo reportado por la experiencia personal del Departamento de Mantenimiento de la empresa.

Actualmente, Hilos A&E de Costa Rica cuenta con un generador propio de diésel con una capacidad para suplir una potencia de 125 kVA. El generador no es capaz de suministrar la energía eléctrica para las máquinas de producción en las áreas de tintorería y enconado, es decir, que ante fallos eléctricos, la producción se detiene por completo independientemente del tipo de caldera que se utilice. Por ende, en la etapa de adquisición, no se incluye el costo por el generador eléctrico de respaldo, ya que el fallo del suministro eléctrico se asume por parte de

la empresa. La razón para no incluir el precio del generador dentro de la inversión se amplía en el análisis de la gestión del riesgo, específicamente en el punto 6.2.5. sobre “Riesgos en el apartado técnico”.

La eventual instalación de la caldera eléctrica se podrá realizar de diferentes formas. Por un lado, se puede solicitar una caldera eléctrica a Cleaver Brooks de 480V y unificar todo el sistema eléctrico con un solo transformador de alta capacidad, o bien, se puede solicitar la caldera de 600 V y hacer una instalación eléctrica dedicada para este equipo. Voltajes mayores implican una simplificación de la caldera, ya que se requieren menores capacidades en los cables de alimentación, así como una menor cantidad de resistencias para alcanzar el mismo valor de potencia. Para el análisis LCC, se toma como caso concreto la caldera de 600V.

Otro criterio importante dentro de los precios de inversión es el apartado de la instalación eléctrica del equipo. Este apartado es delicado, debido a las altas potencias que maneja la caldera (1500 kW); en este se consideran algunos elementos como los calibres de los cables y sus amperajes, el suministro de los interruptores de desconexión y protección de la caldera, ductos, soportería, tableros y centros de carga.

No obstante, la obtención de estos costos suma gran dificultad, puesto que estos son obtenibles tras determinar un diseño de ingeniería dedicado para la instalación eléctrica, lo que se aleja del alcance del presente proyecto. Se debe recordar que la investigación tiene su esencia en desarrollar un estudio de prefactibilidad sobre cuatro fuentes de energía de diferente naturaleza: diésel, GLP, biomasa y electricidad. Debido al tiempo de desarrollo disponible para el proyecto (12 semanas), no es posible profundizar en los precios de cada fuente energética a profundidad.

Debido al escaso tiempo, se intentó buscar la opinión profesional de expertos en instalaciones eléctricas de media tensión y de fabricantes con vasta experiencia en la instalación de calderas eléctricas; incluso, se logró conciliar una visita técnica de una de estas empresas. No obstante, al momento de redacción del informe, aún no se ha dado la entrega de una cotización de los precios, por lo que no fue posible incluirlos dentro del análisis.

Cada caldera tiene costos asociados a instalaciones arquitectónicas, equipos auxiliares y su instalación eléctrica, como lo es el caso de la biomasa, tuberías para el combustible, distribución de sensores para la instalación de GLP, etc. Apartados donde se vuelve necesaria la opinión de expertos y la contratación de terceros, para obtener un veredicto preciso.

Pero, si bien estos costos podrían ser significativos en una inversión, realmente son escasos cuando se compara el costo total del ciclo de vida de la caldera, puesto que, el precio de la inversión inicial corresponde solamente al 3% del valor total del LCC [15].

La Norma IEC 60300-3-3:2009-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida recomienda la importancia de mostrar al lector las fuentes de incertidumbre en los cálculos, así como el impacto que tienen en el LCC. Bajo esta perspectiva, se tuvo precisión en determinar el costo de los equipos que representan un mayor impacto económico en cada caldera abordada, como lo son los tanques de almacenamiento, equipos auxiliares, transformadores y la propia inversión en la caldera. Los precios varios no considerados representan una pequeña porción de esta inversión y si se tiene en cuenta que el impacto de esta etapa ronda el 3% del costo total, se da a entender que el impacto de la limitación para no obtener los datos a profundidad es mínimo.

Con estos datos, se da por finalizada la etapa del costo de inversión de los equipos y se procede con los costos por operación:

5.2. OPERACIÓN

Una de las etapas esenciales del ciclo de vida de un equipo es la que involucra su costo operativo. La compañía MGM International [15] especifica que los costos de operación en una caldera llegan a superar el propio capital invertido para la adquisición del equipo, representando un aproximado del 96% de los costos del ciclo de vida total. Además, Chayalakshmi, Jangamshetti y Savita [49] apoyan esta afirmación.

Los costos operativos de una caldera se pueden subdividir en un gran número de ramas, Chayalakshmi et al. realizaron un estudio en el que detallaron la estructura de costos involucrados en esta etapa, en los que se detalla:

- El costo por combustible.
- Costos operativos, relacionados al monto salarial de las personas que operan y están al tanto del estado de la caldera.
- Costos eléctricos para operar la variedad de componentes de la caldera.
- Costos por tratamiento y el uso del agua.
- Purgas de fondo.

Algunas compañías de vasta experiencia en sistemas de vapor, como Spirax Sarco, realizan una comparación entre los rubros mostrados de la lista anterior. Según expone el fabricante, el

93% de los costos de operación de una caldera para producir vapor se asocian al consumo del combustible (ver figura 5.2.). Un aspecto que detalla la importancia de este rubro si, además, se toma en cuenta que la eficiencia aproximada de la actual caldera de diésel es del 80,7%, lo que supone un aprovechamiento pobre de la energía, desperdiciando directamente el 19,3% de la energía total en el combustible.

Los rubros para el tratamiento químico del agua y mantenimiento se consideran en la siguiente etapa del ciclo de vida. Mientras que se obviará el consumo eléctrico de la caldera, puesto que esto representa un impacto mínimo sobre el costo total.

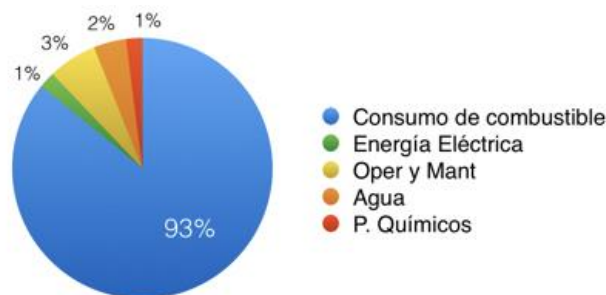


Figura 5.2. Costos operativos asociados a la producción del vapor. **Fuente:** [50]

5.2.1. Diésel

Este corresponde al combustible mayormente utilizado por las calderas instaladas, ya que también se utilizan pequeñas cantidades de gas LP para la etapa de encendido de cada caldera. Para determinar la cantidad de costes operativos de esta caldera, se realizaron las consultas pertinentes al Departamento de Mantenimiento de la empresa. Afortunadamente, existe información disponible sobre la cantidad de diésel gastada cada mes por las calderas; se cuenta con el registro histórico desde el mes de octubre de 2012, pero, dado que la empresa ha incrementado su producción desde esta fecha, se toman en cuenta los datos registrados del último año completo, siendo este el más representativo de la situación actual.

Asimismo, la empresa también cuenta con el historial de las tarifas del combustible para cada mes respectivo, sin embargo, los costos de operación del equipo deberán ser comparados con las otras alternativas energéticas de calderas. Los datos históricos del precio del GLP pueden ser obtenidos directamente de los datos propiciados por RECOPE y con el caso de la electricidad, por medio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). No obstante, no se cuenta con el valor histórico del combustible biomásico, debido a que no existe

un ente regulador que proporcione esta información. Ante esta situación, se orienta el estudio a considerar únicamente las tarifas vigentes (septiembre 2022) de las fuentes energéticas.

Es importante mencionar la distinción que implica para la empresa el pertenecer al régimen de zona franca, ya que, según lo establecido en el artículo 22 de la Ley N° 8114, se les exonera el 100% del impuesto a los combustibles que se establece en el artículo 1 de la misma Ley. Con esta aclaración, se adjunta el precio real que se considera dentro del análisis, así como otras características vitales del combustible que se utilizan más adelante para la comparación entre fuentes.

Tabla 5.2.1.1. Características para considerar del diésel y tarifas vigentes.

Característica	Valor	Unidad
Poder Calorífico por kg	45,57	MJ/kg
Densidad promedio	825,98	kg/m3
Poder Calorífico por L	37,64	MJ/L
Contenido ceniza máx	0,01%	-
Precio total (Sep 2022)	800,47	¢/L
Impuesto único	157,75	¢/L
Precio real (Sep 2022)	647,42	¢/L

Fuente: RECOPE

Con la información de la anterior tabla y los datos históricos disponibles del consumo de combustible de las calderas por año, se tiene:

Tabla 5.2.1.2. Costos por concepto de operación de la caldera de diésel.

Días de Producción	Mes	Consumo de Diésel (L)	Consumo de Diésel (gal)	Costo (\$)
27	ago-21	48 052,02	12 694,00	48 227,82
26	sep-21	46 549,21	12 297,00	46 719,52
26	oct-21	48 139,08	12 717,00	48 315,20
25	nov-21	45 496,87	12 019,00	45 663,32
18	dic-21	33 474,40	8 843,00	33 596,87
25	ene-22	46 045,75	12 164,00	46 214,21
25	feb-22	47 715,12	12 605,00	47 889,69
28	mar-22	53 359,17	14 096,00	53 554,39
24	abr-22	45 027,48	11 895,00	45 192,21
28	may-22	52 711,86	13 925,00	52 904,71
27	jun-22	53 332,67	14 089,00	53 527,79
28	jul-22	54 369,87	14 363,00	54 568,79
Consumo/año				576 374,52

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

Debido a los altos valores que se alcanzan con la moneda local, se expresan las cantidades en dólares, para el tiempo de realización del estudio, el tipo de cambio es de ¢ 645,06.

5.2.2. Gas LP

En la sección 4 “Contexto operacional de la empresa”, se expuso sobre el estado actual de la empresa y las características operativas de las calderas actuales. Estos equipos se encuentran adaptados para poder trabajar con gas LP (ver detalle de la figura 4.1.2), lo que supone una ventaja para la precisión de los cálculos, ya que se conoce con exactitud las características operativas de este equipo.

Las características que se toman en cuenta en el cálculo del costo operativo se muestran a continuación:

Tabla 5.2.2.1. Características para considerar del gas LP y tarifas vigentes.

Característica	Valor	Unidad
Eficiencia de caldera esperada	77.7%	-
Poder Calorífico	48,00	MJ/kg
Densidad promedio	535,00	kg/m ³
Poder Calorífico	25,68	MJ/L
Contenido de ceniza máx	0,00%	-
Precio total (Sep 2022)	251,97	€/L
Impuesto único	24,00	€/L
Precio real (Sep 2022)	227,97	€/L

Fuente: Elaboración propia con los datos de RECOPE (MS Excel 365)

De la tabla anterior, se observa un comportamiento interesante en relación con el poder calorífico del GLP y es que, según lo que explica RECOPE en [46], se podría caer fácilmente en el error de suponer que el GLP, con sus 48 MJ/kg, superaría energéticamente al diésel, Pero sucede todo lo contrario, pues se requiere de un mayor volumen del gas para hacer el mismo recorrido que el diésel en su estado líquido.

Por la razón anterior, el rendimiento energético del GLP es menor que el del diésel, aproximadamente, en un 70% [46]; mismo valor que se ve reflejado en la comparación del poder calorífico en litros con 25,68 MJ/L para el GLP con los 37,64 MJ/L del diésel. Aunado a esto, en el anexo 9, se adjuntan los datos de eficiencia esperados de la caldera Cleaver Brooks modelo CBLE con respecto al uso de diferentes combustibles (valores que fueron obtenidos directamente del manual del equipo). En estos datos, se muestra que la eficiencia de este modelo concreto de caldera, cuando funciona con gas, decae en un promedio de 3% considerando las diferentes potencias y rangos de porcentaje de cargas.

Tomando la ventaja de que se cuenta con la caldera de 200 BHP y su eficiencia calculada con los datos medidos en campo (80,7%), se aproximará la eficiencia de la caldera de GLP

restando un 3% a este valor, y se obtiene un 77,7 % de eficiencia esperada con el cambio de combustible.

Continuando con el análisis operativo, se debe recordar que el costo de combustible se encuentra regulado por la ARESEP. Además, se deberá aplicar la exoneración del impuesto correspondiente para la empresa, con lo que los costos operativos serán menores a los comparados con respecto a una empresa fuera del régimen de zona franca. Recordando la *ecuación 4.2.*, se procede a determinar el costo operativo equivalente de la caldera de gas LP:

$$Cons. equiv GLP(L) = \frac{Consumo diésel (L) \cdot Poder calorífico diésel \left(\frac{MJ}{L}\right)}{Poder calorífico GLP \left(\frac{MJ}{L}\right)} \cdot (1 - (\eta_{GLP} - \eta_{diésel}))$$

Ecuación 5.2.2. Adaptación de la ecuación 4.2 para el cálculo del consumo equivalente de gas.

Fuente: Modificación de *ecuación 4.3.*

Tabla 5.2.1.2. Costos por concepto de operación de la caldera de gas.

Fecha	Consumo Diésel (L)	Consumo Equiv Gas (L)	Costo (\$)	Ahorro vs Diésel (\$)
ago-21	48 052	72 544	\$ 25 638	\$ 22 590
sep-21	46 549	70 276	\$ 24 836	\$ 21 884
oct-21	48 139	72 676	\$ 25 684	\$ 22 631
nov-21	45 497	68 687	\$ 24 275	\$ 21 389
dic-21	33 474	50 536	\$ 17 860	\$ 15 737
ene-22	46 046	69 515	\$ 24 567	\$ 21 647
feb-22	47 715	72 036	\$ 25 458	\$ 22 432
mar-22	53 359	80 557	\$ 28 469	\$ 25 085
abr-22	45 027	67 978	\$ 24 024	\$ 21 168
may-22	52 712	79 579	\$ 28 124	\$ 24 781
jun-22	53 333	80 517	\$ 28 455	\$ 25 073
jul-22	54 370	82 082	\$ 29 009	\$ 25 560
Consumo/año	574 273	866 983	\$ 306 400	\$ 269 975

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

De la tabla anterior, se pueden recalcar un detalle de gran valor; como se puede observar, el consumo en litros de combustible GLP es mucho mayor que el reportado anualmente por el diésel. Esto debido a que su aporte a nivel calorífico es mucho menor, lo cual confirma la situación sobre que, efectivamente, se necesita un tanque de almacenamiento de mayor capacidad para suplir la misma producción, lo que incurre en los costos tan altos observados en la etapa anterior. No obstante, el gas representa uno de los combustibles más económicos del catálogo de productos de RECOPE, gracias a esto, es posible observar grandes ahorros por concepto operativo cada mes.

5.2.3. Biomasa

Según expresa el VII Plan Nacional de Energía, la biomasa es la fuente energética más utilizada en el sector industrial dentro de Costa Rica [19]. De la misma forma, el ICE apoya esta afirmación con datos estadísticos, donde el 49% de la energía consumida por este sector proviene de dicha fuente, colocándose como la fuente energética dominante [3].

El principal proveedor de biomasa en el país es la empresa Pelletics ubicada en Muelle, San Carlos. El producto estrella de esta compañía es el pellet, un tipo de biomasa sólida ampliamente utilizada en calderas. Estos son producidos a base de aserrín y astillas de madera que pasan por un proceso de secado, reducción de partículas, densificación, enfriamiento y eliminación de polvo. Este proceso le permite a Pelletics contar con un certificado de su producto basado directamente en los estándares de la norma CEN/TS 14961 [51].

Para efectos del presente proyecto, se establecieron conversaciones con uno de los representantes de esta empresa, tomando en cuenta el objetivo de conocer a detalle las características y consideraciones por tomar en cuenta de este producto. Según se abordó en las conversaciones, los pellets de madera son uno de los tipos de combustible biomásico más eficientes para otorgar calor con un volumen reducido, lo que implica mejoras en torno a la cantidad transportada por viaje, así como en una reducción del espacio necesario para poder almacenarlo, un aspecto de vital importancia para Hilos A&E. Además, cuenta con el menor porcentaje de humedad y la mayor densidad de los productos ofertados por Pelletics.

Con base en estas características, se escoge el combustible de pellets para el análisis del costo operativo de la caldera de biomasa. Según fue consultado con Pelletics, el precio del combustible es estable y sus incrementos son revisados periódicamente con base en el Índice de precios del Consumidor (IPC). Además, su costo se paga directamente con el valor de la moneda local, por lo que no depende del tipo de cambio. A continuación, se muestra el precio del combustible (incluye el costo del transporte hasta la empresa), así como sus características termodinámicas y técnicas. La información completa del producto se encuentra en el anexo 7.

Tabla 5.2.3.1. Propiedades del combustible “pellets de madera”.

Característica	Valor	Unidad
Poder Calorífico	16,5 - 18,61	MJ/kg
Densidad	650	kg/m ³
Contenido de humedad	< 10	%
Contenido ceniza	1,5 - 15 %	-
Sulfúricos	0,040%	-
Nitrógeno	< 0,3 %	-
Cloro	0,013%	-
Aditivos	< 0,1 %	-
Polvo	< 1 %	-
Contenido Volátil	91,6%	-
Precio Vigente	171	€/kg

Fuente: Elaboración propia con datos de Pelletics (MS Excel 365)

Como se puede observar, se tiene un rango en el poder calorífico del combustible, esto se debe a que la composición química del pellet puede variar con base en muchos factores en su creación con la variabilidad en la materia prima, los componentes de la madera, las condiciones de los suelos, la edad del árbol en otros que pueden cambiar su composición química [51].

Por otro lado, una vez entregado el producto, su poder calorífico puede variar con base en las condiciones ambientales a las que se encuentra almacenado. Costa Rica, al ser un país tropical, tiene un alto índice de humedad, lo que puede contaminar el producto, si este entra en contacto con el ambiente. La humedad presente en el pellet disminuye su poder calorífico total, ya que una parte de la energía generada en la combustión se pierde en evaporar y calentar el agua contenida en su interior. La relación entre el contenido de humedad en el pellet y el poder calorífico que puede otorgar es lineal, tal como se muestra en la siguiente figura:

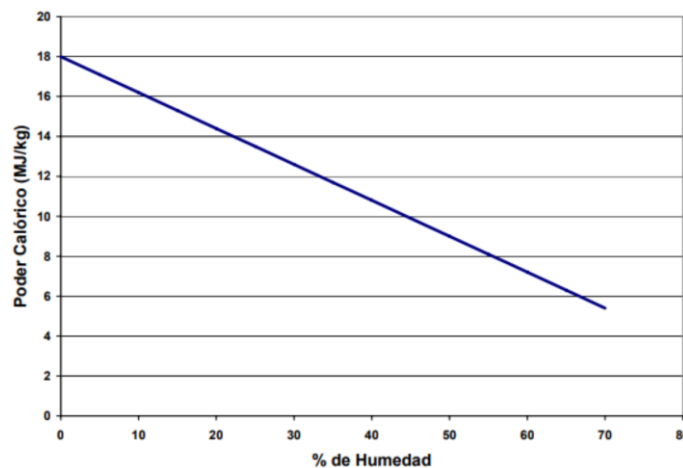


Figura 5.2.3. Variación del poder calorífico en relación con la humedad. **Fuente:** Romero [20]

Esto implica que la empresa deberá invertir en un silo de almacenamiento hermético que mantenga al combustible seco y libre de la humedad ambiental, proporcionando así una mejora en el aprovechamiento energético del combustible y, por ende, un ahorro económico a largo plazo. Para efectos del análisis del costo operativo, se toma el poder calorífico mínimo que el combustible es capaz de entregar, según lo asegurado por Pelletics en la ficha técnica de su producto, este corresponde a 16,5 MJ/kg de pellet.

Para los diferentes casos planteados en la etapa de adquisición, se toma la eficiencia dada por el fabricante ATSSU que corresponde a un 85%; mientras que, para el caso de la sustitución del quemador, se aproxima con base en lo mencionado por Miranda, en que la eficiencia promedio de este tipo de modificaciones puede caer a un valor del 75% [25]. La aproximación para el cálculo del consumo equivalente en kilogramos de pellets se realiza con el mismo procedimiento que con el gas LP, por ende, al utilizar la *ecuación 4.2* y tomando en cuenta los diferentes contextos de funcionamiento en torno a la eficiencia del equipo, se tiene un costo total esperado como se muestra a continuación:

Tabla 5.2.3.2. Costos por concepto de operación de la caldera de combustible biomásico para los casos de la caldera y sustitución del quemador.

Mes	Consumo de Diésel (L)	Caldera de Biomasa (85% eff)		Quemador de Biomasa (75% eff)		Diferencia entre ambos casos
		Consumo Equiv Biomasa (kg)	Costo (\$)	Consumo Equiv Biomasa (kg)	Costo (\$)	
ago-21	48 052	104 903	\$ 27 809	115 865	\$ 30 715	\$ 2 906
sep-21	46 549	101 623	\$ 26 939	112 241	\$ 29 754	\$ 2 815
oct-21	48 139	105 093	\$ 27 859	116 075	\$ 30 770	\$ 2 911
nov-21	45 497	99 325	\$ 26 330	109 704	\$ 29 082	\$ 2 751
dic-21	33 474	73 079	\$ 19 373	80 715	\$ 21 397	\$ 2 024
ene-22	46 046	100 523	\$ 26 648	111 027	\$ 29 432	\$ 2 785
feb-22	47 715	104 168	\$ 27 614	115 053	\$ 30 499	\$ 2 885
mar-22	53 359	116 489	\$ 30 880	128 662	\$ 34 107	\$ 3 227
abr-22	45 027	98 300	\$ 26 059	108 572	\$ 28 782	\$ 2 723
may-22	52 712	115 076	\$ 30 506	127 101	\$ 33 693	\$ 3 188
jun-22	53 333	116 432	\$ 30 865	128 598	\$ 34 090	\$ 3 225
jul-22	54 370	118 696	\$ 31 465	131 099	\$ 34 753	\$ 3 288
Prom	47 856	104 476	\$ 27 696	115 393	\$ 30 590	\$ 2 894
Total	574 273	1 253 708	\$ 332 347	1 384 712	\$ 367 076	\$ 34 728

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Tabla 5.2.3.3. Diferencia del costo operativo anual con respecto al diésel.

Tipo	Eficiencia	Costo Anual	Ahorro vs Diésel anual
Caldera de Biomasa	85%	\$ 332 347,47	\$ 244 027,05
Sustitución del quemador	75%	\$ 367 075,53	\$ 209 298,99

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

De forma similar a lo ocurrido con el gas LP, ambas opciones de biomasa representan un ahorro anual por concepto del costo de combustible. También se puede apreciar que, con una variación del 10% de la eficiencia entre una caldera y otra, se tiene un promedio de ahorro mensual de \$2 894 y anual de \$34 728. No obstante, a pesar de estos resultados favorables, las calderas de biomasa se ajustan pobremente a los cambios bruscos en la demanda de vapor; además, no tienen la capacidad para extinguir el calor de la llama de su hogar, ya que los pellets permanecen encendidos hasta que se consumen completamente. Esta situación lleva a que la caldera consuma más combustible del que debería, en periodos donde se tiene un pico alto de consumo para luego pasar a un periodo de demanda mínimo.

La consideración del cambio de la demanda de vapor y el cómo afecta al consumo de combustible no se ven reflejados en la etapa de operación. Para garantizar que este equipo tenga un consumo eficiente, se deberá velar por que la demanda de vapor del proceso se mantenga lo más constante posible.

5.2.4. Electricidad

El costo operativo de una caldera de electricidad puede variar dependiendo de la compañía que supe el servicio eléctrico de la empresa y de la opción tarifaria. Como forma de ampliar el análisis de este apartado, se aborda el caso operativo de la caldera con el modelo tarifario actual, el cual corresponde a la tarifa industrial (T-IN) de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH). Además, se evalúa si un cambio de tarifa a media tensión (T-MT) puede resultar en un ahorro económico con respecto al costo original.

Para establecer un punto de comparación justo con respecto a las otras fuentes de energía, se procede a calcular un consumo equivalente de electricidad con la misma fórmula que para los casos anteriores. Se hace la salvedad de que la electricidad no otorga calor con base en la energía química liberada en las reacciones de la combustión, por lo que no puede considerarse que esta tenga un poder calorífico como el que sí poseen los combustibles. Sin embargo, la

electricidad es capaz de liberar calor gracias al fenómeno físico conocido como efecto Joule, el cual fue explicado con detalle junto con el proceso de funcionamiento de las calderas eléctricas en la sección 3.1.3. “Calderas de Resistencias y Electrodo”.

Por lo general, el efecto Joule es un fenómeno no deseado en los equipos electromecánicos, ya sea en aplicaciones para el movimiento o la conducción de electricidad, pero, en aplicaciones donde se requiere generar calor, este concepto se aprovecha al máximo. Según lo detalla Ramírez et al. [28], dependiendo de qué tan resistiva sea una resistencia eléctrica, esta será capaz de convertir toda la electricidad que pasa a través de ella en calor.

Las calderas eléctricas son equipos diseñados específicamente para funcionar con este concepto físico, por lo que sus resistencias eléctricas son capaces de aprovechar el 100 % de la energía eléctrica para generar calor. Además, al tomar en cuenta que estos equipos son mucho más compactos que las calderas de combustión, también tendrán pérdidas mínimas por radiación y convección, permitiendo, de esta forma, que este tipo de caldera alcance valores de eficiencia cercanos al 100 %.

Con base en estas características, la cantidad de energía liberada por un kilowatt hora se puede aproximar con los conceptos fundamentales del Sistema Internacional de Unidades. El watt es la unidad de medida de la potencia eléctrica, la cual equivale a 1 J/s, por lo tanto, un kWh es igual a:

$$1 \text{ kWh} = 1000 \frac{\text{J}}{\text{s}} \cdot 3600 \text{ s} = 3\,600\,000 \text{ J} = 3,6 \text{ MJ}$$

Para el cálculo del consumo equivalente de electricidad en kWh, nuevamente, se realiza la conversión directa relacionada al consumo de diésel mensual. La adaptación de las fórmulas anteriores para el presente caso se muestra en la ecuación 5.2.4.1.

$$\text{Cons. equiv electricidad (kWh)} = \frac{\text{Consumo (L)} \cdot \text{Poder calorífico diésel} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{L}}\right)}{\text{Energía liberada electricidad} \left(\frac{\text{MJ}}{\text{kWh}}\right)} \cdot (1 - (\eta_{\text{Elect.}} - \eta_{\text{diésel}}))$$

Ecuación 5.2.4.1. Cálculo del consumo equivalente de electricidad. Fuente: Modificación de ecuación 4.3.

El fabricante Cleaver Brooks asegura que la caldera eléctrica cuenta con una eficiencia cercana al 100%. Las únicas fuentes de pérdida se originan con relación al calor emitido por radiación que corresponde a un 0,5% y también con respecto a las purgas de fondo, las cuales

tienen un porcentaje variable entre el 1 y 3% según la operación del equipo. Garro informa que las pérdidas por este concepto pueden reducirse al mínimo con un programa adecuado de tratamiento del agua de la caldera [23]. Con relación a esto, Hilos A&E subcontrata a una empresa que monitorea a profundidad la calidad del agua de las calderas y realiza recomendaciones sobre el ajuste de las purgas, por lo que, dado al control de este apartado, se puede sostener que la pérdida de eficiencia por este rubro puede considerarse en 1%.

- *Costo operativo de la caldera según modelo de tarifa industrial de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH)*

Las tarifas eléctricas son reguladas directamente por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP). A nivel industrial, la tarifa eléctrica se subdivide en una serie de cobros distintos por energía, demanda máxima, alumbrado público y el tributo a los bomberos. Iniciando con los primeros dos apartados, los precios vigentes se muestran en la siguiente tabla, estos se mantuvieron constantes a lo largo del tiempo de realización del proyecto:

Tabla 5.2.4.1. Costos vigentes tarifa (T-IN) de los meses de julio, agosto y septiembre 2022

Rubro	Valor	Unidad
Energía	52,55	¢/kWh
Demanda	8533,56	¢/kW
Alumbrado Público Bloque mayor a 50 000 kWh	164 500	¢

Fuente: ARESEP y ESPH

Por otro lado, las características técnicas de la caldera que se toman para el análisis del costo operativo se muestran, a continuación:

Tabla 5.2.4.2. Características operativas de la caldera Cleaver Brooks S-421-1500 Kw-150ST.

Rubro	Valor	Unidad
Potencia eléctrica nominal de la caldera	1500	kW
Voltaje operación	600	V
Corriente a plena carga	1445	A
Presión máx operación	150/1,034	Psi/MPa
Flujo de vapor nominal	4908	lb/h @180°F (82 °C)
	5250	lb/h @210°F (100 °C)
Eficiencia esperada	98,50%	-
Energía liberada por kWh	3,6	MJ/kWh

Fuente: Elaboración propia con datos de Cleaver Brooks (MS Excel 365)

Estas calderas son equipos de alta potencia, además, su consumo eléctrico estará sujeto a la variabilidad en la demanda de vapor del sistema; ello implica que el rubro de demanda máxima en la tarifa eléctrica tendrá gran importancia dentro del cálculo. Según la CNFL [52], este cargo

se calcula a partir del valor promedio de potencia eléctrica en un intervalo de tiempo de 15 minutos; esto implica que, al final del mes, se tendrá un registro en el medidor de 2880 datos. El valor que se considera para el rubro de la demanda será el mayor de los 2880. Cada uno de los datos de este rango se calcula con la siguiente fórmula:

$$Demanda = \frac{Energía (kWh)}{0,25 h}$$

Ecuación 5.2.4.2. Fórmula para el cálculo de demanda instantánea. **Fuente:** CNFL [52].

Como una proyección preliminar para el cálculo del costo operativo, se toma el pico máximo de potencia de la caldera como el dato para la demanda máxima, correspondiendo a 1500 Kw. Mientras que, con respecto a los otros datos, se siguen las indicaciones descritas en el documento “Términos eléctricos y de facturación generales” de la CNFL [52]. El costo por la multa de factor de potencia no se toma en cuenta, debido a que la caldera es un equipo eléctrico completamente resistivo; mientras que, para el cálculo del tributo a los bomberos, se sigue la fórmula que aplica la normativa de la Ley 8992:

$$Tributo a bomberos = \frac{Cobro por rubro de energía en colones}{Consumo de energía total (kWh)} \cdot 1750 kWh \cdot 1,75\%$$

Ecuación 5.2.4.3. Cálculo del rubro a bomberos según lo estipulado por la Ley 8992. **Fuente:** Ley 8992.

Con el uso de la información presentada en los párrafos anteriores, se adjuntan los resultados del consumo operativo anual de la caldera eléctrica:

Tabla 5.2.4.3. Costos por concepto de energía de la caldera eléctrica con el modelo tarifaria T-IN.

Días de Producción	Fecha	Consumo Diésel (L)	Consumo Equiv Electricidad (kWh)	Costo energía (\$)	Costo demanda (\$)	Alambrado Público (\$)	Tributo Bomberos (\$)	Total (\$)	FC	Ahorro vs Diésel (\$)
26,7	ago-21	48052	412 981	\$ 33 644	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 53 745	38%	\$ -5 517
26,0	sep-21	46549	400 066	\$ 32 591	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 52 693	37%	\$ -5 973
26,3	oct-21	48139	413 730	\$ 33 705	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 53 806	38%	\$ -5 491
25,0	nov-21	45497	391 021	\$ 31 855	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 51 956	36%	\$ -6 292
17,7	dic-21	33474	287 695	\$ 23 437	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 43 538	27%	\$ -9 941
24,7	ene-22	46046	395 739	\$ 32 239	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 52 340	37%	\$ -6 126
25,3	feb-22	47715	410 086	\$ 33 408	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 53 509	38%	\$ -5 619
28,3	mar-22	53359	458 594	\$ 37 359	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 57 461	42%	\$ -3 906
24,0	abr-22	45027	386 987	\$ 31 526	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 51 627	36%	\$ -6 435
27,7	may-22	52712	453 030	\$ 36 906	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 57 007	42%	\$ -4 103
27,3	jun-22	53333	458 366	\$ 37 341	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 57 442	42%	\$ -3 914
28,0	jul-22	54370	467 280	\$ 38 067	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 58 168	43%	\$ -3 599
Consumo/año		574273	4 935 574	\$ 402 078	\$ 238 124	\$ 3 060	\$ 29,94	\$ 643 292	-	\$ -66 917

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

En primera instancia, se puede observar una pérdida económica considerable con respecto a los costos operativos del diésel, en total, al año se pierden \$66 917; considerando el tipo de cambio, este monto equivale a 43 165 480 colones cada año, lo que la convierte en una de las alternativas más caras por concepto de operación. Sin embargo, la Norma IEC 60300-3-3- Cálculo del Coste del Ciclo de Vida destaca que parte importante de la recopilación de los datos del LCC es que permite identificar oportunidades de mejora en la optimización del costo de las etapas.

Con relación a esto, se destaca que el mes donde se tiene la mayor pérdida es diciembre con \$9 941, el cual coincide con la menor cantidad de días de producción (18 días). Mientras que el mes con la menor pérdida es julio de 2022 con \$3 599, teniendo un total de 28 días de producción. Esto implica que, cuanto mayor es el consumo energético, mayor es el ahorro que se percibe con respecto al diésel. No obstante, existe un concepto mucho más profundo que justifica la diferencia entre estos costos.

El comportamiento anterior se debe al peso que tiene la multa por demanda máxima sobre la factura eléctrica. Según la CNFL, para evitar sobrecostos en la factura, es necesario realizar, en la medida de lo posible, un manejo de la potencia utilizando herramientas de cálculo, como lo es el factor de carga, el cual corresponde a: “un indicador que relaciona el consumo real de energía de una planta contra el consumo de energía proyectado en la planta, suponiendo una operación continua de la demanda máxima registrada, en un periodo de tiempo determinado” [52]. Este se calcula con la siguiente ecuación:

$$FC = \frac{\text{Energía real consumida en 30 días}}{\text{Demanda Máxima} \cdot 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \cdot 30 \frac{\text{días}}{\text{mes}}}$$

Ecuación 5.2.4.4. Cálculo del factor de carga de la planta. Fuente: CNFL [52].

Teniendo en claro el concepto y regresando a la tabla 5.2.4.3, se puede observar que el mes de diciembre obtuvo una mayor pérdida económica, dado que su factor de carga fue el mínimo reportado, con un 27 %; mientras que julio de 2022, que corresponde al mes de menor pérdida, es el que obtuvo el mayor factor con un 43%.

La demanda máxima del sistema establece una base energética sobre la que se realizará el cobro, cuanto más cercano y constante se encuentre el consumo mensual de la planta a esta base, se tendrá un mayor aprovechamiento de la energía y, por ende, la factura eléctrica resultará más económica. Un 100% en el indicador del FC implica un máximo aprovechamiento de la

carga en el sistema. Con base en este mismo criterio, el Departamento de Tintorería podría establecer acciones para reducir el costo final de la factura, en caso de adquirir una caldera eléctrica. Para ejemplificar el impacto que puede tener el control sobre la demanda máxima, se definen los siguientes casos:

Caso 1: La caldera operó por un periodo de tiempo de 15 min con su capacidad máxima de potencia (este corresponde al caso ya evaluado de 1500 Kw).

Caso 2: La caldera opera con la demanda máxima esperada del sistema, la cual ocurre el domingo cuando se encienden todos los equipos al mismo tiempo (ver figura 5.2.4.1). Durante este intervalo, los periodos de calentamiento de las máquinas teñidoras coinciden, demandando altas cantidades de vapor durante un periodo mínimo de 30 min. Se realiza el cálculo considerando que una de las máquinas grandes (M14) también entró en proceso de lavado.

Caso 3: Se establecen medidas en el programa de producción de tintorería para garantizar que las máquinas no enciendan al mismo tiempo; además, se establece que ninguna otra máquina realizará su proceso de lavado, mientras la máquina 9 o 14 se encuentre en esta etapa. Estas medidas se encuentran dentro de lo posible, ya que cada máquina realiza un lavado con una periodicidad aproximada de 2 a 4 días, además de que el proceso de lavado tiene una duración aproximada de 1 hora y 15 min, por lo que evitar que coincidan es una acción que no tiene gran dificultad para el proceso.

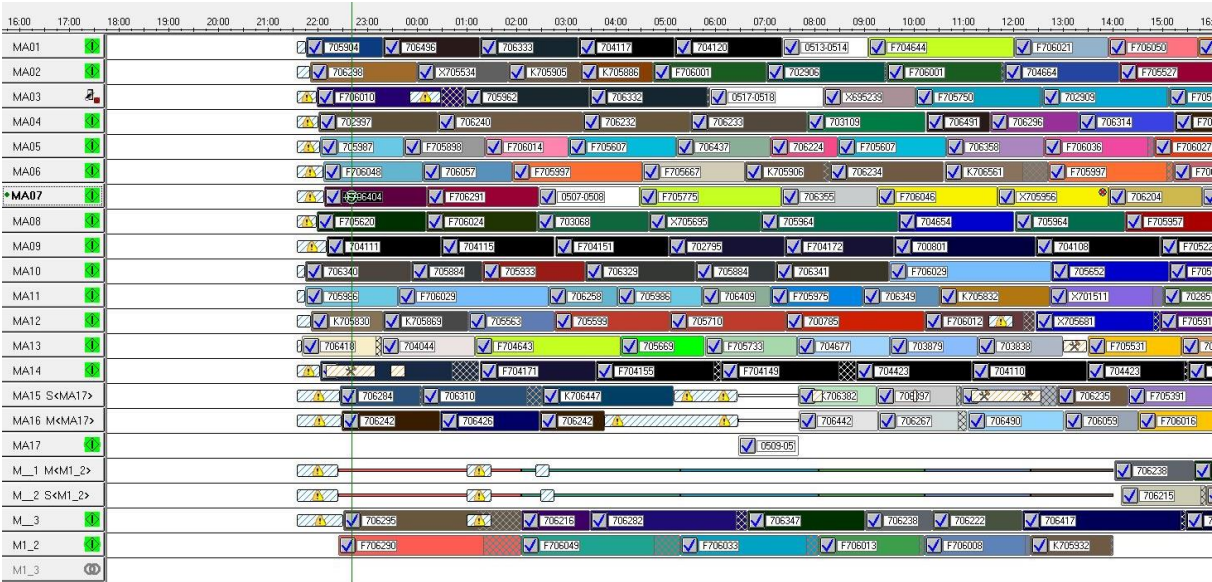


Figura 5.2.4.1. Visualización del orden de producción en tiempo real de las máquinas de tintorería de la empresa. **Fuente:** Departamento de Mantenimiento de la empresa Hilos A&E.

Como se observa en la figura, en el inicio de la producción, las máquinas inician su trabajo al mismo tiempo, por lo que los gradientes de calentamiento coincidirán aumentando la demanda de vapor. Luego del primer proceso, los tiempos se irán desfasando y, por ende, la demanda regresará a tener su comportamiento variable habitual.

Tabla 5.2.4.4. Cálculo de la demanda en kW de la caldera en el caso 2.

Conjunto de Máquinas	Sumatoria considerando un factor de demanda del 100% de las máquinas con operación normal de calentamiento				
	M1-8	M10-13	M(17-20-21)	M9	M14
	Unidades en lb/h				
Subtotal (lb/h)	1073,8	965,6	161,7	722,9	1465,2
Demanda (100%)	1073,8	965,6	129,4	-	-
Total (lb/h)	1073,8	965,6	129,4	722,9	1465,2

Total con factor de evaporación (lb/h)	Total (kg/h)	BHP Approx	kW Approx
4563,8	2070,1	132,4	1323,6

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Tabla 5.2.4.5. Cálculo de la demanda en kW de la caldera en el caso 3.

Conjunto de Máquinas	Sumatoria considerando un factor de demanda del 75% de las máquinas con operación normal de calentamiento		
	M1-13	M(17-20-21)	M14
	Unidades en lb/h		
Subtotal (lb/h)	2762,2	161,7	1465,2
Demanda (75%)	2071,7	121,3	-
Total (lb/h)	2071,7	121,3	1465,2

Total con factor de evaporación (lb/h)	Total (kg/h)	BHP Approx	kW Approx
3832,0	1738,2	111,1	1111,4

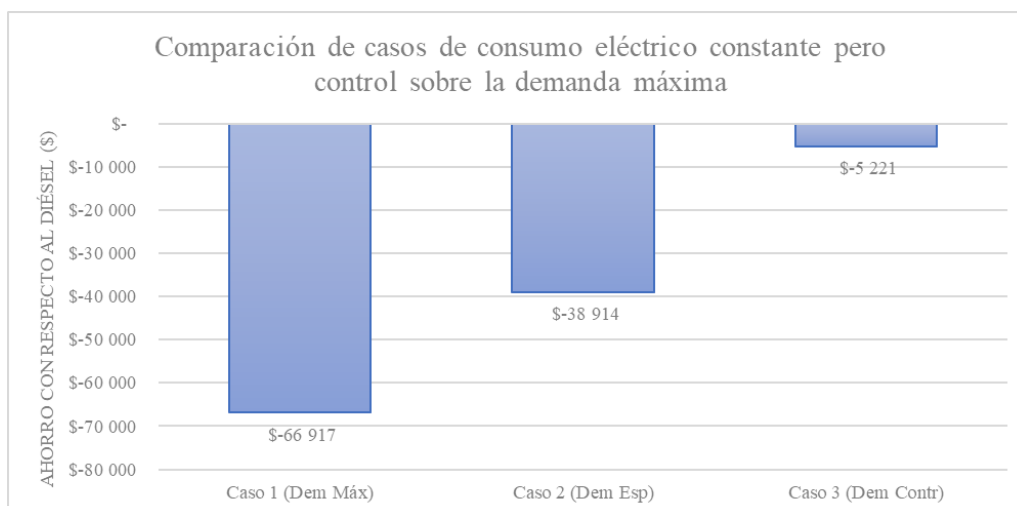
Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Las demandas de los casos anteriores se calcularon siguiendo el mismo procedimiento que en la sección 4.5. “Estimación del caso de demanda máxima de los usuarios de vapor”, con la única diferencia de que se alteran los factores de demanda.

Tabla 5.2.4.6. Resumen de casos del control de la demanda y mejora en el ahorro anual con respecto al diésel.

	Caso 1 (Dem Máx)	Caso 2 (Dem Esp)	Caso 3 (Dem Contr)
Demanda (kW)	1500,0	1323,6	1111,4
FC min (Dic, 2021)	26,6%	30,2%	26,6%
FC máx (Jul, 2022)	43,3%	49,0%	58,4%
Ahorro (\$)	\$ -66 917	\$ -38 914	\$ -5 221

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)



Gráfica 5.2.4.1. Ahorro entre los casos de control de demanda con respecto al costo anual del diésel.

Fuente: elaboración propia.

Con los resultados anteriores, se confirma la gran influencia que tiene el rubro de la demanda máxima en el cobro mensual de cada tarifa eléctrica. En la gráfica, se puede observar cómo la diferencia del ahorro con respecto al diésel pasa de tener una pérdida de 66 917 dólares a solo 5 221 dólares por cada año. Permitiendo entender que los esfuerzos para controlar la demanda tendrán impactos sumamente significativos en la factura a final de cada mes. Aunado a esto, se recalca que aún existe oportunidad de mejora con respecto a este ahorro. Según se observa en la tabla 5.2.4.5, el máximo factor de carga conseguido es de 58,4%; si se incrementa la cantidad de días laborados a lo largo de todo el mes, la diferencia económica contra el combustible podría empezar a evidenciar números positivos en el ahorro únicamente considerando el aspecto operativo.

Por añadidura, también se plantea el caso del cambio de tarifa eléctrica de T-IN a la tarifa de media tensión (T-MT), como forma de verificar si este pueda tener un impacto positivo sobre el costo final de operación. A continuación, se muestra el procedimiento llevado a cabo:

- *Costo operativo de la caldera según modelo de media tensión de la empresa de servicios ESPH*

La tarifa de media tensión se distingue de la T-IN en torno a que el precio de la electricidad varía según los periodos de consumo pico a nivel nacional. Esta es una forma de recompensar aquellas empresas que realizan manejos de carga o que extienden sus funciones mayormente en periodos nocturnos. En el siguiente recuadro, se muestra la información completa que se

toma en cuenta para el cálculo del costo en la suposición de que se trabaje con el modelo T-MT:

Tabla 5.2.4.7. Precios de la Tarifa T-MT (sep 2022) de la empresa de servicios ESPH.

Precio energía		
Periodo Punta	70,21	¢/kWh
Periodo Valle	35,76	¢/kWh
Periodo Noche	29,14	¢/kWh
Precio demanda		
Periodo Punta	7438,69	¢/kW
Periodo Valle	5168,56	¢/kW
Periodo Noche	3444,59	¢/kW
Cantidad de horas por periodo		
Valle	5	h
Punta	9	h
Noche	10	h
Alambrado Público		
Bloque 0-30 kWh	98,7	¢/kWh
Bloque 31-50 000 kWh	3,29	¢/kWh
Bloque Mayor a 50 000 kWh	164 500	¢

Fuente: Elaboración propia con datos de la ARESEP (MS Excel 365)

Como se ha detallado, el consumo de la empresa es poco predecible a lo largo del día; no obstante, se conoce que todos los equipos trabajan indistintamente durante las 24 horas. Esto permite generar una aproximación con base en la cantidad de diésel consumida durante cada hora. Este dato se transforma a su consumo equivalente a kWh con la *ecuación 5.2.4.1*. La aproximación promedio del consumo de combustible se obtiene del anexo 2, en la que se realizaron medidas del consumo energético del sistema durante cada hora en un periodo de 2 semanas.

Tabla 5.2.4.8. Aproximación del consumo equivalente en kWh según el consumo de diésel por cada hora, tomando en cuenta la cantidad de horas de cada periodo.

Característica	Valor	Unidad
Poder Energético de la electricidad	3,60	MJ/kWh
Eficiencia esperada caldera	98,5%	-
Consumo de Diésel por periodo		
Consumo promedio por cada hora	21,8	gal
	82,4	L
Cantidad de Diésel Consumido por periodo		
Valle	412,0	L
Punta	741,6	L
Noche	824,0	L
Consumo Eléctrico Equivalente por periodo		
Valle	3540,9	kWh
Punta	6566,9	kWh
Noche	7081,8	kWh

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Con esta tabla, se hace una aproximación del consumo energético durante las 24 horas del día y se multiplica por la cantidad de días laborados a lo largo del mes. Por otro lado, la multa por demanda máxima se debe calcular con la siguiente ecuación:

$$Dem\ máxima = \sum_{i=Valle, Nocturno, Pico} Costo\ Dem_{periodo\ i} \left[\frac{\$}{kW} \right] \cdot Dato\ Dem\ máx_{periodo\ i} [kW]$$

Ecuación 5.3.4.5. Cálculo del monto por demanda máxima en la tarifa T-MT. **Fuente:** elaboración propia según lo estipulado por la ARESEP.

Para el dato de Dem máx, se toma la potencia máxima que puede ofrecer la caldera (1500 kW); a continuación, se muestra el cálculo para el costo de la factura eléctrica de cada mes:

Tabla 5.2.4.9. Costos por concepto de energía de la caldera eléctrica con el modelo tarifario T-MT.

días	mes	Consumo Equiv (kWh)	Costo Energía (\$)	Cobro por demanda (\$)	Alambrado (\$)	Bomberos (\$)	Total (\$)	Ahorro vs diésel (\$)
26,7	ago-21	458 275,87	\$ 28 509,27	\$ 37 326,39	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 66 093,17	\$ -17 865,35
26,0	sep-21	446 758,81	\$ 27 792,79	\$ 37 326,39	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 65 376,70	\$ -18 657,18
26,3	oct-21	452 603,29	\$ 28 156,38	\$ 37 326,39	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 65 740,28	\$ -17 425,08
25,0	nov-21	429 741,06	\$ 26 734,12	\$ 37 326,39	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 64 318,03	\$ -18 654,71
17,7	dic-21	303 397,19	\$ 18 874,29	\$ 37 326,39	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 56 458,19	\$ -22 861,33
24,7	ene-22	423 724,69	\$ 26 359,85	\$ 37 326,39	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 63 943,75	\$ -17 729,54
25,3	feb-22	435 241,75	\$ 27 076,32	\$ 37 326,39	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 64 660,22	\$ -16 770,54
28,3	mar-22	486 810,68	\$ 30 284,41	\$ 37 326,39	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 67 868,32	\$ -14 313,93
24,0	abr-22	412 379,53	\$ 25 654,06	\$ 37 326,39	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 63 237,97	\$ -18 045,76
27,7	may-22	475 293,62	\$ 29 567,94	\$ 37 326,39	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 67 151,84	\$ -14 247,13
27,3	jun-22	469 621,04	\$ 29 215,05	\$ 37 326,39	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 66 798,95	\$ -13 271,16
28,0	jul-22	480 966,20	\$ 29 920,83	\$ 37 326,39	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 67 504,73	\$ -12 935,95
Total/año		5 274 813,72	\$ 328 145,32	\$ 447 916,66	\$ 3 060,18	\$ 30,00	\$ 779 152,16	\$ -202 777,64

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Como se puede apreciar, el incremento de la pérdida es mucho mayor con respecto al caso anterior, lo que implica que el cambio del modelo tarifario es inviable debido al consumo constante de electricidad que se tiene en la compañía. Este modelo tarifario es especialmente útil para sistemas mixtos que trabajen con los combustibles fósiles en periodos de demanda pico donde la electricidad es más cara. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que la empresa ya cuenta con un consumo eléctrico importante, el cual superó los 227 000 kWh en el mes de julio 2022, según lo reportado en los datos disponibles de la empresa.

El cambio del modelo tarifario no solo implica un incremento en el coste operativo de la caldera eléctrica, sino también en todos los otros equipos eléctricos de la compañía; siendo que, aunque se trate de utilizar un modelo mixto para que la caldera de diésel opere en periodos pico y, de esta forma, no contabilizar el cargo eléctrico de la caldera en este periodo, los demás

equipos de la empresa seguirán consumiendo electricidad indistintamente de la hora, provocando que el costo adicional sea mayor al ahorro que pueda generarse con este modelo.

A pesar de esta distinción, se puede ver en la tabla que existe un ahorro económico por concepto del consumo energético, pasando de un cobro de \$402 078 en la T-IN a 328 145 en la T-MT, es decir, un ahorro de \$73 933 anuales. Implica que una opción tarifaria de la misma naturaleza que la T-MT, pero con menores castigos a nivel de demanda, podría ser beneficiosa. Este es el caso de la tarifa T-MTb.

- *Escenario con tarifa T-MTb*

La empresa ESPH cuenta con una tarifa adicional destinada solo para los clientes cuyo consumo eléctrico supera 1 000 000 de kWh por mes, junto con una demanda máxima que supere los 2000 kW. Esta tiene como nombre tarifa de media tensión b (T-MTb) y sus precios se detallan, a continuación:

Tabla 5.2.4.10. Precios de la Tarifa T-MT (sep 2022) de la empresa de servicios ESPH.

Precio energía		
Periodo Punta	109,41	₡/kWh
Periodo Valle	37,59	₡/kWh
Periodo Noche	24,12	₡/kWh
Precio demanda		
Periodo Punta	3213,38	₡/kW
Perioda Valle	2243,23	₡/kW
Periodo Noche	1437,50	₡/kW
Cantidad de horas por periodo		
Valle	5	h
Punta	9	h
Noche	10	h
Alambrado Público		
Bloque 0-30 kWh	98,7	₡/kWh
Bloque 31-50 000 kWh	3,29	₡/kWh
Bloque Mayor a 50 000 kWh	164 500	₡

Fuente: Elaboración propia con datos de la ARESEP (MS Excel 365)

En primera instancia, se observa que, en comparación con la tarifa T-MT, existe una clara diferencia en el costo de la multa por demanda máxima, esta es mucho menor. Además, se tiene una disminución en el precio de la energía en el periodo nocturno. Por su parte, la tarifa también exhibe costos energéticos mayores para los periodos punta y valle.

Del análisis con la tarifa T-MT, se destacó que el cobro de la demanda máxima sobrepasaba al consumo energético, un aspecto que la hace inviable en comparación con la tarifa T-IN, a

pesar de que cuente con un menor costo por concepto de energía. Esta situación cambiaría completamente con la tarifa T-MTb, ya que el costo por demanda disminuiría con creces en comparación con la T-MT.

Pero, a pesar de los beneficios de esta tarifa, se requiere que la empresa alcance los valores de consumo nominales mencionados al inicio de este apartado. A continuación, se muestra una tabla donde se resume el consumo eléctrico total de la compañía en el último año, así como el consumo en kWh equivalentes de la caldera eléctrica de ese mes, según los cálculos realizados previamente.

Tabla 5.2.4.11. Consumos totales de electricidad de la empresa en un periodo de un año.

Mes	Consumo electricidad empresa (kWh)	Consumo Equiv Caldera Eléctrica (kWh)	Total (kWh)
ago-21	234 763	458 276	693 039
sep-21	208 814	446 759	655 573
oct-21	207 835	452 603	660 438
nov-21	203 429	429 741	633 170
dic-21	155 693	303 397	459 090
ene-22	205 142	423 725	628 867
feb-22	207 590	435 242	642 832
mar-22	234 763	486 811	721 574
abr-22	197 064	412 380	609 444
may-22	227 174	475 294	702 468
jun-22	230 357	469 621	699 978
jul-22	227 174	480 966	708 140
Promedio (kWh)			651 218

Fuente: Datos obtenidos de la empresa y cálculos previos (MS Excel 365)

Como se resalta en la tabla anterior, el consumo máximo que se ha tenido a lo largo del último año fue en el mes de julio del 2022 con 708 140 kWh, encontrándose aún lejos de poder alcanzar los requerimientos de la tarifa T-MTb a falta de 291 860 kWh. No obstante, según lo indicado en la publicación de la Gaceta N°184 [53], en caso de que la empresa cumpla con la certificación ISO 50001-Sistema de Gestión Energética y que haya realizado acciones de eficiencia energética, podrá optar por esta tarifa excluyendo las condiciones de consumo mínimo de potencia y energía. Lo que plantea un excelente caso de abordamiento para un futuro.

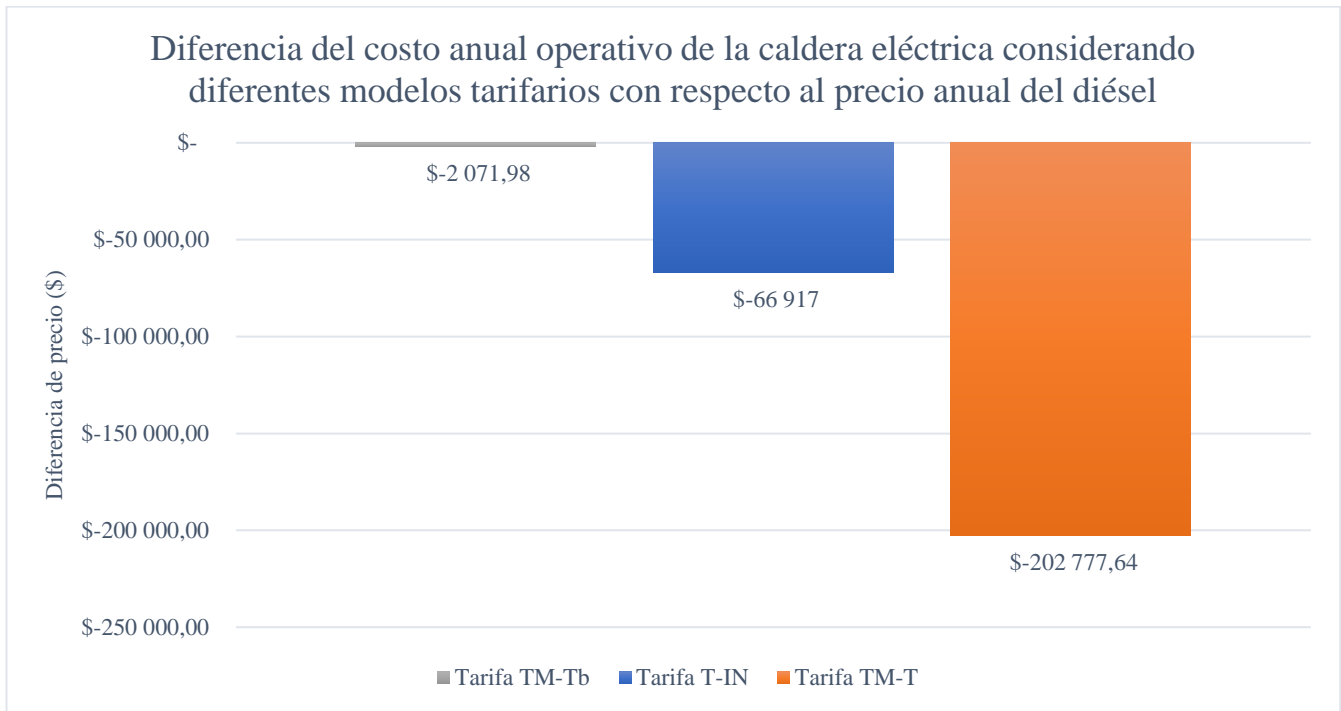
Suponiendo en que la empresa esté interesada y logre la certificación en años posteriores, la factura de la electricidad se reduciría de la siguiente forma:

Tabla 5.2.4.12. Costos por concepto de energía de la caldera eléctrica con el modelo tarifario T-MTb.

días	mes	Consumo Equiv (kWh)	Costo Energía (\$)	Cobro por demanda (\$)	Alambrado (\$)	Bomberos (\$)	Total (\$)	Ahorro vs diésel (\$)
26,7	ago-21	458 275,87	\$ 33 273,35	\$ 16 031,32	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 49 562,18	\$ -1 334,36
26,0	sep-21	446 758,81	\$ 32 437,14	\$ 16 031,32	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 48 725,98	\$ -2 006,47
26,3	oct-21	452 603,29	\$ 32 861,48	\$ 16 031,32	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 49 150,32	\$ -835,12
25,0	nov-21	429 741,06	\$ 31 201,56	\$ 16 031,32	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 47 490,40	\$ -1 827,08
17,7	dic-21	303 397,19	\$ 22 028,30	\$ 16 031,32	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 38 317,14	\$ -4 720,27
24,7	ene-22	423 724,69	\$ 30 764,74	\$ 16 031,32	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 47 053,58	\$ -839,36
25,3	feb-22	435 241,75	\$ 31 600,94	\$ 16 031,32	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 47 889,78	\$ -0,09
28,3	mar-22	486 810,68	\$ 35 345,13	\$ 16 031,32	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 51 633,97	\$ 1 920,42
24,0	abr-22	412 379,53	\$ 29 941,02	\$ 16 031,32	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 46 229,86	\$ -1 037,64
27,7	may-22	475 293,62	\$ 34 508,93	\$ 16 031,32	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 50 797,76	\$ 2 106,95
27,3	jun-22	469 621,04	\$ 34 097,07	\$ 16 031,32	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 50 385,90	\$ 3 141,89
28,0	jul-22	480 966,20	\$ 34 920,79	\$ 16 031,32	\$ 255,02	\$ 2,50	\$ 51 209,63	\$ 3 359,16
Total/año		5 274 813,72	\$ 382 980,44	\$ 192 375,87	\$ 3 060,18	\$ 30,00	\$578 446,50	\$ -2 071,98

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Comparando los tres casos abordados con respecto al cambio del modelo tarifario, puede verse:



Gráfica 5.2.4.1. Ahorro entre los casos de modelo tarifario con respecto al costo anual del diésel.

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365).

La gráfica expresa que existen diferencias significativas entre un modelo tarifario y otro. Se debe recordar que estos son costos que consideran el consumo máximo de potencia de la caldera, es decir, no se manejan los casos sobre el control de la demanda de vapor en tintorería implicando que se considera el caso más caro de la caldera eléctrica.

Los datos mostrados son evidencia del peso que tiene la multa por demanda máxima en la factura eléctrica, castigando gravemente a la tarifa T-MT, puesto que tiene los precios más altos en este rubro y beneficiando a la tarifa T-MTb que corresponde al caso contrario. En esta última, la diferencia operativa por concepto de energía con respecto al diésel es prácticamente mínima, por lo que se coloca como una de las mejores opciones en cuanto a los modelos tarifarios.

Pero, como se afirmó anteriormente, para optar por esta tarifa, es necesario que la empresa cumpla con los requisitos de consumo, o bien exonerarse de estos por medio de grandes esfuerzos para poder certificarse en la Norma ISO 50001-Sistema de Gestión Energética.

En la empresa Hilos A&E de Costa Rica, la certificación bajo la norma aún corresponde un gran reto a futuro, ya que esta involucra el contexto operacional completo de la empresa, pero se recomienda encarecidamente que se fijen metas para poder alcanzarla, con el fin de generar beneficios económicos en cuanto al ahorro energético total de la compañía.

Para intereses del estudio del costo del ciclo de vida, solo se toman en cuenta los casos del control de demanda en el modelo tarifario industrial, ya que corresponden a los modelos que están al alcance actual de la compañía.

5.3. MANTENIMIENTO

Recordando lo dicho en el marco teórico, el LCC es un cálculo que toma en cuenta la confiabilidad del equipo. La Norma IEC 60300-3-3-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida define este concepto como: “un término colectivo que se usa para describir la disponibilidad de un producto y sus factores de influencia, esto es, fiabilidad, mantenibilidad y logística de mantenimiento” [39]. Dependiendo del grado de confiabilidad que se deba garantizar en un sistema, mayor será su costo asociado por mantenimiento.

La caldera es un equipo del que dependen todas las máquinas de tintorería para llevar a cabo su producción. Esta es parte vital del proceso y con excepción de únicamente la pequeña porción de los hilos de algodón, todos deberán pasar por el proceso que implica el uso del vapor, por lo que se puede definir a la caldera como un equipo del que se debe garantizar una alta disponibilidad. Según lo detalla la norma [39], existen tres costes asociados con los elementos de confiabilidad:

- Coste de restablecimiento del sistema incluyendo el coste de mantenimiento correctivo.
- Coste de mantenimiento preventivo.

- Costes de las consecuencias.

Para ejemplificarlo mejor, la norma define algunos elementos de confiabilidad convertidos en costos por mantenimiento:

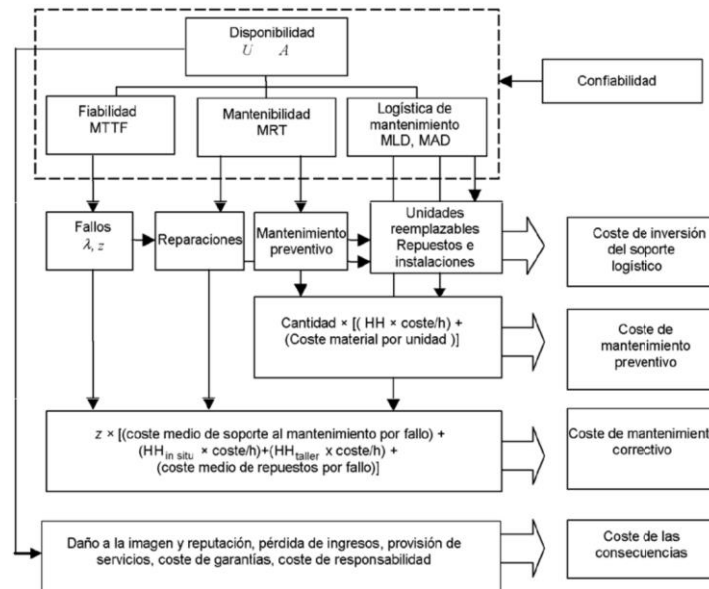


Figura 5.3. Relación entre elementos de confiabilidad convertidos en costos por mantenimiento.

Fuente: Norma IEC 60300-3-3-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida [39].

A lo largo de la presente etapa, se aproximan los costos de mantenimiento según los elementos de confiabilidad definidos por la norma. Se debe tener presente que los costos que se introducen más adelante tienen un grado de incertidumbre, puesto que únicamente se cuenta con la caldera de diésel para contabilizar los valores; con el resto de las alternativas, se deberán realizar aproximaciones basadas en lo mencionado por los fabricantes en los manuales de mantenimiento de los equipos, fuentes bibliográficas u optar por entrevistas realizadas al Departamento de Mantenimiento apelando a su profesionalismo y experiencia.

Aunado a esto, la norma explica la dificultad para definir los costos de esta etapa. Según se detalla, los resultados del LCC pueden no ser iguales a los costes reales u observados. Esto se debe a que existen muchos factores aleatorios que pueden influir en la cantidad de fallos ocurridos en una máquina, como lo son las condiciones ambientales y los errores humanos durante la operación; mismos que no pueden ser modelizados con precisión, ya que varían de una ocasión a otra [39].

Dentro de la empresa, el mantenimiento de los equipos y las instalaciones en su mayoría es llevado a cabo por el Departamento de Mantenimiento, estos realizan sus funciones por medio

de modelos de mantenimiento preventivo y correctivo; no obstante, se encuentran realizando sus primeras labores para evolucionar al mantenimiento basado en la condición con herramientas 4.0 y monitoreo en tiempo real.

En conjunto con el jefe del Departamento, existen otros seis mecánicos que se encuentran capacitados para poder operar y realizar acciones de mantenimiento preventivo en la caldera; mientras que se prefiere que solo uno de ellos sea el que lleve a cabo las acciones de mantenimiento correctivo. De la misma forma, se tiene una rutina de mantenimiento preventivo asignada a un solo mecánico, el cual debe realizar inspecciones visuales, chequeos de funcionamiento de los sistemas de la caldera y otras tareas que se muestran en el apéndice 2. Estas tareas se trabajan la primera y última semana de cada mes.

Para determinar la estructura de costos de esta etapa, se realizaron entrevistas al equipo de trabajo y se llegó a la conclusión de que las necesidades de mantenimiento en la caldera se subdividen en los siguientes apartados:

- Costos de inspección para verificar el estado y funcionamiento de la caldera.
- Tratamiento del agua.
- Costos por concepto de mantenimiento preventivo y correctivo.
- Costos de mano obra.
- Costos de inspección anuales por emisiones de gases de la caldera y vistas técnicas.

A nivel general, las calderas, independientemente de su tipo de combustible, contarán con cuidados en el tratamiento del agua, ya que la cantidad de impurezas, así como el oxígeno disuelto, pueden causar problemas de incrustaciones y oxidación respectivamente, ya sea en la superficie de los tubos de fuego o en las resistencias eléctricas. Para ello, se utiliza un sistema compuesto por filtros y dos tanques de suavizado que contienen una resina de intercambio iónico ciclo sódico para eliminar la dureza del agua. Estos realizan el intercambio de los iones de calcio y magnesio por iones de sodio, los cuales son fácilmente controlables y desechables por medio de purgas.

Los operadores realizan mediciones del agua de la caldera durante cada turno para mantener un control de la dureza y el pH; además de realizar el proceso de retrolavado de los tanques de suavizado cuando se saturan. Asimismo, se tiene un contrato directo con la empresa Suministros y Servicios Integrales SSI, S.A., quienes visitan las instalaciones tres veces por cada mes para tomar muestras y realizar mediciones del agua en el laboratorio. Estos realizan

recomendaciones y ajustes en los cuidados que se debe tener en la caldera, además de que suplen los químicos necesarios para tratar químicamente el agua de la caldera, como antiincrustantes, anticorrosivos, entre otros, que son introducidos en pequeñas cantidades a la caldera por medio de una bomba dosificadora.

El contrato de SSI tiene un valor de \$620 por mes; además, incluye el servicio para la generación del reporte operacional que exige el Reglamento sobre Emisión de Contaminantes Atmosféricos Provenientes de Calderas y Hornos de tipo Directo e Indirecto N.º 43184-S-MINAE, exigido por el Ministerio de Salud, el mismo se incluye en el apéndice 1.

A continuación, se abordan las diferentes consideraciones a nivel de mantenimiento por tomar en cuenta según la fuente energética. Posteriormente, se incluye una tabla con el resumen de costos para cada fuente.

5.3.1. Diésel y gas LP

A excepción de las secciones anteriores, en la presente se incluye este conjunto de combustibles, dado que la diferencia entre el mantenimiento de la caldera es mínima entre un tipo de combustible y otro, ya que su estructura es prácticamente idéntica, excepto por la inspección que deberá realizarse en los respectivos tanques de almacenamiento.

Con base en la experiencia del Departamento de Mantenimiento de la empresa Hilos, la caldera requiere de muy poco mantenimiento correctivo, puesto que se establecen acciones adecuadas en torno al mantenimiento preventivo realizado. Las fallas que pueden ocurrir en alguna de las calderas son aisladas y no guardan un patrón recurrente que se deba tener presente; no obstante, el impacto que tiene un fallo repentino del equipo en la empresa puede suponer costos relativamente altos, debido al atraso que puede implicar en la producción mientras se enciende la caldera de respaldo. Esta es una consideración que se aborda mucho más a detalle en la gestión del riesgo.

Las calderas son una fuente de riesgo dentro de un lugar de trabajo, por esta razón, es exigido en el reglamento de calderas contar con un operador que las supervise durante su funcionamiento. En el Departamento de Mantenimiento, son cinco los mecánicos que realizan supervisiones periódicas en la caldera, donde una vez en cada turno deben hacer pruebas de encendido y apagado, realizar inspecciones visuales del sitio y verificar que los sistemas de

seguridad operen con normalidad. Asimismo, llevan a cabo el control del agua de la caldera, realizan la purga de fondo y el regenerado de los suavizadores, en caso de ser necesario.

Por otro lado, durante tres veces en cada turno, deberán tomar medidas de las características operativas de la caldera con respecto a valores de presión, temperaturas del tanque de alimentación, chimenea y del interior de la caldera, consumo energético y de vapor en el medidor de pared, etc. En caso de que exista variabilidad en alguno de estos datos, los mecánicos deberán reportarlo a su supervisor para planificar las acciones de mantenimiento a realizar.

Las tareas mencionadas en estos dos últimos párrafos se hacen recurrentemente los 7 días de la semana. Para determinar los costos de mantenimiento relacionados al pago del personal, se realizaron entrevistas a los supervisores y mecánicos sobre el tiempo utilizado en cada actividad, además, el valor económico se aproxima con base en el salario medio de los trabajadores (ver tabla 5.3.1.). Desde otro punto, con respecto al costo de los repuestos utilizados, el Departamento de Contabilidad de la empresa dispone de una cuenta por separado para las calderas como forma de proporcionar un mejor control y para la verificación de patrones que puedan surgir respecto a fallos en la caldera. Estos costos se adjuntan al final de la presente sección en una tabla resumen para cada tipo de caldera.

Tabla 5.3.1. Costos relacionados al pago del personal de mantenimiento por concepto de mantenimiento preventivo y correctivo en la caldera de diésel y gas.

Actividad	Periodicidad	Trabajadores	Tiempo/ actividad	Horas Totales	Precio por horas (C)	Total/año (C)	Total (\$)
Por mantenimiento preventivo anual y limpieza ceniza	1 vez/año	2 Operarios	6 turnos diurnos (una semana)	48	C 1 800,00	C 172 800,00	\$ 267,88
		1 mecánico		48	C 4 200,00	C 201 600,00	\$ 312,53
Por mantenimiento preventivo diario	30 días/mes	1 operario	45 min/ cada turno	2,25	C 1 800,00	C 1 458 000,00	\$ 2 260,25
Por mantenimiento preventivo mensual	4 días/mes	1 mecánico	8 horas/ día	8	C 4 200,00	C 1 612 800,00	\$ 2 500,23
Por mantenimiento correctivo anual	2 veces al año prom	1 mecánico	1 turno y medio	12	C 4 200,00	C 201 600,00	\$ 312,53
Suma						C 3 646 800,00	\$ 5 653,43

Fuente: Elaboración propia en base a entrevistas al departamento de mantenimiento (MS Excel 365)

Ampliando los apartados restantes de la tabla anterior, se debe recalcar el mantenimiento anual realizado. Al cabo de un año, algunas de las partes de la caldera se han deteriorado, especialmente cuando esta es la que trabajó las 24 horas del día durante 7 días a la semana. Por esta razón, se realiza el recambio de componentes clave como lo son las columnas de agua, los espejos refractarios, juego de válvulas, empaques, entre otros. Por otro lado, para cumplir con

el requisito estipulado en el capítulo sexto del reglamento de calderas, la empresa Hilos A&E realiza la contratación del servicio de inspección de Silex S.A. De forma adicional, estos realizan el análisis estructural del cuerpo de la caldera por medio de pruebas de ultrasonido y de termografía; el costo de este servicio es de \$750.

A final del año, se realiza la limpieza profunda de los tubos en el lado del agua y de fuego, así como la remoción de la ceniza acumulada en el hogar de la llama. Esta es una práctica relevante, donde la acumulación de depósitos en el lado del agua, así como el hollín en el lado del fuego, reducen el área efectiva existente para permitir la transferencia de calor entre los gases de combustión y el agua; únicamente con 1 mm de espesor, se cuenta con pérdidas de combustible mayores al 10% [23].

Por lo general, en las calderas de diésel, la acumulación de hollín no suele suponer un problema grave, ya que la fracción de ceniza presente con base en su masa es de únicamente el 0,01%, por lo que el impacto en la reducción de la eficiencia es escaso y no justifica aumentar la frecuencia de limpieza de los tubos de fuego, especialmente porque esta es una tarea difícil, tardada y poco agradable, según las palabras del equipo de mantenimiento. Una vez al año, el trabajo efectivo de la limpieza se lleva a cabo de manera segmentada durante 3 días; sin embargo, en caso de que la disponibilidad del equipo sea necesaria, se calcula que la actividad se realice durante un periodo medio de 12 horas. Para llevar a cabo esta tarea, se necesita la ayuda de dos operarios adicionales.

En caso de que el gas LP se utilice como fuente de combustible permanente, la tarea tendrá una menor dificultad y será más agradable para los trabajadores, dado que, con un buen manejo del gas, para ser quemado adecuadamente, se tendrá una producción de ceniza del 0%, según lo detalla RECOPE en la ficha técnica del producto.

Para otorgar al lector una mejor profundidad en las labores de mantenimiento, para este tipo de calderas, se adjunta la hoja de tareas diarias, mensuales, semestrales y anuales propuesta por Cleaver Brooks, la cual es tomada en cuenta por el Departamento para sus labores de mantenimiento preventivo. Esta se muestra en el apéndice 3 del presente proyecto.

5.3.2. Biomasa

Para esta sección, junto con la mostrada más adelante para la caldera eléctrica, se toma la experiencia de distintos fabricantes, así como el caso de empresas en Costa Rica que optaron por la instalación de este tipo de calderas. Además, se mantuvieron conversaciones con una de las principales empresas de instalación de calderas de biomasa en el país, EcoSolutions. También se programó una visita técnica al lugar de trabajo en Hilos A&E Costa Rica para el día 23 de agosto, donde se realizaron las consultas pertinentes con respecto a diferentes temas como requerimientos de instalación y mantenimiento. Con base en esta información, se detalla una aproximación a las consideraciones más importantes de la caldera, en torno a esta etapa y el cómo afecta al costo final del LCC.

En Costa Rica, se han llevado a cabo diversos estudios para sustituir el combustible búnker por biomasa en calderas para la generación de vapor, entre algunos de estos casos, resaltan las empresas Bridgestone, el Hospital San Juan de Dios y Cargill. Dentro de cada uno de estos estudios, se llega a la conclusión de que las calderas de biomasa son una alternativa mucho más compleja a nivel de mantenimiento. Esto se debe a factores como los que se mencionan a continuación:

a) Mayor complejidad en la instalación

En el marco teórico, se hizo una breve descripción sobre la cantidad de sistemas necesarios para que una caldera de biomasa sea capaz de funcionar las 24 horas del día con una autonomía relativamente similar a las calderas de diésel. De forma adicional a los sistemas que se tienen actualmente, en la instalación sería necesario brindar mantenimiento a:

- Estructura de almacenamiento del combustible.
- Sistema automático de alimentación de combustible desde la estructura de almacenamiento hasta la cámara de combustión.
- Sistema de mitigación contra incendios para el silo de almacenamiento de combustible.
- Multiciclón decantador de partículas
- Filtro de mangas.
- Ventilador.
- Extractor de cenizas.

Esta cantidad adicional de sistemas obliga a establecer nuevos y más complejos programas de mantenimiento preventivo, por lo que los operarios de la caldera tendrán que ocupar más tiempo de su trabajo para garantizar el adecuado funcionamiento de la caldera. Gran parte de los subsistemas están compuestos por partes móviles, implicando costos adicionales por electricidad y mayores necesidades de lubricación, así como recambios de ejes, rodamientos, entre otros repuestos necesarios para garantizar una buena disponibilidad en los motores.

Además, es importante recalcar que, cuanto mayor es la cantidad de subsistemas que se necesite para funcionar, mayores son las probabilidades de que se presente un fallo que provoque a la caldera salir de operación, aumentando los costos por mantenimientos correctivos no planificados y atrasos más recurrentes que no se desean a nivel de producción.

Un problema que se tiene actualmente con la caldera de diésel Cleaver Brooks de 200 BHP es que los técnicos de mantenimiento aún cuentan con poca experiencia para manejar los fallos que se pueden presentar en la caldera, esto debido a que el equipo solo lleva 4 años en operación. Lo importante por recalcar es que los problemas a raíz de la experiencia se presentan incluso en un tipo de equipo conocido como las calderas de diésel. Este problema sería aún mayor al trasladarse a un tipo de caldera nuevo y mucho más complejo, como lo es la biomasa, por lo que se deben propiciar extensas capacitaciones al grupo del Departamento de Mantenimiento para reducir al mínimo el tiempo de despeje de las fallas, de forma que la intervención de la caldera de diésel de respaldo sea limitada.

b) Problemas relacionados a la limpieza

Según fue visto en el apartado 3.3 “Eficiencia de una caldera”, la cantidad de hollín presente en el interior de los tubos de fuego reduce la transferencia de calor entre los gases de combustión y el agua, llevando a una reducción en la eficiencia total de la caldera. No obstante, al tener un buen programa de mantenimiento y limpieza constante en la cámara de combustión, la pérdida de eficiencia puede llevarse al mínimo [25].

Se realizó la consulta con EcoSolutions y estos recomiendan que la limpieza de los tubos de fuego se realice con una periodicidad de cada 15 días. Loaiza [26] también expone que, dependiendo del equipo y el tipo de biomasa utilizada, puede ser necesario realizar la limpieza cada 8 días. La diferencia entre las periodicidades de limpieza entre una caldera y otra se debe a la cantidad de porcentaje de ceniza presente en la masa de combustible. Según lo detalla RECOPE en la ficha técnica de su producto, el diésel genera una cantidad de ceniza equivalente

al 0,01% de su masa, mientras que, en el anexo 7, el proveedor Pelletics detalla que el contenido de ceniza en los pellets de madera corresponde a una cantidad menor al 2,5% de su masa. No obstante, dependiendo de las diferencias en su composición, puede variar entre un rango del 1,5 al 15%, es decir, una cantidad máxima de hasta 1500 veces más en comparación con el diésel.

Por añadidura, la ceniza es un componente que se propagará a todos los sistemas posteriores a la cámara de combustión, por lo que será necesario realizar una limpieza profunda de los equipos auxiliares con una periodicidad prudente. Según lo especifica el fabricante Sincal, líder de fabricación de calderas industriales de biomasa en España, la revisión y limpieza de ceniza del equipo Multiciclón es crítica y debe realizarse cada semana, ya que la obstrucción de ceniza en el mismo puede causar una pérdida de capacidad de aspiración del ventilador extractor, provocando un escape de los gases a través de la tolva de alimentación de combustible, ventiladores, cajón de cenizas, etc., dañando en el proceso elementos sensibles de estos equipos y disminuyendo considerablemente el rendimiento de combustión [54]. Igualmente, deberá ser necesario realizar la limpieza de los equipos como el economizador, las palas y la estructura interna del ventilador extractor. A continuación, se muestra una figura que refleja la cantidad de suciedad y el estado de los equipos al momento de su limpieza.



Figura 5.3.2.1. Vista interna previo a realizar la limpieza de ceniza del ciclón, el economizador y el paso de humos de la caldera. **Fuente:** Sincal [54].



Figura 5.3.2.2. Vista del interior de la caldera con una mala y buena planeación de limpieza en el mantenimiento preventivo. **Fuente:** Sincal [54].

c) Menor autonomía

Además de las tareas de mantenimiento expuestas, los operarios también deberán realizar tareas adicionales al modelo actual para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos. Según detalla Sincal [54], en las calderas de biomasa, cada 24 horas se debe limpiar el cajón de recogida de cenizas del Multiciclón. El proceso se resume a continuación:

- El operador debe equiparse adecuadamente y preparar los elementos de limpieza.
- Se apagan los ventiladores del quemador y se detiene el suministro de combustible.
- Una vez detenido el suministro por completo, se abren las puertas del ciclón y se realiza la limpieza.
- Se cierran las puertas y se encienden nuevamente el sistema de suministro de combustible.

De la misma forma, se debe comprobar el estado de la caja de cenizas de la cámara de combustión. Estas tareas son tardadas, e incluso provocan la pérdida de presión de la caldera, por esta razón, la limpieza debe hacerse cuando la caldera se encuentra en periodos de baja demanda [54].

Por otro lado, en el caso de que no sea posible contar con un sistema de alimentación de combustible automático, los operadores deberán hacerse cargo de llenar periódicamente la tolva del quemador. Limitando la cantidad de tiempo disponible que tienen para realizar otras funciones de mantenimiento y exponiéndolos a mayores riesgos por el transporte de sacos pesados de biomasa.

Con base en la información suministrada y conversaciones profundas con los mecánicos y operadores del Departamento de Mantenimiento, se establece un periodo de tiempo aproximado de las actividades para obtener el costo por concepto de pagos del personal. Se debe recalcar que, en el futuro, los tiempos aproximados podrán variar, dado que estos se encuentran sujetos a un gran número de factores no previsibles en los que influye factores de cansancio por las actividades de esfuerzo físico, complejidad del sistema mayor a la esperada, tamaño real de los equipos, cantidad de suciedad presente, aumento en la frecuencia de fallos, etc.

Tabla 5.3.2. Costos relacionados al pago del personal de mantenimiento por concepto de mantenimiento preventivo, correctivo y operación de la caldera de biomasa.

Actividad	Periodicidad	Trabajadores	Tiempo/ actividad	Horas Totales	Precio por horas (C)	Total/año (C)	Total (\$)
Por concepto de limpieza de tubos de fugo	2 veces/mes	2 Operarios	3 turnos	24	C 1 800,00	C 1 036 800,00	\$ 1 607,29
		1 mecánico		24	C 4 200,00	C 2 419 200,00	\$ 3 750,35
Por mantenimiento preventivo anual	1 vez/año	2 Operarios	12 turnos diurnos (Dos semanas)	96	C 1 800,00	C 345 600,00	\$ 535,76
		1 mecánico		96	C 4 200,00	C 403 200,00	\$ 625,06
Por mantenimiento preventivo diario	30 días/mes	1 operario	hora y media/turno	4	C 1 800,00	C 2 592 000,00	\$ 4 018,23
Por mantenimiento preventivo mensual	4 días/mes	1 mecánico	8 horas/ día	8	C 4 200,00	C 1 612 800,00	\$ 2 500,23
Por mantenimiento correctivo anual	4 veces al año approx	1 mecánico	2 turnos diurnos	16	C 4 200,00	C 268 800,00	\$ 416,71
Suma						C 8 678 400,00	\$13 453,63

5.3.3. Electricidad

Según lo detalla un gran número de fabricantes de gran experiencia, las calderas eléctricas son las que tienen menores costos por mantenimiento [22], [29], [31], [32], [33]. Entre algunas de las características más relevantes que apoyan, se detallan:

a) Menores exigencias en el tratamiento químico

Si bien aún es necesario realizar el tratamiento químico al agua para evitar la oxidación y el depósito de incrustaciones en los elementos resistivos, las calderas eléctricas tienen la ventaja de que sus resistencias tienen una mayor solidez en comparación a los tubos de fuego que se encuentran en las calderas de combustión. Kohan [27] afirma en su libro que las incrustaciones a largo plazo causan una fatiga térmica en las secciones de tubo afectadas, lo que debilita su estructura y aumenta la probabilidad del rompimiento del tubo. Los costos de mantenimiento ante esta situación son elevados, ya que se vuelve necesario realizar costosos análisis en la estructura de los demás tubos para descartar el debilitamiento, lo que hace incluso el reemplazo de la totalidad de tubos de la caldera una opción más rápida y económica.

Para observar la diferencia entre el tratamiento químico por realizar entre la caldera eléctrica y las calderas pirotubulares, se adjunta la siguiente tabla. Esta fue creada con base en los valores máximos recomendados por el fabricante Cleaver Brooks en el manual de operación de sus calderas pirotubulares y eléctricas.

Tabla 5.3.3.1. Características máximas permitidas para el agua de alimentación de la caldera.

Característica	Cantidad Máxima Permitida		
	Pirotubular	Eléctrica	Unidad
Dureza Total	1	3	ppm
Alcalinidad Total	700	<600	ppm
Contenido de hierro	0,1	0,1	ppm
pH	9 - 10,5	8,3 - 10,5	-
Sólidos Totales disueltos	3000	4500	μS/cm
Contenido de Oxígeno	0	0,1	ppm

Fuente: Elaboración propia con los datos de Cleaver Brooks (MS Excel 365)

En comparación con las calderas de diésel, las eléctricas necesitan un mayor control a nivel de alcalinidad del agua, sin embargo, al comparar la dureza total presente y la cantidad de sólidos disueltos, se tiene una menor exigencia con respecto a la eléctrica. Esto implica que se puede realizar una renegociación del precio del contrato actual con la empresa SSI, ya que la cantidad de químicos necesarios para tratar química del agua es menor, además de que se remueve la necesidad de adquirir el servicio para generar el reporte anual operacional de emisiones exigido por el Ministerio de Salud.

Por otro lado, un beneficio indirecto de contar con menores exigencias en el tratamiento químico del agua es que la eficiencia total del sistema se ve incrementada, ya que reduce la cantidad de purgas de fondo que deben realizarse para mantener la cantidad de sólidos totales disueltos al margen.

b) Labores de mantenimiento básicas

Las calderas eléctricas son equipos compactos, más simples y tienen una menor cantidad de partes móviles, careciendo de ventiladores, sistemas de bombeo para suplir el combustible, quemadores, *dampers* de ajuste para el tiro de aire, etc. Montero en conjunto con Miranda [22] realizaron un conjunto de visitas técnicas a diferentes fabricantes como Precisión Boilers, Electric Thermic Solutions y clientes que tenían más de 10 años de operación con calderas eléctricas, lo que les permitió obtener las siguientes conclusiones en torno al mantenimiento de estos equipos:

- El mantenimiento rutinario de las calderas eléctricas consta, principalmente, de realizar la limpieza de los paneles de control e inspecciones visuales para verificar las conexiones eléctricas en la búsqueda de puntos calientes, verificar niveles, purgas, etc.
- En el mantenimiento semanal, se realiza el drenado de sólidos de los tanques de suavizado.
- El mantenimiento mensual consta del cambio de filtros y torque de las conexiones eléctricas.
- El mantenimiento anual es muy básico, puesto que se realiza la limpieza del interior de la caldera y las resistencias, además de revisiones a nivel general, tareas que en conjunto pueden tardar menos de 24 horas.
- De acuerdo con lo indicado por los encargados de mantenimiento, los principales problemas han tenido relación con fallos en las resistencias, donde el caso más crítico se ha dado con una frecuencia de tres años. Sin embargo, este fallo se ha presentado en uno de los elementos del paquete de resistencias (ver figura 5.3.3), por lo que el resto de los elementos puede seguir operando con normalidad hasta que se hace el proceso de reposición de la resistencia dañada.

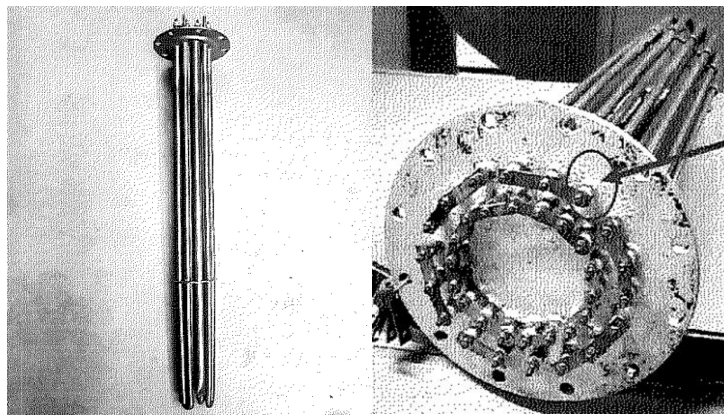


Figura 5.3.3. Paquete de resistencias eléctricas y detalle de uno de sus elementos resistivos. **Fuente:** Montero [22]

Por otro lado, el fabricante Cleaver Brooks aporta un manual de mantenimiento [55] en el que recomienda que trimestralmente se realicen ajustes en el apriete de los elementos resistivos, los cuales pudieron tener soltura debido a contracciones y expansiones térmicas. De la misma forma, es necesario revisar cada uno de los *relays* en caso de picaduras, corrosión, contactos quemados, bobinas de 120 V inoperativas, decoloración en los fusos, etc. [55]. En relación con

este apartado, el contar con una cámara termográfica simplificará en gran medida el trabajo que tendrá el Departamento de Mantenimiento.

Anualmente, el fabricante Cleaver Brooks hace la recomendación de seguir el mismo mantenimiento realizado trimestralmente, además de drenar por completo la caldera para realizar una limpieza profunda de su interior, en caso de que exista presencia de depósitos de incrustaciones, también se deben remover y limpiar las resistencias. En caso de fallo de uno de estos elementos, el proceso de cambio es rápido, simple y puede realizarse por medio de herramientas de trabajo estándar. Los paquetes de resistencias tienen un fácil acceso dada su configuración horizontal y gracias al tamaño físico pequeño de sus elementos son fáciles de manipular [55].

Tomando en cuenta la simplicidad de las tareas y suponiendo que la empresa adquiere una cámara termográfica para facilitar el mantenimiento, se aproximan los siguientes precios medios por concepto de operación y mantenimiento:

Tabla 5.3.3.2. Costos relacionados al pago del personal de mantenimiento por concepto de mantenimiento preventivo y correctivo en la caldera eléctrica.

Actividad	Periodicidad	Trabajadores	Tiempo/ actividad	Horas Totales	Precio por horas (C)	Total/año (C)	Total (\$)
Por mantenimiento preventivo anual	1 vez/año	1 mecánico	2 turnos diurnos	16	C 4 200,00	C 67 200,00	\$ 104,18
Por mantenimiento preventivo diario	30 días/mes	1 operario	30 min/ cada turno	1,5	C 1 800,00	C 972 000,00	\$ 1 506,84
Por mantenimiento preventivo mensual	2 días/mes	1 mecánico	8 horas/ día	8	C 4 200,00	C 806 400,00	\$ 1 250,12
Por mantenimiento correctivo anual	1 vez al año máx	1 mecánico	3 turnos diurnos	24	C 4 200,00	C 100 800,00	\$ 156,26
Suma Mecánico						C 1 946 400,00	\$ 3 017,39

Fuente: Elaboración propia en base a entrevistas al departamento de mantenimiento y aproximaciones de fuentes bibliográficas (MS Excel 365)

c) Facilidad para el mantenimiento de industria 4.0

Tal como se mencionó en la etapa de inversión, el fabricante Cleaver Brooks, como parte de las características únicas de su caldera eléctrica, ofrece el controlador Watlow F4T, un dispositivo cargado de múltiples funciones para garantizar un control preciso de las condiciones de operación de la caldera. Entre algunas de ellas, se menciona una interfaz personalizable en la que se pueden almacenar diferentes perfiles de operación para modificar variables de entrada y salida, así como alarmas definidas propiamente por el usuario, un controlador PID integrado, almacenamiento histórico y gráficas de tendencia de datos, definir límites de operación de la caldera, programar horarios de funcionamiento, temporizadores; además, cuenta con lógica

PLC integrada, la cual puede ser modificable, contando con hasta 24 sensores para programar el funcionamiento de la caldera de forma completamente automática [56].

El dispositivo es catalogado como un producto de industria 4.0, cuenta con un gran número de protocolos de comunicación y viene incorporado con el *software* de configuración gráfica Composer para PC, lo que hace su programación amigable e intuitiva [56].

Las características descritas ofrecen un valor agregado a la caldera eléctrica, ya que es un equipo completamente programable que se adecua a los objetivos a futuro de la empresa Hilos A&E en la optimización y automatización de sus procesos. Las calderas de combustión de diésel y gas no pueden ofrecer un control tan completo como el de la caldera eléctrica, debido a que existen muchas variables involucradas en la combustión que lo hace un proceso difícil y lo es aún más cuando se compara con calderas de biomasa donde el poder calorífico del combustible es irregular.

5.3.4. Resumen por costos de mantenimiento según cada tipo de combustible

Para resumir la información obtenida de los costos por mantenimiento de los diferentes tipos de caldera, se adjunta la tabla 5.3.4. En ella se detallan todos los costes aproximados con base en las horas de trabajo de los operarios y al historial de compra de repuestos de la caldera. El cual fue desglosado directamente del historial aportado por el Departamento de Contabilidad y se adjunta en el anexo 12. Para referencia de estos costos, se toma el historial del 2020, así como elementos puntuales de otros años que se consideren pertinentes para el estudio en las compras anuales por mantenimiento de la caldera.

De los precios mostrados en la tabla, el mayor corresponde a las fallas no previstas en la caldera, en la sección 6 “Análisis de la gestión del riesgo” se detalla la manera en la que obtuvo este dato y el cómo se realizó su aproximación, ya que el incremento del coste se incrementará con la probabilidad en la que pueden ocurrir estas fallas a lo largo de un año. El paquete de *software* de las máquinas teñidoras cuenta con una opción para generar un rubro de las horas de tiempo muerto a causa de la caldera o el vapor; no obstante, este *software* no tiene una buena capacidad de memoria de almacenamiento, por lo que únicamente se cuenta con el historial de fallos entre el periodo del 30 de julio al 5 de octubre (periodo de realización de la práctica).

Con base en estos inconvenientes, los costos por el tiempo para el despeje de la falla de mantenimiento correctivo y el impacto de sus consecuencias deben ser aproximados; no

obstante, se tiene fiabilidad en el dato del costo por hora de parada y de los repuestos requeridos, ya que fueron obtenidos del Departamento de Contabilidad de la empresa.

Tabla 5.3.4. Resumen de los costos de mantenimiento totales según cada tipo de caldera.

Rubro	Unidad	Diésel	Gas LP	Biomasa Caldera	Biomasa Quemador	Eléctrica
Pago del personal por mantenimiento preventivo diario	\$/año	\$ 2 260,25	\$ 2 260,25	\$ 4 018,23	\$ 4 018,23	\$ 1 506,84
Pago del personal por mantenimiento preventivo mensual		\$ 2 500,23	\$ 2 500,23	\$ 2 500,23	\$ 2 500,23	\$ 1 250,12
Pago del personal por mantenimiento preventivo anual		\$ 580,41	\$ 580,41	\$ 1 160,82	\$ 1 160,82	\$ 104,18
Limpieza tubos lado de fuego				-	\$ 5 357,64	-
Pago del personal por mantenimiento correctivo anual		\$ 312,53	\$ 312,53	\$ 416,71	\$ 416,71	\$ 156,26
Compra de kit de empaques y juego de nivel		\$ 238,21	\$ 238,21	\$ 238,21	\$ 238,21	\$ 238,21
Compra aceite para partes móviles		\$ 50,57	\$ 50,57	\$ 101,14	\$ 202,28	-
Compra de materiales para mantenimiento		\$ 479,69	\$ 479,69	\$ 959,38	\$ 959,38	\$ 479,69
Reemplazo de manómetros		\$ 109,55	\$ 109,55	\$ 109,55	\$ 109,55	\$ 109,55
Juego de empaques de la caldera y cepillos para tubo flux 2-1/2" adicionales por desgaste		-	-	-	\$ 715,43	-
Compra pintura chimenea de la caldera		\$ 146,95	\$ 146,95	\$ 146,95	\$ 146,95	-
Costo mantenimiento preventivo anual, espejos, refractarios, columnas de agua, empaques, limpieza de tubos/resistencias lado de agua, reemplazo de componentes desgastados, elementos varios.		\$ 1 000,00	\$ 1 000,00	\$ 2 000,00	\$ 2 000,00	\$ 750,00
Mantenimiento y tratamiento químico de calderas (Contrato)		\$ 5 889,76	\$ 5 889,76	\$ 5 889,76	\$ 5 889,76	\$ 4 711,81
Pruebas del quemador y emisiones caldera		\$ 1 550,24	\$ 1 550,24	\$ 1 550,24	\$ 1 550,24	-
Visita técnica, revisión de caldera y mantenimiento. Silex Ingeniería S.A.		\$ 650,00	\$ 650,00	\$ 650,00	\$ 650,00	\$ 650,00
Costos asociados por parada de producción por fallos en caldera (este rubro se obtiene de la sección 6 del análisis de la gestión del riesgo).		\$ 11 843,32	\$ 11 843,32	\$ 17 764,98	\$ 23 686,64	\$ -
Total sin costos por consecuencia de falla			\$ 15 768,40	\$ 15 768,40	\$ 19 741,22	\$ 25 915,43
Total incluyendo costos por consecuencia de falla		\$ 27 611,72	\$ 27 611,72	\$ 37 506,20	\$ 49 602,07	\$ 9 956,65

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365).

Las calderas de biomasa son las que representan un mayor coste de mantenimiento, las razones para ello fueron explicadas de forma teórica en secciones anteriores; entre ellas, el principal factor que repercute en el costo es el incremento en la cantidad de equipos y sistemas auxiliares a los que se deberá hacer el mantenimiento. Estos sistemas se encuentran constantemente expuestos a la ceniza producida por los pellets, por lo que son motivo de constante atención para los operarios y mecánicos.

La cantidad de tareas es tal que incluso puede que se llegue a considerar en la empresa la contratación de nuevas personas, lo que traerá consigo costos adicionales en cuanto a las exigencias sociales que requieren. Estos costos no se consideran dentro del análisis, pero representan una consideración adicional a tomar en cuenta en la toma de decisiones. Como

costos no contabilizados, también se hace mención de las capacitaciones que deberá recibir el equipo de mecánicos y operadores del Departamento de Mantenimiento. Cada caldera tiene una curva de aprendizaje propia y su dificultad incrementa conforme aumenta la cantidad de equipos auxiliares y su complejidad. Con relación a esto, los mayores costes los tendrían las calderas de biomasa, mientras que el menor la caldera eléctrica, puesto que es el equipo más simple e intuitivo en su funcionamiento.

Por otro lado, se puede percibir una diferencia del coste entre la caldera de biomasa y el caso donde se sustituye el quemador. Esto se debe a que, en el caso de la primera, se cuenta con un sistema automático de remoción de la ceniza que funciona a base de aire comprimido, por lo que el precio de la limpieza manual de los tubos no se incluye.

La caldera eléctrica es la que tiene el menor coste asociado, según reportaron distintas fuentes bibliográficas ya abordadas previamente en el documento y la experiencia de clientes con más de 10 años de uso de este tipo de equipos.- El mantenimiento rutinario es meramente visual y no requiere de mucho tiempo, los mantenimientos mensuales y anuales son básicos y no requieren de personas adicionales para cumplir con las tareas; esta incluso disminuye el tiempo que requiere, por lo que los trabajadores podrán dedicarse a tareas mucho más importantes. Además, estas calderas tienen la ventaja de que, con el fallo de uno de los elementos resistivos (caso más grave según la experiencia de los clientes), la caldera seguirá operando, por lo que la pérdida asociada a fallas imprevistas es de 0, ya que permite encender la caldera de reemplazo manteniendo la presión en la línea y sin atrasar la producción.

5.4. DISPOSICIÓN

Dentro del análisis LCC de un activo, es necesario tomar en cuenta los costos de disposición de estos, ya que en diversos casos estos pueden tener una retribución económica, o bien que desmantelar el activo suponga un costo adicional. En el caso específico de la empresa, se cuenta con una política para la disposición de equipos obsoletos que tienen un alto valor intrínseco:

- Si el equipo aún tiene valor, este es donado a una institución. La primera caldera que se puso en marcha en la empresa fue donada con este fin, la misma supuso una donación caritativa para una escuela de la localidad, la cual se vendió a un módico precio para aprovechar su valor económico remanente.

- En caso de que el equipo se encuentre deteriorado, es destruido y reciclado. El valor económico que pueda obtenerse de sus partes es donado también a una institución comunitaria.

Por estas razones, todo equipo y maquinaria que se haya puesto fuera de servicio suponen un costo neto de cero en su disposición.

5.5. RESUMEN TOTAL DE COSTOS DEL CICLO DE VIDA

Para la proyección del costo total del ciclo de vida, es necesario definir el periodo de tiempo en años en el que este se encontrará operando desde su puesta en marcha hasta su etapa de disposición final. Desde el apartado de experiencia de la empresa, se conoce que este tipo de equipos pueden encontrarse en operación hasta 40 años sin presentar mayores inconvenientes; no obstante, este no será el caso para todos los tipos de calderas. Según afirma MGM International, al cabo de 20 años, estos equipos pueden presentar una curva incremental sobre los costos de mantenimiento y un decaimiento en su eficiencia que conlleva a un consumo energético mayor [15]. Dado que no existe un acuerdo en la comunidad científica sobre el periodo de vida útil para una caldera, se toma la referencia directamente de la valorización de activos del Ministerio de Hacienda, el cual lo define con un periodo de 15 años, indistintamente del tipo de caldera [57].

Se debe detallar que, durante este periodo, se tendrán variaciones en el precio de la etapa operativa y de mantenimiento. Esto debido a que, en 15 años, los montos pueden variar con base en la inflación, el tipo de cambio, el incremento en los costes de combustible según el tipo de energía, etc. La Norma IEC 60300-3-3-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida expone: “debido a las dificultades de predecir la inflación con exactitud, se acostumbra a realizar el análisis de coste de ciclo vida a ‘precio constante’.” [39]. No obstante, en el apartado del análisis financiero, se realiza una investigación sobre el comportamiento de las tarifas de cada una de las fuentes de energía; de acuerdo con estos datos, se podrá obtener las tendencias en el incremento en el precio y cómo estas pueden afectar a la rentabilidad de los casos planteados.

En seguida, se muestra la información completa recopilada sobre el costo del ciclo de vida de cada una de las calderas y sus casos evaluados de mayor importancia:

Tabla 5.5.1. Resumen de los costos identificados y calculados de las etapas del ciclo de vida.

Rubro	Unidad	Diésel	Gas LP	Biomasa Quemador	Biomasa Caldera	Eléctrica Demanda Máx	Eléctrica Demanda controlada
Inversión							
Costo inicial	\$	\$ 210 800	\$ 677 000	\$ 260 698	\$ 518 622	\$ 190 250	\$ 190 250
Operación							
Energía	\$/año	\$ 576 375	\$ 306 400	\$ 367 076	\$ 332 347	\$ 643 292	\$ 581 595
Costo ambiental (\$/año)		Dato por determinar en la sección 7 "Proyección de Mejora Ambiental y Energética"					
Mantenimiento							
Costos según rubros de la sección 5.3 "Mantenimiento"	\$/año	\$ 13 568	\$ 13 568	\$ 23 715	\$ 17 541	\$ 9 307	\$ 9 307
Inspección de caldera anual		\$ 650	\$ 650	\$ 650	\$ 650	\$ 650	\$ 650
Costo por paradas inesperadas		Dato por determinar en la sección 6 "Análisis de la Gestión del Riesgo"					
Costo pruebas en el quemador y emisiones		\$ 1 550	\$ 1 550	\$ 1 550	\$ 1 550	\$ -	\$ -
Costo operativo y de mantenimiento anual	\$/año	\$ 592 143	\$ 322 168	\$ 392 991	\$ 352 089	\$ 653 248	\$ 591 552
Disposición							
Costo por desmantelación	\$	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
LCC							
Periodo vida útil	años	15	15	15	15	15	15
Total Ciclo de Vida Aproximado	\$	\$ 9 092 944	\$ 5 509 520	\$ 6 155 562	\$ 5 799 952	\$ 9 988 977	\$ 9 063 525
Ahorro con respecto al Diésel	\$	\$ -	\$ 3 583 424	\$ 2 937 381	\$ 3 292 991	\$ -896 033	\$ 29 418

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

La tabla anterior refleja el costo total del ciclo de vida considerando los precios determinados hasta el momento, no obstante, se puede observar que se incluyeron secciones adicionales que aún no han sido determinadas económicamente. Según las recomendaciones de la Norma IEC 60300-3-3:2009-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida, es de gran utilidad considerar análisis complementarios para aumentar la riqueza del proyecto de viabilidad, razón por la cual se incluyen estos apartados económicos.

Las secciones que se desarrollan más adelante incluyen herramientas para aumentar la fiabilidad en la toma de decisiones de la empresa en torno a la selección de algún tipo de caldera, entre estas, se incluye el análisis de la gestión del riesgo, mismo que pretende incluir un apartado económico sobre qué tan propensos son los diferentes tipos de caldera a contar con un fallo inesperado en su producción de vapor. Este valor será determinado económicamente y agregado al LCC. Asimismo, se incluirá un análisis ambiental que contiene el caso en que Hilos A&E decida formar parte del Programa País Carbono Neutralidad (PPCN), esta acción incluye un costo asociado con respecto al impacto ambiental causado por las emisiones liberadas de CO₂.

Según la trayectoria definida en los objetivos específicos en la sección 8 del “Análisis financiero”, se recopila la información completa de todos los análisis establecidos y se procede a realizar la comparación económica entre cada tipo de caldera. A continuación, se muestra el desarrollo del objetivo 2 del proyecto.

6. ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DEL RIESGO

La mejora continua es un bloque fundamental de toda compañía y lo es aún más para empresas como Hilos A&E de Costa Rica S.A., la cual, por medio de iniciativas como la gestión Lean Manufacturing, pretende mejorar sus procesos para obtener productos cada vez más confiables, al menor coste y que puedan satisfacer cada vez más las necesidades de sus clientes. Según se detalla a nivel teórico, el objetivo principal de la gestión Lean es: “proporcionar el valor ideal para el cliente a través de un proceso de creación de valor perfecto que tienen cero residuos” [58]. Como se conoce, los procesos perfectos son ficticios, siempre existen incertidumbres que alejan a toda maquinaria o proceso productivo de esta meta y es aquí donde entra el papel principal del análisis de la gestión del riesgo.

Palacios, Gisbert y Pérez detallan que: “la gestión del riesgo proporciona un proceso estructurado que identifica la manera en que los objetivos pueden resultar afectados, y analiza el riesgo en términos de consecuencias y de sus probabilidades antes de decidir si se necesita un tratamiento adicional” [58]. En este sentido, la norma internacionalmente aceptada es la ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo. Según se detalla, esta norma es de carácter general, por lo que sus directrices por seguir pueden ser aplicadas en un gran número de compañías, procesos, equipos y muchos otros tipos de sistemas. Además, tal como ocurre con la Norma IEC 60300-3-3:2009-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida, esta también acepta normas que se encuentren en armonía con sus procedimientos.

Tal como se indicó en el marco teórico, esta norma se desarrolla mediante un proceso iterativo y de constante revisión que incluye la comunicación y consulta con la alta dirección y las partes interesadas, la definición del alcance y la evaluación del riesgo; en la que se incluye la identificación del riesgo, su análisis y valoración. Todo con el objetivo de establecer acciones para su tratamiento o mitigación.

Para efectos del proyecto, se identifican las diferentes fuentes de riesgo potenciales de las calderas según su tipo de combustible y, en la medida de lo posible, se cuantifican por medio

de métodos recomendados por la norma. El alcance de este análisis solo abarca las fases de comunicación, consulta y la evaluación del riesgo, dejando por fuera las formas de tratamiento y su mitigación. Esto debido a que la idea se sustenta en generar una comparación del riesgo entre cada fuente para ayudar al proceso de toma de decisiones de la empresa y no en establecer planes de mitigación para el caso de cada fuente. No obstante, se incluye un breve apartado sobre la mejora del riesgo en comparación con la caldera actual de diésel.

6.1. FASE DE COMUNICACIÓN Y CONSULTA

Esta fase corresponde a uno de los pilares definidos por la Norma ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo [41] y su propósito es que, tal como su nombre lo indica, se debe comunicar a las partes interesadas la magnitud, naturaleza y la importancia que tiene el considerar los riesgos dentro del área de trabajo. El análisis de la gestión del riesgo siempre deberá ser construido pensando en un sentido de inclusión y propiedad entre las personas afectadas. Además, este debe recopilar la información suficiente y confiable para establecer una buena toma de decisiones. Para lograr este objetivo, se debe consultar la información a la empresa sobre las herramientas para precisar la cantidad y el tipo de riesgo que puede tomar o no la organización y definir los criterios para valorar la importancia del riesgo.

Poniendo en práctica las directrices de la Norma, se toma acción en la empresa y se realizan las consultas pertinentes a los diferentes departamentos involucrados; con base en la información recopilada, se identificó la forma en la que la empresa establece y mide el riesgo dentro de sus operaciones. El método utilizado se da por medio de una interfaz gráfica conocida como mapa de riesgos o mapa de calor, este otorga una calificación a un riesgo concreto basado tres criterios:

- Ocurrencia: mide la posibilidad de aparición de un evento de riesgo.
- Severidad: mide las consecuencias posibles del evento de riesgo tomando en cuenta su peor escenario previsible, este se determina con base en criterios de calidad, seguridad, legalidad o ambiental.
- Detección: determina qué tan probable es la detección del evento de riesgo.

Cada riesgo identificado debe asignarse con una calificación del 1 al 10 según cada rubro de la lista mostrada; para este fin, la empresa otorga tablas de las que se puede seleccionar directamente una puntuación basada en las características del riesgo, permitiendo establecer, de esta forma, un criterio estructurado, objetivo y con un sesgo menor. Las tablas de selección se

adjuntan como anexos 14, 15 y 16 para los criterios de severidad, ocurrencia y detección. Una vez que se tiene el resultado para cada rubro, las respectivas puntuaciones se multiplican entre sí y se ubican dentro del mapa de calor que se muestra, a continuación. La puntuación total asignada se conoce con el nombre de “número de prioridad de riesgo” o NPR.

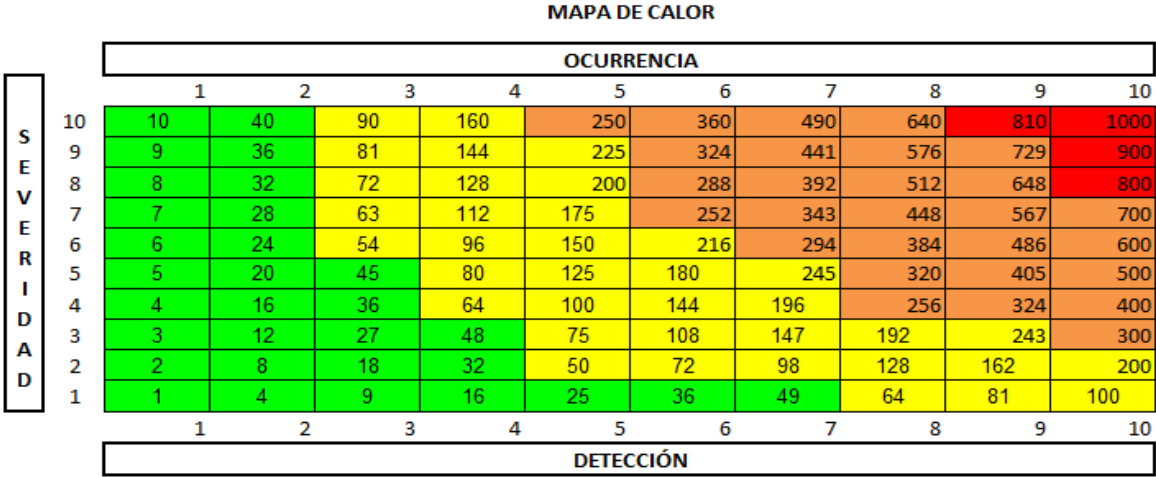


Figura 6.1.1. Mapa de calor utilizado para la valoración de riesgos en la empresa. **Fuente:** Departamento de Calidad de la empresa.

Los colores del recuadro tienen un significado simbólico que posee relación con la clasificación de la categoría del riesgo y, por ende, a las acciones por llevar cabo:

Risk Priority Number (RPN)	Categoría de Riesgo	Acción a Tomar
800 - 1000	Extremo	Eliminar
250 - 799	Alto	Compartir ó Eliminar
50 - 249	Moderado	Mitigar ó Mantener
1 - 49	Bajo	Asumir

Figura 6.1.2. Clasificación del riesgo y acciones por tomar según el número de prioridad. **Fuente:** Departamento de Calidad de la empresa.

Este método es el que se utiliza para realizar la comparación del riesgo entre los distintos tipos de caldera (diésel, gas LP, biomasa y electricidad). Se asigna un NPR para cada riesgo identificado y se suma la puntuación total para cada tipo. Las opciones que tengan un mayor NPR serán las que requieren de un mayor grado de atención por parte de la empresa y, por consiguiente, una mayor responsabilidad.

6.2. FASE DE IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DEL RIESGO

El propósito de esta etapa es: “encontrar, reconocer y describir los riesgos que pueden ayudar o impedir a una organización lograr sus objetivos” [41]. En este apartado, las normas ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo e ISO 31010:2019-Técnicas de Evaluación de Riesgos se complementan para establecer herramientas de análisis que permitan identificar el riesgo de forma efectiva e incluso cuantitativa. La Norma ISO 31010:2019 plantea un gran número de herramientas que pueden ser utilizadas para la identificación de riesgos, sin embargo, no todas son útiles para establecer un nivel de probabilidad de ocurrencia, severidad y detección. La lista completa de herramientas se adjunta en el apéndice 5.

Como se mencionó anteriormente, la empresa se encuentra fuertemente ligada a la gestión Lean Manufacturing, la cual plantea el análisis del modo y efecto de falla (AMEF), como la herramienta predilecta para la identificación y análisis del riesgo. Según identifica la norma ISO 31010:2019 [59], este análisis cuenta con varias ventajas:

- Se acopla fácilmente a modos de falla humana, del equipo, sistema, *hardware*, procedimientos, etc. Es decir, es fácilmente adaptable.
- Identifica la necesidad de modificaciones o inversiones costosas en el equipo de forma temprana en el proceso de diseño.
- Identifica requisitos de redundancia o seguridad.
- Es capaz de identificar de forma cuantitativa los riesgos presentes en un sistema (NPR).

Siguiendo las mismas directrices que las utilizadas dentro de la empresa, se utiliza este método de análisis para la identificación y el análisis de los riesgos. Cabe acotar que estos análisis pueden desarrollarse muy profundamente; la información buscada puede tener procesos de retroalimentación para aumentar la riqueza del análisis y la cantidad de riesgos identificados puede ser tan variada como el tiempo y la capacidad del analista lo permita.

Por ende, y como un primer acercamiento, no se pretende que el análisis AMEF sea detallado y profundo en cuanto a los modos de falla identificados. Estos pueden llevarse a un desarrollo más elevado por medio de la identificación cuantitativa de las variables que influyen en el modo de falla. Debido a la limitación en el tiempo disponible para desarrollar el proyecto, esta herramienta de análisis se propone únicamente para identificar fallos generales en las distintas calderas. Su desarrollo se basa en la experiencia conjunta del equipo de mantenimiento de la empresa, los criterios desarrollados en torno a las fuentes bibliográficas investigadas a lo largo

de las secciones anteriores y, por último, la experiencia de los fabricantes y las recomendaciones que hacen en los manuales de mantenimiento.

Entonces, se identifican los modos de falla mediante una perspectiva general que permita comparar las diferentes calderas de forma cualitativa y basada en la severidad, la probabilidad de ocurrencia y la capacidad de detección que se tiene para las fallas identificadas más importantes.

6.2.1. Análisis del modo y efecto de falla

La norma detalla el proceso para construir el AMEF de la siguiente forma:

- Se debe comprender el funcionamiento del sistema sobre el que se va a someter el análisis AMEF, por esta razón, se recomienda subdividir el sistema en sus componentes como forma de conocer las variables implicadas.
- Para la identificación de los riesgos, se debe seguir un método ordenado en el que se responda a las siguientes preguntas:
 - ¿De qué manera puede fallar el sistema?
 - ¿Qué mecanismos podrían producir estos modos de falla?
 - ¿Cuáles podrían ser los efectos si se produjeran las fallas?
 - ¿Es la falla inofensiva o dañina?
 - ¿Cómo se detecta la falla?
- Se deberá asignar un valor de criticidad con el NPR según las respuestas otorgadas para cada riesgo identificado.

El funcionamiento del proceso del que forma parte la caldera fue explicado profundamente en la sección 4 “Contexto operacional de la empresa”, pero, siguiendo las recomendaciones de la norma, para identificar las diferentes variables y sistemas que pueden influir en las causas de los diferentes modos de falla; se realiza un despiece general de los componentes de la caldera. Este despiece se desarrolla también como una forma de orientar al lector en los nombres técnicos que se abordan en las tablas AMEF.

Tabla 6.2.1. Lista de componentes y subsistemas de la caldera de diésel.

Área	Equipo	Componente
Sector de calderas	Caldera de diésel	Sensores Instrumentación Tanque de retorno de condensados Tuberías de transporte de vapor, agua, diésel y gas Válvulas Tanques de almacenamiento de diésel Alimentación eléctrica Controles de la caldera Sistema de bombeo de agua Sistema de lubricación Motor ventilador Sistema contra incendios Economizador Quemador

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

Tabla 6.2.2. Lista de componentes y subsistemas de la caldera de biomasa.

Área	Equipo	Componente
Sector de calderas	Caldera de biomasa	Sensores Instrumentación Tanque de retorno de condensados Tuberías de transporte de vapor, agua Válvulas Silo de almacenamiento de Pellets Alimentación eléctrica Controles de la caldera Sistema de bombeo de agua Sistema de lubricación Ventiladores Sistema contra incendios Sistema recolector de cenizas Filtro de mangas Economizador Multiciclón decantador de partículas Banda transportadora de pellet Tornillo sinfín regulador del combustible Quemador/banda de transporte interior de pellet

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

Tabla 6.2.3. Lista de componentes y subsistemas de la caldera eléctrica.

Área	Equipo	Componente
Sector de calderas	Caldera Eléctrica	Sensores Instrumentación Tanque de retorno de condensados Tuberías de transporte de vapor, agua Válvulas Transformador Alimentación eléctrica Controles de la caldera Sistema de bombeo de agua Sistema contra incendios Resistencias eléctricas Fuses de protección Contactores magnéticos

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

Tabla 6.2.4. Lista de componentes y subsistemas de la caldera de gas LP.

Área	Equipo	Componente
Sector de calderas	Caldera de gas LP	Sensores Instrumentación Tanque de retorno de condensados Tuberías de transporte de vapor, agua y gas Válvulas Tanques de almacenamiento de gas LP Alimentación eléctrica Controles de la caldera Sistema de bombeo de agua Sistema de lubricación Motor ventilador Sistema contra incendios Economizador Quemador

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

Para el apartado de identificación de riesgos, se utilizaron herramientas adicionales para obtener la información, como lo son tormentas de ideas con los mecánicos de mantenimiento y entrevistas a las partes interesadas y afectadas por riesgos referentes de la caldera. Específicamente, se hicieron consultas a los Departamentos de Mantenimiento, Manufactura, Calidad, Tintorería y Contabilidad, para obtener la información que se muestra más adelante.

Cada uno de los modos de falla definidos identifican un riesgo potencial en los sistemas relacionados a la caldera. Los efectos de falla determinan la severidad de cada riesgo. Por su parte, el criterio de ocurrencia define qué tan probables son los eventos de causa del modo de fallo; mientras que la detección se define con las acciones o los sistemas utilizados para poder

detectar el modo de falla. Una vez identificadas estas acciones, se asigna una calificación NPR para cada rubro según los criterios de los anexos 14, 15 y 16.

Tal como lo recomienda la norma, esta información se organiza en tablas para su fácil lectura [59]. Además, se asigna un número a cada riesgo detectado y, posteriormente, se realiza un cuadro resumen en el que se muestren los NPR de cada caldera para su comparación.

No obstante, antes de asignar el valor de cada riesgo, primero, se generará un breve contexto sobre las responsabilidades del manejo de cada tipo de combustible, así como algunas de las consecuencias que se pueden sufrir, si no se siguen estos lineamientos; aspectos necesarios para definir el grado de severidad de las fallas del AMEF.

6.2.2. Contextualización sobre el marco legal y responsabilidades diferenciadas sobre la tenencia de las calderas

Este apartado representa uno de los que se debe tener un mayor conocimiento, cuidado y control, puesto que puede afectar diversas áreas a nivel de la producción, de la caldera, de los equipos a sus alrededores, de las instalaciones o a la salud de las personas. En Costa Rica, existe una serie de reglamentos que definen la correcta colocación de los equipos, su operación, almacenamiento y otros criterios que garantizan el buen funcionamiento de las instalaciones.

En esta sección, se abordan únicamente los requerimientos únicos de cada tipo de calderas, ya que la idea es exponer los casos donde estas logren diferenciarse en el riesgo que implican. De las calderas tomadas en cuenta en el análisis, el gas LP es el que cuenta con un mayor número de restricciones. El Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica destina la sección 3.8 de su manual [60] para los requisitos de instalación de este tipo de fuente, según se detalla, la instalación debe seguir los lineamientos de la norma NFPA 58.

En el manual, se indica que: “todo contenedor debe colocarse en el exterior del edificio, debe estar ventilado y protegido contra colisiones de vehículos” [60]. También deberá contar con un sistema de detección y control de fugas automático compuesto por detectores de GLP en los aposentos o instalaciones que utilizan el combustible. La activación de estos elementos activará las electroválvulas de cierre para limitar el suministro del gas en la zona de peligro. Además, todo tanque de GLP superior a 4000 gal (15 000 L) deberá contar con un sistema fijo de protección contra incendios basado en la norma NFPA 15 [60].

El transporte, almacenamiento y la manipulación de combustibles altamente inflamables como el diésel y GLP están sujetos a los lineamientos de la Ley N.º 8228 del Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica; en caso del incumplimiento de las directrices, se pueden correr riesgos por multas que van de 3 a 10 salarios base de acuerdo con el Código Penal [61]. En caso de que, por el mal manejo de estos combustibles, se causen estragos de incendio o explosión, se podrán generar las siguientes penas:

- a) *De 6 a 15 años de prisión si hubiere peligro de muerte para una persona, o si existiere peligro de destrucción de bienes de valor científico, histórico o religioso, o si se pusiere en peligro la seguridad pública.*
- b) *De 10 a 20 años de prisión si el hecho causare la muerte o lesiones gravísimas en alguna o varias personas o si efectivamente se produjere la destrucción de los bienes del inciso anterior.*
- c) *De 5 a 10 años de prisión, si a causa del hecho se produjeren otro tipo de lesiones o se destruyeren otros bienes diferentes a los enumerados.*

De la misma forma, el almacenamiento y manejo de estos tipos de combustibles deberá seguir los decretos de la Ley General de la Salud N.º 5395, la cual garantiza estándares y normativas para la protección ambiental y de la salud de las personas.

Por su parte, el almacenamiento de biomasa cuenta con un estándar de seguridad propio con la norma ISO 20024, en la que se hace la especial mención de la instalación de sistemas de detección y protección contra incendios automáticos en el silo de almacenamiento y la banda transportadora del combustible. Por su parte, la caldera eléctrica deberá cumplir con los lineamientos del Código Eléctrico Nacional, según lo declarado en el Decreto Ejecutivo N.º 38440-MEIC.

Ahora que se cuenta con la contextualización sobre el marco legal, se procede a identificar las fuentes de riesgo de cada tipo de caldera por medio de los lineamientos del método AMEF recomendado por la Norma ISO 31010:2019-Técnicas de Evaluación de Riesgos.

6.2.3. Riesgos ambientales

Dentro de la categoría ambiental, se toman en cuenta todos aquellos riesgos únicos de cada fuente que pueden representar un peligro para la salud de las personas y el entorno que rodean al equipo. Entre algunos de estos riesgos, se reconocen los peligros de incendio, explosión y fugas de combustible.

Para la elaboración de la tabla 6.2.3., se consultaron las fichas de datos de seguridad (FDS) para los combustibles diésel y gas LP [62], [63]. Además, para estos y los otros tipos de energía, se realizó la consulta de las fuentes bibliográficas abordadas a lo largo del proyecto. Existen riesgos que fueron identificados de las calderas, pero estos no se incorporan al análisis, debido a que forman un riesgo común en cada tipo; por ejemplo, el riesgo existente de explosión de la cámara de vapor por sobrepasar la presión de diseño del equipo.

Tabla 6.2.3. AMEF para fallos distintivos encontrados en los tipos de calderas según la categoría de riesgo ambiental.

N°	Caldera	Modo potencial de fallo	Efecto potencial de fallo		Causa o mecanismo del potencial fallo	Forma actual de detectar	Severidad	Ocurrencia	Detección	NPR	
			Efecto local	Efecto Final							
1	Diésel	Fuga en tanque de combustible	En presencia de una fuente de calor se genera un riesgo de incendio o explosión. La combustión puede liberar gases, humos tóxicos y vapores explosivos.	Peligros de muerte, peligros por quemaduras graves, destrucción de los equipos o instalaciones cercanas y lejanas. Caldera queda inoperativa.	Debilitamiento de tuberías, mal mantenimiento preventivo en válvulas, golpes contundentes a componentes de transporte del combustible, mal manejo en carga de combustible.	Sistema contra incendios automático.	10	1	4	40	
	GLP		En presencia de fuente de calor la combustión espontánea genera vapores densos que se trasladan por el suelo y pueden volver a arder en lugares lejanos.				Dispositivos de detección de GLP y electroválvulas de cierre.	10	1	3	30
2	Biomasa	Fuente de calor entra en contacto con combustible en banda transportadora	Se generan riesgos de incendio que pueden propagarse a lo largo de la empresa y entrar en contacto con el silo de almacenamiento.	Trabajadores pueden entrar en contacto con el fuego, equipo queda inoperativo debido a su pérdida de combustible.	Fuentes de calor cercanas al punto de transporte del combustible. La apertura de las puertas de la caldera pueden producir una expulsión espontánea de cenizas incandescentes. La acumulación de combustible sólido en el sistema de transporte puede llevar a incendios.	Sistema contra incendios automático.	10	3	4	120	
3	Diésel	Fuga de combustible en desagüe cercano.	En contacto con organismos acuáticos el combustible es muy tóxico con efectos nocivos duraderos.	Muerte de peces con concentraciones de 65 mg/L en 96 h.	Falta de mantenimiento preventivo de válvulas y tuberías de combustible, golpes contundentes a estas instalaciones.	Medios Visuales Mecánico	10	1	8	80	
Electricidad		No aplica en ninguno de estos casos ya que no cuenta con tanques de almacenamiento de combustibles o sustancias inflamables.						0	0	0	0
4	Diésel, GLP, Biomasa, Electricidad	Presión sobre los límites de diseño	El aumento de presión ejerce una gran fuerza sobre la estructura y esta termina cediendo hasta explotar	Riesgos de muerte a los trabajadores, daño a las estructuras.	Falta de mantenimiento preventivo de válvulas y tuberías de combustible, golpes contundentes a estas instalaciones.	Detección por medio de sistemas automáticos.	10	1	2	20	

6.2.4. Riesgos asociados a la seguridad de los trabajadores

Para esta categoría, se incluyen los riesgos potenciales que pueden representar una amenaza para salud de los trabajadores. Se identificaron los riesgos de electrocución, contactos con superficies calientes, inhalación de gases tóxicos, contacto físico con el combustible, riesgos de atrapamiento y caídas desde distintos niveles de altura. Gran parte de la información obtenida se toma de manuales de los fabricantes [54], [55], recopilación de estudios y reglamentos [60], [62], [63] y de manuales de prevención [64].

Tabla 6.2.4. AMEF para fallos distintivos encontrados en los tipos de calderas según la categoría de riesgos para los trabajadores.

N°	Caldera	Modo potencial de fallo	Efecto potencial de fallo		Causa o mecanismo del potencial fallo	Forma actual de detectar	Severidad	Ocurrencia	Detección	NPR
			Efecto local	Efecto Final						
5	Diésel, GLP	Caída de personal a distintos niveles	Los trabajadores pueden exponerse a un daño físico reversible, no obstante, dependiendo de la altura y gravedad de la caída podría existir riesgo de muerte.		Descuidos por parte del trabajador, zonas con fugas de agua o combustible que puedan causar deslizamientos, escaleras defectuosas.	Señalamiento con colores, instrucciones de prevención.	9	2	8	144
	Biomasa		Incremento de la gravedad puesto que se añaden alturas mayores del equipo.				9	3	8	216
	Electricidad		No aplica debido a que se elimina el uso de tanques de combustible. La caldera tiene una altura máxima de 2,64 m y los componentes tienen un fácil acceso para los mecánicos y operadores a una altura de 1,32 m				0	0	0	0
6	Diésel, GLP, Biomasa	Electrocución por contacto con equipo eléctrico energizado.	El trabajador que entra en contacto con los tableros de control y partes energizadas pueden sufrir fibrilación ventricular, paro respiratorio, quemaduras, tetanización, hemorragias internas, dependiendo de la corriente, voltaje, resistencia del cuerpo y la frecuencia y forma de la corriente.		Malas prácticas de parte de los operadores o mecánicos para manipular el equipo mientras se encuentra energizado. El equipo no está debidamente aterrizado a tierra. El equipo está aterrizado a tierra, pero con un dimensionamiento de cable no adecuado.	Se tienen sistemas automáticos que detectan fugas a tierra y disparan las protecciones para evitar gravedad en el accidente.	9	2	3	54
	Electricidad		La probabilidad del choque eléctrico se incrementa debido a que se cuentan con más dispositivos eléctricos, la gravedad también se incrementa puesto que se manejan voltajes de hasta 600 V.				10	3	3	90
7	Diésel	Fuga de combustible en cuarto de calderas	Entrar en contacto físico puede causar irritación de la nariz, garganta ojos, conjuntivitis, daño corneal, etc. Puede ser mortal en caso de ingestión y penetración en las vías respiratorias, la inhalación puede ocasionar efectos narcóticos, fatiga, mareos y nauseas.		Fallo en tuberías y válvulas, golpes contundentes a estos componentes. Falta de mantenimiento o uso de componentes antiguos como remplazo. Fallo en empaques, falta de torque en uniones.	Detección a través de medios visuales o audibles.	8	4	8	256
	GLP		El contacto físico puede causar daños por congelación y daño ocular por liberar el combustible bajo presión. La inhalación en altas concentraciones causa efectos narcóticos, pérdida de conocimiento, asfixia.				8	4	2	64
	Biomasa Electricidad		No aplican ya que no utilizan combustibles líquidos o gaseosos que puedan fugar.				0	0	0	0
8	Biomasa	Salida de gases a través de un medio distinto al de la chimenea.	Liberación de gases tóxicos al cuarto de calderas, con inhalación los trabajadores pueden sufrir daño a los pulmones, inconsciencia. Los gases tóxicos liberados también tienen propiedades carcinógenas reportadas por NIOSH.		Pérdida de la capacidad de aspiración del ventilador por fallo u obstrucción. Rompimiento en tuberías de los gases o chimenea por golpes contundentes.	Detección a través de medios visuales o audibles.	9	1	8	72
	GLP, Diésel		No aplica dado que la chimenea está fuera del alcance de los trabajadores, su diámetro es amplio por lo que no habrán problemas de obstrucción.				0	0	0	0
	Electricidad		No aplica, ya que no trabaja con gases.				0	0	0	0
9	Biomasa	Atrapamiento	Se pueden originar cortes, estrangulamientos, amputaciones de miembros, e incluso la muerte por desangrado.		Malas prácticas de parte de los operadores o mecánicos, falta de señalización, ausencia de protecciones contra partes móviles.	Señalamiento con colores, instrucciones de prevención.	10	3	8	240
	Diesel, GLP		Las partes móviles se encuentran debidamente protegidas con carcasas. La caldera de diésel y gas tienen como parte móvil la válvula de regulación, sin embargo, el riesgo de atrapamiento es ínfimo y en caso de atrapamiento las consecuencias serían muy leves.				2	1	1	2
	Electricidad		No existen partes móviles.				0	0	0	0

6.2.5. Riesgos en el apartado técnico

Este apartado se centra en identificar los riesgos diferenciables entre cada una de las calderas a nivel técnico, ya sea por el nivel provocados por el fallo de alguno de los componentes de su sistema, o bien, por una mala operación del equipo. En este apartado, la empresa ha detectado un riesgo de gran relevancia que ha provocado un daño importante en la caldera. Este riesgo estuvo relacionado a un caso de mala práctica por parte de un mecánico.

El primer caso se relaciona con una pérdida de nivel del agua de la caldera que llevó a la falla térmica e implosión de los tubos de fuego superiores. El problema tuvo su origen en una de las prácticas que se tenían en el pasado. Los operadores debían abrir manualmente la válvula de la purga para vaciar el contenido de agua de una caldera antigua de 125 BHP, ya que esta se llenaba por completo por acción de la gravedad, mientras se encontraba apagada.

El día del problema, el operador en turno abre la válvula, enciende la caldera y se olvida de cerrarla, la caldera operó con normalidad en un lapso de una hora, por lo que esta ya se encontraba caliente. Poco a poco, la caldera empezaría a perder nivel, ya que la bomba de alimentación no era capaz de suplir la demanda que exigía el sistema, al mismo tiempo que la razón de salida de agua de la purga. Asimismo, el tanque de retorno de condensados empezó a perder nivel.

Por seguridad, la caldera apaga su llama, pero el agua de su interior continuaba siendo drenada. El operador, al regresar y sin estar al tanto de la situación, enciende nuevamente la caldera y las bombas introducen grandes cantidades de agua fría al interior. Los tubos superiores que se habían encontrado más tiempo expuestos fallaron por fatiga térmica. El interior de la caldera se inundó completamente de agua y comenzó a fugar a través de las tapas. Este fallo causó grandes pérdidas económicas relacionadas al drenado constante de agua caliente tratada, el exceso de diésel consumido para evitar la pérdida de presión dentro de la cámara de vapor, al atraso en producción a causa de la reincorporación de la caldera de respaldo y los costos relacionados a tres de los tubos de fuego (costo de \$5000).

Si bien corresponde que este es un error plenamente humano, no hubiera ocurrido en equipos como la caldera eléctrica, puesto que las pérdidas de nivel desenergizan las resistencias en el nivel superior. Además, en caso de que los sensores de nivel fallen, las calderas eléctricas son equipos diseñados para encontrarse a altas temperaturas; además de que son mucho más

robustas que las paredes delgadas de un tubo de fuego. Asimismo, la caldera está equipada para apagar las resistencias en caso de sobrecalentamientos en uno de sus componentes [55].

Por otro lado, si el equipo con el que tratara el operario fuera una caldera de biomasa, el problema hubiera sido mucho más grave, ya que, contrario a las calderas de diésel, donde estas apagan inmediatamente la llama con la pérdida de nivel, la caldera de biomasa es incapaz de hacerlo, ya que el combustible (pellets de madera) se mantiene encendido, aún cuando se apaga la caldera. El choque térmico hubiera sido mayor aumentando el nivel de riesgo.

En el pasado, también se han dado casos de riesgo que han obligado a realizar una modernización en los sistemas de seguridad y alarmas, como lo fue el caso de una falla en las válvulas de seguridad de la caldera, donde el operador de turno se arriesgó a entrar al cuarto para apagar el funcionamiento. Esta acción pudo haber ocasionado quemaduras si entraba en contacto con la fuga o asfixia, debido al reemplazo del oxígeno de la atmósfera con el vapor de agua. Las acciones tomadas al respecto fueron la colocación de un detector de humos que acciona una alarma en la compañía, una alarma visual y sonora, así como un botón de paro de emergencia de las calderas ubicado en una zona exterior al cuarto (ver figura 6.2.2.1).



Figura 6.2.5.1. Dispositivos para la detección, comunicación y mitigación de riesgos. **Fuente:** elaboración propia.

Durante la realización del proyecto, se presentaron fallos en la columna de agua en la caldera de 200 BHP, debido al desgaste entre el visor de vidrio y el cuerpo de la columna, se tuvo una fuga de agua. La falla no pudo despejarse de inmediato, puesto que la válvula de cierre también presentó un fallo; fue necesario colocar una superficie que cubriera los controles modulares de la presión, ya que estos se encontraban cerca del punto de fuga. A continuación, se muestran figuras que detallan el problema:



Figura 6.2.5.2. Fuga de agua en sensor de columna caldera 200 BHP. **Fuente:** elaboración propia.

Clasificando los riesgos en el formato recomendado por la Norma ISO 31010:2019- Técnicas de Evaluación de Riesgos, se tiene:

Tabla 6.2.5. AMEF para distintos modos de fallo identificados en la categoría técnico-económica de las calderas.

Nº	Caldera	Modo potencial de fallo	Efecto potencial de fallo	Causa o mecanismo del potencial fallo	Forma actual de detectar	Severidad	Ocurrencia	Detección	NPR
10	Diésel, GLP	Pérdida de la llama en el quemador.	La caldera pierde su función primaria, la producción se detiene.	Fallo o obstrucción (muy poco probable) en la tubería de alimentación de combustible. No se realizó la solicitud del combustible a tiempo. Fallo en alguno de los componentes del quemador (válvula reguladora, motor dámper, ventilador, boquilla, sensores, actuadores).	No se cuenta con un sistema para detectar el problema antes del fallo.	10	2	10	200
	Biomasa			Fallo u obstrucción por cúmulos sólidos de biomasa o cuerpos extraños en los tornillos sinfín de alimentación de la caldera/quemador o el del silo que alimenta la banda. No se realizó la solicitud del combustible a tiempo. Fallo en algún componente que impida la movilidad del sistema de transporte.	No se cuenta con un sistema para detectar obstrucciones antes del fallo.	10	3	10	300
	Electricidad		No aplica dado que la electricidad no dispone de quemador.			0	0	0	0
11	Diésel, GLP	Combustión incompleta en el quemador.	El equipo opera con un rendimiento menor implicando un mayor consumo de combustible.	Fallo en el sistema de modulación del quemador (ventilador operando a menor rendimiento/capacidad de regulación de entrada del combustible limitada). Medios externos, tiempo o malos ajustes modifican la correcta curva de operación del quemador.	El sistema de control de la caldera informa sobre sus variables operativas en el momento.	7	3	5	105
	Biomasa			Las capacidades físico-químicas del combustible pueden haber variado. Exceso de cenizas en el horno de la caldera. Humedad sobrepasa los límites. Capacidad de regulación de combustible en el sistema de transporte de alimentación/quemador limitada.	Se necesitan estudios de laboratorio para determinar las características del combustible.	7	3	9	189
	Electricidad		No aplica dado que la caldera energiza directamente las resistencias eléctricas.			0	0	0	0

Tabla 6.2.5. Continuación.

Nº	Caldera	Modo potencial de fallo	Efecto potencial de fallo		Causa o mecanismo del potencial fallo	Forma actual de detectar	Severidad	Ocurrencia	Detección	NPR
			Efecto local	Efecto Final						
12	Diésel, GLP	Fallo en la evacuación de los gases en el encendido.	La concentración de gases en el interior de la caldera provoca que al momento de ignición de una chispa ocurra una contra explosión.	Las tapas se desprenden de la caldera en una acción que pone en peligro de muerte a los trabajadores. Las instalaciones y los tubos de fuego de la caldera pueden sufrir daños irreversibles.	Fallo en el motor de ventilador. Fallo en los sensores relacionados al tiro de aire. Mal mantenimiento preventivo.	Revisiones visuales periódicas, junto con sistema automático.	10	1	2	20
	Electricidad Biomasa		No aplican debido a que no trabajan con gases altamente inflamables.					0	0	0
13	Diésel, GLP	Pérdida del nivel del agua en el interior de la caldera.	Los tubos de fuego superiores de la caldera quedan expuestos, provocando un debilitamiento térmico en su estructura que lo lleva al fallo.	El hogar y los tubos de fuego de la caldera quedan completamente inundados. El equipo pierda su funcionamiento. Se deberán reponer los tubos afectados.	Descuidos de parte de los operadores. Fallo en el sensor de nivel. Fallo en bomba alimentación.	Sistema automático con sensores de nivel, revisiones periódicas.	10	2	2	40
	Biomasa				Combustible de biomasa permanece encendido aumentando la probabilidad del fallo térmico.		10	3	2	60
	Electricidad		Se pierde momentáneamente la función primaria, no afecta la integridad del equipo ya que las resistencias son capaces de soportar altas temperaturas.	Descuidos de parte de los operadores. Fallo en el sensor de nivel. Fallo en bomba alimentación.	Sensores y sistemas de seguridad que evitan el fallo	8	2	1	16	
14	Diésel, GLP, Biomasa, Electricidad	Fuga de vapor de la caldera, a través de las válvulas de seguridad o tubería principal.	El cuarto de calderas se llena por completo de vapor, se incurre en un riesgo por quemaduras por contacto directo con el vapor en la fuente de la fuga.	El equipo pierde grandes cantidades de presión afectando la producción en tintorería.	Fallo de apertura de la tubería principal de vapor. Fallo en válvulas de seguridad.	Sensores de humo, alarmas, botón de paro de emergencia.	9	1	5	45
15	Diésel, GLP, Electricidad	Presión de operación en la línea de vapor cae por debajo de 5 bar.	Los intercambiadores de calor pierden gran parte de su capacidad de transferencia de calor.	Se tienen fallas de calidad en los lotes de los hilos como manchas o decoloraciones. El producto es descartado o puesto en cola para ser tratado nuevamente.	Fugas en la línea de vapor. Fallo en el quemador/conjunto de resistencias eléctricas.	Falla se detectada con software después de presentarse.	5	1	6	30
	Biomasa				Incapacidad de la caldera para alcanzar rápidamente altas presiones en picos de alta demanda de vapor.		5	7	6	210
16	Diésel, GLP, Biomasa	Pérdida del fluido eléctrico por un tiempo prolongado (mayor a 30 min)	Los controles de la caldera pierden su energía por lo que el equipo se detiene por completo.	Pérdida de la función primaria hasta que regrese el flujo eléctrico	Estallido de un transformador que forme parte del circuito de alimentación. Apagones. Problemas en ambas subestaciones de energía.	No se tiene forma de anticipar estos eventos.	8	1	10	80
	Electricidad		Tanto los controles de la caldera como sus resistencias se apagan completamente.				8	1	10	80
17	Diésel, GLP, Biomasa, Electricidad	Fuga de agua en las columnas o tuberías de la caldera.	Los trabajadores se exponen a riesgos de quemadura y riesgos de caída por el derrame de agua en el piso. Los equipos de control en las cercanías pueden recibir algún daño.	Dependiendo la gravedad de la fuga puede ser necesario detener el equipo para depejar la falla cuanto antes.	Fallo en el empaque de la columna de agua, cuerpo de la columna desgastado, desgaste del visor.	A través de medios visuales.	9	1	8	72

Uno de los riesgos más relevantes que tiene la empresa Hilos A&E es la pérdida del suministro eléctrico. Este problema afecta a todos los tipos de caldera, puesto que cada una de ellas necesita de la electricidad en mayor o menor medida para poder operar. La situación actual es tal que la empresa cuenta con un generador propio de 125 kVA, teniendo una potencia suficiente para poder suministrar únicamente los circuitos de emergencia de la compañía, como lo son los circuitos de la iluminación, la planta de tratamiento, sistema contra incendios, ventilación en cuartos donde existe el manejo de sustancias químicas y refrigeración en las áreas de almacenamiento de químicos que sufren descomposición por aumentos en su temperatura.

Fuera de los circuitos mencionados, no se tiene potencia para suplir la falta del suministro eléctrico, es decir, las máquinas de enconado del hilo, las teñidoras, el cuarto de caldera y toda máquina fuera de los circuitos de emergencia quedarían desenergizadas parando por completo la producción en la planta, independientemente del tipo de caldera que se esté utilizando. Como se observa en la tabla, el riesgo de la pérdida del flujo eléctrico tiene un NPR de 80, clasificándose como un riesgo moderado que puede mantenerse de acuerdo con el cuadro de clasificación de la figura 6.1.2.

Lo anterior se debe a que, según la experiencia del Departamento de Mantenimiento, las fallas en el suministro eléctrico son poco recurrentes en la zona franca. A pesar de que estos acontecimientos no tienen un registro, debido a lo infrecuentes que son, se conoció por medio de entrevistas al personal más longevo de la empresa que el mayor tiempo de falla en el suministro eléctrico del que se tiene conocimiento fue de una hora como máximo.

Una razón técnica sobre este comportamiento en las fallas del suministro eléctrico es que la zona franca de Barreal de Heredia tiene la ventaja de contar con una red eléctrica redundante con conexión a la subestación de Belén e Intel [65]. Esta última catalogada como una de las mejores del país, ya que debe asegurar una alta disponibilidad para la compañía con su mismo nombre. Por lo que, en caso de que se tenga un fallo en una de ellas, inmediatamente se hace la conexión en la siguiente, garantizando una alta disponibilidad en el servicio eléctrico.

El generador eléctrico actual, así como en el caso de las calderas, también funciona con diésel. El suplir de energía a todos los equipos de la compañía en caso de fallo eléctrico necesitaría de un generador de alta potencia que dudosamente haría que la producción durante una falla eléctrica fuera rentable. Siendo esta la razón principal del por qué es un riesgo asumible para la compañía.

Por otro lado, como recomendación a los lectores, si se desea aplicar el presente análisis en el contexto de otra compañía, será necesario considerar los inconvenientes de la compra de un generador capaz de suplir altas potencias, así como valorar un redimensionamiento de los tanques de combustible, ya que el suministro del que disponga el generador en ese momento podría no ser suficiente para suplir el alto y sostenido flujo de energía que requiere la nueva caldera eléctrica. Aunque, como una solución sencilla, se puede tener como respaldo una caldera de combustible que funcione únicamente en estos periodos de emergencia.

Cambiando de perspectiva, en la caldera de biomasa también se observan impactos de alto riesgo, en su mayoría generados por la incapacidad de esta tecnología para adaptarse rápidamente a los picos de demanda altos de vapor, ya que es un equipo de alta inercia térmica, implicando que se adapta difícilmente a las variaciones de vapor drásticas en la línea [25], [26]. Por esta razón, muchas compañías optan por el uso de un sistema mixto en conjunto de biomasa y combustible, donde la primera suple una demanda base de forma continua; mientras que la segunda es la que se adecua a los picos de demanda máxima del sistema, debido a que esta tiene una baja inercia térmica [20].

El riesgo ante la variabilidad de la demanda puede asumirse estableciendo una línea base de presión para garantizar que esta nunca se encontrará por debajo de los valores establecidos, o bien, se puede plantear los mismos casos de control de la producción como con los casos de la demanda en la caldera eléctrica, un consumo más controlado y sin altos picos mitigando gran parte de los riesgos latentes en la biomasa.

6.3. FASE DE EVALUACIÓN DEL RIESGO

Habiendo finalizado el AMEF, se procede a recopilar la puntuación basada en el NPR de cada una de las áreas identificadas en los riesgos (ambiental, laboral y técnico) para cada tipo de caldera evaluado en el estudio.

Tabla 6.3.1. Resumen de evaluación del riesgo para caldera de diésel y GLP.

Caldera Diésel					
Nº	Mayor riesgo detectado	Severidad	Ocurrencia	Detección	NPR
1	Fuga en tanque de combustible	10	1	4	40
2	Incendio en banda transportadora	0	0	0	0
3	Fuga de combustible en desagüe	10	1	8	80
4	Presión sobre los límites de diseño	10	1	2	20
Total Riesgo Ambiental					120
5	Caídas a diferentes niveles	9	2	8	144
6	Electrocución	9	2	3	54
7	Fugas de combustible	8	2	8	128
8	Liberación de gases tóxicos en cuarto calderas	0	0	0	0
9	Atrapamiento	2	1	1	2
Total Riesgo Laboral					328
10	Pérdida llama quemador	10	2	10	200
11	Combustión incompleta en el quemador	7	3	5	105
12	Contraexplosión	10	1	2	20
13	Pérdida de nivel del agua	10	2	2	40
14	Fuga de vapor	9	1	5	45
15	Presión de operación por debajo de 5 bar	5	1	6	30
16	Interrupción fluido eléctrico	8	1	10	80
17	Fugas de agua	9	1	8	72
Total Riesgo Técnico-Económico					592

Caldera Gas Licuado de Petróleo					
Nº	Mayor riesgo detectado	Severidad	Ocurrencia	Detección	NPR
1	Fuga en tanque de combustible	10	1	4	40
2	Incendio en banda transportadora	0	0	0	0
3	Fuga de combustible en desagüe	0	0	0	0
4	Presión sobre los límites de diseño	10	1	2	20
Total Riesgo Ambiental					40
5	Caídas a diferentes niveles	9	2	8	144
6	Electrocución	9	2	3	54
7	Fugas de combustible	8	4	2	64
8	Liberación de gases tóxicos en cuarto calderas	0	0	0	0
9	Atrapamiento	2	1	1	2
Total Riesgo Laboral					264
10	Pérdida llama quemador	10	2	10	200
11	Combustión incompleta en el quemador	7	3	5	105
12	Contraexplosión	10	1	2	20
13	Pérdida de nivel del agua	10	2	2	40
14	Fuga de vapor	9	1	5	45
15	Presión de operación por debajo de 5 bar	5	1	6	30
16	Interrupción fluido eléctrico	8	1	10	80
17	Fugas de agua	9	1	8	72
Total Riesgo Técnico-Económico					592

Tabla 6.3.2. Resumen de evaluación del riesgo para caldera eléctrica y de biomasa.

Caldera Eléctrica					
Nº	Mayor riesgo detectado	Severidad	Ocurrencia	Detección	NPR
1	Fuga en tanque de combustible	0	0	0	0
2	Incendio en banda transportadora	0	0	0	0
3	Fuga de combustible en desagüe	0	0	0	0
4	Presión sobre los límites de diseño	10	1	2	20
Total Riesgo Ambiental					20
5	Caídas a diferentes niveles	0	0	0	0
6	Electrocución	10	3	3	90
7	Fugas de combustible	0	0	0	0
8	Liberación de gases tóxicos en cuarto calderas	0	0	0	0
9	Atrapamiento	0	0	0	0
Total Riesgo Laboral					90
10	Pérdida llama quemador	0	0	0	0
11	Combustión incompleta en el quemador	0	0	0	0
12	Fallo evacuación de gases en el encendido	0	0	0	0
13	Pérdida de nivel del agua	8	2	1	16
14	Fuga de vapor	9	1	5	45
15	Presión de operación por debajo de 5 bar	5	1	6	30
16	Interrupción fluido eléctrico	8	1	10	80
17	Fugas de agua	9	1	8	72
Total Riesgo Técnico-Económico					243

Caldera de Biomasa					
Nº	Mayor riesgo detectado	Severidad	Ocurrencia	Detección	NPR
1	Fuga en tanque de combustible	0	0	0	0
2	Incendio en banda transportadora	10	1	3	30
3	Fuga de combustible en desagüe	0	0	0	0
4	Presión sobre los límites de diseño	10	1	2	20
Total Riesgo Ambiental					30
5	Caídas a diferentes niveles	9	3	8	216
6	Electrocución	9	2	3	54
7	Fugas de combustible	0	0	0	0
8	Liberación de gases tóxicos en cuarto calderas	9	1	8	72
9	Atrapamiento	10	2	8	160
Total Riesgo Laboral					502
10	Pérdida llama quemador	10	3	10	300
11	Combustión incompleta en el quemador	7	3	9	189
12	Contraexplosión	0	0	0	0
13	Pérdida de nivel del agua	10	3	2	60
14	Fuga de vapor	9	1	5	45
15	Presión de operación por debajo de 5 bar	5	7	6	210
16	Interrupción fluido eléctrico	8	1	10	80
17	Fugas de agua	9	1	8	72
Total Riesgo Técnico-Económico					956

Tabla 6.3.3. Resumen del riesgo total de cada caldera.

	Calificación NPR					
	Ambiental	% mejora	Laboral	% mejora	Técnico económico	% mejora
Caldera de Diésel	120	-	328	-	592	-
Caldera de Biomasa	30	75%	502	-53%	956	-61,5%
Caldera de GLP	40	67%	264	20%	592	0,0%
Caldera eléctrica	20	83%	90	73%	243	59,0%

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

Habiendo obtenido todos los resultados referentes al análisis del AMEF y sus criterios de criticidad para la obtención del NPR, es posible realizar una comparación objetiva entre los distintos tipos de caldera. Según se detalla, a niveles generales, la caldera de biomasa es la alternativa que supone un mayor riesgo, seguida de la caldera de diésel, GLP y, por último, la electricidad.

Las calderas de biomasa en relación con las de diésel presentan un aumento del riesgo tanto a nivel laboral como técnico económico con un 53% y 81,5%, respectivamente; esto debido a que son equipos mucho más robustos y con una mayor cantidad de partes móviles que ponen en peligro de riesgo a la salud de los trabajadores. Además, son equipos de mayor altura, por lo que implican mayores probabilidades en el riesgo de caídas. Con respecto al punto de vista técnico-económico, el incremento del riesgo se debe, principalmente, al potencial mayor de fallas inesperadas que puede tener este tipo de calderas; siendo que cuentan con una mayor cantidad de componentes y equipos que en el fallo pueden interrumpir su operación. Las calderas son equipos complejos y disponen de una alta cantidad de sensores para asegurar la seguridad de los trabajadores, la integridad del equipo, las instalaciones y el cumplimiento de su función primaria para suplir la demanda de vapor del sistema.

No obstante, en algunas ocasiones, el control excesivo sobre las variables de operación puede provocar que el equipo no logre encender, dado que este cuenta con una alarma que le impide el poder hacerlo. Precisamente, según lo reportado por los mecánicos del Departamento de Mantenimiento, haciendo una comparación entre la caldera nueva de 200 BHP y la antigua de 250 BHP, es más común que la primera reporte una falla que impida su encendido. Esto debido a que cuenta con una mayor cantidad de sensores y controles automáticos diferenciados; mientras que la segunda es mucho más simple e incluso cuenta con un método de encendido manual. Es más probable que la caldera BHP se encuentra disponible, pero esta ventaja viene acompañada de una operación más riesgosa e ineficiente.

Por lo tanto, del ejemplo anterior se infiere que, cuanto más simple sea un equipo, es menos probable que presente una falla, por lo que la caldera de biomasa será la alternativa de mayor riesgo a nivel de confiabilidad y disponibilidad. En su contraparte, se encuentra la caldera eléctrica que, en este sentido, corresponde al equipo más simple entre los cuatro, por lo tanto, su probabilidad de falla es mucho menor.

La caldera eléctrica es la que toma ventaja en todas las categorías, siendo la que reduce en mayor cantidad el riesgo presente en la caldera actual con un considerable 83, 73 y 59 % en las áreas ambiental, laboral y técnico económica, respectivamente. Sus ventajas se concentran en su simplicidad, capacidad de control en la operación y seguridad de sus sistemas y al nulo trato con sustancias tóxicas que pueden perjudicar el ambiente o a los trabajadores. Los riesgos más notables se presentan a nivel de la pérdida del fluido eléctrico (el cual ya fue explicado en la sección 6.2.5 de “Riesgos en el apartado técnico”) y en electrocución, correspondiendo a un riesgo que puede eliminarse con buenas prácticas de seguridad laboral.

Por último, con respecto al gas LP, se encontró que, bajo los riesgos detectados, su impacto es menor que con el caso del diésel. A lo largo del AMEF y en la contextualización a nivel legal, se detalló claramente que esta es una fuente energética mucho más peligrosa y destructiva en comparación con el diésel, ya que es una sustancia en extremo inflamable, no obstante, gracias a estas mismas razones, la comunidad científica ha desarrollado tecnología apropiada para reducir los riesgos existentes. El Benemérito Cuerpo de Bomberos exige instalaciones con grandes capacidades para mitigar eventos de riesgo, siendo esta la misma razón del porqué la inversión para la instalación del gas es mucho más costosa.

El diésel no cuenta con los sistemas automáticos para la detección de fugas, por lo que no puede suprimir las fallas al momento en que ocurren; si se añade el hecho de que el diésel es una sustancia más tóxica y dañina para el ambiente en comparación con el GLP, se obtiene en definitiva la razón del por qué se encuentra por encima en el desarrollo de riesgos potenciales.

6.3.1. Impacto económico de los fallos inesperados

Las fallas inesperadas en la caldera son un riesgo latente, debido a que estas suponen pérdidas económicas sustanciales, que pueden superar por mucho los costos generados a nivel de mantenimiento, por lo tanto, la disponibilidad y confiabilidad de la caldera influyen grandemente en la toma de una decisión final en la compra.

Cuando se presenta una falla inesperada que no puede ser despejada rápidamente, el procedimiento por realizar es encender la caldera de reemplazo. El encendido de este equipo debe ser periódico para evitar fatigar los tubos de fuego por el cambio de temperatura, preservando, de esta forma, su periodo de vida útil; debido a esto, el encendido del equipo puede ser superior a una hora.

Actualmente, el Departamento de Mantenimiento no cuenta con un registro puntual del tiempo en horas perdido por fallas en la caldera; no obstante, se realizó la consulta al Departamento de Tintorería; el cual sí genera un registro de fallos y su tiempo muerto en las máquinas teñidoras THIES. La información obtenida se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6.3.1.1. Histórico de tiempos muertos en tintorería del 30 de julio al 5 de octubre 2022.

Etiquetas de fila	Tiempo muerto (h)	Etiquetas de fila	Tiempo muerto (h)
Cambio Programa	4,318	Jobticket sin imprimir	0,174
Canasta no disp.	0,417	Lavado Canasta	2,328
Cierre de Semana	234,771	Mantenimiento Programado	424,452
Colorante Drenado	4,198	Operario en Entrenamiento	1,002
Esperando Acople	96,066	Operario en reunion	36,022
Falta de agua	6,212	Operario no vino	138,415
Falta de corriente	1,938	Probl. Temperatura	64,696
Falta de empaque	0,854	Problema Caldera / Vapor	35,195
Fórmula sin pesar	21,098	Problema Nivel	144,598
Fugas Agua/Aire	61,647	Problema Tanque B	7,795
Hilo no cargado	8,377	Problema Tapa	23,287
Hilo no Majado	0,462	Problema Tecla	4,847
Hilo sin pesar/entr.	3,119	Sin órdenes	610,259
Inspección calidad	1,764	Otros	33,747
Suma Total	1972,058		

Fuente: elaboración propia con los datos del Departamento de Tintorería (MS Excel 365)

Lamentablemente, el Departamento de Tintorería no ha incluido en el registro histórico total la categoría “Problema Caldera/Vapor”, puesto que estos tiempos muertos son ajenos al uso de las máquinas THIES y, por lo tanto, quedan por fuera de su jurisdicción en el departamento. El registro que se muestra en la tabla es el solicitado durante la realización de la práctica, como se observa, solo se cuenta con la cantidad de fallos del periodo del 30 de julio al 5 de octubre; puesto que la memoria del *software* OrgaTEX X1 Workplace no permite generar un historial más grande.

La categoría de los problemas en la temperatura sí cuenta con un registro total; además, están relacionados de forma indirecta con la caldera. Estos también pueden deberse a problemas

con las válvulas de entrada de vapor de las máquinas, los sensores de temperatura, problemas en el sistema de modulación de las válvulas, etc. Por lo que no pueden establecerse como un punto base para determinar los tiempos de falla de caldera.

El programa es capaz de subdividir los tiempos de las categorías según la fecha en que ocurrieron y la máquina donde sucedió el fallo; los anexos 13 y 17 contienen las tablas con esta información. En el anexo 17, se observa un comportamiento interesante de las fallas por temperatura y es que en esta categoría no es común encontrar máquinas de pequeña capacidad; todos los errores reportados corresponden a los modelos THIES de 500 KB o superior. Esto implicaría que las fallas descritas pueden no deberse a fallas por sensores de temperatura, ya que estas serían mucho más puntuales. Además, también es improbable que las fallas en las válvulas de regulación se presenten continuamente y solo en las máquinas grandes.

Por lo tanto, se tiene la hipótesis de que la afectación a nivel de temperatura tiene gran relación con la caldera, específicamente, en su capacidad de modulación, ya que estos equipos, a pesar de ser de baja inercia, no tienen una regulación infinita. Este aspecto declara una ventaja sobre la caldera eléctrica, debido a que esta sí tiene la capacidad de dicha modulación con sus controles SCR. Además, su respuesta a la demanda es mucho más rápida, puesto que la transferencia de calor y el accionamiento de las resistencias es mucho más pequeño, además de que requiere de un menor tiempo de calentamiento, debido a que su cámara de vapor tiene un volumen reducido.

Del anexo 13 se determinan dos fallos generalizados en todas las máquinas, el 7 y 15 de agosto, que representan un promedio de tiempo muerto en cada máquina de 0,583 y 1,196 h para cada día respectivamente. Además de una falla puntual en la máquina 8 que probablemente se haya debido a un problema en su válvula de vapor, ya que es un fallo único, cuyo tiempo de duración fue más elevado.

Para conocer el impacto de estos tiempos de parada, se hicieron consultas primeramente en el Departamento de Manufactura y luego en el de Contabilidad. En el primer caso, se afirma que los tiempos de parada de la caldera no necesariamente implican una pérdida económica elevada, puesto que existe una cola del producto de tintorería lista para ser procesada por enconado, con lo que se siguen generando ventas. No obstante, el jefe del Departamento solicitó que se realizara la consulta de forma directa al Departamento de Contabilidad para obtener un mejor acercamiento.

Realizando la consulta, se informó que el costo por hora de producción perdido en tintorería equivale a un aproximado de \$3330; precio en el que no se incluye el potencial de ventas y la respectiva ganancia del producto, sino únicamente su costo. Es importante mencionar que este precio es variable y depende directamente de los pedidos realizados por los clientes, además de otros factores como la fórmula química del hilo, el tipo de fibra a procesar, las máquinas que se utilicen con mayor o menor frecuencia según las necesidades de producción, etc. Para poner en perspectiva los criterios de ambos departamentos, se realizan análisis económicos tomando en cuenta o ignorando el valor de las pérdidas monetarias por paradas en producción a causa de la caldera.

Para efectos del coste por parada, no se toma en cuenta el tiempo perdido por problemas de temperatura, ya que descifrar la naturaleza de la falla es complejo y requiere de un análisis más profundo. La información referente a este anexo fue agregada como una forma de ejemplificar el cómo puede afectar la capacidad de la caldera para adaptarse a la demanda en cuanto al costo productivo. Por lo tanto, se toma en cuenta únicamente el historial del anexo 13.

Recordando que la información recopilada tiene la limitante de referirse únicamente al periodo del 30 julio al 5 de octubre, será necesario identificar la probabilidad de fallo por medio de alternativas adicionales. El método propuesto fue por medio de entrevistas a los trabajadores, ya que no existe registro alguno sobre las fallas ocurridas en las calderas o su tiempo de parada. Se realizó una entrevista conjunta con el mecánico encargado de la caldera y al jefe del Departamento de Mantenimiento y de esta se obtuvo la siguiente información:

- El mantenimiento correctivo realizado para la caldera es escaso, gracias a que las técnicas de mantenimiento preventivo periódicas obtienen buenos resultados.
- El error más común con relación a la caldera y que, además, ha provocado un paro de la producción es el olvido de la compra del gas que enciende la llama piloto. Un tanque de gas dura en promedio 2 meses para la caldera de 200 BHP y 2 semanas para la de 250 BHP.
- Luego de este acontecimiento, el más probable es con respecto a un fallo en el quemador, esto debido a que es el equipo de la caldera que cuenta con una mayor cantidad de sensores y componentes para permitir su funcionamiento, entre los que se menciona la chispa, actuadores de gas, diésel, ventilador y sus componentes asociados,

como el motor, rodamientos, aspas, eje, motor para cada dámper de direcci3n del flujo (ventilador y retroalimentador de gases), etc.

- Los fallos del quemador son evitables por medio del mantenimiento preventivo, pero es incierto el momento en que pueda ocurrir una falla en alguno de todos los componentes.
- A pesar de la informaci3n descrita, se detalla basado en la experiencia de los entrevistados que la caldera puede presentar un problema dos veces en promedio por año. Aunque se tiene conocimiento de un máximo de cuatro veces.

De acuerdo con la informaci3n presentada, se toma el tiempo de falla ya conocido del periodo del 30 de julio al 5 octubre y se aproxima en que la caldera podrá tener un inconveniente de la misma naturaleza una vez más a lo largo del año. Con respecto a la caldera de biomasa, la posibilidad de riesgos de parada por fallos es un 150% mayor, según lo mostrado en el análisis de la gesti3n del riesgo; con lo que el incremento del tiempo de parada será aproximado utilizando este mismo porcentaje.

El NPR correspondiente a un fallo inesperado en un quemador de biomasa será mayor. Este no fue abordado en el AMEF por motivos de tiempo, pero se tiene el conocimiento por parte de fabricantes de que los inconvenientes de mantenimiento en este equipo son mucho mayores. En la caldera de biomasa, la entrada de combustible se hace por medio de una banda transportadora que ingresa al interior de la cámara de combusti3n, all  el combustible es completamente consumido y las cenizas sobrantes se retiran por la misma acci3n de la banda. En un quemador adaptado, esto no ocurre; el quemador debe ser capaz de contener en su interior la biomasa para encenderla y así producir la llama. Una vez que esta se consume, es expulsada por la acci3n de tiro del ventilador. Este quemador tiene el riesgo de sufrir atascos de biomasa s3lida, por lo que las probabilidades de paro son ligeramente mayores, haciendo que suba una categoría en el criterio de ocurrencia.

Por su parte, la caldera tiene un riesgo de 0, debido a las capacidades de este equipo para operar aún con el fallo de uno de sus componentes resistivos (ver secci3n 5.3.3. "Electricidad"). Tomando en cuenta esta informaci3n, se aproximan los costos de parada:

Tabla 6.3.1.2. Comparación entre los costos por tiempo de parada de la caldera.

	Diésel/GLP	Caldera de Biomasa	Quemador de Biomasa	Electricidad
Riesgo detectado por pérdida de llama Quemador	200	300	400	0
Comparación probabilidad de ocurrencia	100%	150%	200%	0%
Precio por parada (\$/h)	3330			
Tiempo de parada (h/año)	3,56	5,34	7,11	0,00
Costo por tiempo parada (\$)	11845	17768	23691	0
Costo por mantenimiento sección 5.3.4 (\$)	15768	19741	25915	9957

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

Tal como se detalla, el costo por tiempo de parada supone una porción muy importante del costo final de ciclo de vida. Únicamente unas aproximadas 3,56 horas a lo largo de todo un año pueden significar una pérdida económica de hasta \$11845, o de \$23691 en el caso más crítico con el quemador biomasa; precios que casi igualan los costos totales por mantenimiento obtenidos en ese mismo año.

Se hace la recomendación futura para generar los tiempos de parada relacionados a la caldera cada mes, de esta forma, se podrá tener un registro completo sobre los tiempos de fallo real en este equipo y, por lo tanto, una mejor comparación futura con los otros tipos distintos de fuentes energéticas. Muy probablemente los tiempos vistos en la tabla anterior sean menores que los que se esperan en la vida real, puesto que también influyen otros factores como mantener constancia en la temperatura en cada máquina de tintorería. Un requisito que necesita de una gran precisión en la demanda de vapor que solo puede brindar un equipo de alta tecnología como lo es la caldera eléctrica.

Por esta razón, aunque preliminarmente la caldera eléctrica pueda parecer un equipo más costoso en su LCC, este tiene ahorros económicos que se perciben de forma indirecta, ya sea a partir de los tiempos de falla reducidos, una operación mucho más silenciosa, una simplicidad remarcable, menores costos por mantenimiento, un menor riesgo para la salud pública y de los trabajadores, etc.

Si, además, se recuerda lo visto en el apartado introductorio del marco legal, los accidentes ambientales que pueden ocurrir potencialmente en calderas de diésel, GLP y biomasa pueden significar consecuencias gravísimas que evolucionan desde multas de 3 salarios base hasta tiempos en prisión de 20 años, dependiendo de la naturaleza del accidente; por lo que la adquisición de equipos altamente seguros como la caldera eléctrica traen consigo una

disminución de las preocupaciones de las personas que ostentan grandes cargos de responsabilidad en la empresa.

Dando por finalizado el análisis de la gestión del riesgo, se continúa con el siguiente pilar fundamental para la toma de decisiones de la empresa, el cual se concentra en la mejora ambiental que los equipos son capaces de proveer.

7. PROYECCIÓN DE MEJORA AMBIENTAL Y ENERGÉTICA

La presente sección tiene como fin desarrollar y cumplir con lo establecido en el tercer objetivo propuesto del presente proyecto. El cual se centra, prioritariamente, en dar a conocer al lector la proyección de la mejora ambiental que tendrá cada tipo de combustible en relación con la huella de carbono de la empresa. Para este apartado, se siguen los lineamientos de la Norma ISO 14064-1:2018-Sistema de Gestión Huella de Carbono, además, se toma en cuenta las recomendaciones realizadas por la Norma ISO 50006:2014-Sistemas de Gestión de la Energía para la definición de indicadores importantes, con el fin de mantener un control sobre la mejora ambiental y energética de la caldera que se instale a futuro.

En el marco teórico, se definieron los pasos por tomar en cuenta para medir eficazmente la huella de carbono de la empresa y cómo utilizarla para desarrollar un impacto positivo a nivel ambiental. De los siete elementos clave expuestos, se han definido cuatro de ellos en secciones anteriores del proyecto, correspondiendo a la definición del objeto y campo de aplicación (1), el contexto de la organización (2), las actividades de mitigación (5) y la etapa de apoyo y recursos (6).

Contextualizando algunos de los elementos anteriores, se rescata que los objetivos de la empresa se encuentran alineados en la mejora de su imagen ambiental; participa de certificaciones e iniciativas de lucha contra el cambio climático como la Science-Based Target Initiative (SBTi), la marca Higg y su marca personal EcoDriven. Por medio de esta última, la empresa se compromete a continuar invirtiendo en tecnologías innovadoras que contribuyan a la reducción de huella ambiental (6). Con base en el planteamiento del problema (sección 2.1.), se establecieron objetivos y una metodología (1) para abordar el estudio. Una de las más eficientes son actividades de mitigación (5) que consisten en evaluar la sustitución de la principal fuente de emisiones de CO₂ de la empresa que corresponde a la quema de diésel en las calderas.

7.1. FUENTES ADICIONALES DE CO₂ IDENTIFICADAS

Además de la cantidad de CO₂ liberado a la atmósfera producto de la quema del diésel, también se identificaron otras fuentes de emisiones directas de CO₂. No obstante, estas quedan fuera del estudio, debido a que su impacto es mucho menor que el que se estima para las calderas. Estos impactos son:

- Dos montacargas utilizados para transportar el producto terminado a la bodega de almacenamiento y, posteriormente, a los camiones de carga. Estos utilizan gas LP como fuente energética.
- Emisiones de CO₂ a causa del transporte del producto hacia su destino final con el cliente.
- Emisiones de efecto invernadero indirectas provenientes de los desechos biológicos de la empresa. Para este apartado, se adquirió una planta de tratamiento de alta tecnología que compacta y seca la materia biológica para ser desechada adecuadamente, según lo estipulado por las normas costarricenses.

7.2. LÍMITES DEFINIDOS PARA LA HUELLA DE CARBONO

Como parte de la jurisdicción costarricense, la empresa se encuentra atada a los objetivos a nivel del país, los cuales son definidos por planes ambientales como el PND, declarado de interés público. No obstante, de forma voluntaria, Hilos A&E de Costa Rica S.A. se ha sumado a la lucha contra el cambio climático, donde ha expresado públicamente, por medio de su compañía madre Elevate Textiles, la meta a largo plazo para alcanzar las cero emisiones netas en el 2050 y un 100% de utilización de energía renovable en sus instalaciones para el 2030 [9].

Un aspecto importante que detalla la norma es que debe fijarse un límite temporal o año base para comparar las emisiones de GEI en el tiempo. Este año base puede tener la necesidad de ser recalculado en caso de que se den cambios estructurales, cambios en el enfoque de los límites, por el surgimiento de nuevas fuentes de GEI y por cambios significativos en la metodología de cuantificación. Para efectos de este estudio, se utiliza el mismo año base utilizado para el cálculo de la etapa de operación del LCC de las calderas.

7.3. ACTIVIDADES DE MITIGACIÓN

Según lo recomendado por la norma, dependiendo del trayecto que tome la empresa, se pueden tomar diferentes acciones para reducir la huella de carbono:

- La optimización del uso de las instalaciones.
- La sustitución de los equipos por otros más eficientes.
- La compensación de la huella de carbono.

La opción 3 plantea la oportunidad para que las empresas que deseen contribuir en la reducción de su huella de carbono puedan hacerlo, aun cuando no son capaces de eliminar por completo las emisiones de CO₂ de su proceso productivo. Estas compensaciones se pueden realizar planteando proyectos de reforestación que compensen las emisiones generadas, o bien financiando instituciones que se dediquen a estos fines. En Costa Rica, este tipo de mitigación se conoce como unidades de compensación costarricenses o UCC.

Las UCC nacieron del Decreto Ejecutivo (DAJ-62-2012-MINAE) firmado en el año 2013, de este decreto nace la primera junta que pone en función el mercado local de carbono, el cual pretende, como su objetivo principal, inyectar dinero a proyectos de conservación de bosques y reforestación [66]. A la fecha, la única entidad autorizada para recibir dinero generado a partir de las UCC es el Fondo Nacional de Financiamiento Forestal (FONAFIFO); actualmente, cada crédito de UCC equivale a una tonelada de CO₂ emitido y tiene un costo de \$7,5 [67].

Para que la empresa tenga beneficio de la compensación de UCC, o bien para que la inversión en el proyecto de sustitución de los combustibles fósiles por energías limpias y libres de CO₂ tenga un mayor atractivo, la empresa podrá participar de la iniciativa del Programa País de Carbono Neutralidad de Costa Rica. Esta es una marca conocida a nivel nacional y otorga la posibilidad a la empresa Hilos A&E de promocionarse como ambientalmente sostenible, incrementando sus oportunidades de visibilidad en el mercado nacional para atraer a nuevos socios de la cadena de valor e inversionistas. Por añadidura, al participar de programas para el mejoramiento ambiental a nivel local, la empresa podrá crecer en su calificación personal en el índice de Higg, la cual es tomada con valor y cuenta con el mismo beneficio, pero a nivel internacional.

7.4. CUANTIFICACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO

La Norma ISO 14064-1:2018-Sistema de Gestión Huella de Carbono define diferentes metodologías para el cálculo de la huella de carbono; el método más común corresponde al definido y aceptado por la IPCC. En Costa Rica, el programa para el control de emisiones de efecto invernadero se encuentra regulado por el PPCN, el cual sigue el mismo método de cálculo recomendado por la norma. Este se fundamenta en determinar las emisiones de GEI para cada tipo de combustible según su consumo. La Norma considera tres tipos de GEI: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O). Los últimos dos gases deberán ser convertidos a emisiones de CO₂ equivalentes según su potencial de calentamiento global [68]. A continuación, se muestra una figura con el método de cálculo aceptado:

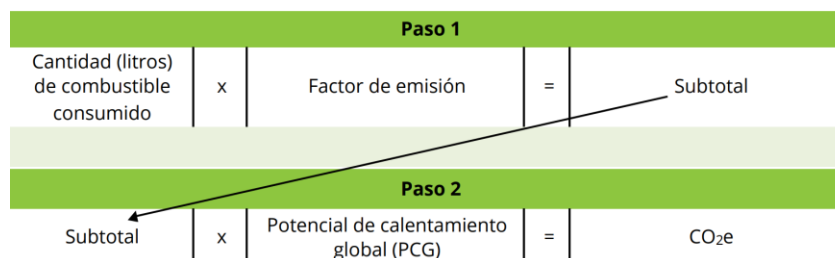


Figura 7.4.1. Cálculo de la huella de carbono con base en las emisiones de CO₂ equivalente, método IPCC. **Fuente:** [68].

Para los datos sobre el consumo de combustible equivalente, se toman los utilizados en la sección 5.2. “Operación”; mientras que, con respecto a los factores de emisión, se utilizan los datos que provee el Instituto Meteorológico Nacional [69], ya que son los aceptados en la normativa costarricense [70]. Sin embargo, en caso de que dentro de estos factores no se encuentre disponible el de algún otro combustible, será necesario acudir al cuadro 2.3 “Factores de emisión por defecto de la combustión estacionaria de las industrias manufactureras y de la construcción” del IPCC [71]. A continuación, se adjunta una tabla con los factores de emisión para cada fuente abordada en el análisis:

Tabla 7.4.1. Factores de emisión de CO₂ según la fuente energética.

Tipo Energía	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Diésel (g/L)	2613	0,122	0,02442
Gas LP (g/L)	1611	0,027	0,002745
Biomasa (g/kg pellet)	1848	0,495	0,066
Electricidad (g/kWh)	40	-	-
Potencial de calentamiento Global IPCC	1	21	310

Fuente: elaboración propia con los datos del IMN, [68] y [71] (MS Excel 365)

El IMN no cuenta con información sobre el factor de emisiones de la biomasa, por lo que se tomó el que ofrece el IPCC para la categoría: “Biocombustibles sólidos: Madera/desechos de madera”; los cuales hacen alusión a los pellets. Para establecer una base de comparación apropiada como la recomendada por la Norma ISO 50006:2014-Sistemas de Gestión de la Energía, se convierten las unidades del factor dado en kg/TJ en g/kg de pellet, tomando dentro del cálculo el poder calorífico base de 16,5 MJ/kg, tal como se muestra, a continuación:

$$FE \text{ biomasa} = \text{Factor IPCC} \left(\frac{kg}{TJ} \right) \cdot \frac{1000 g}{kg} \cdot \frac{1 TJ}{10^6 MJ} \cdot \text{Poder calorífico biomasa} \left(\frac{MJ}{kg} \right)$$

Ecuación 7.4.1. Conversión del factor del IPCC en kg/TJ a g/kg de pellet. Fuente: IPCC [71].

Si bien las calderas de biomasa emiten emisiones de CO₂ al ambiente; estas son consideradas neutras por el PPCN, por lo que deberán ser reportadas por separado en el reporte anual de emisiones (ver ejemplo en apéndice 4), dando a entender que no influyen dentro del pago de las UCC. Por lo tanto, utilizando los datos del consumo equivalente de combustible, los factores de la tabla 7.4.1. y el método de cálculo de la figura 7.4.1., se obtiene la cantidad de emisiones totales liberadas por cada fuente:

Tabla 7.4.2. Emisiones equivalentes según cada fuente energética.

Tipo de fuente	Consumo (U/año)	U	Emisión de Gases de Efecto Invernadero (ton/año)				
			CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Total CO ₂ equiv	Total CO ₂
Diésel	574 273	L	1 500,60	0,07	0,014	1 506,40	1 506,40
Gas LP	866 983	L	1 396,70	0,023	0,002	1 397,90	1 397,90
Caldera Biomasa	1 253 708	kg	2 316,90	0,621	0,083	38,7	2 355,50
Quemador Biomasa	1 384 712	kg	2 558,90	0,685	0,091	42,7	2 601,70
Electricidad	4 935 574	kWh	197,4	-	-	197,4	197,4

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Como se ha reportado anteriormente, según lo considerado dentro del PPCN, la cantidad de CO₂ liberado por cada fuente se traduce en un costo económico anual, el cual formará parte del LCC de las calderas, ya que, con base en los objetivos de la empresa, se desea conseguir la carbono neutralidad. Según se detalla en la página principal de la FONAFIFO, la multa por cada tonelada de CO₂ equivalente tiene un costo de \$7,5 [67]. Tomando la séptima columna de la tabla 7.4.2., se obtiene el valor total de la multa anual aproximada.

Tabla 7.4.3. Costo por las unidades de compensación costarricenses con base en el consumo equivalente de CO₂ anual.

Tipo de fuente	Total CO ₂ equiv (Ton)	Costo anual por créditos UCC (\$)
Diésel	1506,4	\$ 11 297,96
Gas LP	1397,9	\$ 10 484,54
Caldera Biomasa	38,7	\$290,12
Quemador Biomasa	42,7	\$320,44
Electricidad	197,4	\$ 1 480,67

Nota: se debe recordar que las emisiones directas de CO₂ no se toman en cuenta dentro de las UCC.

Nota 2: Los costos se incluirán dentro del LCC.

La Norma ISO 14064-1:2018-Sistema de Gestión Huella de Carbono y la ISO 50006:2014-Sistemas de Gestión de la Energía detallan la importancia de que los indicadores definidos deben ser coherentes y de fácil comprensión para aportar un horizonte claro en las metas que pretende lograr la empresa [42], [43]. Una de las mejores formas para lograrlo es mostrando directamente el impacto ambiental de la huella de carbono que deja la empresa con respecto a la cantidad de árboles que se necesitan para compensarla.

Los árboles son esenciales dentro del ciclo de carbono, por medio de la fotosíntesis estos son capaces de absorber grandes cantidades de CO₂ de la atmósfera, liberan O₂ y fijan el carbono en azúcar; mismo que posteriormente utilizarán para construir sus raíces, tronco y ramas [72]. En resumen, los árboles son la tecnología más eficiente para la lucha contra el cambio climático, siendo capaces de producir oxígeno respirable al mismo tiempo que almacenan el carbono de forma sólida y duradera. La capacidad de cada árbol para absorber CO₂ dependerá de muchos factores como su especie, edad, localización, tamaño, etc.

Brenes [73] realizó un estudio sobre las especies autóctonas que se cultivan en Costa Rica con fines de secuestrar CO₂ de la atmosfera. Según las mediciones realizadas por la Unidad de Carbono en la EARTH, la especie con una de las mejores capacidades de absorción es la *Terminalia amazonia*, comúnmente conocida en Costa Rica como roble coral, que cuenta con una fijación de carbono de 24,59 ton CO₂/año/hectárea a una edad de 7,5 años. Con este dato es posible realizar una división simple para visualizar la cantidad de hectáreas totales que se necesitan para fijar el carbono que se produce cada año en la empresa solo por el concepto del consumo energético de las calderas, así como la proyección con respecto a las otras fuentes. En la siguiente tabla, se observa los resultados obtenidos:

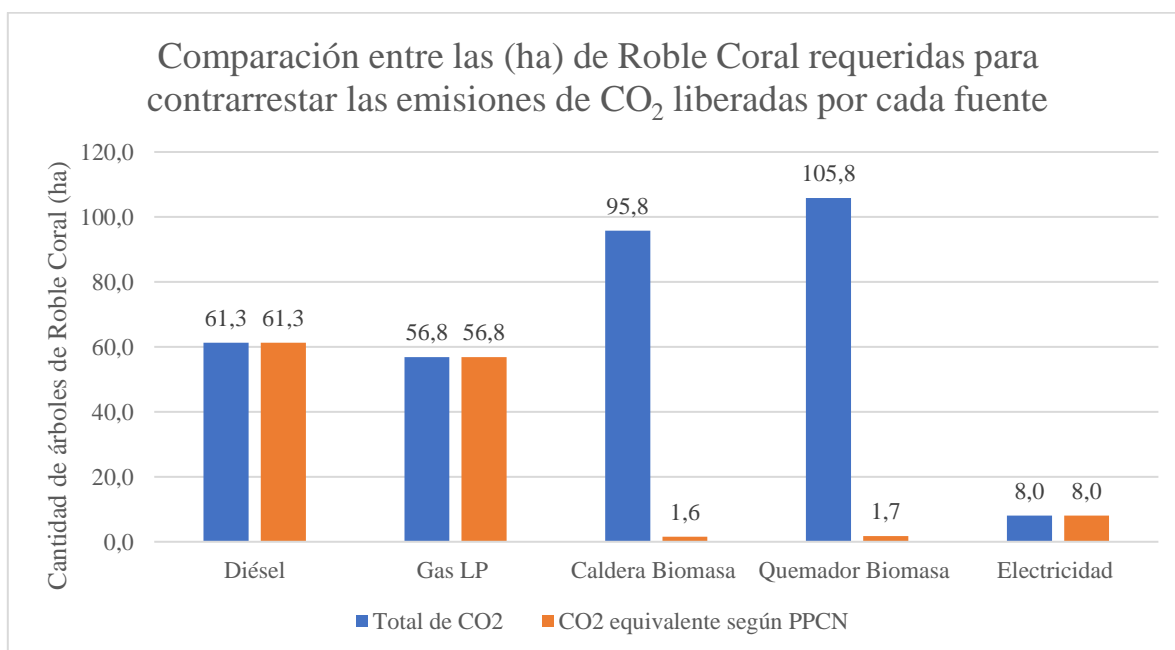
Tabla 7.4.4. Hectáreas de roble coral para contrarrestar las emisiones de CO₂ por concepto de uso de las calderas.

Tipo de fuente	Total CO ₂ (ton/año)	ha Roble Coral	Total CO ₂ equiv (ton/año)	ha Roble Coral
Diésel	1 506,4	61,3	1506,4	61,3
Gas LP	1 397,9	56,8	1397,9	56,8
Caldera Biomasa	2 355,5	95,8	38,7	1,6
Quemador Biomasa	2 601,7	105,8	42,7	1,7
Electricidad	197,4	8,0	197,4	8,0

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365)

7.5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los cálculos realizados en la sección anterior son fundamentados en lo que recomienda la Norma ISO 14064-1:2018-Sistema de Gestión Huella de Carbono y el PPCN. Los datos del consumo equivalente fueron obtenidos directamente de mediciones realizadas en campo a lo largo del último año, por lo que la aproximación sobre las emisiones liberadas por las calderas sigue una representación fiel con base en lo que se tiene en la realidad. Para comparar el impacto ambiental de cada tipo de caldera, se adjunta el siguiente gráfico:



Gráfica 7.5.1. Comparación del equivalente de hectáreas necesarias según la cantidad total de emisiones de CO₂ liberadas al ambiente y la cantidad equivalente según las especificaciones del IPCC.

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365).

De la gráfica anterior, se obtienen resultados contundentes sobre el impacto ambiental de cada fuente. Primero, se percibe que el diésel requiere de 61,3 hectáreas de roble coral para mitigar la cantidad de emisiones liberadas en el año de estudio. Cabe resaltar que, en términos matemáticos, cada hectárea es equivalente a 10 000 m²; una porción de terreno en la que se pueden sembrar hasta 416 ejemplares de roble coral [73]. Esto quiere decir que, en total, sería necesario contar con 25 501 árboles de 7,5 años de edad trabajando durante todo un año para mitigar las emisiones liberadas al ambiente por la caldera actual, significando mucho tiempo, espacio y esfuerzo.

La caldera de gas LP logra una mitigación de 4,5 hectáreas de roble coral, lo que es equivalente a una reducción del 7,34%. Una cantidad pequeña, a pesar de que el gas cuenta con un factor de emisión menor al diésel. Esto debido al inconveniente del gas para encontrarse en estado gaseoso y requerir de un mayor volumen para recorrer el mismo camino que el combustible líquido. Esto reduce su poder calorífico total y la eficiencia efectiva de la caldera, resultando, entonces, en un mayor consumo de combustible y, por ende, incrementando su cantidad de emisiones totales; aun así, ambientalmente, esta fuente energética representa una mejora.

7.5.1. Impacto ambiental de la biomasa como fuente energética

Los resultados obtenidos por la biomasa evidencian que existe una variación importante entre las emisiones liberadas a la atmósfera con respecto a las que se reportan realmente en el informe de emisiones del PPCN; razón por la cual se destina una sección aparte para su análisis.

Se puede observar en la gráfica de la figura 7.5.1. que, considerando los factores de emisión del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), las emisiones de CO₂ totales emitidas al ambiente son incluso mayores que las de diésel, tomando en cuenta un aumento de 44,5 hectáreas (72,6% adicional) con el quemador. Mientras que, en el caso de la caldera de biomasa, cuya eficiencia es mayor el incremento de emisiones con respecto a diésel, es del 56,3% (34,5 hectáreas adicionales), causando una intriga importante, puesto que esta fuente es promocionada en Costa Rica como ambientalmente sostenible.

En el PPCN, se hace la distinción de que el CO₂ resultante de la quema de biomasa es llamado CO₂ biogénico, ya que este forma parte del ciclo natural del carbono y, por lo tanto, será reutilizado en algún momento del ciclo por las plantas en el proceso de la fotosíntesis. Razón por la cual deberá contarse por separado en el inventario del GEI; no obstante, las

emisiones de CH₄ y N₂O sí deberán considerarse [68]. Haciendo esta distinción, la biomasa pasaría a tener una reducción en las emisiones con respecto al caso actual de hasta 97,4% en el escenario más ineficiente del quemador; un cambio dado simplemente por considerar la política del PPCN.

La desviación que existe entre ambos porcentajes trae la inquietud sobre qué es lo que ocurre realmente con las emisiones de CO₂ liberadas por la biomasa, ya que, de la misma forma que ocurre con los combustibles fósiles, es exactamente la misma molécula la que se está liberando. Esta situación ha llevado a una discusión en la comunidad científica donde un gran número de estudios y artículos consultados, como [45], [74], [75], [76], [77], [78], difieren de la opinión sobre que la quema de biomasa sea una práctica beneficiosa para el ambiente en comparación a la quema de los fósiles.

Según detalla Gosse, miembro de la compañía experta de construcción de calderas de diferentes tipos energéticos BOSCH [45], la energía aparentemente verde procedente de la combustión de biomasa va acompañada de un aumento de las emisiones de gases de escape; la cantidad de partículas liberadas (hollín) y la presencia de gases tóxicos como el monóxido de carbono y el óxido nítrico que ponen en peligro la salud pública [77].

Gosse continúa afirmando que los residuos de madera como los pellets no son neutrales en cuanto al balance total de CO₂, puesto que se necesitaron procesos energéticos para poder fabricarlos, incluyendo procesos de secado, manejo de la madera, peletizado, manejo en sitio, los medios de transporte de la materia prima hacia y desde el lugar de producción del combustible, etc. [45], [74].

La Asociación para la Integridad de las Políticas (PFPI por sus siglas en inglés) está conformada por un grupo de personas que utiliza la ciencia, los litigios y el análisis de políticas para proteger el clima, los ecosistemas y las personas [78]. Estos mencionan que existen dos argumentos mayormente utilizados para defender la carbono neutralidad de la biomasa como combustible. El primero se fundamenta en que esta aprovecha residuos madereros de otras actividades económicas que iban a ser desechados de todas formas y el segundo gira en torno a que las nuevas plantas y árboles que crecen recapturarán el CO₂ emitido por la quema de biomasa, por lo que el equilibrio total es cero.

Con respecto al primer argumento, estudios realizados, como [74], [78], identifican que el impacto ambiental de quemar la biomasa proveniente de desechos de otras actividades

económicas es mayor que cuando se desecha. Esto gracias a que la madera, aun cuando se encuentra en descomposición, retiene gran parte del carbono en su estructura por décadas; además de que una porción se incorpora al carbono del suelo. Mientras que, el quemar la biomasa, equivaldría a utilizar una bomba que traslada directamente el carbono fijado en los árboles hacia la atmósfera.

No obstante, la biomasa trae beneficios en torno a promover la economía circular en el país incrementando el empleo en zonas rurales y reduciendo los costes de industrias agropecuarias porque aprovechan sus residuos en la producción de combustible [10]. Pero los desechos generados por estos sectores no serán suficientes cuando se pone en consideración la peligrosa corriente a nivel nacional e internacional, donde las nuevas políticas planteadas no solo no han limitado la quema de biomasa, sino que la han incentivado [75].

Con la exoneración en los pagos de las UCC [68] y de los impuestos de la compra del combustible [51], se ha creado una corriente cascada que impulsará el consumo de la biomasa, un fenómeno que obligará a cortar plantaciones solo para el abasto de esta materia prima cuando los residuos madereros no sean suficientes. Este fenómeno lleva al segundo argumento en defensa de la biomasa, donde se justifica que, con una buena gestión, se puede compensar el carbono liberado a la atmósfera con nuevas plantaciones de árboles.

Artículos afirman que el argumento solo sería válido, si no se tiene bajo consideración el importante factor del tiempo. La quema efectiva de un árbol completo en la caldera es un proceso que puede durar unas cuantas horas; mientras que lograr que un árbol de las mismas características crezca es un proceso que puede durar años [77], [78]. Estudios de científicos estiman que el tiempo de recuperación para alcanzar la neutralidad del carbono con la biomasa oscila entre los 44 y 104 años, dependiendo del tipo de bosque [75].

En los argumentos dados a favor de la biomasa, no se contabiliza que al cortar un árbol se cesa inmediatamente la capacidad que este tenía para absorber CO₂. Un hecho que no ocurre en fuentes como el GLP, ya que en este último caso, los árboles siguen vivos para eliminar las GEI de la atmósfera, dando a conocer que el incremento en la demanda de este combustible llevará a acciones que incrementarán el efecto invernadero, incluso más que con fuentes fósiles [75], [76], [77].

Si bien esta puede ser considerada como una fuente renovable porque puede ser obtenible a través de la naturaleza con la siembra de nuevos árboles, no puede ser considerada como una

energía limpia, ya que su liberación de GEI repercute negativamente al ambiente a largo plazo; un hecho evidenciado por medio de los diferentes estudios acotados. Por ende, el considerar a la quema de biomasa una acción carbono neutral no fue una decisión tomada con base en la ciencia, sino política [76].

7.5.2. Oportunidades con el uso de la electricidad

Observando los resultados de la gráfica y tomando en cuenta la información de la sección anterior, la alternativa más amigable con el ambiente es la caldera eléctrica. En sitio, esta alternativa tiene emisiones cero de CO₂, por lo que las emisiones mostradas en la gráfica se atribuyen a los proveedores de energía. Para este efecto, el IMN cada año otorga un factor de emisiones, el cual varía en función de las fuentes energéticas utilizadas para generar la electricidad durante ese año. Entonces, se establece que las emisiones de CO₂ mostradas equivalen al impacto ecológico real del uso de la energía eléctrica. En comparación con el diésel, esta supone una reducción de 53,3 hectáreas de roble coral, equivaliendo a un 86,95 %; lo que pone en evidencia que la electricidad contribuye de forma real a uno de los mejores impactos ecológicos que se pueden tener en la actualidad, considerando todas las fuentes energéticas a disposición.

En Costa Rica, la electricidad plantea una gran oportunidad para Hilos A&E en su mercado competitivo, esto debido a que la matriz energética es de gran calidad, estable y es generada casi en un 100% por energías limpias. Esta no es la situación para la mayoría de los países a nivel mundial, puesto que, como se observa en la figura 7.5.2.1., el promedio en el mundo se encuentra con una generación de energías renovables solo del 20,02 %; mientras que Costa Rica domina con un 99,05% en el 2021.

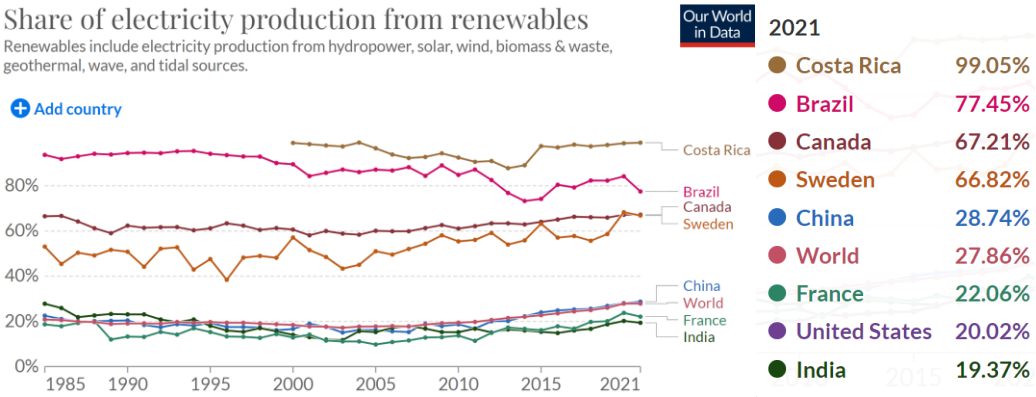


Figura 7.5.2.1. Porcentajes de uso de energías renovables para producir electricidad en diferentes países y el promedio a nivel mundial. **Fuente:** Our World in Data [79].

Es importante aclarar de dónde proviene esta energía renovable, ya que, como se mostró en la sección anterior, si una gran parte de esta es generada con biomasa, se tendrá una desviación entre las emisiones reales versus las reportadas, formando parte de una energía renovable, pero que no es limpia. A continuación, se adjunta la generación por fuente del año 2019 reportada por la empresa de servicios ICE.

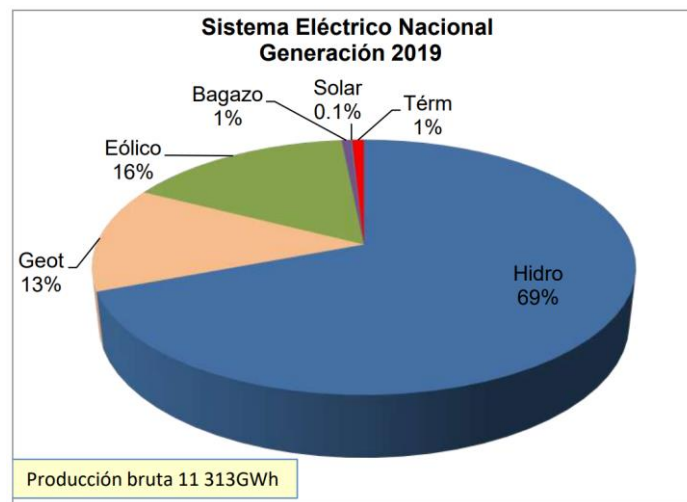


Figura 7.5.2.2. Generación eléctrica por fuente del año 2019. **Fuente:** ICE [3].

Como se detalla en la figura, el sistema eléctrico utiliza en su mayoría las fuentes de energía hidroeléctrica, geotérmica y eólica. Si bien las represas hidroeléctricas representan un impacto ambiental importante para la construcción de su embalse, este impacto es único y puede ser compensado a futuro con una gestión correcta de reforestación. Posteriormente, la electricidad generada tendrá una huella ambiental mínima producto de la materia en descomposición que pueda contener su embalse; no obstante, esta se ve reducida al momento por la reforestación inicial. Las otras fuentes descritas tienen impactos aún menores, por lo que toman ventaja como una excelente opción para reducir la huella de carbono de la empresa.

Además, del total generado, solo el 2% corresponde a electricidad generada con plantas térmicas y de bagazo (biomasa), lo que la vuelve casi exenta de emisiones no contabilizadas. Este porcentaje reportado podría aumentar en la energía térmica dependiendo de las adversidades en las condiciones ambientales para la generación eléctrica. El ICE [3] reporta que: “la capacidad térmica instalada es un elemento imprescindible para asegurar la capacidad de respaldo del sistema en períodos hidrológicos críticos”. A continuación, se adjunta una figura donde se muestra el porcentaje histórico de uso de las diferentes fuentes para la generación eléctrica:

Generación Histórica por Fuente 1956 - 2019

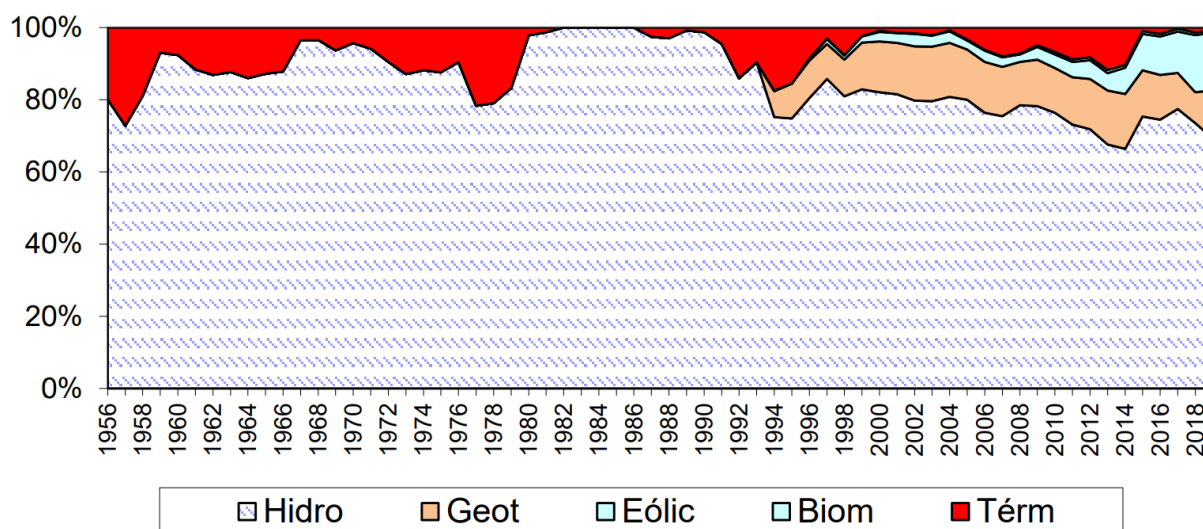


Figura 7.5.2.3. Generación eléctrica histórica por fuente desde el año 1956. **Fuente:** ICE [3].

De la figura, se observa que, luego de la década de los 80, con la construcción de la planta geotérmica del Arenal, se redujo la producción de electricidad con energía térmica, pero esta tuvo un pico de consumo en 1994 con un 17,5% causado en parte por una fuerte sequía [3]. Aun así, el porcentaje de generación con energías limpias fue del 82,5%, lo que la coloca aún en cabeza de la tabla mostrada en la figura 7.5.2.1.

Previo al año 2014, también se tuvo un incremento en la producción con energías térmicas debido a una bajada en la aportación de los caudales en las hidroeléctricas. Situación que fue revertida en 2015, gracias a: “la entrada en operación del PH Reventazón y a una mayor diversificación de las fuentes del Sistema de Generación” [3]. Es decir, aunque la capacidad térmica instalada es de gran importancia para situaciones de emergencia, Costa Rica ya ha proyectado acciones para no depender de esta.

A nivel mundial, se espera que la energía eléctrica sea el eje de los esfuerzos para reducir los GEI. Tal es el caso que han surgido numerosas investigaciones en torno a las oportunidades de la electrificación para reducir las emisiones netas de GEI a 0 o incluso a valores negativos. Jenkins et al. recopilan hasta 40 de estos estudios en su investigación [80]. No obstante, el mundo aún necesita dar pasos agigantados para poder alcanzar lo que Costa Rica ya tiene en la actualidad. El PND ha visto esta oportunidad y ha desarrollado algunas propuestas que giran alrededor de incentivar la electrificación de la industria con reformas fiscales verdes para

brindar exoneraciones o incentivos en calderas eléctricas; tal como lo detallan las estrategias transversales del sexto eje de metas a corto, mediano y largo plazo [10].

Actualmente, incluso se han emitido directrices de gobierno que hacen referencia exacta a estos incentivos. Un ejemplo es la directriz N. °006-2019-MINAE, donde se detalla explícitamente en el artículo 6 que: "Se insta a la ARESEP promover opciones tarifarias que impulsen el cambio tecnológico hacia calderas eléctricas y velar por el cumplimiento del artículo 20 de la Ley N.° 7593 Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos" [81].

Esta declaración solo hace referencia al sector público, en el privado aún no existen menciones sobre dichos incentivos. No obstante, esta corresponde al primer paso sobre las reformas fiscales verdes que se planean para el 2030 [10], dado que el impacto benéfico se desea realizar en el ambiente, será prudente esperar que todos los sectores productivos podrán gozar de estas políticas e iniciativas.

7.6. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

Una vez concluido el análisis ambiental, es importante poner en perspectiva las acciones que deberán tomarse a futuro. La Norma ISO 50006:2014-Sistemas de Gestión de la Energía y Norma ISO 14064-1:2018-Sistema de Gestión Huella de Carbono determinan que, como parte de las actividades relacionadas a la mejora del sistema, será necesario utilizar indicadores de desempeño [42], [43]. Estos tienen gran importancia, ya que, por medio de una línea energética base establecida con indicadores, se podrá medir con datos puntuales si ha existido mejora en la sustitución del tipo de combustible de la caldera.

Pero, tal como fue definido en el apartado del alcance, este proyecto es de tipo exploratorio, ya que ha consistido en una investigación previa para determinar la viabilidad de los diferentes tipos de fuentes energéticas en calderas. Esto imposibilita, por lo tanto, realizar proyecciones de mejora energéticas en los equipos, ya que no se cuenta con calderas de gas, biomasa o electricidad para realizar medidas que establezcan bases de comparación experimentales.

No obstante, los indicadores energéticos se han tenido muy presentes a lo largo de todo el proyecto; tal es el caso para la determinación de la eficiencia, la cual fue vital para calcular el consumo de combustible equivalente de las otras fuentes; en un futuro, con la implementación de una nueva caldera, se podrá utilizar este mismo indicador para comparar el desempeño del nuevo equipo y confirmar si este trajo consigo una mejora en la eficiencia energética.

Asimismo, se definieron otros indicadores como la cantidad de ton de CO₂/año liberadas al ambiente, uno que tuvo una ligera modificación con la cantidad de hectáreas de roble coral equivalentes para garantizar una mejor comprensión por parte de los lectores; el indicador de \$/hora y kg/h de producción perdidos en tintorería a causa de paros por falla en la caldera, muy importante para la comparación en términos de la gestión del riesgo de cada fuente.

Para la determinación de estos indicadores, fueron necesarios los valores de disciplina y organización, ya que los datos históricos deben tomarse con frecuencias regulares entre cada medida. En torno a esto, pueden surgir diferentes factores que afecten los datos, siendo uno de los más relevantes el factor humano. Las personas pueden cometer errores en la lectura de los equipos calibrados, errores en la anotación de las mediciones, desfases en el intervalo de tiempo entre una medición y otra. Pueden surgir factores externos que imposibiliten la toma de una medida, entre algunos otros.

Un claro ejemplo del factor humano durante el desarrollo del proyecto fue con el cálculo de eficiencia de la actual caldera de diésel. El 24 de septiembre, gracias a que se profundizó aún más en la investigación de diferentes fuentes bibliográficas y se realizaron consultas a personas de gran experiencia en el área de calderas, para determinar el nivel de precisión con el que se estaba obteniendo el cálculo de la eficiencia de estos equipos, se determinó que se había cometido un error en la toma de datos.

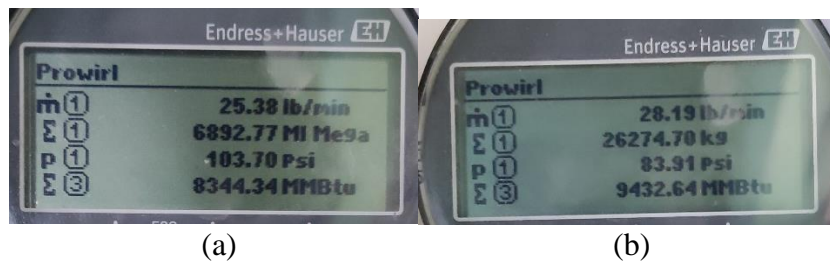


Figura 7.6.1. Pantalla de visualización de los datos del medidor de flujo. (a) Vista previa al cambio, (b) Vista posterior al cambio. **Fuente:** elaboración propia.

$$\eta_{caldera} = \frac{Prod.Vapor \left[\frac{kg}{h} \right] \cdot (Entalpía vapor - Entalpía agua entrada) \left[\frac{kJ}{kg} \right]}{Poder calorífico diésel \left[\frac{kJ}{kg} \right] \cdot Consumo diésel \left[\frac{kg}{h} \right]} \cdot 100$$

Recordando la ecuación 3.3. para la determinación de la eficiencia de una caldera, este es resultado de la división de la energía total del vapor que fluye hacia el sistema en un periodo de tiempo entre el flujo energético del combustible que ingresa a la caldera en ese mismo

periodo. Al inicio, se estaba tomando el dato directamente del totalizador 3 “ Σ 3” del caudalímetro de la figura 7.6., el cual contabiliza el flujo energético total de vapor con unidades de MMBtu. Este, posteriormente, se convertía a unidades de lb/h con base en las características nominales de presión y temperatura del proceso. Sin embargo, según se conoce, a nivel termodinámico, el valor energético del flujo de vapor varía con respecto a sus valores de presión y temperatura.

Esto implica que las conversiones realizadas para obtener el flujo másico no representaban el valor real, ya que el totalizador tomaba en cuenta la presión en tiempo real del vapor y no la presión nominal del proceso. Induciendo a que, al final, el valor final calculado fuera menor al que realmente fluía a través de la línea, por lo que la eficiencia calculada sería mucho menor también. Afortunadamente, se investigó a profundidad sobre el uso del medidor y se pudo realizar una adaptación para medir de manera directa el flujo másico de vapor. Con los nuevos datos se obtendría una eficiencia del 80,7% un valor más cercano al que reporta el fabricante (82%); mientras que la eficiencia antigua calculada era de 67,9 %.

Esta situación expone la necesidad de remover el factor humano cuanto antes y migrar hacia las tecnologías 4.0 que permiten la medición de datos y el cálculo automático de los indicadores en tiempo real. Las máquinas teñidoras ya cuentan con este tipo de tecnologías, por lo que la empresa conoce el gran impacto que tiene el control de las variables sobre la calidad de los procesos y el beneficio que este supone a nivel de mantenimiento, ya que con la amplia variedad de sensores que incorporan, es posible determinar rápidamente desviaciones o fallas que ocurran en la operación de las máquinas.

En este sentido, cada una de las calderas analizadas es compatible con sistemas de monitoreo de variables unificados por sistemas de Supervisión, Control y Adquisición de datos (SCADA por sus siglas en inglés). De forma similar a las máquinas teñidoras, esta tecnología incorpora un controlador avanzado que permite dar a conocer en tiempo real y a distancia las variables de operación del equipo, permitiendo al Departamento de Mantenimiento actuar de forma inmediata, en caso de que alguna variable se salga de los límites de su operación normal.

Aplicar los sistemas de monitoreo automático requerirá de esfuerzo en torno a la curva de aprendizaje de los trabajadores para trabajar con el *software* que se implemente e inversiones importantes adicionales en las calderas; pero también supondrá beneficios económicos

importantes a largo plazo por las ventajas que trae el control preciso sobre los indicadores energéticos.

8. ANÁLISIS FINANCIERO

Habiendo finalizado el desarrollo de los objetivos 1, 2 y 3, se recopila la información completa para realizar el análisis comparativo del ciclo de vida total de las calderas:

8.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y ANÁLISIS COMPARATIVO

Tabla 8.1.1. Recopilación de la información para el costo total del ciclo de vida de cada caldera.

Rubro	Unidad	Diésel	Gas LP	Biomasa Quemador	Biomasa Caldera	Eléctrica Demanda Máx	Eléctrica Demanda controlada
Inversión							
Costo inicial	\$	\$ 210 800	\$ 677 000	\$ 260 698	\$ 518 622	\$ 190 250	\$ 190 250
Operación							
Energía		\$ 576 375	\$ 306 400	\$ 367 076	\$ 332 347	\$ 643 292	\$ 581 595
Costo ambiental (\$/año) (Dato obtenido de la sección 7)	\$/año	\$ 11 298	\$ 10 485	\$ 320	\$ 290	\$ 1 481	\$ 1 481
Mantenimiento							
Costos según rubros de la sección 5.3		\$ 13 568	\$ 13 568	\$ 23 715	\$ 17 541	\$ 9 307	\$ 9 307
Inspección de caldera anual		\$ 650	\$ 650	\$ 650	\$ 650	\$ 650	\$ 650
Costo por paradas inesperadas (Dato obtenido de sección 6)	\$/año	\$ 11 843	\$ 11 843	\$ 23 687	\$ 17 765	\$ -	\$ -
Costo pruebas en el quemador y emisiones		\$ 1 550	\$ 1 550	\$ 1 550	\$ 1 550	\$ -	\$ -
Costo operativo y de mantenimiento anual	\$/año	\$ 615 284	\$ 344 496	\$ 416 998	\$ 370 144	\$ 654 729	\$ 593 032
Disposición							
Costo por desmantelación	\$	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
LCC							
Periodo vida útil	años	15	15	15	15	15	15
Total Ciclo de Vida Aproximado	\$	\$ 9 440 063	\$ 5 844 438	\$ 6 515 669	\$ 6 070 779	\$ 10 011 187	\$ 9 085 735
Ahorro con respecto al Diésel	\$	\$ -	\$ 3 595 625	\$ 2 924 394	\$ 3 369 284	\$ -571 124	\$ 354 328

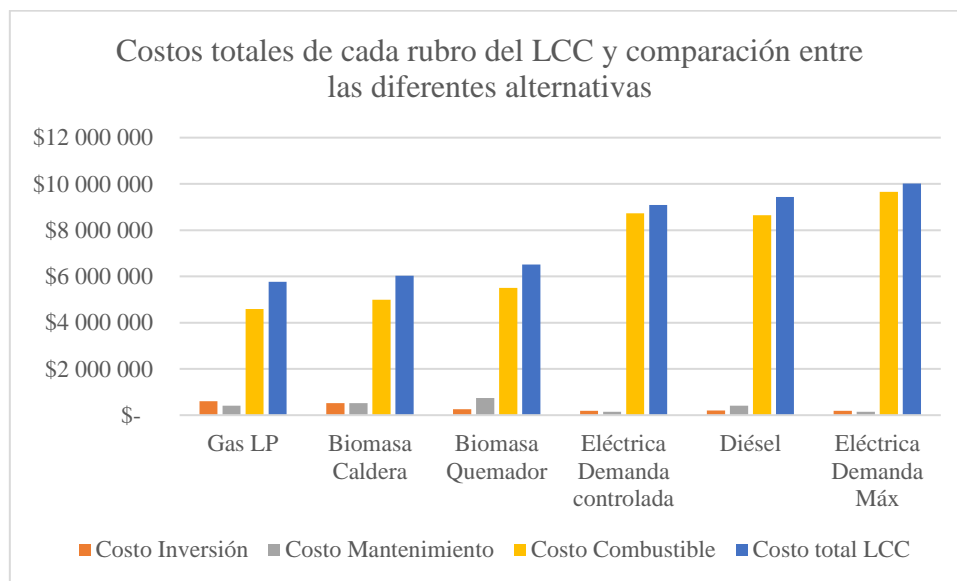
Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Como parte del análisis económico entre las diferentes propuestas, la Norma IEC 60300-3-3-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida sugiere que se identifique cuáles son los apartados que suponen un mayor coste en el LCC. Esta información permite visualizar el panorama general y otorga herramientas a los analistas sobre en qué rubro se debe tomar una decisión de compra. Para este efecto, se incluye la siguiente tabla y gráfica, en ella se ordena la información de forma ascendente y de izquierda a derecha con respecto al aumento económico del LCC. Además, se incluyen porcentajes que identifican cuánto de la porción total corresponde a cada rubro a lo largo de los 15 años de vida definidos para cada equipo.

Tabla 8.1.2. Costos anuales por cada rubro y su porcentaje asociado en comparación con el ciclo de vida total de cada fuente.

	Gas LP	Biomasa Caldera	Biomasa Quemador	Eléctrica Demanda controlada	Diésel	Eléctrica Demanda Máx
Costo total del ciclo de vida	\$ 5 844 438	\$ 6 070 779	\$ 6 515 669	\$ 9 085 735	\$ 9 440 063	\$ 10 011 187
Costo por Inversión	\$ 677 000	\$ 518 622	\$ 260 698	\$ 190 250	\$ 210 800	\$ 190 250
Porcentaje asociado	11,58%	8,54%	4,00%	2,09%	2,23%	1,90%
Costo por Mantenimiento	\$ 414 176	\$ 562 593	\$ 744 031	\$ 149 350	\$ 414 176	\$ 149 350
Porcentaje asociado	7,09%	9,27%	11,42%	1,64%	4,39%	1,49%
Costo por combustible	\$ 4 595 994	\$ 4 985 212	\$ 5 506 133	\$ 8 723 926	\$ 8 645 618	\$ 9 649 377
Porcentaje asociado	78,64%	82,12%	84,51%	96,02%	91,58%	96,39%

Fuente: Elaboración Propia (MS Excel 365)



Gráfica 8.1.1. Desglose de las etapas del LCC y comparativa entre cada alternativa de caldera.

Fuente: elaboración propia (MS Excel 365).

De la tabla y el gráfico anteriores, se confirma que el rubro del ciclo de vida de mayor importancia en cuanto a términos económicos corresponde al costo del combustible. Según los porcentajes obtenidos, se puede observar que, en todos los tipos de energía sin excepción, el costo por operación supera la porción del 78,64% del costo total del ciclo de vida. Las calderas que adquieren el mayor peso en el costo energético son la caldera de electricidad y la de diésel, superando en los tres casos el 91,58% del valor económico total. Este comportamiento medido experimentalmente ha sido confirmado de forma teórica en [15], [49], [50]. Esta perspectiva da a entender que el costo operativo debe ser un pilar fundamental al momento de decantarse entre una opción y otra.

Conforme el planteamiento de la idea anterior, se confirma que, con respecto al gas LP, a pesar de que este tenga el mayor coste de inversión, es el que representa el mayor ahorro

económico al final de su ciclo de vida, lo mismo se comprende de la caldera de biomasa. el hecho de invertir una mayor porción económica en este equipo permite mayores ahorros en términos de mantenimiento y operativos; lo que la coloca por delante de su alternativa más económica a nivel de inversión (sustitución del quemador).

Como fue confirmado en secciones anteriores, el costo por inversión y mantenimiento en la caldera eléctrica es el menor en comparación con las demás alternativas. Esto se traduce en que el LCC de esta fuente sea altamente dependiente de su coste operativo; un aspecto que, dependiendo del punto de vista, puede ser considerado como una ventaja. De todos los precios en las tarifas de las fuentes de energía, el que tiene una constancia más distinguida a lo largo del tiempo es la electricidad, lo que la convierte en una opción segura y de bajo riesgo a futuro, siendo, además, la opción menos riesgosa en el área de mantenimiento, laboral y técnica.

Continuando con la caldera eléctrica, dependiendo del caso que se aborde, esta puede ser más económica o puede resultar una pérdida en comparación con el diésel. Ambos casos planteados fueron aproximados utilizando exactamente el mismo equipo, consumo de energía base y costos de mantenimiento anuales. La única variable que difiere es el control sobre la multa de la demanda máxima; esto implica que se deberá realizar un esfuerzo en el control de la producción para que esta alternativa pueda generar ahorros anuales que pueden ser incluso mayores a \$22 252, pero, en un caso contrario, donde no se establecen las acciones en producción, se incurrirá en pérdidas no mayores a \$39 445.

Relevando las ideas anteriores, si bien en primera instancia puede parecer prometedora la inversión en el gas LP, se debe recordar que existe un riesgo latente en la variabilidad del precio de los combustibles, mismos que pueden modificar los resultados analizados en la presente aproximación del LCC. El mundo presencié en los últimos años las consecuencias de la dependencia del petróleo y, por esta misma razón, la decisión en la compra de una nueva caldera debe tomarse considerando sus inconvenientes; con base en esta situación, se plantea el análisis sobre la tendencia en la variabilidad de los precios de los combustibles.

8.2. ANÁLISIS SOBRE EL IMPACTO EN LA VARIABILIDAD DE LOS COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES Y TENDENCIAS DE CRECIMIENTO

Una forma de visualizar el impacto a futuro que existe sobre el costo de los combustibles es estudiando su comportamiento en los últimos años, razón por la cual se toman los datos históricos del precio directamente de RECOPE. La siguiente figura corresponde a la evolución de los precios del diésel durante los últimos 5 años:

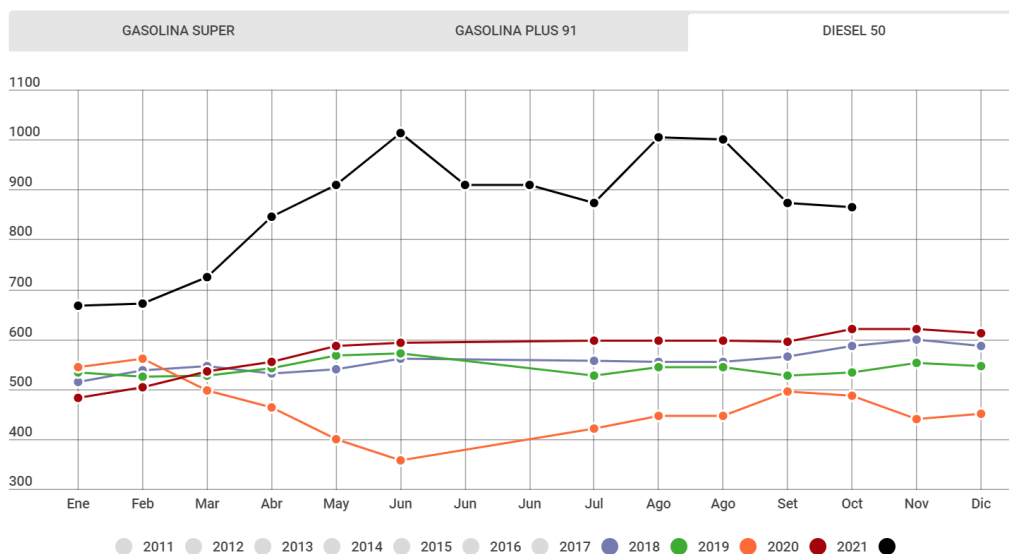


Figura 8.2.1. Variación del precio de los combustibles desde el 2018 hasta octubre del 2022. **Fuente:** RECOPE [82].

Como se detalla en la figura, existen dos periodos de variación significativos en el precio de los combustibles. Por un lado, se tiene el efecto causado por COVID-19, el cual causaría una emergencia sanitaria a nivel internacional, a partir de enero del 2020. Durante este año, se tomaron diversas medidas que obligaron a la población a mantenerse en sus casas, cancelación de vuelos por todo el mundo, se restringieron horarios para la movilidad de vehículos, miles de compañías pospusieron sus operaciones, etc. Aspectos que llevaron a la caída drástica del precio del combustible por el exceso de oferta.

En el 2021, se retomaron paulatinamente las operaciones a nivel mundial, por lo que el precio del combustible rápidamente retomó el curso de incremento que llevaba en años anteriores (2018, 2019). No obstante, en febrero del 2022 se gestaría el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania que aceleró el incremento del precio del combustible; un incremento del 51,5% solo en los primeros 4 meses, demostrando lo altamente dependiente que es el precio de este recurso ante conflictos internacionales. Cualquier empresa cuya producción dependa de este

tipo de fuente se verá amenazada; mientras que aquellas que migraron a tecnologías nuevas tendrán la ventaja competitiva en todo el mercado internacional.

La afirmación anterior es fácilmente demostrable viendo la variabilidad y la tasa de incremento del combustible desde el año 2017. A continuación, se muestra un gráfico que contiene la evolución del precio del diésel, el gas LP y la electricidad en sus unidades respectivas de colones/litro y colones por kWh. En el estudio, no fue posible encontrar información histórica sobre la evolución del precio de los pellets de madera; no obstante, en la conversación mantenida con la empresa Pelletics, se aseguró que la variabilidad del precio es pequeña y se ajusta a los valores normales de la inflación.

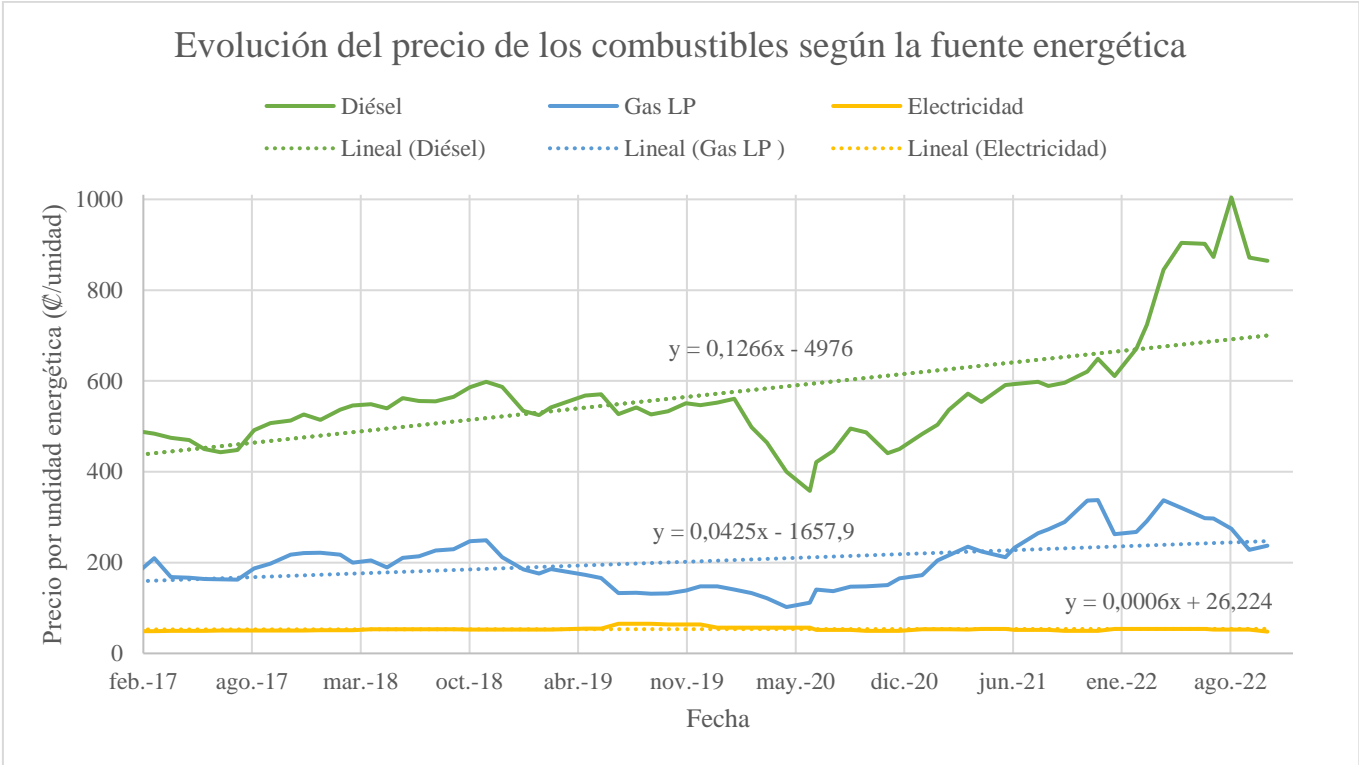


Gráfico 8.2.1. Tendencia de crecimiento del precio de la energía según la fuente utilizando los datos históricos desde febrero 2017 hasta octubre 2022. **Fuente:** elaboración propia con los datos de RECOPE y la ARESEP.

Con base en las ecuaciones de tendencia mostradas en las curvas, se puede establecer un crecimiento remarcable de los precios en cuanto a combustibles fósiles como el diésel y el gas LP con porcentajes del 12,66% y 4,25%, respectivamente. Mientras que la variación en el precio de la energía eléctrica es mínima, contando con una pendiente de incremento del 0,06%. Estos datos numéricos exponen de forma objetiva que la electricidad es una fuente de menor riesgo

económico, puesto que no se ve sujeta al cambio drástico que pueden sufrir los combustibles en el futuro.

Además, es prudente resaltar que los combustibles, previamente a los conflictos internacionales, ya tenían una clara tendencia hacia el incremento de su precio. Si se eliminan los periodos de alta variabilidad del año 2020 y 2022, se puede observar que la tendencia corresponde a un 6,68% y 4,14% de incremento para el diésel y gas LP, respectivamente. Mientras que la electricidad aumenta ligeramente con un 0,21%. Este último porcentaje tan pequeño y poco variable se debe a la gran oportunidad que tiene Costa Rica con su casi 100% de generación eléctrica con fuentes limpias. Solo el 1% de la electricidad generada en el año 2019 fue por medio de la energía térmica [3], haciéndola prácticamente independiente del petróleo y, por ende, mucho más estable a nivel económico.

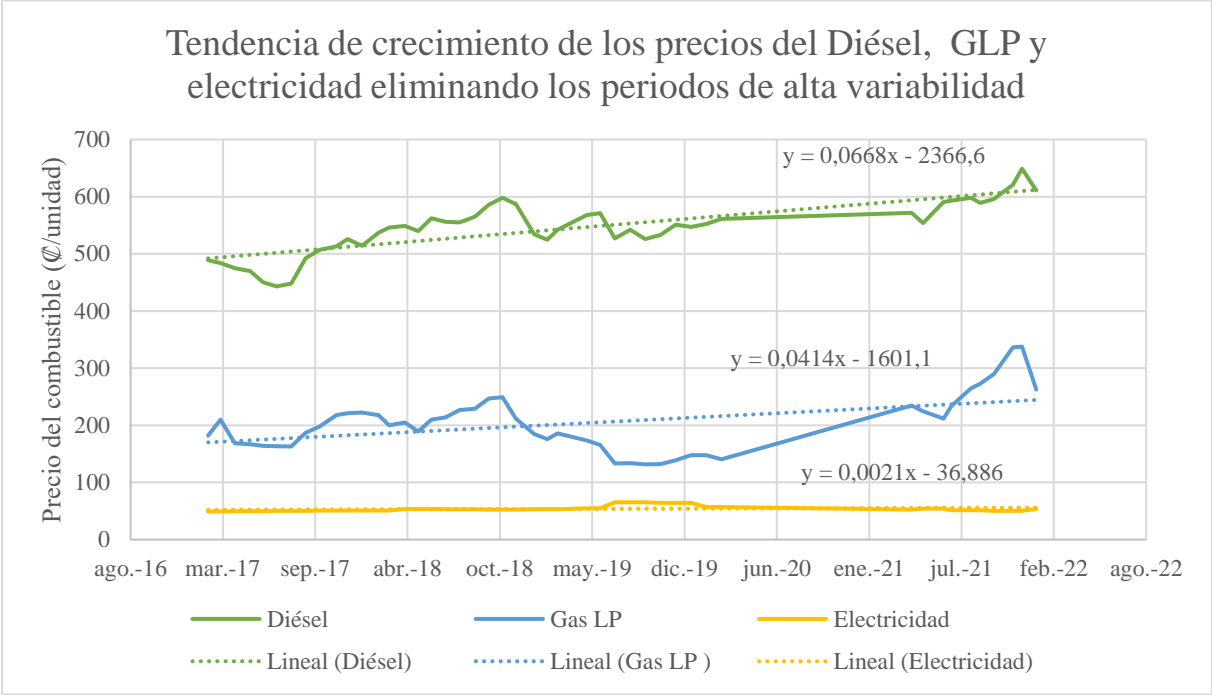


Gráfico 8.2.2. Tendencia de crecimiento del precio de la energía excluyendo los periodos de alta variabilidad (2020 y 2022). **Fuente:** elaboración propia con los datos de RECOPE.

Claramente, la diferencia de los precios entre las fuentes fósiles y la electricidad son muy grandes, por esto se vuelve necesario realizar una comparación justa y objetiva, ya que el poder calorífico que es capaz de otorgar cada fuente energética varía. Para aplicaciones que involucran la producción de calor, como en el caso de las calderas, los combustibles ofrecen un mayor poder calorífico por unidad en comparación con el que ofrece la electricidad; por lo que, para

dar un claro ejemplo sobre la evolución del costo, se deberá normalizar los precios de cada fuente energética con respecto al calor que producen.

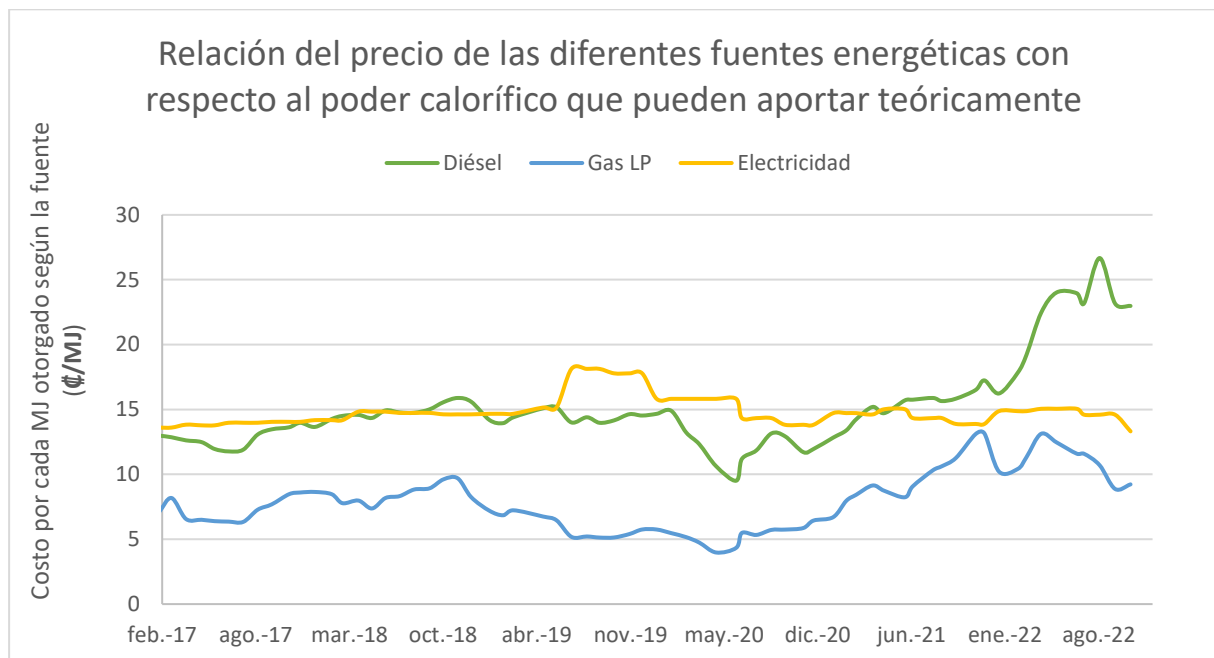


Gráfico 8.2.3. Contraste del precio por cada MJ otorgado entre las fuentes de combustible fósil y la electricidad. **Fuente:** elaboración propia con los datos de RECOPE y la ARESEP.

Del gráfico anterior, se percibe que, si bien en un inicio la electricidad era más cara para generar calor, luego de julio de 2021 esta pasó a ser más económica que el diésel en concepto de precio por energía. Al tomar en cuenta los diferentes rubros de la tarifa eléctrica, como la multa por demanda, la diferencia entre ambas es menor; pero, a favor de la generación eléctrica en Costa Rica, la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) [83] detalla que, durante la última década, los costos de generación de energía limpia han caído drásticamente. Un ahorro que ha sido impulsado por tecnologías en constante mejora, por cadenas de suministro competitivas y a la mejora de la experiencia de los desarrolladores. Por lo que, a futuro, se podrían percibir más reducciones en el precio en comparación con los fósiles.

Por otro lado, se debe destacar el apartado de la biomasa, desde esta perspectiva y gracias a las políticas establecidas en el gobierno, la exoneración del cobro de los impuestos en estos combustibles y a los reconocimientos de esta energía para formar parte de los programas de carbono neutralidad, se ha generado un incremento virtual en la demanda que se percibirá de forma real en poco tiempo. Costa Rica es un país pequeño, por lo que la cantidad de desechos madereros de otras actividades económicas no serán suficientes para suplir la demanda

energética del sector industrial. El exceso de consumo de la biomasa reduce su disponibilidad y, por ende, a un incremento de su precio.

El estudio de Ulloa, et al. [84] sostiene la afirmación anterior, dando a conocer que, en la zona de Guanacaste, ya se tienen los primeros impactos sobre la escasez del combustible biomásico. Según encontró el estudio, la oferta de biomasa es insuficiente para suplir el mercado energético de la región, bajo la cantidad de plantaciones disponibles en la actualidad, la biomasa solo sería capaz de abastecer el 38% de la demanda total del sector industrial.

Ante esta situación, se hizo la consulta con la empresa Pelletics, en la conversación mantenida con este proveedor se dio a conocer que, ante esta eventualidad, se pueden establecer contratos de plazo corto que abarcan los 2 o 3 años, o contratos de largo plazo en los que se exige un compromiso de 15 o 20 años con los clientes. Las tarifas y el plazo son negociadas en mutuo acuerdo con la empresa, dando a entender que no existirán problemas con el abastecimiento; pero que, probablemente, será un beneficio acompañado de un aumento del costo del bien.

Predecir el precio que tendrán los pellets en el futuro planteado es una tarea cercanamente imposible, puesto que son muchos los factores que influyen; además, estos son variables con el contexto de cada región. Con ello el único acercamiento detectado y que podrá considerarse a futuro es el otorgado por la empresa Pelletics, el cual corresponde a una tasa del 3% anual [26].

Por último, es necesario resaltar lo estipulado en las metas del PND para el periodo 2030-2050. Según se informó en el marco teórico, una de las acciones que se pretenden establecer es una reforma fiscal verde en la que se incluyen incentivos y exoneraciones para calderas eléctricas y acciones de castigo para el uso de combustibles fósiles, como lo es la fijación de un precio para el carbono o el planteamiento para consolidar el proceso de eliminación de subsidios a combustibles fósiles [10]. El año exacto en el que se pueden establecer estas acciones es incierto, pero, sin duda, supone un panorama preocupante para Hilos A&E de Costa Rica; en caso de que no establezcan acciones para independizarse de los combustibles fósiles, ya que, en caso de que se haga efectiva la reincorporación del impuesto de los combustibles a las zonas francas, la empresa podrá sentir un golpe directo en la rentabilidad de su producción.

En este sentido, se realizó un cálculo sobre en qué momento el diésel comienza a ser económicamente más costoso que el caso más caro abordado entre las opciones energéticas alternativas, la cual corresponde a la caldera eléctrica con la máxima multa de demanda. Los

resultados arrojaron que manteniendo el precio de las tarifas de la electricidad constantes en el estudio del LCC, en el momento en que el diésel tenga un costo superior a 723 ¢/L, este pasará a ser la alternativa más cara únicamente por costo de operación; mientras que, si se incluyen costos por mantenimiento y la compensación de emisiones UCC, el precio se reduce a 692 ¢/L.

El cálculo se realizó de la siguiente forma:

$$\text{Litros anuales} \cdot \frac{\text{Precio del diésel máx} \left(\frac{\text{¢}}{\text{L}} \right)}{\text{Tipo de cambio}} = \text{Costo anual operativo electricidad} (\$)$$

$$574\,273 \text{ L} \cdot \frac{\text{Precio del diésel máx} \left(\frac{\text{¢}}{\text{L}} \right)}{645,06 \frac{\text{¢}}{\$}} = \$643\,292$$

$$\therefore \text{Precio máximo del diésel} = 722,58 \text{ (¢/L)}$$

Considerando los costos por mantenimiento y compensaciones UCC:

$$574\,273 \text{ L} \cdot \frac{\text{Precio del diésel máx} \left(\frac{\text{¢}}{\text{L}} \right)}{645,06 \frac{\text{¢}}{\$}} + \$38\,910 = \$654\,729$$

$$\therefore \text{Precio máximo del diésel} = 691,73 \text{ (¢/L)}$$

No obstante, el conocer el momento en que esta opción deja de percibirse como inviable no es suficiente para tomar una decisión final basada en la objetividad financiera. Para este efecto, deberán abordarse indicadores que se fundamenten en la matemática financiera, la cual considera en sus cálculos el valor que adquiere el dinero solo por el transcurso del tiempo.

8.3. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

De la sección anterior, se entiende la realidad preocupante hacia la que se dirige la empresa Hilos A&E de Costa Rica, si no toma acciones a tiempo; en el futuro el costo de los combustibles fósiles será más elevado. Además, este es capaz de variar rápidamente su precio según los conflictos internacionales que tengan presencia en el momento. El impacto de estos acontecimientos es tan elevado que, luego de 9 meses, en Costa Rica el precio del combustible aún no ha logrado recuperar su valor según las tendencias de años anteriores.

Los indicadores financieros planteados para este análisis son el VAN, TIR y PR, para obtenerlos se utilizan los valores generados en el LCC de cada una de las alternativas propuestas

y las tasas de crecimiento proyectadas de la sección anterior. Dado que estos son indicadores que toman en cuenta el precio a futuro, también será necesario realizar un aproximamiento sobre la inflación de los precios en Costa Rica, los cuales afectan directamente los precios de mantenimiento del equipo y el valor de las unidades de compensación costarricense (UCC) del costo ambiental.

Realizando una aproximación del historial de la inflación en Costa Rica de los últimos 5 años, se obtiene un promedio del 1,68%. Este porcentaje, según los datos base del Fondo Monetario Internacional, Banco Mundial e indicador del Índice de Precios al Consumidor (IPC) de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) [85]. Por lo tanto, al recopilar esta tasa junto con las obtenidas de la sección anterior, se tiene:

Tabla 8.3.1. Tasas de incremento del precio consideradas para el análisis financiero

Rubro	Tasa de Crecimiento
Precio del diésel	6,68%
Precio del GLP	4,14%
Precio de la electricidad	0,21%
Precio de la biomasa	3,00%
Inflación precios varios	1,68%

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Los criterios de aceptación de un proyecto de inversión se describen de la siguiente manera:

Para el caso del VAN:

- a) $VAN > 0 \rightarrow$ El proyecto se acepta.
- b) $VAN < 0 \rightarrow$ Se descarta el proyecto.
- c) $VAN = 0 \rightarrow$ El proyecto no debe elegirse desde el punto de vista financiero, pero puede ser escogido con base en otros criterios.

Cuando el VAN es superior a cero, el proyecto puede ser aceptado financieramente, ya que quiere decir que el proyecto genera una ganancia directamente traducida al valor monetario actual, lo que quiere decir un beneficio para la compañía. El hecho de que un proyecto arroje como resultado un VAN de cero quiere decir que es capaz de compensar la inversión inicial durante el periodo de tiempo analizado y que este, a su vez, es capaz de suplir el monto mínimo exigido por el inversionista; no obstante, no genera un beneficio económico para la empresa. El TIR es una herramienta que puede utilizarse en conjunto con el VAN para la toma de decisiones. Los criterios se establecen de la siguiente forma:

Utilizando el TIR como una herramienta adicional:

- a) $TIR \geq k, VAN \geq 0 \rightarrow$ El proyecto se acepta.
- b) $TIR = k, VAN = 0 \rightarrow$ El proyecto se descarta.
- c) $TIR < k, VAN < 0 \rightarrow$ El proyecto se descarta.

El valor de k hace referencia a la tasa de rendimiento que exige el inversionista para cubrir los costos de inversión del proyecto. El caso a) detalla que, en caso de que cualquiera de los dos indicadores financieros sea diferente de 0, o bien mayor que la tasa de rendimiento, el proyecto podrá ser aceptado, ya que se traduce de forma directa en un beneficio monetario para la empresa.

Según lo especifica el Departamento de Contabilidad de Hilos A&E Costa Rica, los proyectos de inversión corren propiamente por parte del capital de la empresa, es decir, que no se tendrán en cuenta tasas de interés por parte de un préstamo originado en algún ente bancario. En Elevate, compañía madre de Hilos A&E de Costa Rica, la forma en la que se acepta un proyecto es evaluando primeramente el periodo de retorno sobre la inversión (PR), el cual se espera que sea menor a 5 años. Por otro lado, la empresa no maneja datos de una tasa de rendimiento en la que se pueda comparar directamente el TIR, por lo que este indicador financiero será utilizado como herramienta para comprar los diferentes tipos de calderas entre sí.

El cálculo del índice financiero del valor actual neto (VAN) requiere de una tasa de descuento sobre la que se realice el cálculo, por lo que, para efectos del análisis, se establece una tasa del 9,256%, valor que se toma directamente de la Curva de Rendimiento Soberana del Banco Central de Costa Rica. Este dato corresponde a la tasa de interés proyectada a 10 años de la semana del 12/10/2022 al 18/10/2022 [86].

Idealmente, se utilizaría una trayectoria total que contemple la totalidad del ciclo de vida útil definido para las calderas (15 años); no obstante, el Banco Central de Costa Rica, a partir del 9 de diciembre de 2020, dejó de otorgar el dato proyectado de la tasa de descuento con un vencimiento mayor a 10 años en la Curva de Rendimiento Soberana. Esto debido a que son poco frecuentes las negociaciones y análisis económicos proyectados a este periodo [87].

Sapag et al. en su libro explica la razón de este comportamiento; es imposible realizar una predicción perfecta. Existen muchos factores ajenos al analista que influyen en la desviación de los cálculos conforme mayor es el tiempo definido en el estudio. Los contextos políticos pueden

cambiar y fenómenos naturales como terremotos, inundaciones, tsunamis, erupciones volcánicas y nuevas normativas legales pueden producir cambios en el contexto financiero. Aunque estos factores no son excusa para no evaluar los proyectos, ya que, con una correcta preparación y evaluación, será posible reducir la incertidumbre respecto a la conveniencia o no para realizar una inversión [38].

Sumado a la idea anterior, en el presente proyecto se han evaluado las respectivas tendencias en el incremento de los combustibles utilizando datos históricos completos desde el año 2017 y se ha realizado una contextualización del panorama político y legal que podría afectar la viabilidad de los proyectos a futuro. Conforme a este punto, el PND, a partir del año 2030, tiene la meta de implementar una estrategia de financiamiento para transformar el sector industrial. Esta tiene como nombre la Reforma Fiscal Verde y pretende iniciar con la fijación de un precio al carbono que irá incrementando con el paso de los años, además de incentivos y beneficios para tecnologías no contaminantes como las calderas eléctricas [10].

Por esta razón, el estudio económico se proyecta con un máximo de 10 años, puesto que los resultados pueden variar significativamente con las nuevas políticas que se implementarán. La magnitud del impacto económico de esta política es incierta, puesto que el Gobierno de Costa Rica no ha dado a conocer las acciones de forma específica, pero, como se detalla en las metas, el cambio irá en beneficio de las tecnologías no contaminantes como la electricidad.

Ahora bien, para el análisis financiero, se toman dos casos de distinta naturaleza para cada tipo de caldera, debido a lo comentado por el jefe del Departamento de Manufactura de la empresa, es posible que un atraso en la caldera no exhiba las consecuencias económicas que se mostraron en la sección 6.3.1. “Impacto económico de los fallos inesperados”; debido a que, por lo general, se tienen colas de producción listas para ingresar al siguiente proceso de producción (enconado).

Los análisis financieros, por lo tanto, se crean utilizando las dos perspectivas donde se toma en cuenta o no los impactos económicos sobre las pérdidas por tiempo de parada en la caldera elegida. Estos dos puntos de vista otorgan la oportunidad para valorar el impacto y la relevancia que tiene este rubro sobre la rentabilidad total del proyecto.

Entonces, utilizando los datos del LCC de la tabla 8.1.1 y las tasas de incremento de los combustibles e inflación de la tabla 8.3.1., se crean los análisis financieros para cada tipo de

caldera. Estos se adjuntan en los anexos 18, 19, 20, 21 y 22. Se resume su información e incluyen el caso ausente de paradas, por lo que se obtiene:

Tabla 8.3.2. Resumen del análisis financiero para los distintos tipos y casos de calderas.

		GLP	Caldera Biomasa	Quemador Biomasa	Eléctrica (Dem. Contr.)	Eléctrica (Dem. Máx)
VAN (\$)	Con Perd.	1 644 265	1 713 259	1 647 897	938 076	576 861
	Sin Perd.	1 644 265	1 749 929	1 721 239	864 735	503 520
TIR	Con Perd.	47,27%	56,84%	88,62%	50,74%	32,42%
	Sin Perd.	47,27%	57,88%	92,70%	46,83%	29,17%
PR (años)	Con Perd.	2,34	2,00	1,28	3,05	4,88
	Sin Perd.	2,34	1,96	1,21	3,33	5,28

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

En la tabla 8.3.2. se muestran resultados muy favorables para todos los tipos de caldera planteados como una alternativa ambiental para la caldera de diésel. Cada uno de estos exhibe un VAN por encima de 0 y una tasa interna de retorno mayor a la supuesta según la curva soberana (9,256%), lo que quiere decir que cada proyecto tiene rentabilidad para el periodo analizado de 10 años.

De la tabla, se pueden distinguir variaciones con respecto al análisis preliminar realizado en el costo del ciclo de vida. En este primer acercamiento, se colocaba al GLP como la alternativa energética más económica, pero, al considerar las tasas de crecimiento, la que adquiere este lugar es la caldera de biomasa; siendo que para ambos casos financieros (con y sin pérdidas por tiempo muerto en caldea) esta es la que cuenta con un mayor VAN con \$1 713 259 traducidos al valor monetario presente. Este comportamiento se debe a que el GLP pierde parte de su atractivo en el futuro, ya que cuenta con una tasa de crecimiento en el precio más elevada que en el caso de la biomasa.

La anterior es la misma razón del por qué todas las energías alternativas se colocan con proyecciones positivas en sus indicadores económicos, siendo el caso de que el diésel es el que tiene la mayor tasa de crecimiento en su precio. Se debe recordar que esta tasa fue normalizada y no tomaba en cuenta las altas variaciones creadas en el último año, por lo que representa una tasa fiel a la realidad. Esta, a su vez, es muy cercana a la tasa proyectada para los fósiles en el estudio de Romero con un 6,5% [20].

La opción que presenta el mayor TIR es el caso de sustitución del quemador de biomasa con un 89,1% en el caso menos favorable. Esto se debe a que es una de las alternativas más económicas con respecto al precio de su inversión y el costo del combustible; con ello el monto

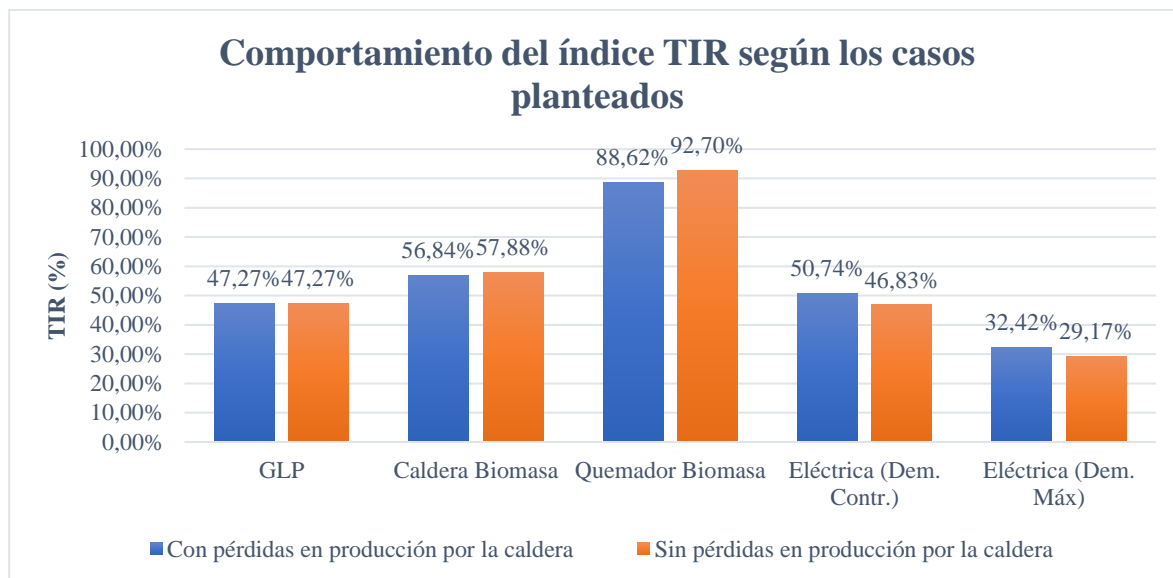
inicial se recupera rápidamente permitiendo a la empresa percibir más rápido los ahorros con respecto al diésel. No obstante, justo como se detalla en la tabla, esta no es la alternativa más rentable a largo plazo, ya que, teniendo en cuenta el valor actual neto, la caldera que percibe un mayor beneficio económico es la caldera de biomasa. Una opción que luego de 2 años recupera la inversión hecha.

En la tabla también se denota que los casos conjuntos de la caldera eléctrica representan rentabilidad económica. Es importante recordar que estos casos no son diferentes en su esencia, puesto que ambos se realizaron con el mismo equipo y bajo el mismo consumo energético. El VAN y TIR mostrados son un claro ejemplo de lo que el control sobre la demanda máxima puede provocar sobre la factura de la electricidad.

Aplicar esfuerzos en tintorería para que la demanda de vapor sea más estable en el tiempo permite que la inversión sobre el equipo pueda recuperarse en 3 años y 1 mes; mientras que, si no se llevan a cabo dichas acciones o en el caso de que existan meses donde la demanda no se pudo controlar, la recuperación de la inversión no será mayor a 4 años y 11 meses. Un periodo de tiempo que aún cumple con los requisitos de aprobación de proyectos de Hilos A&E.

El segundo caso financiero donde no se consideran las pérdidas en producción por paros en la caldera generan resultados relevantes; el índice TIR se detalla gráficamente más adelante. Se muestra que el segundo caso no tiene ningún efecto sobre los índices del GLP, ya que los tiempos de falla estimados son los mismos que para el diésel.

Por otro lado, se percibe que tanto la caldera de biomasa como el quemador obtienen un beneficio de no considerar dichas pérdidas, lo que es lógico según lo determinado en el análisis de la gestión del riesgo donde estos equipos tienen consideraciones mucho más graves a nivel de mantenimiento. Riesgos que pueden traducirse en una mayor probabilidad de paro y, por ende, en una pérdida económica incrementada. En contraparte, la caldera eléctrica refleja el caso opuesto, ya que esta se beneficia económicamente con el segundo caso, debido a que la seguridad de su operación es muy superior en comparación con cualquier otra caldera.



Gráfica 8.3.1. Comportamiento de la TIR según los casos financieros y cada tipo de caldera. **Fuente:** elaboración propia (MS Excel 365).

Recordando los periodos de recuperación, el caso máximo se da a los 4 años y 11 meses. Este hecho implica que todas las opciones de calderas, en caso de que se invierta en alguna de ellas, se tendrá la oportunidad de disfrutar de ahorros económicos por más de 15 años; puesto que, según se evidenció, en las anteriores secciones del proyecto estas pueden tener una vida operativa que sobrepase los 20 años.

Poniendo todas las fuentes energéticas en perspectiva, la caldera eléctrica ha sido la opción que se ha puesto en contraste con respecto a las otras alternativas. Es la opción más atractiva desde el punto de vista de la disminución de los riesgos totales; la más sostenible a nivel ambiental y la que representa el menor riesgo económico gracias a su constancia en el precio a lo largo del tiempo, con proyecciones que afirman que incluso este podría disminuir [83].

Además, la electricidad puede accederse en todo momento y no depende de solicitudes de combustibles a terceros que podrían no llegar a tiempo. También la disponibilidad de su energía es inagotable, ya que la electricidad puede ser generada de muchas maneras, donde incluso en fenómenos ambientales sin precedentes como sequías, aún se tendrá acceso eléctrico a cambio de utilizar energía térmica como fuente de emergencia.

La gran ventaja es que esta tecnología ya se proyecta como una opción competitiva frente a las otras alternativas, ya que, en el caso favorable del control moderado de la demanda, el VAN generado es de \$938 076; un valor que se encuentra por detrás de la opción más rentable

financieramente (caldera de biomasa) con una diferencia de \$775 183. Es importante hacer hincapié en que la electricidad es una tecnología que tiene mucho margen de mejora, por ejemplo, cuanto mayor sea la cantidad de días en los que se produzca con la caldera eléctrica, mayor es el beneficio que se percibe económicamente, según lo visto en la etapa de operación de la caldera eléctrica (sección 5.2.4. “Electricidad”).

Aunado a lo anterior, la empresa también puede abordar nuevos proyectos de inversión como lo es la instalación de paneles solares, los cuales se benefician mucho de equipos de alto consumo de electricidad que aprovechen la totalidad de la oferta de energía producida.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

9. CONCLUSIONES

Con base en el desarrollo completo de los objetivos propuestos, se llega a las siguientes conclusiones:

- Por medio del análisis del contexto actual operativo de la empresa, se determina que las calderas de diésel de 200 BHP y 250 BHP son equipos sobredimensionados, un efecto que les resta eficiencia implicando un mayor consumo de combustible anual. Durante el periodo de agosto 2021 a julio 2022, las calderas consumieron un total de 574 273 L de diésel, equivaliendo a un costo de \$576 375 anual y a una liberación de emisiones de 1506,4 ton CO₂, lo que repercute negativamente en los objetivos y metas que se propone la empresa para 2030.
- La caldera de 250 BHP requiere ser cambiada en el corto o mediano plazo, puesto que esta se encuentra en el periodo final de su ciclo de vida. La opción por considerar deberá estar alineada a los objetivos de la empresa a futuro; además, deberá otorgar un beneficio económico con un periodo de recuperación no mayor a 5 años.
- Mediante el análisis basado en la Norma IEC 60300-3-3:2009-Cálculo del Coste del Ciclo de Vida, se obtuvieron los costos asociados a cada tipo de caldera y, por medio de los indicadores económicos VAN, TIR y PR, se concluye que cada opción es capaz de recuperar la inversión en un plazo menor a 5 años. Las alternativas que generan una mayor rentabilidad son las calderas de biomasa y GLP, las cuales recuperan la inversión realizada en 2 y 2,34 años, respectivamente. Generando ganancias percibidas del VAN

de \$1 644 265 para el GLP y \$1 713 259 para la biomasa con una tasa de descuento del 9,256% proyectada a 10 años.

- Se concluye, mediante el análisis basado en la Norma ISO 31000:2018-Gestión del Riesgo, que la caldera de biomasa, a pesar de ser la opción más rentable financieramente, también es la opción con un mayor riesgo, mostrando incrementos del 53% en el área laboral y de 61,5% en el área técnico-económica.
- Se tienen opiniones diversas sobre el impacto ambiental de la biomasa, no obstante, con base en los mismos criterios aplicados para las otras fuentes y los datos brindados por el IPCC, se confirma que esta fuente energética, con la misma línea base de consumo de combustible equivalente, libera un total real de 2355 ton de CO₂ al ambiente, lo que corresponde a un incremento del 56,3% en las emisiones con respecto al diésel; en el mejor caso, con la instalación de una caldera de biomasa eficiente.
- Tomando en cuenta todos los criterios abordados, la caldera de GLP es la que tiene una de las mayores ventajas económicas y, a su vez, mantiene reducciones en el riesgo del 67% y 20% a nivel ambiental y laboral. Además, cuenta con una reducción real en las emisiones de CO₂ de 108,5 ton/año, es decir, 7,34% menos con respecto al diésel.
- Las calderas eléctricas se colocan como la opción que mejor se adecua a los objetivos de la empresa, puesto que es competitiva a nivel financiero con un VAN de \$938 076, TIR de 50,74% y un PR de 3,05 años en el caso de control de la demanda y donde se consideran pérdidas por tiempo muerto en producción. Estas también corresponden a la alternativa con la mayor reducción en las emisiones totales con 0 emisiones en sitio y una reducción total de 1309 ton CO₂/año (86,92% menos) con respecto al diésel, siendo, además, la opción que representa un menor riesgo a nivel laboral, ambiental y técnico-económico.
- Por medio del análisis del LCC, se evaluaron diferentes casos de estudio para la caldera eléctrica y se determinó que el rubro por demanda máxima es uno de los más importantes en la factura. Realizando manejos de carga apropiados, se puede tener ahorros de hasta \$61 697 anuales con respecto a los casos donde no se tiene control. Además, se determina que, cuanto mayor sea la cantidad de días de producción en tintorería, más competitivo es el precio operativo de la caldera, puesto que esta se acerca mucho más a un factor de carga ideal del 100%.

10. RECOMENDACIONES

- Dado que el análisis económico ha arrojado resultados favorables para la sustitución de la caldera de diésel de 250 BHP, se recomienda a la empresa realizar un análisis económico profundo en la alternativa de caldera escogida para determinar la totalidad de los precios de los costos de mano de obra, instalación y modificación arquitectónica pertinente. Estos no fueron abordados en el estudio por temas de alcance, tiempo y otras limitantes expuestas a detalle en la sección 5.1. “Adquisición”, pero los datos serán útiles para conocer con una mayor precisión el PR en la inversión.
- Se recomienda no desestimar la opción de la caldera eléctrica, ya que esta es la alternativa con mejores oportunidades de mejora a futuro, debido a que se proyectan grandes cambios para el 2030 con las iniciativas de la reforma fiscal verde, que, según el PND, vendrá a implementar impuestos y precios fijos sobre los combustibles fósiles, además de incentivos para las calderas eléctricas.
- Se recomienda encarecidamente realizar los esfuerzos pertinentes a futuro para conseguir la certificación ISO 50001-Sistemas de Gestión Energética. Los criterios de esta norma permiten conocer las pautas para abordar un ahorro energético integral en la compañía, lo que lleva a ahorros económicos importantes cada mes. La oportunidad de la certificación en esta norma otorga, además, la posibilidad de participar de tarifas como la T-MTb, misma que tiene beneficios en comparación con la tarifa eléctrica actual en torno al costo del consumo energético y a la demanda de potencia. Este modelo tarifario permitirá, a su vez, que la caldera eléctrica sea más competitiva.
- En beneficio del Departamento de Mantenimiento de la empresa, se recomienda generar un control ordenado sobre las variables más importantes de la caldera, esto para tener precisión sobre el cálculo de los indicadores energéticos. Un control en indicadores como la eficiencia permitirá conocer el impacto económico sobre las mejoras que se realicen en la caldera, así como detectar caídas en el rendimiento que son indicio de un problema por tratar.
- Se recomienda generar mensualmente el historial de tiempos de parada en tintorería por concepto de la caldera, así como el impacto económico de las paradas durante ese mes. El costo económico de las fallas mostrará la relevancia del rubro de mantenimiento y repercutirá en la toma de decisiones final sobre la selección de un tipo de caldera más confiable y con una disponibilidad mayor, como lo son las calderas eléctricas o las pirotubulares de alta tecnología.

CAPÍTULO VI. BIBLIOGRAFÍA

- [1] MINAE, “II Informe Bienal de Actualización ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”, Costa Rica, 2019.
- [2] MINAE, “Nuevo inventario nacional de gases de efecto invernadero presenta por primera vez un análisis de línea temporal desde 1990 a 2017”, enero 2022. [En línea]. Disponible en: <https://minae.go.cr/noticias-minae/comunicados/266-inventario-de-emisiones>. [Accedido: 30 julio 2022].
- [3] ICE, Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2020-2035, San José, Costa Rica, 2021.
- [4] Z. Dobrotkova, L. Adithya y J. Singh, “Energy efficiency in industry”, 2018. [En línea]. Disponible: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/31025/132949-BRI-PUBLIC-ADD-SERIES-VC-LW96-LJ-fin-OKR.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [5] A&E, “A&E overview”, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.amefird.com/>. [Accedido: 9 mayo 2022].
- [6] Elevate Textiles, “Who we are”, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.elevatetextiles.com/home/who-we-are/>. [Accedido: 29 agosto 2022].
- [7] H. Huw, “Todo sobre el Índice Higg: una de las principales herramientas de medición de la sostenibilidad en la moda”, noviembre 2021. [En línea]. Disponible en: <https://fashionunited.es/noticias/empresas/todo-sobre-el-indice-higg-una-de-las-principales-herramientas-de-medicion-de-la-sostenibilidad-en-la-moda/2021111237086>. [Accedido: 29 octubre 2022].
- [8] SAC, Higg Brand & Retail Module, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://apparelcoalition.org/higg-brand-tool/> [Accedido: 27 septiembre 2022].
- [9] Elevate Textiles, “Sustainability report”, Gütermann GmbH, Alemania, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.elevatetextiles.com/wp-content/uploads/2022/04/2022-04-27-ET-SustainabilityReport.pdf>
- [10] Gobierno de Costa Rica, “Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050”, 2015. [En línea]. Disponible en: <https://cambioclimatico.go.cr/wp-content/uploads/2019/11/PLAN-NACIONAL-DESCARBONIZACION.pdf>.

- [11] Gobierno de Costa Rica, “Tratado N° 9405. Acuerdo de París”, 6 octubre 2016. [En línea]. Disponible en: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=82638&nValor3=105816&strTipM=TC.
- [12] F. Aguirre, “Emisión de gases de efecto invernadero registra máximos históricos en 2017”, La Tercera, pp. 1-2, 1 agosto 2018.
- [13] MIDEPLAN, Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública del Bicentenario (2019-2022), San José, Costa Rica, 2018.
- [14] J. Menéndez y A. Muñoz, “Manejo de las calderas industriales y su impacto en el medio ambiente en la ciudad de Guayaquil”, Tesis, Universidad Politécnica Salesiana del Ecuador, Guayaquil, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/19836/1/UPS-GT003144.pdf>
- [15] MGM International, “Guía para la evaluación de elegibilidad de financiación de proyectos de eficiencia energética. Tipo de proyecto: calderas de alta eficiencia”, CAF, Lima, 2018.
- [16] M. Zárate y R. Ramírez, Matriz energética de Costa Rica. Renovabilidad de las fuentes y reversibilidad de los usos de energía, Friedrich Ebert Stiftung, 2016.
- [17] RECOPE, “Guerra en Ucrania estremece precio de los combustibles en Costa Rica debido al alza en la cotización del petróleo”, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.recope.go.cr/guerra-en-ucrania-estremece-precio-de-los-combustibles-en-costa-rica-debido-al-alza-en-la-cotizacion-del-petroleo/>. [Accedido: 26 julio 2022].
- [18] Gobierno de Costa Rica, “Política Nacional de Producción y Consumo Sostenibles 2018-2030”, marzo 2018. [En línea]. Disponible en: http://www.digeca.go.cr/sites/default/files/documentos/politica_nacional_produccion_consumo_sostenibles.pdf.
- [19] MINAE, VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, San José, Costa Rica: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo PNUD, 2015.
- [20] J. Romero, “Estudio de viabilidad financiera, ambiental y energética para la sustitución de una de las calderas de búnker por una de biomasa en la Planta San Rafael de la empresa Cargill Costa Rica”, Tesis, Instituto Tecnológico de Costa Rica, Cartago, 2018. [En línea]. Disponible en: https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/10461/estudio_

viabilidad_financiera_ambiental_energetica_sustitucion_calderas_bunker_biomasa_planta_san_rafael_empresa_cargill_costa_rica.pdf?sequence=1&isAllowed=y

- [21] SEPSE, “Estadísticas energéticas”, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://sepse.go.cr/estadisticas-energeticas-2/>. [Accedido: 25 julio 2022].
- [22] P. Montero y M. Miranda, “Informe visita técnica, fabricantes de calderas eléctricas”, CNFL, Costa Rica, 2019.
- [23] A. Garro, “Calderas”, Cartago, Costa Rica, 2011.
- [24] J. Rodríguez, “Conversión eléctrica del sistema de generación de vapor de agua en el HCLVV basados en el Plan Nacional de Energía 2015-2030 en Costa Rica”, Tesis, Instituto Tecnológico de Costa Rica, Cartago, 2021. [En línea]. Disponible en: https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/12308/TFG_Jabed_Rodr%c3%adguez_Vargas.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [25] Y. Miranda, “Justificación de la sustitución de una caldera de bunker por una caldera de biomasa por Eco Solutions en Bridgestone de Costa Rica”, Tesis, Tecnológico de Costa Rica, Cartago, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/5825/justificaci%c3%b3n-sustituci%c3%b3n-caldera-bunker.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [26] S. Loaiza, “Modelo de gestión de la energía para el sistema de vapor del Hospital San Juan de Dios bajo los criterios de la Norma INTE/ISO 50001”, Tesis, Instituto Tecnológico de Costa Rica, Cartago, 2020. [En línea]. Disponible en: https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/12310/TFG_Sebasti%c3%a1n_Loiza_Pereira.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [27] L. Kohan, «Problemas y tratamiento del agua de caldera,» de Manual de calderas: principios operativos de mantenimiento, construcción, instalación, reparación, seguridad, requerimientos y normativas, México, McGraw Hill, 2000, p. 770.
- [28] I. Ramírez, A. Ramírez y J. Cárdenas, “Efecto Joule”, Universidad del Valle, San José, Costa Rica.
- [29] Precision Boilers, “Electrode boilers product line”, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://precisionboilers.com/boilers/electrode/>. [Accedido: 28 julio 2022].

- [30] ARESEP, “Tarifas vigentes de electricidad”, septiembre 2022. [En línea]. Disponible en: <https://aresep.go.cr/electricidad/tarifas>. [Accedido: 13 septiembre 2022].
- [31] C. Schoeneberger, J. Zhang, C. McMillan, J. Dunn y E. Masanet, *Electrification potential of U.S. industrial boilers and assessment of the GHG emissions impact*, Estado Unidos: Elsevier, 2022.
- [32] CleaverBrooks, “Model S electric boiler”, marzo 2022. [En línea]. Disponible en: <https://cleaverbrooks.com/Product/model-s>. [Accedido: 29 julio 2022].
- [33] Pirobloc, “Calderas eléctricas de vapor”, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.pirobloc.com/productos/calderas-electricas-de-vapor/#especificaciones>. [Accedido: 5 septiembre 2022].
- [34] R. Jiménez, J. Madrigal, M. Lapido y D. Vidal, “Método para la evaluación de la eficiencia e impacto ambiental de un generador de vapor”, *La Habana*, vol. XXXVII, nº 2, pp. 135-144, 2016.
- [35] R. Conte, “Reducing annual energy consumption by proper selection of HVAC equipment”, *IECEC 96. Proceedings of the 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference*, vol. 2, pp. 1428-1433, 1996.
- [36] R. Sóki, “The effects of the oversizing on the heating and cooling systems”, *IEEE*, 2015.
- [37] Spirax Sarco, “Métodos de cálculo de consumo de vapor para plantas industriales”, 22 junio 2017. [En línea]. Disponible en: <https://vaporparalaindustria.com/metodos-de-calculo-de-consumo-de-vapor-industrial/>. [Accedido: 18 agosto 2022].
- [38] N. Sapag, R. Sapag y J. Sapag, *Preparación y Evaluación de Proyectos*, México: McGraw Hill Education, 2008.
- [39] *Gestión de confiabilidad - Parte 3-3: Guía de Aplicación - Cálculo del coste del ciclo de vida*. Norma UNE-EN IEC 60300-3-3:2009
- [40] *Evaluación de la conformidad — Código de buena práctica*. ISO/IEC Guide 60:2004
- [41] *Gestión del Riesgo. Requisitos – Directrices*. ISO 31000:2018.
- [42] *Energy management systems — Measuring energy performance using energy baselines (EnB) and energy performance indicators (EnPI) — General principles and guidance*. ISO 50006:2014.

- [43] International Dynamic Advisors, “Guía rápida de aplicación de ISO 14064-1. Sistema de gestión Huella de Carbono”, 2018. [En línea]. Disponible en: https://www.intedya.com/productos/Plantilla_NORMAISO14064-1.pdf. [Accedido: 18 septiembre 2022].
- [44] Cleaver Brooks, “Guía de eficiencia de la caldera”, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://cleaverbrooks.com/Catalog/boilers/firetube/cble>.
- [45] D. Gosse, “Process heat supply in the context of decarbonization – how will the industrial boilers of the future look?”, septiembre 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.bosch-thermotechnology.com/es/media/whitepaper-decarbonisation.pdf>. [Accedido: 19 septiembre 2022].
- [46] RECOPE, “Poderes calóricos de algunos combustibles”, abril 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.recope.go.cr/productos/sistema-de-calidad/poderes-caloricos-de-algunos-combustibles/>. [Accedido: 15 septiembre 2022].
- [47] Gobierno de Costa Rica, “Reforma Ley de Régimen de Zonas Francas, N.º 7210, de 23 de noviembre de 1990”, enero 2010. [En línea]. Disponible en: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=67099&nValor3=79355&strTipM=TC#:~:text=En%20el%20caso%20del%20incentivo,de%20impuesto%20sobre%20la%20renta. [Accedido: 14 septiembre 2022].
- [48] DineroEnElTiempo, “Valor actual del dólar de 2018”, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.dineroeneltiempo.com/dolar/de-2018-a-valor-presente?valor=421000&ano2=2022>. [Accedido: 5 octubre 2022].
- [49] C. Chayalakshmi, D. Jangamshetti y S. Savita, Boiler Efficiency Estimation from Hydrogen Content in Fuel, Karnataka, India: IEEE, 2015.
- [50] Spirax Sarco, “Cómo calcular el coste de producir vapor en la industria”, 2017. [En línea]. Disponible en: <https://vaporparalaindustria.com/calcular-el-coste-de-producir-vapor/>. [Accedido: 26 agosto 2022].
- [51] Pelletics, “¿Qué son los pellets?”, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://pelletics.com/que-son-pellets/>. [Accedido: 21 septiembre 2022].

- [52] CNFL, “Términos eléctricos y de facturación generales”, [En línea]. Disponible en: https://www.cnfl.go.cr/contenido/documentos/eficiencia/terminos%20electricos_y_de_facturacion.pdf. [Accedido: 21 septiembre 2022].
- [53] ICE, “Alcance N°205 Gaceta N°184”, 28 septiembre 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/669c79e9-84c9-4682-b63b-136238ebc7e2/Tarifas+actuales.pdf?MOD=AJPERES&CVID=o0-nbAw>.
- [54] Sincal, “Manual de operación y mantenimiento, calderas de vapor de biomasa con parrilla móvil”, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://sincal.es/wp-content/uploads/2018/09/MANUAL-DEL-USUARIO-DRS.pdf>.
- [55] Cleaver Brooks, “Models S, CR & HSB, steam electric boilers, operation and maintenance manual”, octubre 2019. [En línea]. Disponible en: <https://cleaverbrooks.com/Product/model-s>. [Accedido: 25 septiembre 2022].
- [56] Watlow, “Industry 4.0 products: F4T”, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.watlow.com/-/media/documents/brochures/winf4tbroch0419.ashx>. [Accedido: 25 septiembre 2022].
- [57] Gobierno de Costa Rica, “Decreto Ejecutivo 18445: Artículo 75”, 1988. [En línea]. Disponible en: http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=7241&nValor3=99462&strTipM=TC. [Accedido: 24 septiembre 2022].
- [58] M. Palacios, V. Gisbert y E. Pérez, “Sistemas de gestión de la calidad: Lean Manufacturing, Kaizen, gestión de riesgos (UNE-ISO 31000) e ISO 9001”, 3C Tecnología, vol. 4, n° 4, pp. 175-188, 2015.
- [59] Gestión de riesgos. Técnicas de valoración del riesgo. Norma IEC/ISO 31010, 2013. [En línea]. Disponible en: <https://www.umng.edu.co/documents/20127/517101/ISO+31010.pdf/162891f7-4591-2486-12e4-90b9ecb2017c?t=1575487373025>.
- [60] Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica, Manual de disposiciones técnicas generales sobre seguridad humana y protección contra incendios, San José, Costa Rica, 2013.
- [61] Asamblea Legislativa de la República de Costa Rica, “Código Penal. Ley N° 4573”, 1970. [En línea]. Disponible en: <http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm>

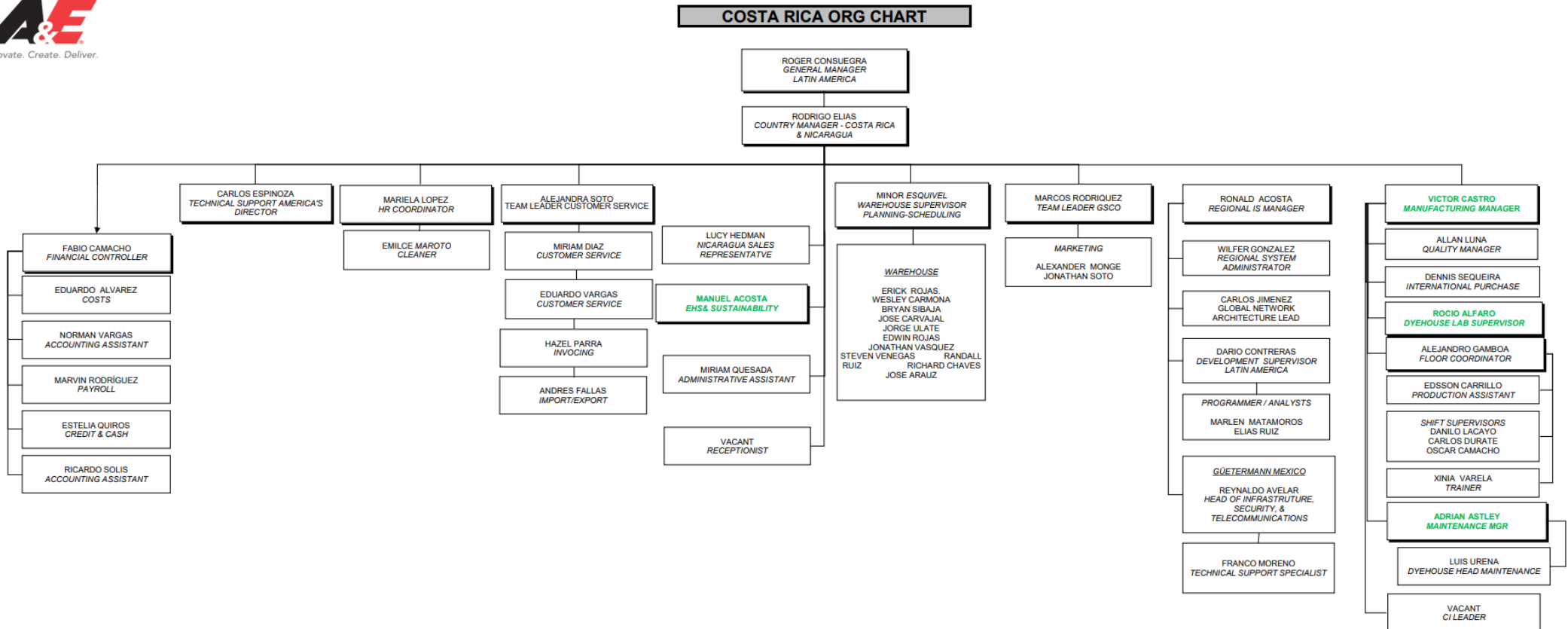
- _texto_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=5027&nValor3=96389&strTipM=TC. [Accedido: 5 octubre 2022].
- [62] RECOPE, “Diésel. Ficha de datos de seguridad (FDS)”, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.recope.go.cr/wp-content/uploads/2019/07/FDS-Diesel-V2-2019.pdf>.
- [63] RECOPE, “Gas Licuado de Petróleo (G.L.P). Ficha de datos de seguridad (FDS)”, 2020. [En línea]. Disponible en: https://www.recope.go.cr/wp-content/uploads/2020/10/FDS-Gas-LP-V-3-2020_1.pdf.
- [64] M. Díaz, “Prevención de riesgos en trabajos con corriente eléctrica. ISBN 978-987-23632-0-8”, SRT. [En línea]. Disponible en: https://www.oitcenterfor.org/sites/default/files/preve_electrica.pdf [Accedido: 29 septiembre 2022].
- [65] J. Francis, “Oficina en alquiler | Para empresas dentro y fuera del Régimen de Zonas Francas”, 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.inmotico.com/alquiler-cr00025668-18/para-empresas-dentro-y-fuera-del-regimen-de-zonas-francas.html>. [Accedido: 25 septiembre 2022].
- [66] M. Soto, “Costa Rica crea mercado local de carbono”, La Nación, para. 11 septiembre 2013. [En línea]. Disponible en: <https://www.nacion.com/economia/costa-rica-crea-mercado-local-de-carbono/5CAK5VIB6BDGZHTPF524HBOADE/story/#:~:text=Aquellas%20emisiones%20que%20la%20empresa,tonelada%20de%20di%C3%B3xido%20de%20carbono.>
- [67] FONAFIFO, “Desarrollo y Comercialización. Créditos de Carbono marca UCC”, 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.fonafifo.go.cr/es/servicios/desarrollo-y-comercializacion/>. [Accedido: 15 septiembre 2022].
- [68] Dirección de Cambio Climático, “Guía para la participación en el Programa País de Carbono Neutralidad: Categoría Organizacional”, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://cambioclimatico.go.cr/wp-content/uploads/2019/07/Guia-Carbono-Neutralidad-DCC-Parte-1.pdf>. [Accedido: 22 septiembre 2022].
- [69] Instituto Meteorológico Nacional (IMN), “Factores de emisión de gases de efecto invernadero. Duodécima Edición”, 2022. [En línea]. Disponible en: <http://cglobal.imn.ac.cr/wp-content/uploads/2022/07/FactoresEmision-GEI-2022-1.pdf>

- [70] Dirección de Cambio Climático, “Guía de implementación de la categoría cantonal Programa País Carbono Neutralidad de Costa Rica”, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://cambioclimatico.go.cr/wp-content/uploads/2021/08/Guia-de-implementacion.pdf>. [Accedido: 22 septiembre 2022].
- [71] IPCC, “Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Volumen 2: Energía”, 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf.
- [72] C. Norman y M. Kreye, “Cómo los bosques almacenan carbono”, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://extension.psu.edu/como-los-bosques-almacenan-el-carbono>. [Accedido: 1 octubre 2022].
- [73] E. Brenes, “Evaluación de la calidad, fijación de carbono y estado del manejo silvicultural en plantaciones forestales en la universidad Earth, Guácimo, Limón” Tesis, Instituto Tecnológico de Costa Rica, Cartago, 2012. [En línea]. Disponible en: https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/3118/evaluacion_calidad_fijacion_carbono_estado_manejo.pdf?sequence=1&isAllowed=y.
- [74] U. Hossain, S. Leu y C. S. Poon, “Sustainability analysis of pelletized bio-fuel derived from recycled wood product wastes in Hong Kong”, *ElSevier*, n° 113, pp. 400-410, 2015.
- [75] S. Gibbens, “¿Es la quema de pellets de madera una opción de energía renovable que respeta el medio ambiente?”, *National Geographic*, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/2021/11/es-la-quema-de-pellets-de-madera-una-opcion-de-energia-renovable-que-respeta-el-medio-ambiente>.
- [76] W. Schlesinger, B. Law, J. Stermán y W. Moomaw, “Pruitt is Wrong on Burning Forests for Energy”, *The New York Times*, para. 3 mayo 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.nytimes.com/2018/05/03/opinion/pruitt-forests-burning-energy.html>
- [77] W. Moomaw, “The EPA says burning wood to generate power is ‘carbon-neutral.’ Is that true?”, *The Conversation*, para. 8 mayo 2018. [En línea]. Disponible en: <https://theconversation.com/the-epa-says-burning-wood-to-generate-power-is-carbon-neutral-is-that-true-95727>

- [78] “Carbon emissions from burning biomass for energy”, PFPI, 2011. [En línea]. Disponible en: <https://www.pfpi.net/carbon-emissions>. [Accedido: 23 septiembre 2022].
- [79] Our World in Data, “Share of electricity production from renewables”, 2022. [En línea]. Disponible en: https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-renewables?tab=chart&country=OWID_WRL~SWE~FRA~BRA~CHN~IND~CAN~CRI. [Accedido: 12 agosto 2022].
- [80] J. Jenkins, M. Luke y S. Thernstrom, “Getting to Zero Carbon Emissions in the Electric Power Sector”, CellPress, vol. 2, n° 12, p. 2487–2510, 2018.
- [81] Ministerio de Ambiente y Energía, “Directriz N°006-2019-MINAE”, La Gaceta, pp. 2-3, 8 agosto 2019.
- [82] RECOPE, “Precios Históricos”, agosto 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.recope.go.cr/productos/precios-nacionales/historicos/>. [Accedido: 31 agosto 2022].
- [83] “Costos de Generación de Energía Renovable en 2020”, IRENA, 2021. [En línea]. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020_Summary_ES.pdf.
- [84] A. Ulloa, D. Camacho, D. Arias y J. Valverde, “Análisis del mercado de biomasa forestal con fines energéticos en la zona de Guanacaste, Costa Rica”, Revista Forestal Mesoamericana Kurú, vol. 15, pp. 2215-2504, 2019.
- [85] DatosMundial, “Desarrollo de las tasas de inflación en Costa Rica”, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.datosmundial.com/america/costa-rica/inflacion.php#:~:text=La%20tasa%20de%20inflaci%C3%B3n%20en,fue%20del%2053.300%2C84%20%25>. [Accedido: 3 octubre 2022].
- [86] Banco Central de Costa Rica, “Curva de Rendimiento Soberana”, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%202786>. [Accedido: 9 octubre 2022].
- [87] Banco Central de Costa Rica, “Artículo 8, del acta de la sesión 5963-2020”, 2020. [En línea]. Disponible en: https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Documentos/DocumentosMetodologiasNotasTecnicas/Metodologia_Curva_Soberana.pdf [Accedido: 13 octubre 2022].

CAPÍTULO VII. ANEXOS

Anexo 1. Organigrama de la empresa Hilos A&E de Costa Rica. Fuente: Departamento de Recursos Humanos.



Anexo 2. Medidas experimentales tomadas del medidor de flujo de vapor, termómetros y el medidor de nivel, en torno a las calderas durante el mes de agosto.

Caldera	Fecha	T Tanque Alimentación (°F)	Entalpía de agua (kJ/kg)	Presión (psi)	Entalpía de vapor (kJ/kg)	Consumo Vapor (MMBtu)	Consumo Vapor (MMBtu/día)	Consumo Vapor (lb/h)	Consumo combustible (L/día)	Eficiencia (%)
Caldera 1	1-8	205,00		89,87	2055,89	5971,87				
	2-8	205,00	402,70	95,00	2055,89	6038,47	66,60	2860,23	1964	69,6%
	3-8	205,00	402,70	95,00	2055,89	6101,81	63,34	2720,22	1810	71,9%
	4-8	208,00	409,73	90,17	2055,89	6172,34	70,53	3029,01	2118	68,1%
	5-8	204,00	400,36	87,08	2055,89	6246,38	74,04	3179,75	2079	73,2%
	6-8	205,00	402,70	65,09	2055,89	6317,39	71,01	3049,62	1925	75,7%
	7-8	206,00	405,04	92,23	2055,89	6387,66	70,27	3017,84	2079	69,3%
Caldera 2	8-8	206,00		79,17	2055,89	6431,55				
	9-8	206,00	405,04	65,96	2055,89	6501,57	70,02	3007,10	2079	69,1%
	10-8	214,00	423,79	73,65	2055,89	6579,13	77,56	3330,92	2310	68,1%
	11-8	205,00	402,70	87,52	2055,89	6665,24	76,91	3303,00	2195	72,0%
	12-8	204,00	400,36	86,72	2055,89	6738,28	73,04	3136,80	2195	68,4%
	13-8	206,00	405,04	83,74	2055,89	6800,57	70,65	3034,16	2079	69,7%
	3-9	208,00	409,73	96,21	2055,89	6873,91	73,34	3149,68	2157	69,5%
	15-8				2055,89					
	16-8	208,00	409,73	96,94	2055,89	6876,50	76,67	3292,70	2116	74,1%
	17-8	206,00	405,04	87,90	2055,89	6944,79	68,29	2932,81	2060	68,0%
	18-8	206,00	405,04	81,40	2055,89	7014,03	69,24	2973,60	2067	68,7%
	19-8	206,00	405,04	81,65	2055,89	7082,83	68,80	2954,71	2060	68,5%
	20-8	206,00	405,04	86,90	2055,89	7152,85	70,02	3007,10	2098	68,4%
	21-8	204,00	400,36	95,75	2055,89	7212,10	59,25	2544,57	2044	59,6%
	22-8	208,00		94,25	2055,89	7273,66				
	23-8	210,00	414,41	85,30	2055,89	7347,01	73,35	3150,11	2245	66,6%
	24-8	208,00	409,73	91,20	2055,89	7421,73	74,72	3208,95	2233	68,4%
	25-8	205,00	402,70	89,75	2055,89	7495,95	74,22	3187,48	2175	70,1%
	26-8	210,00	414,41	81,70	2055,89	7566,78	70,83	3041,89	2118	68,2%
	27-8	205,00	402,70	101,84	2055,89	7637,23	70,45	3025,57	2156	67,1%
28-8	214,00	423,79	78,50	2055,89						
29-8	208,00	409,73	79,10	2055,89	7710,57	73,34	3149,68	2157	69,5%	
30-8	204,00	400,36	78,10	2055,89	7781,97	71,40	3066,37	2078	70,7%	
31-8	206,00	405,04	82,40	2055,89	7854,55	72,58	3117,05	2116	70,3%	
Prom		206,70		86,00	2055,89	-	71,17	3056,57	2104	69,3%

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Anexo 3. Medidas experimentales tomadas del medidor de flujo de vapor, termómetros y el medidor de nivel, por cada hora y en un periodo de 2 semanas en septiembre

Medida	Fecha y Hora	T Tanque Alimen (°F)	Entalpía agua alimen (kJ/kg)	Presión (psi)	Entalpía vapor (kJ/kg)	Consumo Vapor (MMBtu)	Consumo Vapor (MMBtu/h)	Consumo Vapor (lb/h)	Consumo Combustible (L/hora)	Eficiencia (%)	Sobre-dimensionamiento (%)
1	5-9-22 8:30	206	405,04	95,00	2055,89	7927,39					
2	5-9-22 9:30	210	414,41	95,00	2055,89	7930,41	3,02	2400,00	81,6	58,2%	65,2%
3	5-9-22 10:30	208	409,70	95,00	2055,89	7933,43	2,995	3086,98	77,9	78,6%	55,3%
4	5-9-22 11:30	208	409,70	95,00	2055,89	7936,43	2,29	2360,33	72,6	64,5%	65,8%
5	5-9-22 12:30	208	409,70	95,00	2055,89	7938,72	2,69	2772,62	70,5	78,0%	59,8%
6	5-9-22 13:30	210	414,41	95,00	2055,89	7941,41	2,67	2752,00	92,5	58,9%	60,1%
7	5-9-22 14:30	208	409,70	95,00	2055,89	7944,08	3,3	3401,35	97,1	69,5%	50,7%
8	5-9-22 15:30	208	409,70	95,00	2055,89	7405,30	2,38	2453,10	71,5	68,1%	64,4%
9	6-9-22 9:00	208,00	409,70	95,00	2055,89	8017,10					
10	6-9-22 10:00	212,00	419,01	95,00	2055,89	8020,27	3,17	3267,36	88,5	72,8%	52,6%
11	6-9-22 11:00	208,00	409,70	95,00	2055,89	8023,13	2,86	2947,84	88,6	66,0%	57,3%
12	6-9-22 12:00	212,00	419,01	95,00	2055,89	8026,85	3,72	3834,25	107,8	70,2%	44,4%
13	6-9-22 13:00	204,00	400,36	95,00	2055,89	8028,75	1,90	1958,35	61,6	63,4%	71,6%
14	6-9-22 14:00	212,00	419,01	95,00	2055,89	8032,47	3,72	3834,25	119,4	63,4%	44,4%
15	6-9-22 15:00	208,00	409,70	95,00	2055,89	8034,52	2,05	2112,96	61,6	68,0%	69,4%
16	7-9-22 8:30	212,00	419,01	95,00	2055,89	8264,26					
17	7-9-22 9:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8267,39	3,13	3226,13	88,5	72,3%	53,2%
18	7-9-22 10:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8270,16	2,77	2855,07	69,3	81,7%	58,6%
19	7-9-22 11:30	210,00	414,41	95,00	2055,89	8273,23	3,07	3164,29	92,4	67,7%	54,1%
20	7-9-22 12:30	210,00	414,41	95,00	2055,89	8276,57	3,34	3442,58	96,3	70,8%	50,1%
21	7-9-22 13:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8278,71	2,14	2205,72	73,2	59,8%	68,0%
22	7-9-22 14:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8282,31	3,60	3710,56	96,3	76,5%	46,2%
23	7-9-22 15:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8284,25	1,94	1999,58	50,0	79,3%	71,0%
24	8-9-22 8:30	212,00	419,01	95,00	2055,89	8332,75					
25	8-9-22 9:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8335,01	2,26	2329,41	61,6	75,0%	66,2%
26	8-9-22 10:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8338,03	3,02	3112,75	80,8	76,4%	54,9%
27	8-9-22 11:30	210,00	414,41	95,00	2055,89	8341,05	3,02	3112,75	84,7	72,7%	54,9%
28	8-9-22 12:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8343,63	2,58	2659,24	88,6	59,6%	61,5%
29	8-9-22 13:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8346,57	2,94	3030,29	96,3	62,8%	56,1%
30	8-9-22 14:30	204,00	400,36	95,00	2055,89	8349,96	3,39	3494,11	104,0	66,5%	49,4%
31	8-9-22 15:30	210,00	414,41	95,00	2055,89	8351,91	1,95	2009,89	53,9	73,8%	70,9%
32	9-9-22 8:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8404,85					
33	9-9-22 9:30	210,00	414,41	95,00	2055,89	8407,38	2,53	2607,70	77,0	67,0%	62,2%
34	9-9-22 10:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8410,12	2,74	2819,00	77,0	72,6%	59,1%
35	9-9-22 11:30	212,00	419,01	95,00	2055,89	8413,11	3,00	3086,98	88,6	68,8%	55,3%
36	9-9-22 12:30	206,00	405,04	95,00	2055,89	8415,40	2,29	2360,33	65,5	71,7%	65,8%
37	9-9-22 13:30	210,00	414,41	95,00	2055,89	8418,42	3,02	3112,75	96,3	64,0%	54,9%
38	9-9-22 14:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8420,57	2,15	2216,03	69,3	63,4%	67,9%
39	9-9-22 15:30	208,00	409,70	95,00	2055,89	8423,72	3,15	3246,74	88,5	72,7%	52,9%
40	12-9-22 8:00	208,00	409,70	95,00	2055,89	8611,19					
41	12-9-22 9:00	204,00	400,36	95,00	2055,89	8613,18	1,99	2051,12	57,8	70,9%	70,3%
42	12-9-22 10:00	208,00	409,70	75,00	2082,48	8615,73	2,55	2628,32	96,3	55,0%	61,9%
43	12-9-22 11:00	210,00	414,41	75,00	2082,48	8618,61	2,88	2968,45	84,7	70,4%	57,0%
44	12-9-22 12:00	210,00	414,41	75,00	2082,48	8621,21	2,60	2679,85	80,8	66,6%	61,2%
45	12-9-22 13:00	208,00	409,70	75,00	2082,48	8624,47	3,26	3360,12	88,6	76,5%	51,3%
46	12-9-22 14:00	210,00	414,41	75,00	2082,48	8626,65	2,18	2246,95	88,6	51,0%	67,4%
47	12-9-22 15:00	208,00	409,70	75,00	2082,48	8629,46	2,81	2896,30	77,0	75,8%	58,0%

Anexo 3. Continuación.

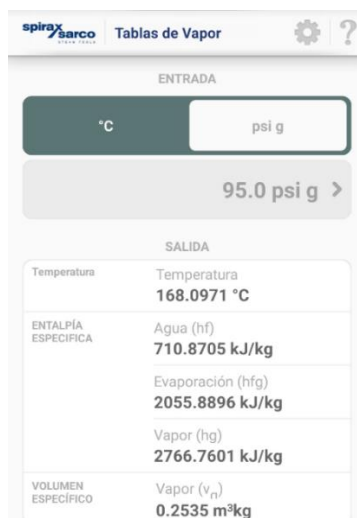
48	13-9-22 8:30	210,00	414,41	75,00	2082,48	8677,32						
49	13-9-22 9:30	208,00	409,70	75,00	2082,48	8680,11	2,79	2875,69	69,3	83,6%	58,3%	
50	13-9-22 10:30	208,00	409,70	75,00	2082,48	8682,64	2,53	2607,70	73,1	71,9%	62,2%	
51	13-9-22 11:30	208,00	409,70	75,00	2082,48	8685,33	2,69	2772,62	73,2	76,4%	59,8%	
52	13-9-22 12:30	206,00	405,04	75,00	2082,48	8688,00	2,67	2752,00	88,6	62,8%	60,1%	
53	13-9-22 13:30	206,00	405,04	75,00	2082,48	8690,50	2,50	2576,78	88,5	58,8%	62,7%	
54	13-9-22 14:30	210,00	414,41	75,00	2082,48	8693,40	2,90	2989,07	96,3	62,4%	56,7%	
55	13-9-22 15:30	210,00	414,41	75,00	2082,48	8695,55	2,15	2216,03	69,3	64,3%	67,9%	
56	14-9-22 8:00	210,00	414,41	75,00	2082,48	8743,68						
57	14-9-22 9:00	210,00	414,41	75,00	2082,48	8745,86	2,18	2246,95	57,8	78,2%	67,4%	
58	14-9-22 10:00	212,00	419,01	75,00	2082,48	8749,10	3,24	3339,51	96,3	69,6%	51,6%	
59	14-9-22 11:00	208,00	409,70	75,00	2082,48	8752,29	3,19	3287,97	100,1	66,2%	52,3%	
60	14-9-22 12:00	210,00	414,41	75,00	2082,48	8754,78	2,49	2566,47	84,7	60,9%	62,8%	
61	14-9-22 13:00	212,00	419,01	75,00	2082,48	8758,11	3,33	3432,27	96,3	71,5%	50,3%	
62	14-9-22 14:00	208,00	409,70	75,00	2082,48	8759,72	3,30	3401,35	96,3	71,2%	50,7%	
63	14-9-22 15:00	208,00	409,70	75,00	2082,48	8762,10	2,38	2453,10	69,3	71,4%	64,4%	
64	15-9-22 8:30	208,00	409,70	75,00	2082,48	9019,86						
65	15-9-22 9:30	208,00	409,70	75,00	2082,48	9022,61	2,75	2834,46	69,3	82,4%	58,9%	
66	15-9-22 10:30	210,00	414,41	75,00	2082,48	9025,33	2,72	2803,54	77,0	73,2%	59,4%	
67	15-9-22 11:30	208,00	409,70	75,00	2082,48	9028,05	2,72	2803,54	69,3	81,6%	59,4%	
68	15-9-22 12:30	208,00	409,70	75,00	2082,48	9030,27	2,22	2288,18	61,6	74,9%	66,8%	
69	15-9-22 13:30	210,00	414,41	75,00	2082,48	9033,56	3,29	3391,04	96,3	70,8%	50,9%	
70	15-9-22 14:30	202,00	395,68	75,00	2082,48	9036,58	3,02	3112,75	134,8	47,0%	54,9%	
71	15-9-22 15:30	204,00	400,36	75,00	2082,48	9038,83	2,25	2319,10	80,8	58,1%	66,4%	
72	16-9-22 8:30	208,00	409,70	75,00	2082,48	9089,30						
73	16-9-22 9:30	208,00	409,70	75,00	2082,48	9092,00	2,70	2782,92	77,0	72,9%	59,7%	
74	16-9-22 10:30	206,00	405,04	75,00	2082,48	9094,28	2,28	2350,02	61,6	77,1%	65,9%	
75	16-9-22 11:30	210,00	414,41	75,00	2082,48	9097,60	3,32	3421,96	84,7	81,2%	50,4%	
76	16-9-22 12:30	206,00	405,04	75,00	2082,48	9100,03	2,43	2504,63	77,0	65,8%	63,7%	
77	16-9-22 13:30	210,00	414,41	75,00	2082,48	9103,35	3,32	3421,96	84,7	81,2%	50,4%	
78	16-9-22 14:30	206,00	405,04	75,00	2082,48	9106,35	3,00	3092,14	104,0	60,1%	55,2%	
79	16-9-22 15:30	208,00	409,70	75,00	2082,48	9109,36	3,01	3102,44	88,6	70,6%	55,0%	
Promedio		208,51		-	-	-	2,76	2834,21	82,4	69,4%	58,9%	

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

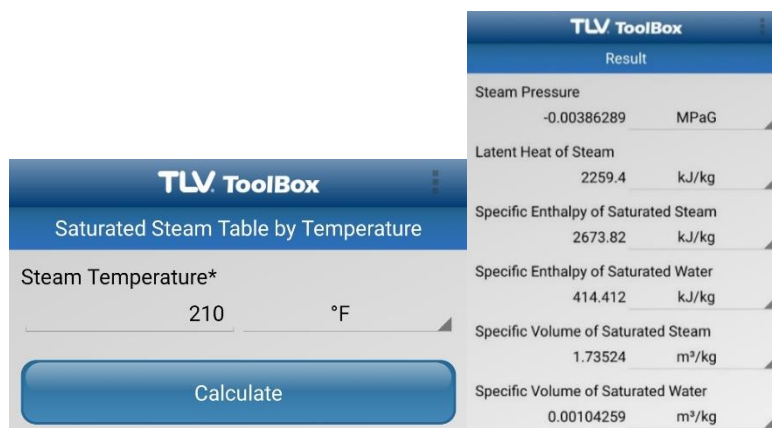
Anexo 4. Nuevas mediciones tomando en cuenta las correcciones de la medición en campo para la determinación de la eficiencia de la caldera.

Medida	Fecha y Hora	Totalizador (kg)	Consumo Vapor (kg/h)	Nivel de combustible (cm)	Consumo de Combustible (L/hora)	Eficiencia Aprox (%)	Porcentaje de carga
1	26-9-22 10:30	398,95		263,0			
2	26-9-22 11:30	1368,53	969,58	261,0	77,0	78,4%	31,0%
3	26-9-22 12:30	2303,13	934,60	259,1	73,1	79,6%	29,9%
4	26-9-22 13:30	3395,11	1091,98	256,9	84,7	80,3%	34,9%
5	26-9-22 14:30	4428,00	1032,89	254,8	80,8	79,5%	33,0%
6	26-9-22 15:30	5435,26	1007,26	252,8	78,9	79,5%	32,2%
7	27-9-22 8:30	23212,34		217,4			
8	27-9-22 9:30	24100,66	888,32	215,6	69,3	79,8%	28,4%
9	27-9-22 10:30	25044,91	944,25	213,7	73,2	80,4%	30,2%
10	27-9-22 11:30	26058,70	1013,79	211,7	77,0	82,0%	32,4%
11	27-9-22 12:30	27404,18	1345,48	209,4	103,0	81,3%	43,0%
12	27-9-22 13:30	28262,09	857,91	207,3	66,4	80,4%	27,4%
13	27-9-22 14:30	29231,26	969,17	205,3	77,0	78,4%	31,0%
14	27-9-22 15:30	30236,28	1005,02	203,3	78,2	80,0%	32,1%
16	28-9-22 8:30	46049,37		242,6			
17	28-9-22 9:30	47087,97	1038,60	240,3	81,6	79,3%	33,2%
18	28-9-22 10:30	48369,33	1281,36	238,5	96,6	82,6%	40,9%
19	28-9-22 11:30	49248,84	879,51	236,1	68,3	80,2%	28,1%
20	28-9-22 12:30	50213,74	964,90	227,9	75,6	79,5%	30,8%
21	28-9-22 13:30	51115,94	902,20	231,7	70,5	79,7%	28,8%
22	28-9-22 14:30	52390,82	1274,88	229,2	96,0	82,7%	40,7%
23	28-9-22 15:30	53463,70	1072,88	233,6	80,1	83,4%	34,3%
24	29-9-22 8:30	76686,16		217,8			
25	29-9-22 9:30	77781,18	1095,02	215,6	84,7	80,5%	35,0%
26	29-9-22 10:30	78961,59	1180,41	213,2	92,4	79,5%	37,7%
27	29-9-22 11:30	79937,41	975,82	211,2	77,0	78,9%	31,2%
28	29-9-22 12:30	81050,27	1112,86	208,9	88,5	78,3%	35,6%
29	29-9-22 13:30	81944,47	894,20	207,1	69,3	80,3%	28,6%
30	29-9-22 14:30	82866,06	921,59	205,3	69,3	82,8%	29,4%
31	29-9-22 15:30	83788,98	922,92	203,4	73,2	78,6%	29,5%
32	30-9-22 8:30	102614,50		351,5			
33	30-9-22 9:30	103565,60	951,10	349,7	69,3	85,5%	30,4%
34	30-9-22 10:30	104629,00	1063,40	347,6	80,8	81,9%	34,0%
35	30-9-22 11:30	105907,10	1278,10	345,0	100,1	79,5%	40,8%
36	30-9-22 12:30	107002,87	1095,77	342,8	84,7	80,6%	35,0%
37	30-9-22 13:30	107878,69	875,82	341,1	65,4	83,3%	28,0%
38	30-9-22 14:30	109131,00	1252,31	338,6	96,3	81,0%	40,0%
39	30-9-22 15:30	110273,70	1142,70	336,4	84,7	84,0%	36,5%
Promedio		-	1037,47		80	80,7%	33,1%

Anexo 5. Aplicación Spirax Sarco Steam Tools para la toma del dato de la entalpía del vapor.



Anexo 6. Aplicación TLV ToolBox para la obtención de la entalpía del agua de entrada.



Anexo 7. Consumos individuales de usuarios de vapor sin considerar factor de demanda.

Máquina	Equipo	Marca	Modelo	Uso (h/día)	Presión de Operación (psi)	CP (kJ/kg °C)	hf	Ti (°C)	Tf (°C)	ΔT	Densidad agua Ti (kg/m3)	Volumen de agua a calentar (l)	Masa de agua (kg)	Tiempo de Calentamiento (h)	Consumo Vapor (kg/h)	Consumo Vapor (lb/h)
M1	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 500 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	255,0	253,0	0,750	61,0	134,5
M2	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 500 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	296,0	293,7	0,750	70,8	156,2
M3	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 500 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	296,0	293,7	0,750	70,8	156,2
M4	Teñidora	Thies	296/6 (Twin Kier)	24	75	4,186	2082	40	129	89	992,22	140,0	138,9	0,742	33,5	73,9
M5	Teñidora	Thies	296/6 (Twin Kier)	24	75	4,186	2082	40	129	89	992,22	140,0	138,9	0,742	33,5	73,9
M6	Teñidora	Thies	296/6 (Twin Kier)	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	140,0	138,9	0,750	33,5	73,9
M7	Teñidora	Thies	296/6 (Twin Kier)	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	140,0	138,9	0,750	33,5	73,9
M8	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 800 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	628,0	623,1	0,750	150,3	331,4
M9	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 1100 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	1234,2	1224,6	0,333	664,6	1465,2
M10	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 500 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	287,0	284,8	0,750	68,7	151,4
M11	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 500 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	287,0	284,8	0,750	68,7	151,4
M12	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 800 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	628,0	623,1	0,750	150,3	331,4
M13	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 800 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	628,0	623,1	0,750	150,3	331,4
M14	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 1100 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	1234,2	1224,6	0,333	664,6	1465,2
M17 (15+16)	Teñidora	Thies	Eco-Bloc quattro (2U)	24	75	4,186	2082	30	130	100	992,22	150,0	148,8	0,833	35,9	79,1
M20	Teñidora	Thies	Eco-Bloc quattro (3U)	24	75	4,186	2082	30	130	100	995,65	52,0	51,8	0,833	12,5	27,5
M21 (18+19)	Teñidora	Thies	Eco-Bloc quattro (3U)	24	75	4,186	2082	30	130	100	995,65	104,0	103,5	0,833	25,0	55,1
M22	Autoclave	Gaston County	-	-	75	4,186	2082	30	130	100	995,65	-	440	0,833	106,1	234,0
Total				-	-	-	-								2433,8	5365,6

Anexo 8. Tabla de selección del factor de vaporización. Tomado del manual de SELMEC Cleaver Brooks.

Temperatura del agua de alimentación		Presión Kg/cm. ² Lbs/pulg. ²														
		0.35	0.70	1.41	3.52	4.92	6.33	7.03	7.73	9.14	10.5	12.0	13.4	14.1	15.8	17.6
°C	°F	5	10	20	50	70	90	100	110	130	150	170	190	200	225	250
0.0	32	1.19	1.19	1.20	1.214	1.219	1.223	1.225	1.226	1.229	1.231	1.233	1.235	1.236	1.237	1.239
4.4	40	1.18	1.18	1.15	1.206	1.211	1.215	1.217	1.218	1.221	1.223	1.225	1.227	1.227	1.229	1.231
10.0	50	1.17	1.17	1.18	1.196	1.201	1.205	1.206	1.208	1.211	1.213	1.215	1.216	1.217	1.219	1.220
15.6	60	1.16	1.16	1.17	1.185	1.190	1.194	1.196	1.198	1.200	1.202	1.204	1.206	1.207	1.209	1.210
21.1	70	1.15	1.15	1.16	1.175	1.180	1.184	1.186	1.187	1.190	1.192	1.194	1.196	1.196	1.198	1.200
26.7	80	1.14	1.14	1.15	1.162	1.170	1.174	1.176	1.177	1.180	1.182	1.184	1.185	1.186	1.188	1.189
32.2	90	1.13	1.13	1.14	1.154	1.160	1.164	1.165	1.167	1.170	1.172	1.173	1.175	1.176	1.178	1.179
37.8	100	1.12	1.12	1.13	1.144	1.149	1.153	1.155	1.156	1.159	1.161	1.163	1.165	1.166	1.167	1.169
43	110	1.11	1.11	1.12	1.134	1.139	1.143	1.145	1.146	1.149	1.151	1.153	1.155	1.155	1.157	1.159
49	120	1.10	1.10	1.11	1.124	1.129	1.133	1.134	1.136	1.139	1.141	1.143	1.144	1.145	1.147	1.148
54	130	1.09	1.09	1.10	1.113	1.118	1.123	1.124	1.126	1.128	1.130	1.132	1.134	1.135	1.137	1.138
60	140	1.08	1.08	1.09	1.103	1.108	1.112	1.114	1.115	1.118	1.120	1.122	1.124	1.125	1.126	1.128
66	150	1.07	1.08	1.08	1.093	1.098	1.102	1.104	1.105	1.108	1.110	1.112	1.114	1.114	1.116	1.118
71	160	1.06	1.07	1.07	1.082	1.088	1.092	1.093	1.095	1.097	1.100	1.102	1.103	1.104	1.106	1.107
77	170	1.05	1.05	1.06	1.072	1.077	1.081	1.083	1.084	1.087	1.089	1.091	1.093	1.094	1.095	1.097
82	180	1.04	1.04	1.05	1.062	1.067	1.071	1.073	1.074	1.077	1.079	1.081	1.083	1.083	1.085	1.087
88	190	1.03	1.03	1.04	1.052	1.057	1.061	1.062	1.064	1.066	1.069	1.071	1.072	1.073	1.075	1.076
93	200	1.02	1.02	1.03	1.041	1.047	1.050	1.052	1.053	1.056	1.058	1.060	1.062	1.063	1.064	1.066
99	210	1.01	1.01	1.02	1.031	1.036	1.040	1.042	1.043	1.046	1.048	1.050	1.052	1.052	1.054	1.056

Anexo 9. Tablas de comparación de eficiencia según el tipo de combustible, la potencia y el porcentaje de carga de la caldera CBLE de la marca Cleaver Brooks.

Tabla 9: EFICIENCIAS DEL MODELO CBLE, GAS NATURAL

TAMAÑO DE LA CALDERA	PRESIÓN DE FUNCIONAMIENTO = 10 psi				PRESIÓN DE FUNCIONAMIENTO = 125 psi			
	% DE CARGA				% DE CARGA			
	25 %	50 %	75 %	100 %	25 %	50 %	75 %	100 %
100	84.4	85.0	84.8	84.4	81.5	82.4	82.3	82.2
125	83.3	83.6	83.4	83.2	80.4	80.9	81.0	81.0
150	84.4	84.6	84.5	84.3	81.5	82.0	82.0	82.1
200	85.0	85.3	85.1	84.9	82.2	82.7	82.7	82.7
250	85.0	84.7	84.0	83.3	82.0	82.0	81.6	81.3
300	85.3	85.3	84.6	83.9	82.6	82.7	82.2	81.9
350	85.3	85.7	85.2	84.5	82.6	83.2	82.8	82.5
400	84.5	84.7	84.6	84.4	81.8	82.2	82.4	82.2
500	85.5	85.7	85.5	85.2	82.8	83.2	83.3	83.1
600	85.7	86.0	85.8	85.6	82.9	83.5	83.6	83.5
700	85.7	86.2	86.0	85.7	83.0	83.6	83.6	83.6
800	85.8	86.1	85.9	85.6	83.1	83.6	83.7	83.5

Tabla 10: EFICIENCIAS DEL MODELO CBLE, ACEITE N.º 2

TAMAÑO DE LA CALDERA	PRESIÓN DE FUNCIONAMIENTO = 10 psi				PRESIÓN DE FUNCIONAMIENTO = 125 psi			
	% DE CARGA				% DE CARGA			
	25 %	50 %	75 %	100 %	25 %	50 %	75 %	100 %
100	87.8	88.4	88.1	87.7	84.8	85.7	85.6	85.5
125	86.7	86.9	86.7	86.6	83.7	84.2	84.3	84.3
150	87.8	88.0	87.8	87.6	84.8	85.3	85.3	85.4
200	88.4	88.7	88.4	88.2	85.6	86.0	86.0	86.0
250	88.3	88.1	87.4	86.7	85.3	85.3	84.9	84.7
300	88.6	88.7	88.0	87.3	85.9	86.0	85.5	85.2
350	88.6	89.0	88.5	87.8	85.9	86.6	86.1	85.8
400	87.9	88.1	87.9	87.6	85.1	85.5	85.6	85.5
500	88.9	89.0	88.9	88.6	86.1	86.5	86.6	86.4
600	89.0	89.4	89.2	89.0	86.2	86.8	86.9	86.8
700	89.1	89.5	89.3	89.1	86.3	86.9	87.0	86.9
800	89.2	89.5	89.3	89.0	86.4	86.9	87.0	86.8

Anexo 10. Ficha técnica del combustible de biomasa en forma de Pellets. **Fuente:** Pelletics.



Ficha Técnica del Producto

<i>Pellets de madera</i>																																														
Descripción	<table border="0"> <tr> <td>Diámetro</td> <td>6mm</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Longitud</td> <td>< 40mm</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Densidad a granel</td> <td>650 kg/m³</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Densidad del pellet</td> <td>1.1-1.2 ton/m³</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Contenido de humedad</td> <td>< 10%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Contenido de ceniza</td> <td>< 2.5 %</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Valor Calorífico (recibido)</td> <td>4,440 kcal/kg</td> <td> 18.61 MJ/kg</td> </tr> <tr> <td>Densidad de Energía</td> <td>12,096.5 MJ/m³</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Contenido Volátil</td> <td>91.6%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>temperatura deformación de ceniza</td> <td>1452 °C</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Sulfúricos</td> <td>0.040%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Nitrogeno</td> <td>< 0.3 %</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cloro</td> <td>0.013%</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Aditivos</td> <td>< 0.1 %</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Polvo</td> <td>< 1 %</td> <td></td> </tr> </table>	Diámetro	6mm		Longitud	< 40mm		Densidad a granel	650 kg/m ³		Densidad del pellet	1.1-1.2 ton/m ³		Contenido de humedad	< 10%		Contenido de ceniza	< 2.5 %		Valor Calorífico (recibido)	4,440 kcal/kg	18.61 MJ/kg	Densidad de Energía	12,096.5 MJ/m ³		Contenido Volátil	91.6%		temperatura deformación de ceniza	1452 °C		Sulfúricos	0.040%		Nitrogeno	< 0.3 %		Cloro	0.013%		Aditivos	< 0.1 %		Polvo	< 1 %	
Diámetro	6mm																																													
Longitud	< 40mm																																													
Densidad a granel	650 kg/m ³																																													
Densidad del pellet	1.1-1.2 ton/m ³																																													
Contenido de humedad	< 10%																																													
Contenido de ceniza	< 2.5 %																																													
Valor Calorífico (recibido)	4,440 kcal/kg	18.61 MJ/kg																																												
Densidad de Energía	12,096.5 MJ/m ³																																													
Contenido Volátil	91.6%																																													
temperatura deformación de ceniza	1452 °C																																													
Sulfúricos	0.040%																																													
Nitrogeno	< 0.3 %																																													
Cloro	0.013%																																													
Aditivos	< 0.1 %																																													
Polvo	< 1 %																																													

<i>Explicación del análisis</i>	
Contenido de Humedad [5-10%]	Entre más alto el contenido de agua, menor contenido de energia Con un contenido de humedad muy alta (>15%) existe el riesgo de descomposición biológica. Nuestros pellets dan un valor calorífico óptimo y la posibilidad de que el producto sufra descomposición biológica está descartada.
Contenido Cenizas [1.5 - 15%]	un contenido de cenizas más alto indica el contenido de materiales ajenas. (aditivos, partículas, otros desechos) un contenido mayor trae el riesgo de escoria* (*revisar temperatura de deformación)
Temperatura de deformación de ceniza [1200 - 1500 °C]	A temperaturas bajas existe el riesgo potencial de escoria o/y de recubrimiento (depende de las condiciones de operación) A temperaturas de deformación más alta habra menos escoria y menos deformacion física y química de las cenizas.
Valor Calorífico [16.5 - 18.6 MJ/kg]	El Valor calorifico es la energia total liberada de un combustible quemado en el aire, este incluye el calor de la condensación del agua dentro los combustibles. Representa así la energía maxima potencialmente recuperable de un combustible de biomasa en específico. Un valor calorífico mayor resulta en mejor combustión y mayor economía.

Anexo 8. Caso demanda máxima sin manejo, suponiendo un caso donde todas las máquinas encienden al mismo tiempo y se da el proceso en una de las máquinas 9 o 14.

Máquina	Equipo	Marca	Modelo	Uso (h/día)	Presión de Operación (psi)	CP (kJ/kg °C)	hf	Ti (°C)	Tf (°C)	ΔT	Densidad agua Ti (kg/m3)	Volumen de agua a calentar (l)	Masa de agua (kg)	Tiempo de Calentamiento (h)	Consumo de Vapor (kg/h)	Consumo de Vapor (lb/h)
M1	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 500 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	255,0	253,0	0,750	61,0	134,5
M2	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 500 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	296,0	293,7	0,750	70,8	156,2
M3	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 500 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	296,0	293,7	0,750	70,8	156,2
M4	Teñidora	Thies	296/6 (Twin Kier)	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	140,0	138,9	0,750	33,5	73,9
M5	Teñidora	Thies	296/6 (Twin Kier)	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	140,0	138,9	0,750	33,5	73,9
M6	Teñidora	Thies	296/6 (Twin Kier)	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	140,0	138,9	0,750	33,5	73,9
M7	Teñidora	Thies	296/6 (Twin Kier)	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	140,0	138,9	0,750	33,5	73,9
M8	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 800 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	628,0	623,1	0,750	150,3	331,4
M9	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 1100 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	1370,0	1359,3	0,750	327,9	722,9
M10	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 500 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	287,0	284,8	0,750	68,7	151,4
M11	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 500 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	287,0	284,8	0,750	68,7	151,4
M12	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 800 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	628,0	623,1	0,750	150,3	331,4
M13	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 800 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	628,0	623,1	0,750	150,3	331,4
M14	Teñidora	Thies	Eco-Bloc 1100 KB	24	75	4,186	2082	40	130	90	992,22	1271,0	1261,1	0,333	684,4	1508,9
M17 (15+16)	Teñidora	Thies	Eco-Bloc quattro (2U)	24	75	4,186	2082	30	130	100	992,22	150,0	148,8	0,833	35,9	79,1
M20	Teñidora	Thies	Eco-Bloc quattro (3U)	24	75	4,186	2082	30	130	100	995,65	52,0	51,8	0,833	12,5	27,5
M21 (18+19)	Teñidora	Thies	Eco-Bloc quattro (3U)	24	75	4,186	2082	30	130	100	995,65	104,0	103,5	0,833	25,0	55,1
M22	Autoclave	Gaston County	-	-	75	4,186	2082	30	130	100	995,65	-	440	0,833	106,1	234,0
	Total			-	-	-	-								2116,9	4666,9

Anexo 9. Costo operativo calera eléctrica según caso 1: de demanda máxima de la caldera.

Fecha	Consumo Diésel (L)	Consumo Equiv Electricidad (kWh)	Costo energía (\$)	Costo demanda (\$)	Alambrado Público (\$)	Tributo Bomberos (\$)	Total (\$)	FC	Ahorro vs Diésel (\$)
ago-21	48 052	412 981	\$ 33 644	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 53 745	38%	\$ -5 517
sep-21	46 549	400 066	\$ 32 591	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 52 693	37%	\$ -5 973
oct-21	48 139	413 730	\$ 33 705	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 53 806	38%	\$ -5 491
nov-21	45 497	391 021	\$ 31 855	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 51 956	36%	\$ -6 292
dic-21	33 474	287 695	\$ 23 437	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 43 538	27%	\$ -9 941
ene-22	46 046	395 739	\$ 32 239	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 52 340	37%	\$ -6 126
feb-22	47 715	410 086	\$ 33 408	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 53 509	38%	\$ -5 619
mar-22	53 359	458 594	\$ 37 359	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 57 461	42%	\$ -3 906
abr-22	45 027	386 987	\$ 31 526	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 51 627	36%	\$ -6 435
may-22	52 712	453 030	\$ 36 906	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 57 007	42%	\$ -4 103
jun-22	53 333	458 366	\$ 37 341	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 57 442	42%	\$ -3 914
jul-22	54 370	467 280	\$ 38 067	\$ 19 844	\$ 255	\$ 2,49	\$ 58 168	43%	\$ -3 599
Consumo/año	574 273	4 935 574	\$ 402 078	\$ 238 124	\$ 3 060	\$ 29,94	\$ 643 292	-	\$ -66 917

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Anexo 10. Costo operativo calera eléctrica según caso 2: de demanda máxima esperada del sistema.

Fecha	Consumo Diésel (L)	Consumo Equiv Electricidad (kWh)	Costo energía (\$)	Costo demanda (\$)	Alambrado Público (\$)	Tributo Bomberos (\$)	Total (\$)	FC	Ahorro vs Diésel (\$)
ago-21	48 052	412 981	\$ 33 644	\$ 17 510	\$ 255	\$ 2,49	\$ 51 411	43%	\$ -3 183
sep-21	46 549	400 066	\$ 32 591	\$ 17 510	\$ 255	\$ 2,49	\$ 50 359	42%	\$ -3 640
oct-21	48 139	413 730	\$ 33 705	\$ 17 510	\$ 255	\$ 2,49	\$ 51 472	43%	\$ -3 157
nov-21	45 497	391 021	\$ 31 855	\$ 17 510	\$ 255	\$ 2,49	\$ 49 622	41%	\$ -3 959
dic-21	33 474	287 695	\$ 23 437	\$ 17 510	\$ 255	\$ 2,49	\$ 41 205	30%	\$ -7 608
ene-22	46 046	395 739	\$ 32 239	\$ 17 510	\$ 255	\$ 2,49	\$ 50 007	42%	\$ -3 792
feb-22	47 715	410 086	\$ 33 408	\$ 17 510	\$ 255	\$ 2,49	\$ 51 175	43%	\$ -3 286
mar-22	53 359	458 594	\$ 37 359	\$ 17 510	\$ 255	\$ 2,49	\$ 55 127	48%	\$ -1 573
abr-22	45 027	386 987	\$ 31 526	\$ 17 510	\$ 255	\$ 2,49	\$ 49 294	41%	\$ -4 101
may-22	52 712	453 030	\$ 36 906	\$ 17 510	\$ 255	\$ 2,49	\$ 54 674	48%	\$ -1 769
jun-22	53 333	458 366	\$ 37 341	\$ 17 510	\$ 255	\$ 2,49	\$ 55 108	48%	\$ -1 581
jul-22	54 370	467 280	\$ 38 067	\$ 17 510	\$ 255	\$ 2,49	\$ 55 835	49%	\$ -1 266
Consumo/año	574 273	4 935 574	\$ 402 078	\$ 210 121	\$ 3 060	\$ 29,94	\$ 615 289		\$ -38 914

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Anexo 11. Costo operativo calera eléctrica según caso 3: de control de demanda.

Fecha	Consumo Diésel (L)	Consumo Equiv Electricidad (kWh)	Costo energía (\$)	Costo demanda (\$)	Alambrado Público (\$)	Tributo Bomberos (\$)	Total (\$)	FC	Ahorro vs Diésel (\$)
ago-21	48 052	412 981	\$ 33 644	\$ 14 702	\$ 255	\$ 2,49	\$ 48 603	52%	\$ -376
sep-21	46 549	400 066	\$ 32 591	\$ 14 702	\$ 255	\$ 2,49	\$ 47 551	50%	\$ -832
oct-21	48 139	413 730	\$ 33 705	\$ 14 702	\$ 255	\$ 2,49	\$ 48 664	52%	\$ -349
nov-21	45 497	391 021	\$ 31 855	\$ 14 702	\$ 255	\$ 2,49	\$ 46 814	49%	\$ -1 151
dic-21	33 474	287 695	\$ 23 437	\$ 14 702	\$ 255	\$ 2,49	\$ 38 397	36%	\$ -4 800
ene-22	46 046	395 739	\$ 32 239	\$ 14 702	\$ 255	\$ 2,49	\$ 47 199	49%	\$ -985
feb-22	47 715	410 086	\$ 33 408	\$ 14 702	\$ 255	\$ 2,49	\$ 48 368	51%	\$ -478
mar-22	53 359	458 594	\$ 37 359	\$ 14 702	\$ 255	\$ 2,49	\$ 52 319	57%	\$ 1 235
abr-22	45 027	386 987	\$ 31 526	\$ 14 702	\$ 255	\$ 2,49	\$ 46 486	48%	\$ -1 294
may-22	52 712	453 030	\$ 36 906	\$ 14 702	\$ 255	\$ 2,49	\$ 51 866	57%	\$ 1 039
jun-22	53 333	458 366	\$ 37 341	\$ 14 702	\$ 255	\$ 2,49	\$ 52 301	57%	\$ 1 227
jul-22	54 370	467 280	\$ 38 067	\$ 14 702	\$ 255	\$ 2,49	\$ 53 027	58%	\$ 1 542
Consumo/año	574 273	4 935 574	\$ 402 078	\$ 176 427	\$ 3 060	\$ 29,94	\$ 581 595	-	\$ -5 221

Fuente: Elaboración propia (MS Excel 365)

Anexo 12. Control de costos generados por mantenimiento en caldera 200 BHP. **Fuente:**

Departamento de Contabilidad de la empresa.

Nombre	Fecha	DEBE US\$	Nota
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	09/01/2019	620,00	MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO CALDERAS ENERO 2019
SUR QUIMICA SOCIEDAD ANONIMA	28/01/2019	146,95	POR COMPRA DE PINTURA PARA CHIMENEA DE CALDERA
UNOPETROL COSTA RICA S.R.L.	28/01/2019	50,57	POR COMPRA DE UNO AW OIL 46 P5X1 AG
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	06/02/2019	620,00	MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO CALDERA FEBRERO 2019
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	06/03/2019	620,00	POR MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO CALDERA MARZO 2019
SILEX INGENIERIA SOCIEDAD ANONIMA	12/03/2019	150,00	POR VISITA TECNICA REVISION DE CALDERA
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	03/04/2019	620,00	MANT Y TRATAMIENTO QUIMICO CALDERAS ABRIL 2019
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	08/05/2019	620,00	POR MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO DE CALDERAS
SISTEN S.A.	17/05/2019	472,73	POR COMPRA DE VASTAGO AGUJA #2
SILEX INGENIERIA SOCIEDAD ANONIMA	30/05/2019	500,00	POR MANTENIMIENTO DE CALDERA
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	06/06/2019	620,00	POR MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	17/07/2019	620,00	POR MANTENIMIENTO DE CALDERAS JULIO 2019
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	06/08/2019	620,00	POR MANTENIMIENTO DE CALDERA AGOSTO 2019
SERV.ELECTRONICOS AZOCAR LTDA.	21/08/2019	617,00	POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE BALANZAS AGOSTO 2019
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	12/09/2019	620,00	MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO CALDERAS AGOSTO 2019
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	04/10/2019	620,00	TRATAMIENTO Y MANTENIMIENTO QUIMICO CALDERAS OCTUBRE 19
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	04/11/2019	620,00	POR MANTENIMIENTO DE CALDERA NOVIEMBRE 2019
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	04/12/2019	620,00	POR MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO DE CALDERAS DICIEMBRE 2019
SISTEN S.A.	19/12/2019	175,43	POR COMPRA DE CEPILLOS PARA TUBO FLUX 2-1/2"
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	09/01/2020	620,00	POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO CALDERAS ENERO 2020
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	12/02/2020	620,00	MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO CALDERA FEBRERO 2020
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	04/03/2020	620,00	POR MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO CALDERA MARZO 2020
MAFISA	26/03/2020	125,12	POR COMPRA DE REPUESTOS PARA CALDERAS
A.T.C. TECNOVAL , S.A	27/03/2020	109,55	POR COMPRA DE MANOMETROS
FERRETERIA MONTERO Y CAMPOS COSTA RICA S.A.	31/03/2020	74,57	POR COMPRA DE REPUESTOS PARA CALDERA
CORPORACION FONT, S.A.	18/06/2020	280,00	POR COMPRA DE SELLO MECANICO
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	26/08/2020	620,00	MANT. Y TRATAMIENTO QUIMICO DE CALDERAS JULIO 2020

Anexo 12. Continuación.

SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	26/08/2020	620,00	MANT. Y TRATAMIENTO QUIMICO DE CALDERAS AGOSTO 2020
SERVICIOS TECNICOS SOCIEDAD ANONIMA	17/12/2020	238,21	COMPRA DE KIT DE EMPAQUES Y JUEGO DE NIVEL
AMERICAN & EFIRD LLC	18/12/2020	482,87	1 FYRITE METER 1467, Y FYRITE METER 0788
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	08/02/2021	3 720,00	MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO CALDERA 09/20 A 02/21
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	05/03/2021	620,00	POR SERVICIO QUIMICO Y MANTENIMIENTO DE CALDERA
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	14/04/2021	620,00	POR MANTENIMIENTO DE CALDERA ABRIL 2021
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	18/05/2021	620,00	POR MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO MAYO 2021
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	09/06/2021	620,00	SERVICIO QUIMICO Y MANTENIMIENTO DE CALDERA JUNIO 2021
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	16/07/2021	620,00	MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO DE CALDERAS JULIO 2021
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	15/08/2021	620,00	POR MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO DE CALDERAS
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	13/10/2021	620,00	POR MANTENIMIENTO DE CALDERAS SETIEMBRE 2021
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	18/10/2021	620,00	MANTENIM. Y TRATAM. QUIMICO SISTEMAS DE VAPOR CALDERAS OCT
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	04/11/2021	620,00	POR MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO DE CALDERAS
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	08/12/2021	620,00	POR MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO MES DE DIC 2021
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	06/01/2022	620,00	MANTENIMIENTO DE CALDERA MES ENERO 2022
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	03/02/2022	620,00	MANTENIMIENTO DE CALDERA AL MES DE FEBRERO 2022
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	10/03/2022	620,00	MANTENIMIENTO DE CALDERA AL MES DE MARZO 2022
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	06/04/2022	620,00	POR MANTENIMIENTO DE CALDERAS DEL MES DE ABRIL 2022
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	11/05/2022	620,00	POR SERVICIOS QUIMICOS Y DE MANTENIMIENTO DE CALDERA
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	15/06/2022	620,00	MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO CALDERAS JUNIO 2022
AMERICAN & EFIRD LLC	20/06/2022	889,26	2 VALVE SAFETY RELIEF 1 1/4" 150 @ \$444.63
CENTRAL DE VALVULAS S.A	30/06/2022	24,78	COMPRA DE MATERIALES PARA MANTENIMIENTO CALDERA
FABRICA CENTROAMERICANA DE NIPLES S.A.	30/06/2022	96,72	COMPRA DE MATERIALES PARA MANTENIMIENTO CALDERA
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	07/07/2022	620,00	MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO DE CALDERAS JULIO 2022
SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.	11/08/2022	620,00	MANTENIMIENTO Y TRATAMIENTO QUIMICO DE CALDERAS
AMERICAN & EFIRD LLC	26/08/2022	1 174,42	1-GRUNDFOS STACK KIT #50-96453589

Anexo 13. Tiempo de falla por problema en caldera, historial generado desde el 30 de julio hasta el 5 de octubre. **Fuente:** Departamento de Tintorería de la empresa.

Maquina	Descripcion	Fecha Inicio	Fecha Final	Duracion (h)
MA09	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:21:22 pm	07.08.22 10:59:12 pm	0,631
MA07	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:23:27 pm	07.08.22 10:56:21 pm	0,548
MA05	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:24:34 pm	07.08.22 11:00:04 pm	0,592
MA01	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:25:00 pm	07.08.22 11:03:07 pm	0,635
MA02	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:25:13 pm	07.08.22 11:03:23 pm	0,636
MA04	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:25:57 pm	07.08.22 10:58:49 pm	0,548
MA03	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:25:58 pm	07.08.22 11:03:22 pm	0,623
M_3	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:29:32 pm	07.08.22 11:01:50 pm	0,538
M_1	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:30:35 pm	07.08.22 11:02:55 pm	0,539
M_2	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:34:09 pm	07.08.22 11:06:29 pm	0,539
MA10	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:37:38 pm	07.08.22 11:02:01 pm	0,406
MA11	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:10:16 pm	07.08.22 10:48:31 pm	0,637
MA12	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:06:56 pm	07.08.22 10:35:05 pm	0,469
MA13	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:12:24 pm	07.08.22 10:46:14 pm	0,564
MA14	Problema Caldera / Vapor	07.08.22 10:33:19 pm	07.08.22 11:06:05 pm	0,546
Promedio en horas de la falla				0,563
MA08	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:07 pm	15.08.22 10:42:05 pm	1,116
MA07	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:08 pm	15.08.22 10:47:49 pm	1,211
M_2	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:11 pm	15.08.22 10:57:04 pm	1,365
MA04	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:20 pm	15.08.22 10:46:22 pm	1,184
M_3	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:22 pm	15.08.22 10:48:11 pm	1,214
MA01	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:38 pm	15.08.22 10:46:23 pm	1,179
MA05	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:39 pm	15.08.22 10:48:24 pm	1,212
MA09	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:40 pm	15.08.22 10:42:55 pm	1,121
MA06	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:52 pm	15.08.22 10:49:42 pm	1,231
MA02	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:55 pm	15.08.22 10:47:19 pm	1,190
MA03	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:57 pm	15.08.22 10:38:23 pm	1,041
M_1	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:59 pm	15.08.22 10:53:02 pm	1,284
MA10	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:10 pm	15.08.22 10:45:49 pm	1,178
MA11	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:28 pm	15.08.22 10:32:24 pm	0,949
MA12	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:11 pm	15.08.22 10:29:29 pm	0,905
MA13	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:36 pm	15.08.22 10:31:06 pm	0,925
MA14	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:29 pm	15.08.22 10:50:59 pm	1,258
MA15	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:39 pm	15.08.22 11:00:36 pm	1,416
MA16	Problema Caldera / Vapor	15.08.22 09:35:11 pm	15.08.22 11:02:10 pm	1,450
Promedio en horas de la falla				1,180
MA08	Problema Caldera / Vapor	30.07.22 01:03:49 pm	30.07.22 05:22:44 pm	4,315

Fuente: Departamento de Tintorería, información recopilada del programa OrgaTEX X1 Workplace.

Anexo 14. Criterios para la cuantificación del rubro de severidad en la etapa de evaluación del riesgo. **Fuente:** Departamento de Calidad de la empresa.

Grado	Impacto	Severidad		
		Criterio (Calidad, Seguridad, Legalidad)		Criterio (Ambiental)
10	Incumplimientos de Seguridad	La falla potencial afecta la operación y/o implica el incumplimiento de las regulaciones sin advertencia.	Puede poner en peligro al operador (máquina o ensamble) sin advertencia.	Causa daño a la salud de las personas y/o la muerte de flora y fauna. Daño no reversible.
9	y/ó Requerimientos Legales	La falla potencial afecta el funcionamiento seguro y / o implica el incumplimiento de la regulación gubernamental con advertencia.	Puede poner en peligro el operador (máquina o ensamble) con advertencia.	Puede causar daño a la salud de las personas y/o puede causar la muerte de flora y fauna. Daño no reversible.
8	Mayor	Pérdida de la función primaria (no afecta el funcionamiento seguro).	El 100% del producto puede tener que ser desechado. Parada de la línea o el envío.	No hay daño a la salud de las personas. Causa daño en los demás medios receptores. Parcialmente reversible.
7	Significativa	Afectación de la función primaria (operable, pero a un nivel de rendimiento reducido).	Es posible que una parte de la producción tenga que ser desechada. Desviación del proceso primario incluyendo la disminución de la eficiencia de la línea o mano de obra adicional.	No hay daño a la salud de las personas. Puede causar daño en los demás medios receptores. Tiene una reversibilidad después de 3 años.
6	Moderada	Pérdida de la función secundaria (operable, pero las funciones de confort y/o conveniencia se afectan).	El 100% de la producción puede tener que ser reprocesado fuera de línea y aceptado.	El daño tiene una importancia media o tiene un efecto sólo sobre los vecinos inmediatos. Es reversible entre 1 y 3 años.
5		Afectación de la función secundaria (operables pero funciones de confort y/o conveniencia tienen un nivel de rendimiento reducido)	Una parte del ciclo de producción puede tener que ser reprocesado fuera de la línea y aceptado.	Ocasiona sólo molestia al personal de empresa y/o comunidad. Puede haber daño menor a los demás medios receptores.
4		Aspecto o problema obvio. El artículo no es conforme y es notado por la mayoría de los clientes (> 75%)	El 100% de la producción debe ser reprocesado en el puesto antes de ser procesado.	Efecto sólo al interior de las instalaciones de la empresa.
3		Aspecto o problema obvio. El artículo no es conforme y es notado por muchos clientes (el 50%)	Una parte del proceso de producción puede tener que ser reelaborada en el puesto antes de ser procesada.	El daño es reversible en forma inmediata cuando se suspende la actividad.
2	Leve	Aspecto o problema obvio. El artículo no es conforme y es notado por los clientes con perspicacia (<25%)	Pequeño inconveniente para el proceso, operación u operador.	El daño es insignificante
1	Sin efecto	No hay efecto discernible	No hay efecto discernible.	No hay efecto discernible.

Anexo 15. Criterios para la cuantificación del rubro de ocurrencia de causa en la etapa de evaluación del riesgo. **Fuente:** Departamento de Calidad de la empresa.

Grado	Probabilidad de Falla	Ocurrencia de Causa		
		Ocurrencia de Causa	Ocurrencia de Causa (Manufactura)	Ocurrencia de Causa (Ambiente)
10	Muy Alta	Mayor de 1 de cada 10	> 1 vez por turno	Existen antecedentes que un caso similar ocurrió al menos una vez en el último mes en la empresa.
9	Alta	1 en 20	Una vez por turno	Existen antecedentes que un caso similar ocurrió al menos una vez en los últimos 6 meses en la empresa.
8		1 en 50	Una vez por día	
7		1 en 100	Una vez por semana	
6	Moderada	1 en 500	Una vez por quincena	Existen antecedentes que un caso similar ocurrió al menos una vez en el último año en la empresa.
5		1 en 2,000	Una vez por mes	
4		1 en 10,000	Una vez por trimestre	
3	Baja	1 en 100,000	Una vez por semestre	Existen antecedentes que un caso similar ocurrió al menos una vez desde la operación de las instalaciones como empresa.
2		1 en 1,000,000	Una vez por año.	
1	Muy Baja	El fallo se elimina mediante el control preventivo	Remota	No se tienen antecedentes de que un caso similar haya ocurrido en otras empresas.

Anexo 16. Criterios para la cuantificación del rubro de ocurrencia de detección en la etapa de evaluación del riesgo. **Fuente:** Departamento de Calidad de la empresa.

Grado	Detección	Detección	
		Criterio de Detección	Criterio de Detección
10	Casi Imposible	No hay control en el proceso actual; No se puede detectar o no se analiza.	No hay oportunidad de detección.
9	Muy Remoto	La falla y / o error no se detectan fácilmente.	No es probable que se detecte en ninguna etapa.
8	Remoto	Proceso de detección de falla es por el operador a través de medios visuales / táctiles / audibles.	Detección del problema post-proceso.
7	Muy Bajo	Detección de falla es en el puesto por el operador a través de medios visuales / táctiles / audibles o post-procesamiento mediante el uso de atributos.	Detección del problema en la fuente.
6	Bajo	Detección de la falla es post-procesamiento por el operador mediante el uso de variables o en el puesto mediante el uso de atributos.	Detección del problema post-proceso.
5	Moderado	Detección de fallas/errores es en el puesto por el operador mediante el uso variables o mediante controles automatizados que detectará la parte disconforme y avisará al operador por medio de luz, zumbador, etc. Calibración realizada en la instalación con la comprobación de la primera pieza.	Detección del problema en la fuente.
4	Moderadamente Alto	Detección de falla mediante controles automatizados que detectan la parte disconforme y se bloquea para evitar el procesamiento posterior.	Detección del problema post-proceso.
3	Alto	Detección de falla en el puesto mediante controles automatizados que detectarán partes disconformes y bloquearán automáticamente la parte en el puesto para evitar un procesamiento posterior.	Detección del problema en la fuente.
2	Muy Alto	Detección de falla en el puesto mediante controles automatizados que detectarán errores y evitarán que se produzca una parte disconforme.	Detección de error / Prevención del Problema.
1	Casi Seguro	Prevención de errores como resultado del diseño del accesorio, máquina o pieza. Las partes disconformes no se pueden hacer porque el artículo ha sido a prueba de errores por el proceso ó diseño del producto.	Detección no aplica; prevención en el error.

Anexo 17. Tiempo de falla por problema en temperatura, historial generado desde el 30 de julio hasta el 5 de octubre. **Fuente:** Departamento de Tintorería de la empresa.

Maquina	Descripcion	Fecha Inicio	Fecha Final	Duracion (h)
MA12	Probl. Temperatura	01.10.22 08:15:51 pm	01.10.22 08:36:04 pm	0,337
MA12	Probl. Temperatura	03.10.22 03:38:50 pm	03.10.22 03:46:18 pm	0,124
MA11	Probl. Temperatura	04.08.22 05:30:57 am	04.08.22 06:10:04 am	0,652
MA12	Probl. Temperatura	09.08.22 05:06:47 pm	09.08.22 05:15:06 pm	0,139
MA12	Probl. Temperatura	13.09.22 01:52:00 am	13.09.22 02:15:00 am	0,383
MA12	Probl. Temperatura	13.09.22 07:33:30 am	13.09.22 07:59:03 am	0,426
MA12	Probl. Temperatura	13.09.22 11:33:57 am	13.09.22 12:15:42 pm	0,696
MA15	Probl. Temperatura	14.07.22 07:04:23 pm	14.07.22 07:23:48 pm	0,324
MA11	Probl. Temperatura	17.08.22 06:19:24 pm	17.08.22 07:26:19 pm	1,115
MA17	Probl. Temperatura	17.09.22 03:01:00 am	17.09.22 03:30:00 am	0,483
MA16	Probl. Temperatura	18.08.22 10:53:00 am	18.08.22 11:26:00 am	0,55
MA16	Probl. Temperatura	21.08.22 02:36:46 am	21.08.22 03:10:29 am	0,562
MA15	Probl. Temperatura	21.08.22 02:36:57 am	21.08.22 02:55:38 am	0,311
MA11	Probl. Temperatura	21.08.22 10:37:45 pm	21.08.22 10:53:31 pm	0,263
MA12	Probl. Temperatura	23.08.22 06:15:31 pm	23.08.22 06:45:17 pm	0,496
MA16	Probl. Temperatura	23.09.22 05:18:49 pm	23.09.22 07:03:30 pm	1,745
MA13	Probl. Temperatura	24.08.22 10:28:00 am	24.08.22 10:42:00 am	0,233
MA16	Probl. Temperatura	24.09.22 07:20:57 am	24.09.22 08:10:38 am	0,828
MA11	Probl. Temperatura	25.07.22 11:00:47 pm	25.07.22 11:42:57 pm	0,703
MA12	Probl. Temperatura	26.09.22 08:03:17 am	26.09.22 08:43:34 am	0,671
MA14	Probl. Temperatura	26.09.22 09:21:00 am	26.09.22 09:41:00 am	0,333
MA16	Probl. Temperatura	28.09.22 12:01:22 pm	28.09.22 12:38:05 pm	0,612
MA15	Probl. Temperatura	28.09.22 12:01:50 pm	28.09.22 12:36:31 pm	0,578
MA11	Probl. Temperatura	29.07.22 03:44:49 am	29.07.22 04:29:02 am	0,737
MA16	Probl. Temperatura	29.09.22 03:12:47 pm	29.09.22 06:25:26 pm	3,211
MA15	Probl. Temperatura	29.09.22 04:36:21 pm	29.09.22 05:36:28 pm	1,002

Fuente: Departamento de Tintorería, información recopilada del programa OrgaTEX X1 Workplace.

Anexo 18. Análisis financiero caldera actual versus inversión en caldera de gas licuado de petróleo

	Rubro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diésel	Precio (\$/L)		1,00	1,07	1,14	1,22	1,30	1,39	1,48	1,58	1,68	1,80
	Tasa de Crecimiento Anual	6,68%										
	Gasto por Energía (\$/año)		576 374,52	614 876,34	655 950,08	699 767,54	746 512,02	796 379,02	849 577,14	906 328,89	966 871,66	1 031 458,69
	Gasto Mantenimiento (\$/año)		15 768,40	16 033,31	16 302,67	16 576,55	16 855,04	17 138,20	17 426,12	17 718,88	18 016,56	18 319,24
	Costo por paradas (\$/año)		11 843,32	12 042,29	12 244,60	12 450,31	12 659,47	12 872,15	13 088,40	13 308,29	13 531,87	13 759,20
	Costo Ambiental (\$/año)		11 297,96	11 487,77	11 680,77	11 877,00	12 076,54	12 279,42	12 485,72	12 695,48	12 908,76	13 125,63
	Gasto Anual		615 284,20	654 439,70	696 178,11	740 671,40	788 103,06	838 668,79	892 577,38	950 051,54	1 011 328,85	1 076 662,75
GLP	Precio (\$/L)		0,35	0,37	0,38	0,40	0,42	0,43	0,45	0,47	0,49	0,51
	Tasa de Crecimiento Anual	4,14%										
	Energía (\$/año)		306 399,59	319 084,53	332 294,63	346 051,63	360 378,17	375 297,83	390 835,16	407 015,73	423 866,18	441 414,24
	Mantenimiento (\$/año)		15 768,40	16 033,31	16 302,67	16 576,55	16 855,04	17 138,20	17 426,12	17 718,88	18 016,56	18 319,24
	Costo por paradas (\$/año)		11 843,32	12 042,29	12 244,60	12 450,31	12 659,47	12 872,15	13 088,40	13 308,29	13 531,87	13 759,20
	Costo Ambiental (\$/año)		10 484,54	10 660,68	10 839,78	11 021,89	11 207,06	11 395,34	11 586,78	11 781,44	11 979,36	12 180,62
	Gasto Anual		344 495,85	357 820,81	371 681,68	386 100,38	401 099,74	416 703,52	432 936,46	449 824,34	467 393,98	485 673,30
Flujos	Ahorro Anual		270 788,35	296 618,89	324 496,43	354 571,02	387 003,32	421 965,28	459 640,92	500 227,20	543 934,87	590 989,45
	Inversión Inicial GLP (\$)	677 000,00										
	Flujo de Efectivo (\$)	- 677 000,00	270 788,35	296 618,89	324 496,43	354 571,02	387 003,32	421 965,28	459 640,92	500 227,20	543 934,87	590 989,45
	Flujo de Efectivo Acumulado (\$)		270 788,35	567 407,24	891 903,67	1 246 474,69	1 633 478,02	2 055 443,29	2 515 084,21	3 015 311,41	3 559 246,28	4 150 235,73
Índices	Tasa de Rendimiento	9,256%										
	VAN (\$)	1 644 265,41										
	TIR	47,3%										
	Periodo de Recuperación	2,34										

Fuente: Elaboración Propia (MS Excel 365)

Anexo 19. Análisis financiero caldera actual versus inversión en caldera de electricidad (caso demanda máxima)

	Rubro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diésel	Precio (\$/L)		1,00	1,07	1,14	1,22	1,30	1,39	1,48	1,58	1,68	1,80
	Tasa de Crecimiento Anual	6,68%										
	Gasto por Energía (\$/año)		576 374,52	614 876,34	655 950,08	699 767,54	746 512,02	796 379,02	849 577,14	906 328,89	966 871,66	1 031 458,69
	Gasto Mantenimiento (\$/año)		15 768,40	16 033,31	16 302,67	16 576,55	16 855,04	17 138,20	17 426,12	17 718,88	18 016,56	18 319,24
	Costo por paradas (\$/año)		11 843,32	12 042,29	12 244,60	12 450,31	12 659,47	12 872,15	13 088,40	13 308,29	13 531,87	13 759,20
	Costo Ambiental (\$/año)		11 297,96	11 487,77	11 680,77	11 877,00	12 076,54	12 279,42	12 485,72	12 695,48	12 908,76	13 125,63
	Gasto Anual		615 284,20	654 439,70	696 178,11	740 671,40	788 103,06	838 668,79	892 577,38	950 051,54	1 011 328,85	1 076 662,75
Electricidad Máx	Precio (\$/kWh)		0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
	Tasa de Crecimiento Anual	0,21%										
	Energía (\$/año)		643 291,83	644 642,74	645 996,49	647 353,09	648 712,53	650 074,82	651 439,98	652 808,01	654 178,90	655 552,68
	Mantenimiento (\$/año)		9 956,65	10 123,92	10 294,00	10 466,94	10 642,79	10 821,59	11 003,39	11 188,24	11 376,21	11 567,33
	Costo por paradas (\$/año)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Costo Ambiental (\$/año)		1 480,67	1 505,55	1 530,84	1 556,56	1 582,71	1 609,30	1 636,33	1 663,83	1 691,78	1 720,20
	Gasto Anual		654 729,15	656 272,21	657 821,34	659 376,59	660 938,02	662 505,71	664 079,70	665 660,08	667 246,89	668 840,21
Flujos	Ahorro Anual		- 39 444,95	- 1 832,51	38 356,77	81 294,82	127 165,04	176 163,08	228 497,68	284 391,46	344 081,96	407 822,55
	Inversión Inicial Electricidad (\$)	190 250,00										
	Flujo de Efectivo (\$)	- 190 250,00	- 39 444,95	- 1 832,51	38 356,77	81 294,82	127 165,04	176 163,08	228 497,68	284 391,46	344 081,96	407 822,55
	Flujo de Efectivo Acumulado (\$)		- 39 444,95	- 41 277,46	- 2 920,69	78 374,13	205 539,17	381 702,25	610 199,92	894 591,39	1 238 673,34	1 646 495,89
Índices	Tasa VAN	9,256%										
	VAN (\$)	576 861,27										
	TIR	32,4%										
	Periodo de Recuperación (años)	4,88										

Fuente: Elaboración Propia (MS Excel 365)

Anexo 20. Análisis financiero caldera actual versus inversión en caldera de electricidad (caso demanda controlada)

	Rubro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Diésel	Precio (\$/L)		1,00	1,07	1,14	1,22	1,30	1,39	1,48	1,58	1,68	1,80
	Tasa de Crecimiento Anual	6,68%										
	Gasto por Energía (\$/año)		576 374,52	614 876,34	655 950,08	699 767,54	746 512,02	796 379,02	849 577,14	906 328,89	966 871,66	1 031 458,69
	Gasto Mantenimiento (\$/año)		15 768,40	16 033,31	16 302,67	16 576,55	16 855,04	17 138,20	17 426,12	17 718,88	18 016,56	18 319,24
	Costo por paradas (\$/año)		11 843,32	12 042,29	12 244,60	12 450,31	12 659,47	12 872,15	13 088,40	13 308,29	13 531,87	13 759,20
	Costo Ambiental (\$/año)		11 297,96	11 487,77	11 680,77	11 877,00	12 076,54	12 279,42	12 485,72	12 695,48	12 908,76	13 125,63
	Gasto Anual		615 284,20	654 439,70	696 178,11	740 671,40	788 103,06	838 668,79	892 577,38	950 051,54	1 011 328,85	1 076 662,75
Electricidad Contr.	Precio (\$/kWh)		0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
	Tasa de Crecimiento Anual	0,21%										
	Energía (\$/año)		581 595,04	582 816,39	584 040,30	585 266,79	586 495,85	587 727,49	588 961,72	590 198,54	591 437,95	592 679,97
	Mantenimiento (\$/año)		9 956,65	10 123,92	10 294,00	10 466,94	10 642,79	10 821,59	11 003,39	11 188,24	11 376,21	11 567,33
	Costo por paradas (\$/año)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Costo Ambiental (\$/año)		1 480,67	1 505,55	1 530,84	1 556,56	1 582,71	1 609,30	1 636,33	1 663,83	1 691,78	1 720,20
	Gasto Anual		593 032,36	594 445,86	595 865,15	597 290,29	598 721,35	600 158,37	601 601,44	603 050,61	604 505,94	605 967,50
Flujos	Ahorro Anual		22 251,84	59 993,85	100 312,96	143 381,11	189 381,72	238 510,42	290 975,94	347 000,93	406 822,91	470 695,25
	Inversión Inicial Electricidad (\$)	190 250,00										
	Flujo de Efectivo (\$)	- 190 250,00	22 251,84	59 993,85	100 312,96	143 381,11	189 381,72	238 510,42	290 975,94	347 000,93	406 822,91	470 695,25
	Flujo de Efectivo Acumulado (\$)		22 251,84	82 245,69	182 558,65	325 939,76	515 321,48	753 831,89	1 044 807,83	1 391 808,76	1 798 631,67	2 269 326,92
Índices	Tasa VAN		9,256%									
	VAN (\$)		938 076,44									
	TIR		50,7%									
	Periodo de Recuperación (años)		3,05									

Fuente: Elaboración Propia (MS Excel 365)

Anexo 21. Análisis financiero caldera actual versus inversión en caldera de biomasa

	Rubro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	
Diésel	Precio (\$/L)		1,00	1,07	1,14	1,22	1,30	1,39	1,48	1,58	1,68	1,80	
	Tasa de Crecimiento Anual	6,68%											
	Gasto por Energía (\$/año)		576 374,52	614 876,34	655 950,08	699 767,54	746 512,02	796 379,02	849 577,14	906 328,89	966 871,66	1 031 458,69	
	Gasto Mantenimiento (\$/año)	1,68%	15 768,40	16 033,31	16 302,67	16 576,55	16 855,04	17 138,20	17 426,12	17 718,88	18 016,56	18 319,24	
	Costo por paradas (\$/año)		11 843,32	12 042,29	12 244,60	12 450,31	12 659,47	12 872,15	13 088,40	13 308,29	13 531,87	13 759,20	
	Costo Ambiental (\$/año)		11 297,96	11 487,77	11 680,77	11 877,00	12 076,54	12 279,42	12 485,72	12 695,48	12 908,76	13 125,63	
	Gasto Anual		615 284,20	654 439,70	696 178,11	740 671,40	788 103,06	838 668,79	892 577,38	950 051,54	1 011 328,85	1 076 662,75	
Caldera Biomasa	Precio (\$/kg)		0,27	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31	0,32	0,33	0,34	0,35	
	Tasa de Crecimiento Anual	3,00%											
	Energía (\$/año)		332 347,47	342 317,90	352 587,43	363 165,06	374 060,01	385 281,81	396 840,26	408 745,47	421 007,84	433 638,07	
	Mantenimiento (\$/año)		19 741,22	20 072,87	20 410,10	20 752,99	21 101,64	21 456,15	21 816,61	22 183,13	22 555,80	22 934,74	
	Costo por paradas (\$/año)		17 764,98	18 063,43	18 366,90	18 675,46	18 989,21	19 308,23	19 632,61	19 962,43	20 297,80	20 638,81	
	Costo Ambiental (\$/año)		290,12	295,00	299,95	304,99	310,12	315,33	320,62	326,01	331,49	337,06	
	Gasto Anual		370 143,80	380 749,20	391 664,38	402 898,50	414 460,97	426 361,51	438 610,10	451 217,04	464 192,93	477 548,68	
Flujos	Ahorro Anual		245 140,40	273 690,50	304 513,72	337 772,90	373 642,09	412 307,28	453 967,28	498 834,49	547 135,92	599 114,08	
	Inversión Inicial Caldera Biomasa (\$)	518 622,00											
	Flujo de Efectivo (\$)	-	518 622,00	245 140,40	273 690,50	304 513,72	337 772,90	373 642,09	412 307,28	453 967,28	498 834,49	547 135,92	599 114,08
	Flujo de Efectivo Acumulado (\$)		245 140,40	518 830,91	823 344,63	1 161 117,54	1 534 759,62	1 947 066,91	2 401 034,18	2 899 868,68	3 447 004,59	4 046 118,67	
Índices	Tasa VAN		9,256%										
	VAN (\$)		1 713 258,56										
	TIR		56,8%										
	Periodo de Recuperación		2,00										

Fuente: Elaboración Propia (MS Excel 365)

Anexo 22. Análisis financiero caldera actual versus inversión en quemador de biomasa

	Rubro	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	
Diésel	Precio (\$/L)		1,00	1,07	1,14	1,22	1,30	1,39	1,48	1,58	1,68	1,80	
	Tasa de Crecimiento Anual	6,68%											
	Gasto por Energía (\$/año)		576 374,52	614 876,34	655 950,08	699 767,54	746 512,02	796 379,02	849 577,14	906 328,89	966 871,66	1 031 458,69	
	Gasto Mantenimiento (\$/año)		15 768,40	16 033,31	16 302,67	16 576,55	16 855,04	17 138,20	17 426,12	17 718,88	18 016,56	18 319,24	
	Costo por paradas (\$/año)		11 843,32	12 042,29	12 244,60	12 450,31	12 659,47	12 872,15	13 088,40	13 308,29	13 531,87	13 759,20	
	Costo Ambiental (\$/año)		11 297,96	11 487,77	11 680,77	11 877,00	12 076,54	12 279,42	12 485,72	12 695,48	12 908,76	13 125,63	
	Gasto Anual		615 284,20	654 439,70	696 178,11	740 671,40	788 103,06	838 668,79	892 577,38	950 051,54	1 011 328,85	1 076 662,75	
Quegador Biomasa	Precio (\$/L)		0,27	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31	0,32	0,33	0,34	0,35	
	Tasa de Crecimiento Anual	3,00%											
	Energía (\$/año)		367 075,53	378 087,79	389 430,43	401 113,34	413 146,74	425 541,14	438 307,38	451 456,60	465 000,30	478 950,30	
	Mantenimiento (\$/año)		25 915,43	26 350,81	26 793,51	27 243,64	27 701,33	28 166,71	28 639,91	29 121,06	29 610,30	30 107,75	
	Costo por paradas (\$/año)		23 686,64	24 084,58	24 489,20	24 900,62	25 318,95	25 744,30	26 176,81	26 616,58	27 063,74	27 518,41	
	Costo Ambiental (\$/año)		320,44	325,82	331,30	336,86	342,52	348,28	354,13	360,08	366,13	372,28	
	Gasto Anual		416 998,04	428 849,00	441 044,43	453 594,45	466 509,54	479 800,43	493 478,22	507 554,32	522 040,46	536 948,74	
Flujos	Ahorro Anual		198 286,16	225 590,70	255 133,68	287 076,95	321 593,52	358 868,36	399 099,16	442 497,22	489 288,39	539 714,02	
	Inversión Inicial GLP (\$)	260 698,00											
	Flujo de Efectivo (\$)	-	260 698,00	198 286,16	225 590,70	255 133,68	287 076,95	321 593,52	358 868,36	399 099,16	442 497,22	489 288,39	539 714,02
	Flujo de Efectivo Acumulado (\$)		198 286,16	423 876,86	679 010,55	966 087,50	1 287 681,02	1 646 549,38	2 045 648,54	2 488 145,76	2 977 434,15	3 517 148,16	
Índices	Tasa VAN		9,256%										
	VAN (\$)		1 647 896,85										
	TIR		88,6%										
	Periodo de Recuperación		1,28										

Fuente: Elaboración Propia (MS Excel 365)

CAPÍTULO VIII. APÉNDICES

Apéndice 1. Reporte de emisiones anual para la caldera de 200 BHP propiciado por la empresa SSI S.A. **Fuente:** Departamento de Mantenimiento Hilos A&E.

REPORTE OPERACIONAL PARA EMISIONES PROVENIENTES DE CALDERAS Y HORNOS DE TIPO INDIRECTO

1. DATOS GENERALES:

Ente Generador:	HILOS AyE COSTA RICA S.A.
Código CIU:	1712
Nombre y Firma del Representante:	RODRIGO ELÍAS ALVARADO (CÉDULA 8-0094-0219)
Cédula Jurídica:	3-101-107803
Número de Permiso de Funcionamiento y Fecha de Vigencia:	CN-ARSH-H-1539-2011
Dirección Exacta:	BARREAL DE HEREDIA, ZONA FRANCA METROPOLITANA, EDIFICIO 4 ^º (LATITUD 9º 58' 0,43"; LONGITUD 84º 08' 50,5")
Dirección Postal:	20-3006 ZFM
Fax:	2293-9894
Correo Electrónico:	rodrigo.elias@amefird.co.cr
Nombre y Firma del Responsable Técnico del Reporte:	Q.I. JORGE ANDRÉS MORA PORRAS
Fecha del Muestreo:	17-MAYO-2019
Fecha del Reporte Operacional:	18-JUNIO-2019
Fecha y Número del Reporte de Laboratorio:	CI-E-2019-015, 10 DE JUNIO DE 2019
Periodo Reportado:	DEL 1-ENERO-2019 AL 30-JUNIO-2019

2. DATOS TÉCNICOS DE CADA HORNO O CALDERA:

IDENTIFICACIÓN (**)	TIPO DE EQUIPO (caldera y horno)	CATEGORIA (A, B, C o D)	PERIODO VIGENCIA DEL PERMISO (-)
REGISTRO 1832 CSO	CALDERA	B	5-NOVIEMBRE-2023

IDENTIFICACIÓN DE EQUIPO	TIPO DE COMBUSTIBLE	CONSUMO DIARIO DE COMBUSTIBLE	HORARIO DE OPERACIÓN	DIÁMETRO DE CHIMENEA O DIÁMETRO EQUIVALENTE	ALTURA TOTAL DE CHIMENEA (m)
		(m ³)(1)		(m)	
CALDERA	DIESEL	1,9	24 HORAS/DÍA	0,36	10,4

3. RESULTADOS DE ANALISIS DE LABORATORIO POR HORNO O CALDERA:

PARÁMETRO	PARÁMETROS FÍSICOS Y QUÍMICOS ANALIZADOS Y REALIZADOS POR EL LABORATORIO							
	PTS (mg/Nm ³)	SO ₂ (mg/Nm ³)	NO _x (mg/Nm ³)	Flujo (m ³ /h)	Temperatura de gases de chimenea (°C)	Periodo de medición (h)	Distancias (m)	
	A	B	A	B				
VALOR	2,7	MENOR A 2,8	181	877	111	1	3,5	3,84

4. RESULTADOS ANALÍTICOS DE AZUFRE Y NITRÓGENO POR PARTE DEL LABORATORIO EXTERNO EN LA MUESTRA DE COMBUSTIBLE OBTENIDA DURANTE EL MONITOREO DE GASES

Equipo	Tipo de combustible	Concentración de Azufre	Concentración de Nitrógeno
CALDERA	DIESEL	≤ 0,01 m/m	≤ 0,01 m/m

5. REGISTRO DE ACCIDENTES Y SITUACIONES ANÓMALAS:

LA INSPECCIÓN REALIZADA AL EQUIPO NO DETERMINA NINGÚN INCUMPLIMIENTO LAS NORMAS DE MANTENIMIENTO QUE DEBA SER COMUNICADA A LAS AUTORIDADES PERTINENTES. SE ENCUENTRAN EN LOS REGISTROS OPERATIVOS Y DE MANTENIMIENTOS LOS DATOS DE CONTROL Y REGISTRO QUE RESPALDAN EL FUNCIONAMIENTO ADECUADO DEL EQUIPO. NO SE PRESENTAN ACCIDENTES O SITUACIONES ANÓMALAS EN EL PERIODO.

6. EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA (CALDERA(S), HORNOS Y EQUIPO(S) DE CONTROL DE EMISIONES):

CONDICIONES ADECUADAS DE OPERACIÓN EN CUANTO A SEGURIDAD Y EFICIENCIA, SE CUMPLEN TODOS LOS LÍMITES DE EMISIÓN ESTABLECIDOS EN EL REGLAMENTO VIGENTE.

7. PLAN DE ACCIONES CORRECTIVAS:

PRESENTAR REPORTE OPERACIONAL 2-2019 EN ENERO DE 2020.
CONTINUAR MEDICIONES Y CONTROLES DE LA EFICIENCIA DE COMBUSTIÓN.

8. MÉTODOS DE MUESTREO Y MÉTODOS DE ANÁLISIS PARA CADA PARÁMETRO ANALIZADO POR EL LABORATORIO:

PARÁMETRO ANALIZADO	MÉTODO DE MUESTREO	MÉTODO DE ANÁLISIS	NORMA DE REFERENCIA
PARTÍCULAS SUSPENDIDAS TOTALES	ISOCINÉTICO	GRAVIMÉTRICO	PT-P15 EPA 1,2,3,4,5 Y CTM 034
GASES DE COMBUSTIÓN	DIRECTO	DIRECTO	PT-P15 EPA 1,2,3,4,5 Y CTM 034

REPRESENTANTE EMPRESA
RODRIGO ELÍAS ALVARADO
CÉDULA 8-0094-0219

RESPONSABLE DEL REPORTE
Q.I. JORGE ANDRÉS MORA PORRAS
CQCR 2979





INFORME DE ENSAYO CI-E-2019-015
 PG-P05-R06 Versión 01
 (Sistema de Gestión de Calidad, Norma INTE-ISO/IEC 17025:2005)

DATOS GENERALES

Empresa:	Hilos A&E de Costa Rica S.A.
Actividad:	CIU 1313 Acabado de productos textiles
Dirección:	Distrito: Heredia Cantón: Heredia Provincia: Ulloa
Georeferencia:	N 9° 58' 55" O 84° 08' 52"
Solicitante:	Luis Diego Ureña
Teléfono:	2509-2200
Fecha de Muestreo:	17 de mayo de 2019
Hora de inicio del muestreo:	09:47 h
Hora de finalización del muestreo:	10:19 h
Fecha de Recepción:	17 de mayo de 2019
Fecha del Informe:	10 de junio de 2019
Tipo de muestreo:	Emisiones en fuentes fijas, muestreo isocinético
Nombre del responsable de muestro:	Ignacio Castro Navarro / Jorge Mora / Víctor Hugo Beita Guerrero
Procedimiento de muestreo:	PT-P15 I01 Muestreo de emisiones en fuentes fijas
Registro de campo:	PT-P15 R01 Registro de muestreo de emisiones en fuentes fijas

DATOS DE LA FUENTE DE EMISIÓN

Fuente de emisión:	Caldera 1
Número de registro o número de serie:	1832
Categoría:	B
Marca:	CLEAVER BROOKS
Año de fabricación:	2017
Año de instalación:	2017
Tipo de combustible:	Diesel
Tipo de fuego:	Alto
Altura de la caldera u horno (cm):	353
Tipo de ducto:	Circular
Diámetro equivalente (cm):	36
Largo del puerto de muestreo (cm):	10
Distancia puerto de muestreo – salida ("A" en cm):	350
Diámetros equivalentes en "A":	9,7
Distancia perturbación – puerto de muestreo ("B o C" en cm):	384
Diámetros equivalentes en "B o C":	10,7
Distancia entre puertos de muestreo 1 y 2 ("B" en cm):	N.A.
Diámetros equivalentes en "B":	N.A.
Cumple con el criterio de 8 y 2 o 5 diámetros:	Sí
Cantidad de puntos transversales de muestreo:	8
Ubicación de los puntos transversales de muestreo (cm):	12,4/19,0/37,0/43,6

INFORME DE ENSAYO CI-E-2019-015
PG-P05-R06 Versión 01
(Sistema de Gestión de Calidad, Norma INTE-ISO/IEC 17025:2005)

RESULTADOS DE ENSAYOS

DESCRIPCIÓN O ENSAYO	VMA	ÍTEM DE ENSAYO / (RESULTADO DE ENSAYO ± INCERTIDUMBRE)
** Temperatura de los gases (°C)	N.A.	111,0 ± 5,6
** Velocidad de los gases (m/s)	N.A.	4,3 ± 1,1
** Caudal volumétrico de los gases (Nm ³ /h) ¹	N.A.	877 ± 456
** Humedad relativa de los gases (%)	N.A.	11,8 ± 5,2
** Presión absoluta de los gases (hPa)	N.A.	899 ± 33
** Partículas suspendidas totales (mg/Nm ³) ^{1,2}	150	2,7 ± 1,6
** Concentración de oxígeno O ₂ (%v/v) ¹	N.A.	4,79 ± 0,23
** Concentración de dióxido de carbono CO ₂ (%v/v) ¹	N.A.	11,89 ± 0,17
** Concentración de monóxido de carbono CO (mg/Nm ₃) ¹	N.A.	< 1,2
** Concentración de óxidos de nitrógeno NO _x (mg/Nm ³) ^{1,2,3}	200	181 ± 16
** Concentración de dióxido de azufre SO ₂ (mg/Nm ³) ^{1,2}	1 515	< 2,8
** Aire en exceso (%)	N.A.	28
** Eficiencia de combustión (%)	N.A.	90,49 ± 0,17
** Contenido de nitrógeno en el combustible (%m/m)	N.A.	< 0,010
** Contenido de azufre en el combustible (%m/m)	N.A.	< 0,010

¹ Los resultados son expresados en base seca y referidos a condiciones normales de presión y temperatura (0 °C y 1 atm).

² Los resultados son corregidos por la concentración de oxígeno en la corriente de gases de acuerdo a lo establecido en el DE-36551-S-MINAET-MTSS Reglamento Sobre Emisión de Contaminantes Atmosféricos Provenientes de Calderas y Hornos de Tipo Indirecto, y sus respectivas reformas (DE-37301-S-MTSS-MINAET y DE-41388-S-MINAE-MTSS).

³ La concentración de óxidos de nitrógeno está expresada en términos de dióxido de nitrógeno tal y como lo establece el DE-36551-S-MINAET-MTSS.

Ensayos realizados en el Laboratorio SSI (* Ensayo Acreditado ** Ensayo No Acreditado). Ver alcance en www.eca.or.cr Permiso Sanitario de Funcionamiento 293-15 (rige 12 de marzo de 2015, vence 12 de marzo de 2020).

VMA: Valor Máximo Admisible; **N.A.:** no aplica; **N.R.:** no reportado; **°C:** grados Celsius; **m/s:** metros por segundo; **Nm³/h:** metros cúbicos normalizados por hora; **hPa:** hecto pascales; **mg/Nm³:** miligramos por metro cúbico normalizado; **%v/v:** porcentaje en volumen; **%m/m:** porcentaje en masa

La Incertidumbre reportada es una incertidumbre expandida calculada usando un factor de cobertura K = 2 con un nivel de confianza de 95%. Los resultados del Informe de Ensayo corresponden únicamente a los Ítems de Ensayo descritos.

1. PT-P15 *Muestreo de emisiones en fuentes fijas*. Métodos 1, 2, 3, 4, 5 y CTM-034 de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos, USEPA por sus siglas en inglés.



INFORME DE ENSAYO CI-E-2019-015
PG-P05-R06 Versión 01
(Sistema de Gestión de Calidad, Norma INTE-ISO/IEC 17025:2005)

INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS DEL INFORME DE ENSAYO:

VMA según DE-36551-S-MINAET-MTSS y sus respectivas reformas (DE-37301-S-MTSS-MINAET y DE-41388-S-MINAE-MTSS) Reglamento Sobre Emisión de Contaminantes Atmosféricos Provenientes de Calderas y Hornos de Tipo Indirecto, y sus respectivas reformas (DE-37301-S-MTSS-MINAET y DE-41388-S-MINAE-MTSS).



Lic. José Joaquín Ugarte Fernández, MBA, CQCR 1426
GERENTE GENERAL



<p>Hace constar que UGARTE FERNANDEZ JOSE Es Miembro Activo de este Colegio bajo el N° 01426</p> <p><i>José Joaquín Ugarte Fernández</i> Dirección Ejecutiva</p>	
<p>17-jun-2019 Fecha</p>	<p>Teléfonos 2430-6374, 4082-5597; Celular 8391-7567; Fax 2278-3604 Email: joese.joaquin@ssicostarica.com</p>

SUMINISTROS Y SERVICIOS INTEGRALES SSI, S.A.

Cédula Jurídica: 3-101-329918

Teléfonos 2430-6374, 4082-5597; Celular 8391-7567; Fax 2278-3604
Email: joese.joaquin@ssicostarica.com Tambor, Alajuela, Costa Rica

Apéndice 2. Rutinas de mantenimiento preventivo para las calderas de diésel. Fuente:
Departamento de Mantenimiento Hilos A&E.

<u>Mantenimiento Preventivo Mensual</u>		CR0041 Caldera 2 - Cleaver Brooks 250hp	
Fecha : <u>11/7/2022</u> Nombre: Luis Ureña C Puesto Mecanico Proyecto ultimo y primera semanas de mes Chequeos Visuales		Este lista de PM contienen los puntos de inspeccion por recomendacion Cleaver Books en su manual segun tabla 8-5 Capitulo 8	
Sistema de Potencia - Chequeo que esta funcionando. Y voltaje presente	Medir voltage 3 fasica entre fases <input checked="" type="checkbox"/> Volt. Sistema de 110V <input checked="" type="checkbox"/> Volt		
Inpecciona y prueba sistema de niveles, Bomba para llenar - Verifique señales y que apaga la llama y aviso por luz en tintorea	Columna Derecha funciona? <input checked="" type="checkbox"/> Se apaga? <input checked="" type="checkbox"/> Avisa bien fallo? <input checked="" type="checkbox"/> Columna Izquierda funciona? <input checked="" type="checkbox"/> Se apaga? <input checked="" type="checkbox"/> Avisa bien fallo? <input checked="" type="checkbox"/>		
Manometro - Presion es correcto? va a 0 cuando no operando y con escape abierta, el estado vidrio, numeros	Revisión - buen estado		
Inpecciona escapes de gases, del chimenea y empaques de tapas etc. Hay algunas "Puntos calientes (hot spots)"	Revisión - buen estado		
Limpieza - limpieza general, lavar con agua y retocar pinturas	Limpieza		
Los Cams - chequeo por ser flojo debe que ser muy rigida y socar donde ocupa	Revisión - buen estado		
Revisar linea de diesel - buen estado, sin goteras, chequeo filtros	Revisión - buen estado		
Límites - cuando esta trabajando por favor chequeo los limites y punto de arranque	Limite de arranque es <u>20</u> psi. Limite de trabajo es <u>80</u> psi		
Sistema de seguridad. - el e-stop para la caldera?	el e-stop para la caldera? <input checked="" type="checkbox"/> La luz de indicador (blanca) flame fail prenden? <input checked="" type="checkbox"/>		
Ruedos y vibraciones, algo raro? - Trabajando cheque estos	Suena bien? <input checked="" type="checkbox"/> Motor de inyector esta bien? <input checked="" type="checkbox"/>		
Ajuste gases - chequeo de gases, apuntar en el hoja	Cuando trabajas debe que tener un recorde de su eficiencias y gases en el registro <u>Revisión</u>		
Inspeccion del quemador.	El diseño de quemador es tanto que no es necesario limpiar tanto pero inspecciona por residuos en la punta, la distancia entre electrodo y punta, el estado de punta y sus conexiones/resortes. <u>Revisión</u>		
Inspeccion de sistema de gas	Aseguar que hay cilindros de gas una repuesto listo. Chequeo de ajuste presion y estado de líneas por fugas etc. <u>Revisión</u>		

Comentarios

<u>Mantenimiento Preventivo Mensual</u>		CR0040 Caldera 1 - Cleaver Brooks 200hp	
Fecha : <u>11/7/2022</u> Nombre: Luis Ureña C Puesto Mecanico Proyecto ultimo y primera semanas de mes Chequeos Visuales		Este lista de PM contienen los puntos de inspeccion por recomendacion Cleaver Books en su manual segun tabla 8-5 Capitulo 8	
Sistema de Potencia - Chequeo que esta funcionando. Y voltaje presente	Medir voltage 3 fasica entre fases <input checked="" type="checkbox"/> Volt. Sistema de 110V <input checked="" type="checkbox"/> Volt		
Inpecciona y prueba sistema de niveles, Bomba para llenar - Verifique señales y que apaga la llama y aviso por luz en tintorea	Columna Derecha funciona? <input checked="" type="checkbox"/> Se apaga? <input checked="" type="checkbox"/> Avisa bien fallo? <input checked="" type="checkbox"/> Columna Izquierda funciona? <input checked="" type="checkbox"/> Se apaga? <input checked="" type="checkbox"/> Avisa bien fallo? <input checked="" type="checkbox"/>		
Manometro - Presion es correcto? va a 0 cuando no operando y con escape abierta, el estado vidrio, numeros legible etc	Revisión - buen estado		
Inpecciona escapes de gases, del chimenea y empaques de tapas etc. Hay algunas "Puntos calientes (hot spots)"	Revisión - buen estado		
Limpieza - limpieza general, lavar con agua y retocar pinturas	Limpieza		
Los Cams - chequeo por ser flojo debe que ser muy rigida y socar donde ocupa	Revisión - buen estado		
Revisar linea de diesel - buen estado, sin goteras, chequeo filtros	Revisión - buen estado		
Límites - cuando esta trabajando por favor chequeo los limites y punto de arranque	Limite de arranque es <u>80</u> psi. Limite de trabajo es <u>85</u> psi		
Sistema de seguridad. - el e-stop para la caldera?	el e-stop para la caldera? <input checked="" type="checkbox"/> La luz de indicador (blanca) flame fail prenden? <input checked="" type="checkbox"/>		
Ruedos y vibraciones, algo raro? - Trabajando cheque estos	Suena bien? <input checked="" type="checkbox"/> Motor de inyector esta bien? <input checked="" type="checkbox"/>		
Ajuste gases - chequeo de gases, apuntar en el hoja	Cuando trabajas debe que tener un recorde de su eficiencias y gases en el registro <u>Revisión</u>		
Inspeccion del quemador.	El diseño de quemador es tanto que no es necesario limpiar tanto pero inspecciona por residuos en la punta, la distancia entre electrodo y punta, el estado de punta y sus conexiones/resortes. <u>Revisión</u>		
Inspeccion de sistema de gas	Aseguar que hay cilindros de gas una repuesto listo. Chequeo de ajuste presion y estado de líneas por fugas etc. <u>Revisión</u>		

Comentarios

**Apéndice 3. Hoja de tareas de mantenimiento preventivo recomendada por el fabricante
Cleaver Brooks.**

Diario *	Semanal	Mensual	Semestral	Anual
Revisar el nivel de agua	Revisar si las válvulas de combustible cierran de manera hermética	Inspeccionar el quemador	Limpiar los cortes por bajo nivel de agua	Limpiar las superficies de la cara expuesta al fuego
Desaguar caldera	Revisar la conexión articulada del combustible y del aire	Revisar las levas	Revisar el precalentador de aceite	Limpiar la caja de humo
Desaguar columna de agua	Revisar las luces y alarmas indicadoras	Inspeccionar si hay fugas de gases de combustión	Inspeccionar el producto refractario	Limpiar las superficies interiores del circuito de agua
Revisar visualmente la combustión	Revisar los controles de funcionamiento y de límite	Inspeccionar si hay puntos calientes	Limpiar los filtros de la bomba de aceite	Revisar los tanques de almacenamiento de aceite
Tratar el agua de acuerdo con el programa establecido	Revisar los controles de seguridad e interbloqueo	Revisar los procedimientos de desagüe de la caldera	Limpiar el depurador de aire y el separador de aire y aceite	Revisar las bombas de aceite
Registrar la presión o temperatura de funcionamiento de la caldera.	Revisar el funcionamiento de los cortes por bajo nivel de agua	Revisar el suministro de aire de combustión	Revisar la alineación del acoplamiento de la bomba	Revisar el visor del indicador
Registrar la presión o temperatura del agua de alimentación	Revisar si hay fugas, ruido, vibración u otras condiciones inusuales	Revisar todos los elementos de filtro	Restablecer la combustión	Retirar y reacondicionar las válvulas de seguridad
Registrar la temperatura del gases de combustión	Revisar el funcionamiento de todos los motores	Revisar los sistemas de combustible	Inspeccionar la carcasa del quemador que va al sello del producto refractario	Revisar los niveles de fluido en las válvulas hidráulicas
Registrar la presión y la temperatura del combustible	Revisar el funcionamiento general del quemador	Revisar las transmisiones de correa		Revisar las bombas de alimentación de calderas
Registrar la presión del gas	Revisar los niveles de aceite lubricante	Revisar los requisitos de lubricación		Revisar los colectores de condensado
Registrar la presión de atomización	Revisar el conjunto del analizador de llama			Revisar los sistemas de alimentación química
Revisar el funcionamiento general de la caldera y del quemador	Revisar los prensaestopas de empaquetado			Apretar todos los terminales eléctricos
Registrar la temperatura del suministro y del retorno de agua de la caldera	Revisar el visor del indicador			Revisar el sistema de alimentación del desaireador y de la caldera
Registrar la utilización del agua de reposición				Revisar los accionadores y las conexiones articuladas
Revisar el funcionamiento de los equipos auxiliares				Limpiar los visores
				Reemplazar las empaquetaduras de los agujeros de lavado/ agujeros de hombre
				Limpiar y ajustar el conjunto de piloto
				Revisar el disyuntor de ventilación de aire y vacío
			Revisar el sistema de desagüe continuo	
			Revisar el estado de la garganta del quemador	
			Revisar si hay vibraciones o acumulación de suciedad en el ventilador del aire de combustión	
			Retire los tapones e inspeccione y limpie las tuberías de corte por bajo nivel de agua (LWCO, por sus siglas en inglés) y de corte por bajo nivel de agua auxiliar (ALWCO, por sus siglas en inglés).	
			Revisar el funcionamiento de la válvula de agua de alimentación	

* Los elementos diarios se pueden realizar más de una vez al día.

Apéndice 4. Ejemplo del formato del reporte de emisiones y remociones de GEI, definido por el PPCN. **Fuente:** [68].

Datos de emisiones para todos los GEI						
GEI	Toneladas métricas de cada gas (aquí debe ser reportado el valor total de cada gas, antes de convertir con el PCG)			tCO ₂ e (aquí debe ser reportado el valor calculado utilizando el PCG de cada gas)		
	Alcance 1	Alcance 2	Alcance 3	Alcance 1	Alcance 2	Alcance 3
CO ₂						
CH ₄						
N ₂ O						
PFC						
HFC						
SF ₆						
NF ₃						
HCFC						
CFC						
TOTAL	-	-	-			
Emisiones de CO ₂ por combustión de biomasa						
Emisiones biogénicas según lo indica la norma INTE B5.						
Emisiones de CO ₂ biogénicas antropogénicas causadas por fuerza mayor.						
Descripción y resultados de la evaluación de incertidumbre de los datos, incluyendo medidas para administralas o reducir las.						

Apéndice 5. Herramientas propuestas para la identificación, análisis y evaluación del riesgo.

Fuente: [59].

Herramientas y técnicas	Proceso de valoración del riesgo					Véase el Anexo
	Identificación del riesgo	Análisis del riesgo			Evaluación del riesgo	
		Consecuencia	Probabilidad	Nivel de riesgo		
Lluvia de ideas	SA ¹⁾	NA ²⁾	NA	NA	NA	B 01
Entrevistas estructuradas o semiestructuradas	SA	NA	NA	NA	NA	B 02
Delphi	SA	NA	NA	NA	NA	B 03
Listas de verificación	SA	NA	NA	NA	NA	B 04
Análisis primario de peligros	SA	NA	NA	NA	NA	B 05
Estudios de peligro y operatividad (EPO)(HAZOP)	SA	SA	A ³⁾	A	A	B 06
Análisis de peligros y puntos críticos de control (APPCC [HÁCCP])	SA	SA	NA	NA	SA	B 07
Valoración del riesgo ambiental	SA	SA	SA	SA	SA	B 08
Estructura "¿qué pasaría si?" (EQPS [SWIFT])	SA	SA	SA	SA	SA	B 09
Análisis de escenario	SA	SA	A	A	A	B 10
Análisis del impacto en el negocio	A	SA	A	A	A	B 11
Análisis de la causa principal (ACP)	NA	SA	SA	SA	SA	B 12
Análisis de modo y efecto de falla (EMEF)	SA	SA	SA	SA	SA	B 13
Análisis de árbol de fallas	A	NA	SA	A	A	B 14
Análisis de árbol de eventos	A	SA	A	A	NA	B 15
Análisis de causa y consecuencia	A	SA	SA	A	A	B 16
Análisis de causa y efecto	SA	SA	NA	NA	NA	B 17
Análisis de capas de protección (ACDP [LOPA])	A	SA	A	A	NA	B 18
Árbol de decisión	NA	SA	SA	A	A	B 19
Análisis de confiabilidad humana	SA	SA	SA	SA	A	B 20
Análisis de esquema en corbatín (bow tie)	NA	A	SA	SA	A	B 21
Mantenimiento enfocado en la confiabilidad	SA	SA	SA	SA	SA	B 22
Análisis de circuito furtivo	A	NA	NA	NA	NA	B 23
Análisis de Markov	A	SA	NA	NA	NA	B 24
Simulación de Monte Carlo	NA	NA	NA	NA	SA	B 25
Estadísticas y redes bayesianas	NA	SA	NA	NA	SA	B 26
Curvas FN	A	SA	SA	A	SA	B 27
Índices de riesgo	A	SA	SA	A	SA	B 28
Matriz de consecuencia y probabilidad	SA	SA	SA	SA	A	B 29
Análisis de costo y beneficio	A	SA	A	A	A	B 30
Análisis de decisión por criterios múltiples (ADCM [MCDA])	A	SA	A	SA	A	B 31

¹⁾ Rotundamente aplicable RA
²⁾ No aplicable NA
³⁾ Aplicable A